

# Netzausbau vs. Smart Grid-Lösungen unter wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten

**Markus SCHWARZ, Andrea KOLLMANN**

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Altenberger Straße 69, 4040 Linz,  
+43 (0)732-2468-5664, schwarz@energieinstitut-linz.at, www.energieinstitut-linz.at

**Kurzfassung:** In der Energieversorgung vollzieht sich ein Strukturwandel zu einer stärker dezentral geprägten Energieversorgung auf Basis regenerativer Energieträger. Abgesehen von einem Netzausbau kann diese Herausforderung durch intelligente Systemlösungen bzw. Smart Grids bewerkstelligt werden, indem eine wechselseitige Kommunikation zwischen den Erzeugern, dem Netz und den Verbrauchern ermöglicht wird. Smart Grids zeichnen sich durch ein hohes Potential an Steuer- und Regelbarkeit aus und bedingen dadurch die Konkurrenz zwischen unterschiedlichen Energietechnologien bzw. Systemlösungen. Dieser Beitrag widmet sich daher der wirtschaftlichen als auch ökologischen Evaluation konkurrierender Systemlösungen in zwei repräsentativen ländlichen Netzstrukturen auf Basis einer verstärkten Integration von Photovoltaik (PV). Vorwiegend geht es dabei um den Vergleich von Netzausbau- mit Smart Grid-Lösungen unter wirtschaftlich-ökologischen Gesichtspunkten.

**Keywords:** Netzausbau, Smart Grids, Photovoltaik, wirtschaftlich-ökologische Bewertung

## 1 Einleitung und Motivation

Die zentral ausgerichtete Stromversorgung wandelt sich immer mehr zu einem komplexer werdenden System, was vor allem auf die zunehmende Integration dezentraler kleiner und mittlerer Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Diese Herausforderung kann abgesehen von einem Netzausbau durch intelligente Systemlösungen bzw. Smart Grids bewerkstelligt werden, indem eine wechselseitige Kommunikation zwischen den Erzeugern, dem Netz und den Verbrauchern ermöglicht wird. Smart Grids zeichnen sich jedoch durch ein hohes Potential an Steuer- und Regelbarkeit aus und bedingen dadurch die Konkurrenz zwischen unterschiedlichen Energietechnologien bzw. Systemlösungen.

Von allen in Frage kommenden dezentralen Strombereitstellungstechnologien weist Photovoltaik (PV) die höchste Marktdurchdringung auf und gehört zu jenen Technologien mit den höchsten zu erwartenden Steigerungsraten [1,2]. Aus diesem Grund widmet sich dieser Beitrag der wirtschaftlichen als auch ökologischen Evaluation konkurrierender Systemlösungen auf Basis einer verstärkten PV-Integration unter Berücksichtigung der dafür jeweils erforderlichen Weiterentwicklung des Stromnetzes hin zu Smart Grids. Vorwiegend geht es dabei um die Frage, welche Möglichkeiten zur Gestaltung eines intelligenten Stromnetzes auf der Niederspannungsebene bestehen, damit der zu erwartende Ausbau dezentraler Stromerzeugung effizient bewältigt werden kann. Die Steigerung der Gesamteffizienz der Netzinfrastuktur und die Erhöhung des Anteils dezentraler Energieträger innerhalb des österreichischen Energiesystems sind daher die wichtigsten Leitgedanken dieser Untersuchung.

## 2 Untersuchte Versorgungsgebiete und Systemlösungen

Als Basis für die wirtschaftlich-ökologische Bewertung dienen die Ergebnisse der vorangehenden technischen Analyse, in der nach einer Auswahl repräsentativer ländlicher Niederspannungsnetzstrukturen, Systemlösungsszenarien entwickelt wurden. Folgende Abbildung zeigt die beiden ausgewählten Netzstrukturen auf der Niederspannungsebene (Versorgungsgebiet 1: 33 Haushalte, 132 MWh Strombedarf; Versorgungsgebiet 2: 16 Haushalte + 2 Gewerbebetriebe, 237 MWh Strombedarf).

