

Optimaler Erzeugungsmix für 100 Prozent regenerativen Strom in Österreich

Martin BOXLEITNER¹, Christoph GROISS

Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe,
Gußhausstraße 25/E370-1, 1040 Wien;
Tel.: +43 (0)1 58801 37314; Fax: +43 (0)1 58801 37399;
e-Mail: martin.boxleitner@tuwien.ac.at; www.ea.tuwien.ac.at

Kurzfassung:

Auf Basis von meteorologischen Messdaten und daraus abgeleiteten, regenerativen Erzeugungszeitreihen werden Methoden entwickelt, die eine optimale Kombination dieser Wertereihen unter Vorgabe von verschiedenen Optimierungszielen ermöglichen. Es werden in einem ersten Schritt regionale Optimierungen durchgeführt. Die in sich optimalen Regionen werden schließlich zusammengefasst, um dadurch Ausgleichseffekte zu zeigen. Abschließend dient ein globaler Optimierungsansatz dazu, zu zeigen, dass sich das Potenzial für Ausgleichseffekte noch weiter erhöhen lässt, wenn die betrachteten Gebiete ausgedehnt werden.

Keywords: Regeneratives Energiesystem, optimaler Erzeugungsmix, Ausgleichseffekte

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Der globale Energieverbrauch steigt kontinuierlich, getrieben beispielsweise durch die Industrialisierung von Schwellenländern. Um die Nachfrage bedienen zu können setzt man zumeist auf konventionelle, fossil befeuerte Kraftwerke. Dies führt zu einem immer stärkeren Wettbewerb um die begrenzten Ressourcen und damit verbunden zu höheren Preisen. Zudem besteht das Problem, dass diese Rohstoffe sehr inhomogen über die Erde verteilt sind. Dies führt dazu, dass viele Länder (z.B. auch Österreich) vom Import fossiler Brennstoffe abhängig sind. Darüber hinaus wird durch den Ausstoß von Treibhausgasen in konventionellen thermischen Kraftwerken der Klimawandel negativ beeinflusst.

Um den dargestellten Auswirkungen entgegen zu treten, ist es notwendig einen Paradigmenwechsel im Energiesystem anzustreben. Eine Substitution von fossil befeuerten Anlagen durch alternative Energieformen wie Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik (PV) wird das zukünftige elektrische Energiesystem prägen.

Regenerativen Energieformen wie Windenergie oder PV bringen jedoch neben all ihren positiven Eigenschaften (kostenloser Primärenergie, keine Treibhausgasemission, lokale/dezentrale Energieerzeugung statt Importen, etc.) auch Nachteile mit sich. So sind die Dargebote dieser alternativen Quellen sehr volatil und lokal sehr unterschiedlich verteilt.

¹ Jungautor

Zudem verfügen diese Technologien über wesentlich geringere Volllaststunden als konventionelle Kraftwerke, weshalb viel höhere Leistungen installiert werden müssen, um die gleiche Menge an Energie bereitstellen zu können. Diese Gründe haben somit unmittelbare Auswirkungen auf die Übertragungskapazitäten der elektrischen Energienetze. Speichern wird in zukünftigen Energiesystemen eine wesentliche Rolle im Ausgleich zwischen volatiler Erzeugung und dem Verbrauch zukommen, um zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie, und damit den Betrieb, sicherzustellen.

Ein wesentliches Ziel des Projektes „Super-4-Micro-Grid – Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel“ war es daher, ein Energiesystem für Österreich zu durchdenken, das es ermöglicht mit Wasserkraft, Windkraft und PV eine 100%ige Versorgung mit elektrischem Strom bereitzustellen. Es wurden Methoden entwickelt, um die Potenziale und Charakteristika der verschiedenen Erzeugungsformen optimal auszunutzen, um damit die Last zu decken. Die verschiedenen Optimierungsziele und die angewendeten Methoden, sowie die damit gewonnenen Ergebnisse sollen in diesem Paper diskutiert werden.

2 Methodik

In diesem Kapitel sollen in einem ersten Schritt die zugrunde gelegten Daten erläutert werden. Es werden weiters die verschiedenen Optimierungsziele und die angewendeten Optimierungsmethoden vorgestellt.

