

Zeitschrift: Regio Basiliensis : Basler Zeitschrift für Geographie

Herausgeber: Geographisch-Ethnologische Gesellschaft Basel ; Geographisches Institut der Universität Basel

Band: 49 (2008)

Heft: 3

Artikel: Optimale Stromeinkäufe durch raumbezogene Verbrauchprognosen

Autor: Gysi, Michael

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1088310>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 15.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Optimale Stromeinkäufe durch raumbezogene Verbrauchsprognosen

Michael Gysi

Zusammenfassung

Dieser Beitrag befasst sich mit den Einflussfaktoren für eine optimale Prognoseberechnung des Stromverbrauchs auf regionaler bis lokaler Ebene, wobei kantonale und regionale Besonderheiten berücksichtigt werden. Einbezogen in Modellrechnungen zeigen diese Faktoren den Weg zu einer optimalen Stromversorgung einerseits und einer Umsetzung des Nachhaltigkeitsgedankens in der Energiewirtschaft andererseits. Stromverbrauchsprognosen für Elektrizitätsversorgungsunternehmungen lassen sich durch den Einbezug räumlicher Aspekte, wie beispielsweise den unterschiedlichen strukturellen Merkmalen verschiedener Regionen, optimieren. Zudem werden durch die kommende Marktliberalisierung in der Schweiz höhere Qualitätsansprüche an Verbrauchsprognosen gestellt. In der Summe ergibt sich hier ein Bild davon, wie Unternehmen der Privatwirtschaft einen Beitrag zum nachhaltigen Stadt- und Regionalmanagement leisten und wie sich Wirtschaftlichkeit und nachhaltige Bewirtschaftung von (Planungs-)Regionen innerhalb sorgfältig definierter Perimeter ergänzen können.

1 Einleitung

Stadt- und Regionalmanagement befasst sich mit verschiedenen Aspekten einer zukunftsgerichteten Entwicklung, zu der auch Standortmarketing gehört. Dabei achten Städte und Regionen in zunehmendem Masse darauf, wie sie ihre komparativen Vorteile ausbauen, sich besser in Wert setzen und positive wirtschaftliche Entwicklungen einleiten, mit denen den Herausforderungen des anhaltenden Strukturwandels begegnet werden kann. Stadt- und Regionalmanagement bezeichnet ganz überwiegend eine Aufgabe der guten Regierungsführung, der öffentlichen Verwaltungen und der Allianzen von Gemeinwesen, die sich dem Hauptziel verschreiben, Standortattraktivität zu schaffen, gute Steuerzahler – Personen wie Unternehmen – für den Standort zu gewinnen und langfristig an einen Standort zu binden. Jedoch reagieren auch die Wirtschaft und die Unternehmen auf Strukturwandel und nehmen firmen- oder standortinterne Anpassungen vor. Sie bewerten Standorte neu, bewirtschaften sie, nehmen regionale Marktanpassungen vor. Dabei folgen Unternehmen ihrer eigenen, profitmaximierenden Logik, die mit einem Stadt- und Regionalmanage-