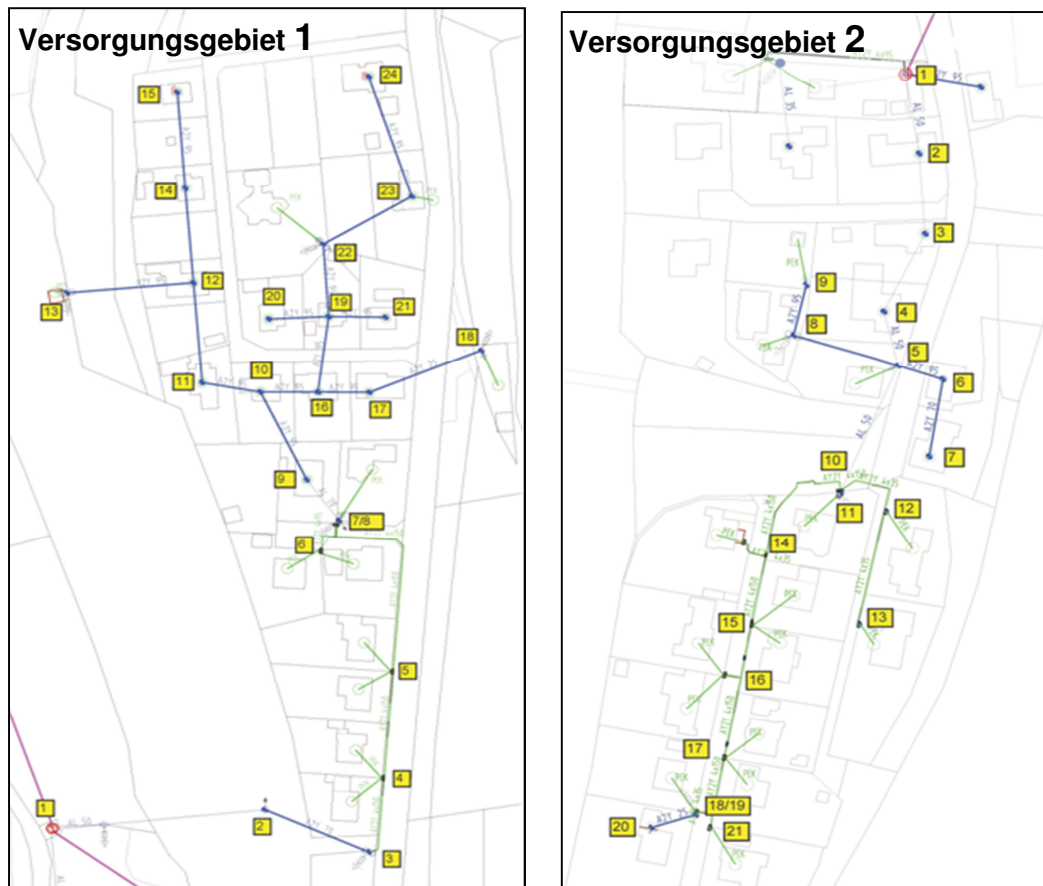


Abbildung 1: Ausgewählte repräsentative ländliche Niederspannungsnetzstrukturen

Diese Niederspannungsnetzabschnitte wurden für die durchzuführenden Netzberechnungen in das Programm NEPLAN übertragen. Zudem wurden, damit die ermittelten Angebots- und Nachfragemuster der Berechnung zugeführt werden können, entsprechende dll-Files programmiert. Dabei wurde für jeden Berechnungsschritt der Jahresreihe jedem Haushalt die Last aus dem erstellten Lastprofil zugewiesen, sowie die PV-Einspeiseleistung eingestellt, und eine Lastflussberechnung durchgeführt, wobei zwischen folgenden Systemlösungen unterschieden wurde.

<b>Referenz</b>		Referenzszenario + max. PV
<b>Netzausbau</b>		Doppelleitung im gesamten Netz
		150 mm <sup>2</sup> für alle Leitungen im Netz
		Bestimmte Leitungen durch 150mm <sup>2</sup> ersetzt
<b>Smart Grid-Lösungen</b>	Q-Regelung	Blindleistung (Q) in Abhängigkeit von der Spannung (U) (Q von U)
		Q von U + Kommunikation (Q von U alle)
		Blindleistung (Q) in Abhängigkeit von der Leistung (P) (Q von P)
		Q von U + Netztopo 0,95
	P-Regelung	Wirkleistungsbegrenzung 70 % (P von U)
		Wirkleistungsbegrenzung 70 % + Kommunikation (P von U alle)
	RONT	Regelbarer Ortsnetztrafo (RONT)
	Kombination	Q von U + P von U
		RONT + Q von U + P von U

Tabelle 1: Systemlösungsszenarien für die ausgewählte Niederspannungsnetzstruktur