2.1 Datenbasis

In vorangegangenen Studien konnten Zeitreihen für Windkraft [1], Photovoltaik [2] und Wasserkraft auf Basis meteorologischer Messdaten gewonnen werden, welche für einen Zeitraum von 15 Jahren (1994 bis 2008) Erzeugungsdaten in stündlicher Auflösung für jede Region umfassen. Für die Ermittlung von Ausgleichspotenzialen wurde Österreich unter meteorologischen Gesichtspunkten (ähnliche Dargebotscharakteristik der umfassenden Messstationen, etc.) in acht Regionen eingeteilt. Somit liegen 24 Erzeugungszeitreihen für die weitere Verarbeitung vor.

Für die Ermittlung der Flächenpotenziale für Windkraft und Photovoltaik in den acht Regionen wurde ein Geoinformationssystem (GIS) eingesetzt. Auf Basis von technisch-rechtlichen Restriktionen (z.B. Naturschutzgebiete ausgeschlossen, Mindestabstände zu bebauten Gebieten, etc.) konnten die regionalen Flächenpotenziale ermittelt werden.

Für die Modellierung der Last wurde auf Daten der e-Control aus den Jahren 2007 und 2008 zurückgegriffen. Die österreichische Gesamtlast wurde auf Basis von geographischen Daten in acht Regionslastgänge, ebenfalls in stündlicher Auflösung, umgerechnet.

Um die Daten einfacher handhaben zu können und die Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Erzeugungsformen zu erleichtern, wurden alle Datenreihen auf einen mittleren Jahresertrag von 1.000 pro Jahr über den Zeitraum von 15 Jahren normiert.

2.2 Optimierungsziele

Das zentrale Element im betrachteten Energiesystem, welches den ständigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch an elektrischer Energie sicherstellt, sind Speicher, wobei die konkrete Technologie (Pumpspeicher, chemische Speicher in Elektrofahrzeugen, etc.) hier noch keine Rolle spielt. Es soll damit gezeigt werden, in welcher Größenordnung (Energieinhalt und Leistung) Speicher verfügbar sein müssen, um den an sie gestellten Anforderungen in einem überwiegend regenerativen System gerecht zu werden.

Das übergeordnete Ziel der Optimierung ist es, die Erzeugungswertreihen so zu kombinieren, dass sich dadurch ein minimaler Speicherbedarf ergibt. Für das zu simulierende Gesamtsystem wurde eine Einteilung der Speicher in Tages- und Jahresspeicher angenommen. Aufbauend auf dieser Unterteilung wurden folgende sechs Optimierungsziele, gegliedert in drei Gruppen, definiert:

- *Intraday*: Diese Gruppe dient der Betrachtung des Energieinhaltes der Tagesspeicher.
 - *Minimaler Überschuss intraday*: Bei diesem Optimierungsziel wird angestrebt, die Erzeugungszeitreihen so zu kombinieren, dass sich der maximal auftretende Überschuss (mehr Erzeugung als Last) innerhalb eines Tages minimiert. Dies kann beispielsweise als Maß für den minimalen Speicherinhalt des Untersees eines Pumpspeicherkraftwerk interpretiert werden, welcher für den Tagesausgleich notwendig wäre. Aufgrund der hier noch fehlenden Speicherbewirtschaftung darf dies aber nicht mit den tatsächlichen Speicherkapazitäten verwechselt werden, die für einen ganzjährigen Systembetrieb notwendig sind.
 - *Minimales Defizit intraday*: Ähnlich dem obigen Ziel werden hier die Aufbringungswertreihen so gewichtet, dass sich das maximale Defizit (mehr Last als Erzeugung) innerhalb eines Tages minimiert. Interpretieren lässt sich dies als der minimale Energieinhalt des Obersees eines Speicherkraftwerks, welches für den Ausgleich innerhalb eines Tages zuständig ist. Auch hier wurde die Speicherbewirtschaftung noch vernachlässigt, weshalb dies nicht als Speichermaß für den tatsächlichen Systembetrieb interpretiert werden kann.
- *Intrayear*: Diese Gruppe dient der Betrachtung des Energieinhaltes der Jahresspeicher. Die Ergebnisse können als Maß für Größenordnungen der Speicherseen bei Pumpspeicherkraftwerken verstanden werden.
 - *Minimaler Überschuss intrayear*: Bei diesem Optimierungsziele wird die Idee verfolgt, den maximalen Überschuss innerhalb eines Jahres durch die ideale Gewichtung der Erzeugungszeitreihen zu minimieren.
 - *Minimales Defizit intrayear*: Obigem Beispiel folgend, sollen in diesem Fall die Wertreihen so kombiniert werden, dass das maximale Defizit innerhalb eines Jahres minimiert wird.
- *Stundenwert*: Diese Gruppe dient der Betrachtung der Leistungen von Pumpen bzw. Turbinen der Speicher.