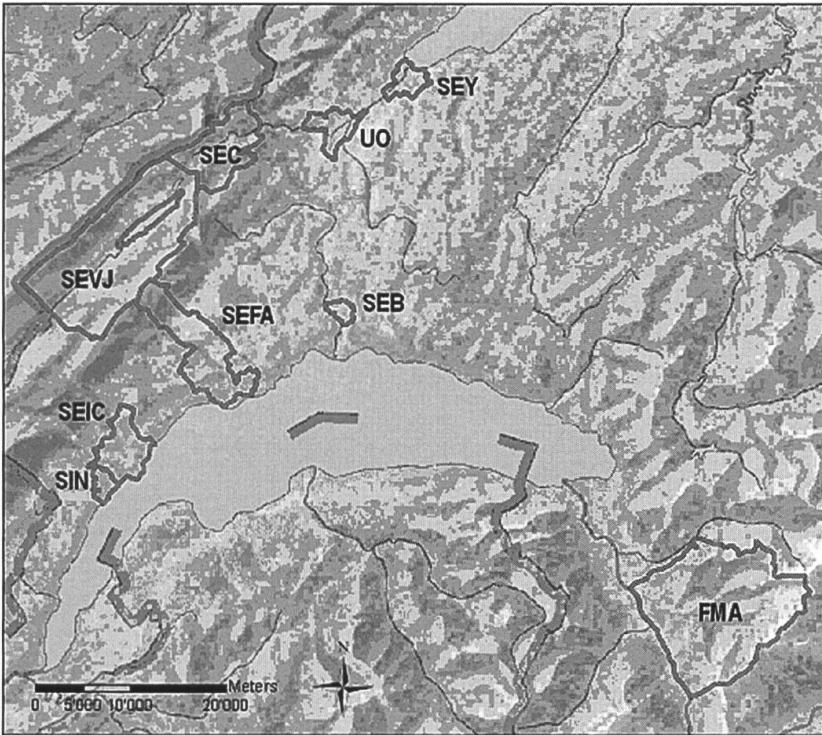
ment aus Sicht der Gemeinwesen wenig zu tun haben mag. Sofern sich Interessen von Stadt- und Regionalmanagementbemühungen und Firmeninteressen treffen, ist dies als Vorteil für die Stadt und Region zu werten. Je nach Unternehmen überlagern sich jedoch Interessensphären in Städten und Regionen anders, als dies durch ein Standortmarketing gegeben wäre. Der Beitrag führt aus, wie ein privater Stromversorger, der eine Aufgabe für eine regionale Gesamtversorgung wahrnimmt, seine Entscheidungen für Standorte und Bewirtschaftung von Standorten trifft und dabei regionale und kantonale Besonderheiten in Erwägung zieht. In dieser Eigenschaft wird der private Stromversorger jedoch indirekt zu einem Leistungsträger im Rahmen einer staatlichen Vorgabe für eine nachhaltige Entwicklung und trägt somit auch zur Implementierung des Nachhaltigkeitsgedankens im Standortmanagement bei, wenn Bewirtschaftungsregionen richtig eingegrenzt und Kriterien der Bewirtschaftung sorgfältig ermittelt und den Strukturveränderungen angepasst werden.

2 Marktliberalisierung und Anpassungen im Strommarkt

Die kommende Marktliberalisierung wird genaue Kenntnisse über die Höhe der zu bestellenden Strommengen erforderlich machen. Da in der Stromwirtschaft das Angebot und die Nachfrage nach Strom einander immer entsprechen müssen, ist bei zu tief oder zu hoch ausfallenden Lastprognosen (Stromverbrauchsprognosen) ein Ausgleich durch die Zu- oder Abschaltung von Produktionskapazitäten oder durch Einsparungen oder Steigerungen im Verbrauch herzustellen (*Hirschhausen et al. 2007, 16*). Bis ungefähr 1998 wurden in der Schweiz für diese Mehr- oder Minderbezüge keine zusätzlichen Kosten verrechnet (*Bachmann 2007, mündliche Mitteilung*). In einem liberalisierten Strommarkt hingegen werden diese an so genannten Regelenergiemarkten gehandelt, welche diese Ausgleichsenergie zu relativ hohen Preisen anbieten. Es besteht somit ein direkter finanzieller Anreiz, möglichst exakte Lastprognosen zu erstellen. So werden für einen Kunden mit einer Prognoseleistung von 430 Megawatt jährliche Einsparungen von rund 108'000 Euro bei einem Rückgang der Fehlerabweichung von 3.6 % auf 3.1 % geschätzt (*Girsberger & Schneiter 2005, 24*).

Die Stromhandelsfirma Efforte AG ist eine der wenigen Firmen in der Schweiz, die bereits solche Prognosen erstellt und Erfahrungen auf diesem Gebiet gesammelt hat. Im Rahmen einer durch die Efforte AG unterstützten Lizentiatsarbeit wurden Faktoren geprüft, welche die Prognoseergebnisse beeinflussen können. Dies können auf relativ enge geographische Räume beschränkte Einflussfaktoren sein. So wurde zum Beispiel der Einfluss lokaler Temperaturen auf die Prognoseergebnisse geprüft. Weitere Beispiele möglicher Einflussfaktoren waren die lokalen Feiertage, die Ferien oder ein Wirtschaftswachstum in einer bestimmten Region.