Als Referenzszenario dient hierbei das maximal integrierbare PV-Potential in die bestehende Netzinfrastruktur, während bei den Netzausbau-Szenarien zwischen konventionellen und gezielten Ausbaumaßnahmen unterschieden wird. Schließlich umfasst die Mehrzahl der untersuchten Szenarien jedoch intelligente bzw. Smart Grid-Lösungen, wie Blindleistungs- und Wirkleistungsregelungen sowie kombinierten Szenarien. Die technische Analyse wurde schließlich für den Fall einer symmetrischen, unsymmetrischen und einphasigen Einspeisung durchgeführt. Diese ergibt schließlich je Szenario u.a. die maximal installierbare PV-Leistung, Netzverluste sowie die erforderliche Änderung in der Netzinfrastruktur (Trafoaustausch, usw.).

### 3 Bewertungsmethodik

Aufbauend auf die technische und energetische Analyse erfolgte die Entwicklung einer integrierten wirtschaftlichen und ökologischen Bewertungsmethodik. Als Systemgrenze wurde der gesamte Netzabschnitt inkl. Trafo (Sicht des Netzbetreibers) sowie die Sichtweise des Kunden bzw. Nutzers (Systemgrenze Gebäude) betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass die Sicht des Netzbetreibers beim jeweiligen Gebäude bzw. Kunden endet, somit wird das Augenmerk der Evaluierung auf die Rahmenbedingungen bzw. Maßnahmen gelegt, die dazu notwendig sind um den PV-Anteil im Netzabschnitt zu erhöhen.

#### 3.1 Wirtschaftliche Bewertung

Je nach Szenario sind entsprechende Investitionen in die Netzinfrastruktur und IKT notwendig um eine dezentrale PV-Einspeisung zu ermöglichen. Die intelligenten Systemlösungen bilden dabei eine Ausnahme, da diese die Integration dezentraler Einspeisung meist durch eine geregelte Betriebsweise (Blindleistungs- oder Wirkleistungsregelung) der Erzeugungstechnologie erreichen. Aus Sicht des Netzbetreibers entstehen bei innovativen Lösungen somit ausschließlich Kosten aufgrund der koordinierten Steuerung und Regelung der PV.

Die betriebswirtschaftliche Analyse erfolgte dabei nach dem Vollkostenansatz sowie der Kapitalwertmethode auf Basis der Energieträgerkosten sowie typischer Investitions- und Betriebskosten für die Netzinfrastruktur und IKT, sowie durchschnittlicher Stromkosten und PV-Einspeisetarife. Das Kostenmodell ist dabei so aufgebaut, dass ausschließlich zusätzliche Kosten berücksichtigt werden. Fixe und variable Kosten, die ohnehin für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs notwendig sind, werden nicht miteinbezogen. Aus Netzbetreibersicht sind im Wesentlichen die Kostenblöcke a) Netzverluste, b) Netzausbau und c) Trafo relevant.

#### Netzverluste

Durch eine verstärkte, v.a. fluktuierende Einspeisung von kleinen und mittleren Erzeugungseinheiten wie jener der PV, kommt es im Netzabschnitt zu häufigen Lastflussumkehrungen und somit zu erhöhten Verlusten im Netz und am Trafo [3]. Diese energetischen Verluste stellen für den Netzbetreiber auch monetäre Verluste dar und werden dementsprechend in Form von Kompensationskosten bewertet.

#### Kosten Netzausbau

Der Netzausbau auf der Niederspannungsebene ist von Fall zu Fall unterschiedlich zu bewerkstelligen bzw. hängt stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Die bestehende Netzinfrastruktur in den untersuchten Versorgungsgebieten setzt sich aus freistehenden sowie verkabelten Leitungen zusammen, wobei jeweils verschiedene Technologien bzw. Querschnitte eingesetzt werden. Dabei wird angenommen, dass, entsprechend den definierten Szenarien, ein zusätzlicher Netzausbau ausschließlich mit Verkabelung durchgeführt werden soll. Die Kosten hierfür setzen sich einerseits aus den Investitionskosten für das Kabel sowie den Grabungs- und Verlegungsarbeiten zusammen. Zum anderen sind für die Instandhaltung bzw. den Betrieb der Leitungsinfrastruktur Kosten anzusetzen, die stark von Parametern wie Verbauungsdichte, Oberflächen, Bewuchsdichte und dgl. beeinflusst werden. Auf Basis einer fundierten Literaturrecherche sowie umfangreichen Gesprächen mit Verteilnetzbetreibern konnten schließlich realistische Kostensätze für die ökonomische Evaluierung des Netzausbaus bestimmt werden [3,4].