- *Minimaler positiver Stundenwert:* Ziel ist es, die regenerativen Aufbringungszeitreihen so zu kombinieren, dass der maximale, positive Stundenwert (mehr Erzeugung als Last) minimal wird. Damit kann auf die notwendige Pumpleistung geschlossen werden.
- *Minimaler negativer Stundenwert:* Es gilt hier die Gewichtung der Erzeugungszeitreihen so zu optimieren, dass der maximale, negative Stundenwert (mehr Last als Erzeugung) minimal wird. Daraus ergibt sich ein Maß für die notwendige Turbinenleistung bei Speicherkraftwerken.

2.3 Optimierungsrahmen

Durch die Festlegung von acht Regionen eröffnet sich die Möglichkeit die Optimierung „regional“ bzw. „global“ durchzuführen:

- *Regionale Optimierung:* Es werden die regionalen Erzeugungswertereihen (jeweils eine Wertereihe für Wind, PV und Wasserkraft) zu einem Mix kombiniert, welcher im Zusammenwirken mit der regionalen Last das Optimierungsziel am besten erfüllt.
- *Globale Optimierung:* Hier werden alle Erzeugungszeitreihen (jeweils acht Wertereihen für Wind, PV und Wasserkraft) verwendet, um damit einen idealen Erzeugungsmix für Österreich zu generieren. Im Vergleich zur regionalen Optimierung besteht hier die Möglichkeit auch Ausgleichseffekte über Regionen hinweg zu nutzen, um damit gegebenenfalls den Gesamtspeicherbedarf zu senken.

2.4 Optimierungsmethoden

Der allgemeine Ansatz zum Lösen des hier dargestellten Problems basiert darauf, in einem ersten Schritt für den jeweils zu untersuchenden Erzeugungsmix und den zu geografischen Betrachtungsraum den worst-case zu ermitteln. Beispielsweise wird beim Optimierungsziel „Minimaler Überschuss intraday“ aus allen Tagesüberschüssen (im Betrachtungszeitraum von 15 Jahren handelt es sich dabei um 5479 Tage) der schlechteste (= höchste) Wert ermittelt. Dies stellt den worst-case für den gewählten Mix dar. Nun wird die Zusammenstellung der Erzeugung durch eine andere Gewichtung der Zeitreihen verändert und wiederum der schlechteste Fall gesucht. Unter allen schlechtesten Fällen wird nun der beste Fall (= Minimum), und damit das optimale Mixverhältnis der Erzeugungstechnologien für den betrachteten Bereich bestimmt.

Für die Suche des optimalen Erzeugungsmix wurden unterschiedliche Ansätze angedacht, welche nachfolgend kurz dargestellt werden:

- *Enumeration:* Dabei wurde versucht, alle möglichen Kombinationen von Erzeugungsmixen zu durchlaufen und den oben dargestellten Algorithmus des Findens des Minimums in einer Menge von Maxima anzuwenden. Diese Vorgehensweise stößt jedoch schnell an ihre Grenzen, da die Menge der Varianten, beeinflusst durch verschiedenen Parameter wie Schrittweite, Anzahl der Erzeugungszeitreihen, etc., sehr schnell ansteigt („Kombinatorische Explosion“).

Im Rahmen der regionalen Optimierung (zwei Erzeugungswertereihen, energetische Volldeckung: Summe der Erzeugungsgewicht ist 100%, Schrittweite: 1% → 101

mögliche Kombinationen) konnten hier noch brauchbare Ergebnisse in angemessener Rechenzeit erzielt werden. Durch Ausdehnung des Optimierungsrahmens auf 16 Erzeugungsreihen (acht Regionen mal 2 Erzeugungsreihen (Wind und PV)) bei einer Schrittweite von 1% und energetischen Volldeckung sind $2,4 \cdot 10^{18}$ Kombinationen möglich. Dies stellt einen sehr hohen Rechenaufwand dar und erfordert die Suche nach alternativen Methoden.