#### Kosten Trafo

Adaptierungen am bestehenden Transformator werden gemäß der technischen Analyse ausschließlich an zwei Systemlösungsszenarien durchgeführt. Dabei wird der bestehende konventionelle Ortsnetztrafo auf einen regelbaren Ortsnetztrafo (RONT) umgerüstet bzw. durch diesen ersetzt. Trotz geringer Marktreife und hohen Kosten für den Stufensteller erhofft man sich vom RONT maximale technische Effektivität und wirtschaftliche Effizienz, wie in einigen Untersuchungen bereits bewiesen wurde [3]. Das Investment für einen Trafo bzw. RONT definiert sich maßgebend durch die Leistungsgröße, zusätzliche Betriebskosten fallen dabei nicht an. Ebenso wie für den Netzausbau wurde auch aus einer umfassenden Literaturrecherche sowie Gesprächen mit Netzbetreibern eine repräsentative Bandbreite an Kosten abgeleitet und für die vorliegenden Berechnungen zugrunde gelegt.

### **3.2 Ökologische Bewertung**

Die ökologische Analyse umfasst im Wesentlichen spezifische Emissionsfaktoren um die Einsparung an CO<sub>2</sub>e-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) zu quantifizieren, die sich durch die Strombereitstellung durch PV gegenüber dem herkömmlichen Strom-Mix

ergibt. Dazu wird der im aktuellen Stromkennzeichnungsbericht im Jahr 2013 den österreichischen Endkunden durchschnittlich bereitgestellte Strom-Mix herangezogen [5]. Demnach verursacht in Österreich die Erzeugung von Elektrizität durchschnittliche Umweltauswirkungen in der Höhe von 129,3 g CO<sub>2e</sub>/kWh, sowie etwa 0,05 mg radioaktiven Abfall/kWh. Der radioaktive Abfall ist auf den Stromimporten unbekannter Herkunft zurückzuführen. Im Zuge der ökologischen Bewertung der Substitution der konventionellen Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger wird diese Kategorie nicht weiter betrachtet. Die Emissionseinsparungen hängen dabei unmittelbar mit dem jährlichen PV-Ertrag zusammen, welcher aufgrund der Degradation bzw. altersbedingt für Photovoltaik-Anlagen jährlich um etwa 0,4 % sinkt [6]. Unter der Annahme einer Lebensdauer von 25 Jahren für PV-Anlagen und einer gleichbleibenden jährlichen Stromnachfrage sinken somit die jährlichen Emissionseinsparungen über den Beobachtungszeitraum um etwa 9 % (im Vergleich zu den Emissionsminderungen im ersten Jahr). Dementsprechend werden die über die Lebensdauer der Anlage aggregierten Emissionsminderungen errechnet und daraus durchschnittliche jährliche Einsparungen abgeleitet.

Schließlich wurden aus der umfassenden Bewertung Indikatoren abgeleitet, die einen wirtschaftlich-ökologischen Vergleich der Systemlösungen ermöglichen (z.B. EUR/t CO<sub>2e</sub>) und in einem weiteren Schritt die Bewertungsergebnisse der untersuchten Versorgungsgebiete für das Gesamtsystem Österreich hochgerechnet.

### **3.3 Hochrechnung**

Zuletzt wurden die Untersuchungsergebnisse der beiden analysierten Versorgungsgebiete für das Gesamtsystem Österreich hochgerechnet, wobei eine Extrapolation ausschließlich auf ähnlichen Netzstrukturen mit möglichst gleichartiger Versorgungsstruktur angewendet werden konnte. Dazu wurde eine Festlegung des ländlichen Raums gemäß OECD-Regionaltypologie [7] vorgenommen, wonach in Österreich 3,8 Mio. Menschen bzw. 45 % der Bevölkerung in ländlichen Regionen leben. Aufbauend auf die Festlegung der ländlichen Regionen in Österreich, wurde anhand der Bevölkerungs- und Haushaltsstruktur sowie deren Stromverbrauch und der Niederspannungsnetzstruktur die Anzahl ähnlicher Versorgungsgebiete in Österreich berechnet. Entsprechend dieser Vorgehensweise existieren in Österreich durchschnittlich 31.600 Versorgungsgebiete mit ähnlichen Charakteristika, wobei zu beachten ist, dass diese Extrapolation ausschließlich auf Basis von zwei Niederspannungsnetzstrukturen erfolgte und deshalb nur als Näherung zu sehen ist.