- *Optimierungsmodell:* Unter Zuhilfenahme verschiedener Softwarelösungen (z.B. Excel-Solver) wurden Optimierungsmodelle aufgestellt, welche gute Lösungen auch bei globaler Optimierung in vertretbarer Rechenzeit liefern. Es kann jedoch aufgrund der hochgradigen Nichtlinearität des Problems mit den bereitgestellten Methoden (z.B. Gradientenverfahren, etc.) nicht sichergestellt werden, dass das globale Optimum gefunden wird. Dies zeigt sich vor allem daran, dass durch die Vorgabe unterschiedlicher Startwerte verschiedene, lokale Optima gefunden werden.
- *Monte Carlo Simulation:* Um dem Problem der unterschiedlichen lokalen Optima bei verschiedenen Startwerte entgegen zu treten, wurde eine Monte Carlo Simulation implementiert. Unter Zuhilfenahme von gleichverteilten Zufallszahlen wird in diesem Fall eine Vielzahl von Startwerten generiert, auf deren Basis das zuvor beschriebene Optimierungsmodell angewendet wird. Es können damit Mixverhältnisse ermittelt werden, welche als Startwerte für Gradientenverfahren in einem weiteren Schritt genauer untersucht werden. Aufgrund der hohen Anzahl an möglichen Kombinationen ist eine entsprechend große Menge an Startbedingungen zu generieren, weshalb auch hier die Rechenzeit sehr hoch ist.

3 Ergebnisse

Es werden die Ergebnisse des Optimierungsprozesses für die unterschiedlichen Zielfunktionen dargestellt, wobei ausgehend von der regionalen Optimierung die Regionsergebnisse präsentiert werden. Der Übergang hin zum Optimum wird unter Anwendung zweier unterschiedlicher Ansätze durchgeführt, wodurch das Potenzial für Ausgleichseffekte gezeigt werden soll.

Für die hier dargestellten Ergebnisse wurde vereinfachend angenommen, dass jede Erzeugungstechnologie in der Lage ist, den Energiebedarf vollständig zu decken. Zudem wurden für die weiteren Analysen nur die Erzeugung aus Windkraft und PV herangezogen.

3.1 Regionale Optima

Die moderate Anzahl an Mischungsmöglichkeiten, unter den Voraussetzungen einer regionalen energetischen Volldeckung der Last bei einer Schrittweite von 1%, erlaubt es, das Verfahren der Enumeration anzuwenden. Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der Optimierung für das Ziel „minimaler Überschuss intraday“ für jede Region zusammen. Aufgrund der Normierung der Eingangsdaten auf einen mittleren jährlichen Ertrag von 1000 1/a stellen die angegebenen Werte für Überschüsse und Defizite jeweils Anteile des mittleren Tagesertrags ($1000 \text{ 1/a} / 365 \text{ d/a} = 2,7397 \text{ 1/d}$) dar. So bedeutet beispielsweise von Wert von 0,22 (Region 2, Überschuss intraday), dass bei einem optimalen Mixverhältnis (hier: 95% PV und 5% Wind) 22% des mittleren Tagesbedarfs in Form von Pumpenergie notwendig sind, um auch

am schlechtesten Tag ausgeglichen bilanzieren zu können. Die Stundenwerte wurden in Anteile der Maximallast umgerechnet.

Tabelle 1: Regionale Ergebnisse der Optimierung "Minimaler Überschuss intraday" (grau hinterlegt) in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundewert)

Region	PV-Anteil [%]	Wind-Anteil [%]	Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundewert	neg. Stundewert
1	96	4	0,03	-0,02	1,65	-0,77	0,0601	-0,0133
2	95	5	0,22	-0,14	14,46	-7,28	0,5251	-0,1288
3	91	9	0,09	-0,06	5,37	-2,83	0,2367	-0,0569
4	97	3	0,12	-0,08	6,90	-4,21	0,3224	-0,0721
5	72	28	0,42	-0,26	20,65	-11,69	0,8863	-0,2346
6	86	14	0,16	-0,11	8,81	-4,52	0,3691	-0,0952
7	96	4	0,19	-0,13	12,63	-6,25	0,4258	-0,1130
8	78	22	0,47	-0,32	27,62	-15,01	1,0291	-0,2861
Summe			1,71	-1,12	98,08	-52,56	3,8545	-1,0000

Neben den Werten für das gewählte Optimierungsziel werden auch alle weiteren Ergebnisse der anderen Ziele berechnet. Hierbei handelt es sich nicht um die optimalen Werte, sondern lediglich um jene Ergebnisse, welche sich bei dem ermittelten Mixverhältnis ergeben.

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse für das Optimierungsziel „minimaler Überschuss intrayear“. Im Vergleich zu Tabelle 1 ergeben sich in diesem Fall wesentlich andere Mixverhältnisse für Windkraft und PV in den verschiedenen Regionen.

Tabelle 2: Regionale Ergebnisse der Optimierung "Minimaler Überschuss intrayear" (grau hinterlegt) in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundewert)

Region	PV-Anteil [%]	Wind-Anteil [%]	Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundewert	neg. Stundewert
1	57	43	0,16	-0,02	1,14	-0,84	0,2000	-0,0133
2	36	64	0,60	-0,15	11,89	-6,37	0,9442	-0,1287
3	67	33	0,18	-0,07	4,73	-2,89	0,3478	-0,0569
4	92	8	0,17	-0,08	6,81	-4,21	0,4481	-0,0721
5	17	83	0,94	-0,27	17,18	-20,04	0,8767	-0,2329
6	77	23	0,23	-0,11	8,00	-4,49	0,4379	-0,0952
7	52	48	0,74	-0,13	9,96	-6,26	0,9400	-0,1130
8	15	85	0,96	-0,33	18,14	-20,42	0,8548	-0,2859
Summe			3,98	-1,16	77,85	-65,52	5,05	-0,9981

3.2 Globales Optimum und Ausgleichseffekte

In einem ersten Schritt wurden die ermittelten Mixverhältnisse für die jeweiligen Optimierungsziele übernommen und damit eine Gesamterzeugungsreihe für Österreich, unter Zuhilfenahme der regionalen Gewichtungsfaktoren, berechnet. Für diese Wertereihe wurden wiederum alle Optimierungszielwerte (max. Überschuss intraday, max. Defizit intraday, etc.) ermittelt. Diese Ergebnisse wurden den Summen der Regionaloptimierung (Tabelle 1 und Tabelle 2) gegenübergestellt und so das Ausgleichspotenzial ermittelt. Die beschriebene Vorgangsweise entspricht der Idee, alle Regionen mit ihren regional optimalen Erzeugungsmixen mit einander zu verbinden. Tabelle 3 fasst die Ergebnisse zusammen.

Man sieht, dass alleine das Zusammenschalten der, für sich optimalen, Regionen positive Auswirkungen auf die gewählten Systemparameter hat. Es lassen sich bei allen Parametern Verbesserung in einem Bereich zwischen 0,83% und 33,67% erzielen.

Tabelle 3: Ausgleichseffekte durch Verschaltung der Regionen: Ergebnisse der regionalen und globalen Betrachtung in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundewert) sowie die Änderung (Delta) in Prozent für die Optimierungsziele „minimaler Überschuss intraday“ und „minimaler Überschuss intrayear“ (grau hinterlegt).

		Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundenwert	neg. Stundenwert
min. Überschuss. intraday	regional	1,71	-1,12	98,08	-52,56	3,85	-1,00
	Verschaltung	1,56	-1,08	95,12	-50,72	3,35	-0,99
	Delta	-8,31%	-3,97%	-3,02%	-3,49%	-13,12%	-0,83%
min. Überschuss intrayear	regional	3,98	-1,16	77,85	-65,52	5,05	-1,00
	Verschaltung	2,67	-1,09	63,51	-43,46	3,96	-0,98
	Delta	-32,85%	-5,53%	-18,43%	-33,67%	-21,64%	-2,27%

Um die regional unterschiedliche Energieaufbringung und die durch Zusammenschaltung der Regionen erzielbaren Ausgleichseffekte zu veranschaulichen, werden im Folgenden Tagesverläufe auch grafisch dargestellt. Abbildung 1 zeigt die Tagesganglinien Erzeugung, Last und Speicher sowie die Erzeugung aus Windkraft und PV für alle acht Regionen für einen repräsentativen Tag (14.2.1997) für die idealen Erzeugungsmixe lt. Tabelle 2. Dabei sind die auftretenden Stundenleistungswerte auf die maximal auftretende Last P_{\max_Last} normiert. Es zeigen sich hier regionale Erzeugungsspitzen, welche den Lastmaximalwert z.T. um ein Vielfaches (Region 6: mehr als achtfach) überschreiten. Zudem zeigen sich unterschiedliche Zusammensetzungen in der Erzeugungsstruktur: So ist am gewählten Tag die Region 1 Wind-dominiert, wohingegen Region 7 extrem PV-dominiert ist.