## **4 Bewertungsergebnisse**

Gemäß der Bewertungsmethodik wird in der Ergebnisdarstellung in einem ersten Schritt auf die Ergebnisse der technischen und energetischen Analyse der Niederspannungsnetzstrukturen eingegangen. Folgende Abbildung zeigt auf Basis der Lastflussberechnungen die zusätzlichen maximal integrierbaren PV-Potentiale (im Vergleich zur Referenz) in beiden betrachteten Netzabschnitten.

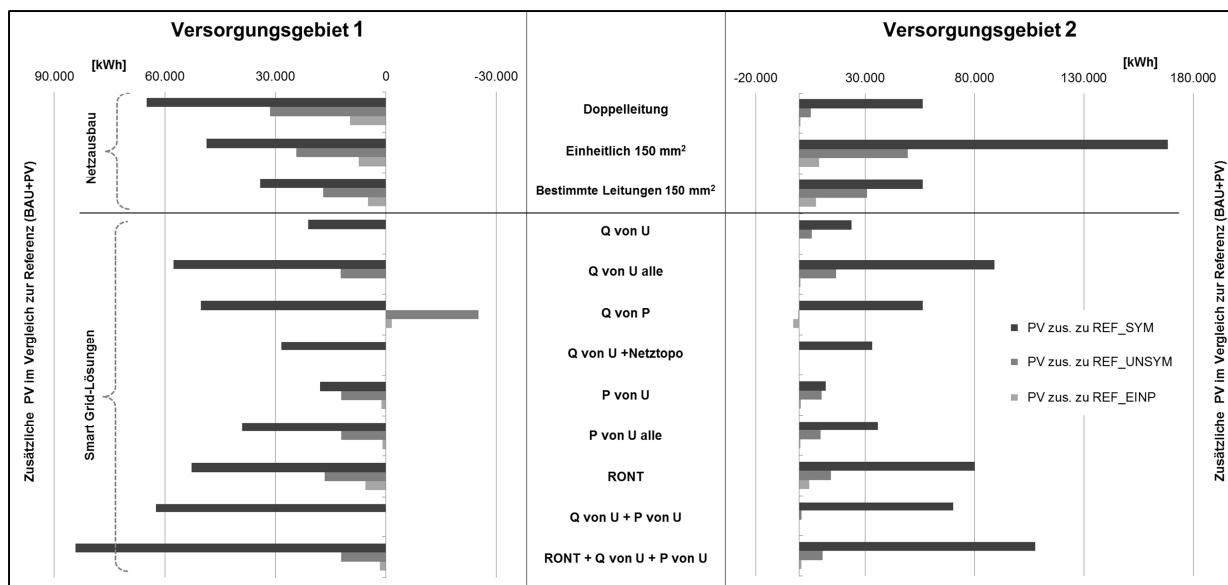


Abbildung 2: Energetische Analyse der untersuchten Netzabschnitte

Die energetischen Ergebnisse im Vergleich zur Referenz (BAU+PV) zeigen, dass ohne eine Maßnahme zu setzen beträchtliche Potentiale in der bestehenden Netzinfrastruktur aufgenommen werden können. Maximal integrierbare PV-Leistungen könnten jedoch durch konventionellen Netzausbau sowie vereinzelt intelligente Lösungen erzielt werden. Die symmetrische Netzeinspeisung stellt dabei ein Best Case-Szenario dar, während durch eine un-symmetrische Einspeisung im Mittel etwa 65 % und durch eine einphasige Einspeisung 90 % weniger an PV-Leistung integriert werden könnte. Vergleicht man dabei die Netzausbau-Szenarien mit den Smart Grid-Lösungen, so können mittels Netzausbau im Durchschnitt etwas höhere Potentiale generiert werden als durch intelligente Lösungen.

Gemäß den Ergebnissen der technischen Analyse erfolgt schließlich eine Auswertung der wirtschaftlich-ökologischen Bewertungsmethodik. Folgende Grafik zeigt die zusätzlichen im Vergleich zur Referenz spezifischen Kosten, auf Basis jährlicher Gesamtkosten im Verhältnis zu den integrierbaren PV-Potentialen.