Abbildung 2 zeigt die normierten Ganglinien für den gleichen Tag, jedoch nach Verschaltung der Regionen – also über Gesamt-Österreich. Hier sieht man, dass die maximal auftretende Erzeugungsspitze zur Mittagszeit bei es dem 2,7-fachen der Maximallast liegt. Durch das Zusammenführen der für sich optimalen Regionen können somit hohe Leistungsspitzen geglättet werden.

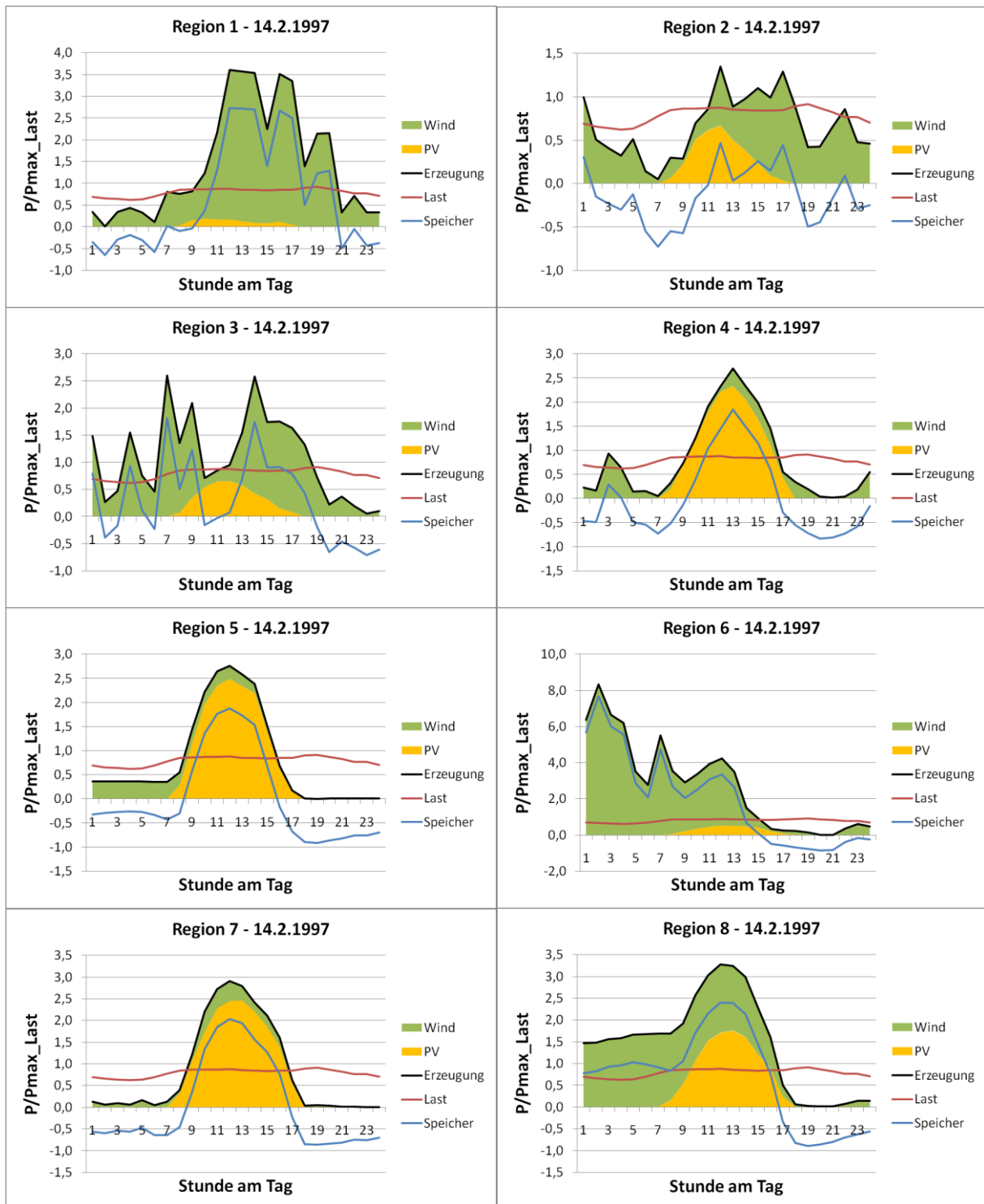


Abbildung 1: Auf die maximal auftretende Last P_{\max_Last} normierte Tagesganglinien von Erzeugung, Last und Speicher sowie Erzeugung aus Windkraft und PV für acht Regionen

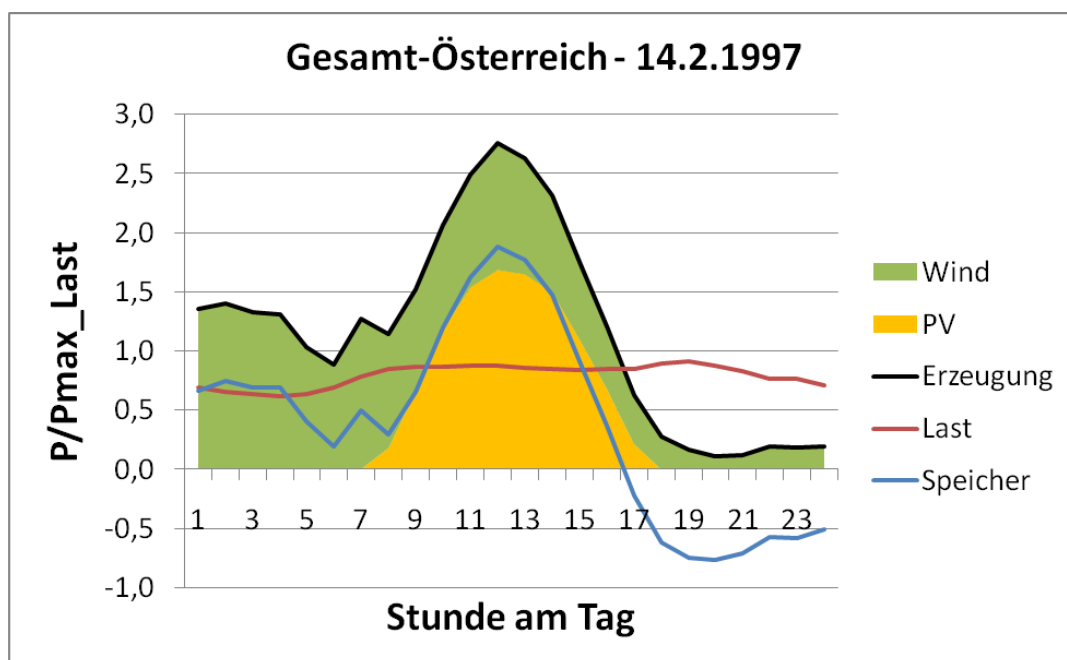


Abbildung 2: Auf die maximal auftretende Last P_{\max_Last} normierte Tagesganglinien von Erzeugung, Last und Speicher sowie Erzeugung aus Windkraft und PV nach Verschaltung der acht Regionen zu Gesamt-Österreich

Trotz des hier gezeigten Verbesserungspotenzials handelt es sich hierbei noch nicht um das globale Optimum. Dieses wird mit Hilfe eines Optimierungsmodells ermittelt. Dabei wurde für die 16 Erzeugungswerte (acht Wind, acht PV) davon ausgegangen, dass sie am Beginn der Optimierung alle gleich stark gewichtet sind und die österreichische Last energetisch vollständig gedeckt werden kann. Für diese vorläufige Betrachtung wurden auch die regionalen Potenzialgrenzen außer Acht gelassen.

Tabelle 4 zeigt die Mixverhältnisse je Technologie und Region für das Optimierungsziel „minimaler Überschuss intraday“ bei globaler Optimierung, sowie die Regionsgewichtungen. Die Mixe in den Regionen sind sehr unterschiedlich. Da in dieser Berechnung die regionalen Potenzialflächen nicht berücksichtigt wurden, besteht für die „reale“ Umsetzung möglicherweise das Problem, dass nicht ausreichend Potenzial vorhanden ist.

In Tabelle 5 ist der Vergleich zwischen Optimum durch Verschaltung und globalem Optimum wiederum für das gleiche Optimierungsziel dargestellt. Es zeigt sich, dass das globale Optimum noch weiteres Einsparungspotenzial bei allen Zielen mit sich bringt.

Tabelle 4: Ergebnisse der globalen Optimierung „minimaler Überschuss intraday“ - Mixanteile je Region und Technologie sowie Regionsgewicht

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6	Region 7	Region 8
PV	90,8%	77,3%	67,1%	98,9%	48,4%	96,7%	70,8%	56,3%
Wind	9,2%	22,7%	32,9%	1,1%	51,6%	3,3%	29,2%	43,7%
Gewicht	22,5%	9,5%	10,9%	7,4%	16,9%	7,6%	10,6%	14,7%

Tabelle 5: Vergleich der Ergebnisse der regionalen Verschaltung und der globalen Optimierung in Anteilen des mittleren Tagesbedarfs (Überschuss bzw. Defizit) bzw. in Anteilen der Maximallast (Stundewert) sowie die Änderung (Delta) in Prozent für das Optimierungsziele „minimaler Überschuss intraday (grau hinterlegt).

	Überschuss intraday	Defizit intraday	Überschuss intrayear	Defizit intrayear	pos. Stundewert	neg. Stundewert
Optimum Verschaltung	1,56	-1,08	95,12	-50,72	3,35	-0,99
Globales Optimum	1,46	-1,08	83,95	-45,98	3,50	-0,98
Delta	-6,5%	-0,2%	-11,7%	-9,3%	4,6%	-0,8%

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die regionale Optimierung nach unterschiedlichen Zielfunktionen hat gezeigt, dass sich die ergebenden Mixverhältnisse sehr wesentlich voneinander unterscheiden können, je nachdem, welches Kriterium angewendet wird. Durch Verschaltung der für sich optimalen Regionen konnten überregionale Ausgleichseffekte nachgewiesen werden. Je größer das betrachtete Gebiet ist, desto mehr Potenzial besteht für den Ausgleich bei den Erzeugungstechnologien, bedingt durch unterschiedliche Wetterlagen.

Es wurden Tagesganglinien analysiert, welche auch den Effekt des überregionalen Ausgleichs zeigen. So wurde an einem repräsentativen Beispiel gezeigt, dass die regionalen Erzeugungen Spitzen in der Größenordnung der 8-fachen Maximallast verursachen. Durch Verschaltung der Teilgebiete konnte hier eine wesentliche Verbesserung erreicht werden.

Fasst man alle verfügbaren Erzeugungszeitreihen in einer globalen Optimierung zusammen, so können dadurch noch weitere Verbesserungspotenziale in Form von Ausgleichseffekten und daraus resultierenden geringeren Speicherbedarf (Energieinhalt und Leistung) ausgeschöpft werden. Es empfiehlt sich somit, ohne noch Rücksicht auf den leitungsgebundenen Stromtransport Rücksicht zu nehmen, den zu optimieren Betrachtungsraum möglichst groß zu fassen.

Auf Basis der entwickelten Methoden können die Optimierungsmodelle weiter angepasst werden, beispielsweise durch die Einbeziehung der Wasserkraft, der Hinzunahme der regionalen Erzeugungspotenziale, etc. Weiters sollen alternative Optimierungsmethoden (Pattern Search, genetische Algorithmen) auf ihre Eignung, das vorliegende Problem zu lösen, implementiert werden. Zudem können vereinfachte Lastflussrechnungen in Form von regionalen Bilanzmodellen aufgestellt werden und eine durchgängige Speicherbewirtschaftung umgesetzt werden.

Literatur

- [1] Boxleitner, M.; et al.: Super-4-Micro-Grid und das Österreichische Windpotenzial; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12. Februar 2010, TU Graz
- [2] Groiß, Chr.; et al.: Photovoltaik-Erzeugung für eine regenerative Vollversorgung Österreichs; 11. Symposium Energieinnovationen, 10.-12. Februar 2010, TU Graz

Das Projekt „Super-4-Micro-Grid“ wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