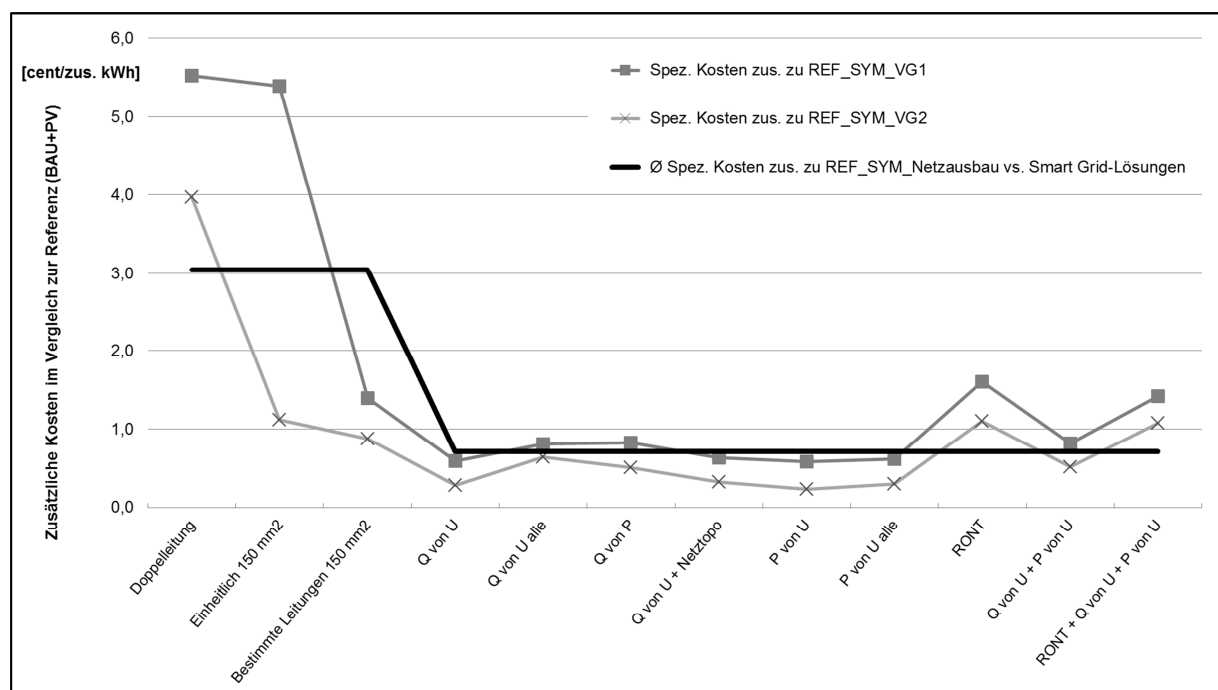


Abbildung 3: Spezifische Energiekosten der untersuchten Netzabschnitte

Aus wirtschaftlicher Sicht bestimmen bei den Netzausbau-Szenarien vorwiegend die Aufwendungen für die Ausweitung der Netzinfrastruktur die Höhe der Gesamtkosten bzw. der spezifischen Kosten. Smart Grid-Lösungen zeichnen sich durch ihre Steuer- und Regelbarkeit aus und bedingen dadurch keine beträchtlichen Investitionen in die bestehende Infrastruktur (ausgenommen die beiden RONT-Szenarien). Die hierbei anfallenden Kosten beschränken sich fast ausschließlich auf die Kompensationskosten für die Netzverluste. Somit zeigen sich in der Evaluierung in der Regel höhere spezifische Kosten für die Netzausbau-Szenarien ( $\emptyset$  3,0 cent/zusätzlicher kWh) als für die Smart Grid-Lösungen ( $\emptyset$  0,7 cent/zusätzlicher kWh).

Gemäß der energetischen Analyse ergeben sich in der ökologischen Untersuchung für jene Szenarien mit hohem PV-Potential dementsprechend hohe Emissionsminderungen. Umgekehrt kann mit geringer PV-Einspeisung weniger konventionell produzierter Strom substituiert werden, sodass weniger Emissionen eingespart werden können. In nachfolgender Abbildung werden je Szenario die jährlichen Kosten der Szenarien den dadurch generierten Emissionsminderungen gegenübergestellt und daraus die spezifischen Emissionskosten ermittelt bzw. ein ökologespezifischer Kostenvergleich angestellt.

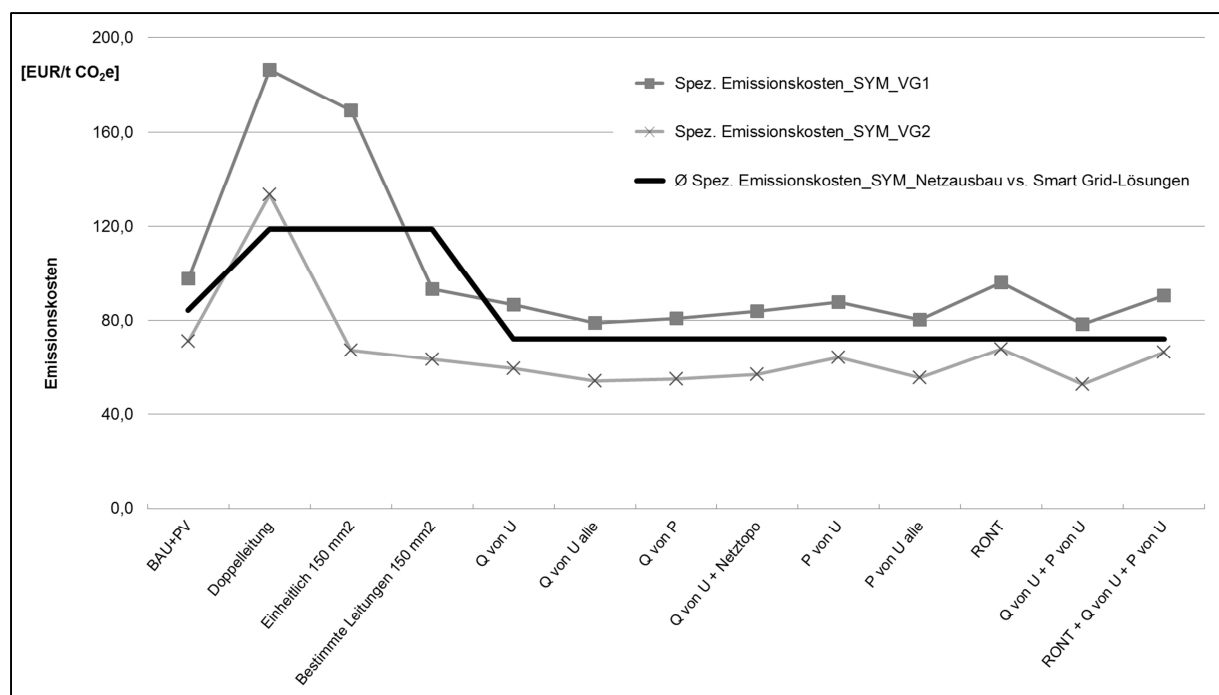


Abbildung 4: Spezifische Emissionskosten der untersuchten Netzabschnitte

Die Quantifizierung der ökologischen Effekte zeigt, dass durch die Realisierung der jeweiligen PV-Potentiale in den bestehenden Netzabschnitten erhebliche Emissionseinsparungen erzielt werden können. Gemäß der energetischen sowie ökonomischen Analyse zeigen sich auch beim ökologiespezifischen Kostenvergleich niedrigere spezifische Emissionskosten im Falle von Smart Grid-Lösungen ( $\bar{\text{O}}$  72 EUR/ t CO<sub>2</sub>e) und tendenziell höhere Kosten für die Netzausbau-Szenarien ( $\bar{\text{O}}$  119 EUR/ t CO<sub>2</sub>e), wenngleich die spezifischen Kosten im Allgemeinen als hoch eingestuft werden können.

Zuletzt werden auf Basis der etwa 31.600 Niederspannungsnetzstrukturen mit ähnlichen Eigenschaften Hochrechnungen angestellt, wobei angenommen wird, dass lediglich in 50 % der ländlichen Netzstrukturen die Systemlösungen angewendet werden können. Demnach zeigt die Hochrechnung, dass ohne eine Maßnahme zu setzen, knapp 3 TWh PV-Leistung in ländlichen Regionen in Österreich integriert werden könnte. Für die Netzausbau-Szenarien wurden dabei durchschnittlich 2,2 TWh und für die Smart Grid-Lösungen 1,6 TWh an zusätzlichen Potentialen ermittelt. Betrachtet man die Hochrechnung der Jahresgesamtkosten aus Netzbetreibersicht, so entstehen vor allem durch die Netzausbauszenarien sehr viel höhere Kosten (59 Mio. EUR/a) als für die intelligenten Lösungen (12 Mio. EUR/a). Analog zur Hochrechnung der energetischen Ergebnisse kann für das Gesamtsystem Österreich gezeigt werden, dass ohne Umsetzung der hier untersuchten Maßnahmen erhebliche Emissionsreduktionen erreicht werden können (0,5 Mio. t CO<sub>2</sub>e/a). Für die Netzausbauvarianten wurden durchschnittlich zusätzlich 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>e und für die Smart Grid-Varianten im Mittel etwas geringere zusätzliche Potentiale (0,3 Mio. t CO<sub>2</sub>e/a) quantifiziert.



## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Zusammengefasst kann für die untersuchten Versorgungsgebiete gesagt werden, dass im Falle einer symmetrischen Einspeisung erhebliche PV-Potentiale erzielbar sind. Im Falle eines gezielten Netzausbaus besteht die Möglichkeit, unter verhältnismäßig niedrigen Kosten weitere Potentiale zu integrieren. Für die Smart Grid-Lösungen wurden je nach Maßnahme unterschiedlich hohe zusätzliche PV-Potentiale ermittelt. Die Aufwendungen beschränken sich dabei vorwiegend auf die Kompensationskosten für die Netzverluste, weniger auf Investitionen in die bestehende Infrastruktur. Aus ökonomischer Sicht sind dabei die intelligenten Systemlösungen zu bevorzugen. Ebenso wie in der wirtschaftlichen Betrachtung wurden auch aus den Emissionsminderungspotentialen spezifische Kennzahlen abgeleitet. Dabei zeigen sich für die klassischen Netzausbauvarianten hohe Kosten, die aufgewendet werden müssten um eine zusätzliche t CO<sub>2e</sub> zu vermeiden bzw. einzusparen, da in diesen Fällen zwar hohe Emissionseinsparungen erzielt werden können, dies jedoch mit hohen Investitionen in die Leitungsinfrastruktur verbunden ist. Für die Smart Grid-Szenarien wurden wegen der geringeren jährlichen Gesamtkosten auch geringere ökologiespezifische Kosten ermittelt, weshalb diese Szenarien im Vergleich zu den Netzausbauszenarien als günstiger anzusehen sind. Daraus lässt sich ableiten, dass durch gezielten Netzausbau und intelligente Regelkonzepte (Blind- und Wirkleistungsregelung) wesentliche Potentiale an PV in ländliche Niederspannungsnetzstrukturen zu verhältnismäßig geringen Kosten integriert werden und damit bedeutsame Emissionsminderungen erreicht werden können.

Hierbei ist anzumerken, dass im Zuge der ökonomischen und ökologischen Untersuchung (basierend auf den technischen Analyseergebnissen) innerhalb der Netzausbau- sowie Smart Grid-Lösungen z.T. inhomogene Resultate festgestellt wurden. Fasst man demnach jeweils die Netzausbau- sowie Smart Grid-Lösungen zusammen, so sind die Ergebnisse bzw. ist der Vergleich als allgemeine Abschätzung sowie als Tendenz zu betrachten, jedoch nicht als allgemeine Aussage zu werten.

Die integrierte wirtschaftliche und ökologische Bewertung von Netzausbau- und Smart Grid-Lösungen in der Niederspannungsebene ist Teil des Forschungsprojektes „SG-Essences“ und wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.



## Referenzen

- [1] Biermayr, P. et al. (2013): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2012. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, verfügbar unter: [http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw\\_pdf/1317\\_marktstatistik\\_2012.pdf](http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw_pdf/1317_marktstatistik_2012.pdf), zuletzt am 12.12.2013.
- [2] REN21 (2012): Renewables 2012 Global Status Report, Paris, verfügbar unter: [http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013_lowres.pdf), zuletzt am 22.1.2014.
- [3] Braun, M. et al. (2012): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Kassel.
- [4] Leprich, U. et al. (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Saarbrücken.
- [5] E-Control (2013): Stromkennzeichnungsbericht 2013, verfügbar unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Stromkennzeichnungsbericht2013.pdf>, zuletzt am 7.1.2014.
- [6] Kollmann, A. et al. (2012): Betrachtung der ökonomischen, energetischen und ökologischen Effekte anlagenseitiger Sanierungsmaßnahmen im Vergleich zur thermischen Sanierung zur effizienteren Energienutzung. Studie im Auftrag des Dachverbands Energie-Klima, Linz.
- [7] Statistik Austria (2013): Regionale Gliederungen Stadt – Land, verfügbar unter: [http://www.statistik.at/web\\_de/klassifikationen/regionale\\_gliederungen/stadt\\_land/](http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/stadt_land/), zuletzt am 19.1.2014.