Durchgeführt wurde die Analyse im Absatzgebiet der ENERDIS, eines aus neun regionalen Stromverteilern und Produzenten zusammengeschlossenen Unternehmens. Das Absatzgebiet liegt zwischen dem Genfersee, dem Neuenburgersee und dem Jura und beinhaltet somit zahlreiche verschiedene regionale Eigenheiten (vgl. Abb. 1). Das Ziel war, für das gesamte Absatzgebiet der ENERDIS eine optimale Prognose ihrer Stromeinkäufe zu generieren.



Neun Absatzgebiete der ENERDIS:

SEIC: Société Electrique Intercommunale de la Côte, Gland

SIN: Services Industriels, Nyon

SEVJ: Société électrique de la Vallée de Joux SA, L'Orient

FMA: Société des Forces Motrices de l'Avançon, Bex

SEB: Service Electrique de Bussigny

SEC: Société Electrique du Châtelard, Vallorbe

UO: Usines de l'Orbe

SEY: Service des Energies, Yverdon-les-Bains

SEFA: Société Electrique des Forces de l'Aubonne

Abb. 1 Übersichtskarte der neun Stromabsatzgebiete der ENERDIS.
Datenquelle: SWISSTOPO 2007, eigene Graphik.

3 Thesen und Methodik

Die Hauptthese der Arbeit, dass gewisse regionale oder lokale Bedingungen eines Absatzgebietes den Stromverbrauch verändern und deshalb als Einflussfaktoren einer Stromverbrauchsprognose zu berücksichtigen sind, um ein optimales Prognoseergebnis zu erreichen, gründete auf Erfahrungswerten von Akteuren der Energiewirtschaft. Unter Einbezug dieser lokalen Eigenheiten von Stromabsatzgebieten wurden Stromverbrauchsprognosen auf regionaler bis lokaler Ebene sinnvoll. Im Rahmen dieser Lizentiatsarbeit sollten die massgeblichen Einflussfaktoren für eine optimale Prognoseberechnung auf regionaler bis lokaler Ebene bestimmt werden. Ein weiteres Ziel war die Feststellung von je nach Absatzgebiet unterschiedlichen Vorgehensweisen in der Prognosebildung. So konnte es sein, dass für verschiedene Absatzgebiete jeweils andere Einflussfaktoren der Prognosebildung besonders relevant waren.

Des Weiteren interessierte die Frage, ob sich Kategorien von Absatzgebieten bilden liessen, welche in einheitlicher Vorgehensweise zu prognostizieren sind. Dies sollte aufgrund statistischer Merkmale wie z. B. der Anzahl Erwerbstätigen in einem gewissen Sektor oder der Bevölkerungsdichte eines Absatzgebietes erfolgen. Wünschenswert war die Eruierung jener Faktoren, welche ein bestimmtes Gebiet besonders gut bezüglich ihres Stromverbrauchs charakterisieren.

Eine weitere These liess sich direkt aus der Hauptthese ableiten: Wenn regionale bis lokale Einflussfaktoren das Prognoseergebnis entscheidend verbessern, so muss für ein grosses Absatzgebiet das bessere Gesamtprognoseergebnis durch eine Aufteilung dieses Gebietes in mehrere Teilgebiete mit regionalen oder lokalen Teilprognosen erreicht werden, statt mit nur einer einzigen Gesamtprognose. Durch diese Aufteilung in Teilgebiete wurde ermöglicht, auf lokale oder regionale Eigenheiten eines Absatzgebietes einzugehen. Es galt nun in dieser Arbeit zu prüfen, ob das “bottom up-Verfahren” tatsächlich die besseren Prognoseergebnisse ermöglicht als das “top down-Verfahren”. Nach dem “bottom up-Verfahren” wird der Stromverbrauch aufgrund von vie-

len einzelnen Kunden für ein gesamtes Gebiet hergeleitet. "Top down" wird das Prognoseverfahren genannt, welches direkt den Stromverbrauch einer grösseren Region voraussagt, ohne eine Aggregation aus vielen einzelnen Kunden zu bilden (*Faz.net* 2007, Internet)

Berechnet wurden die Lastprognosen durch künstliche neuronale Netze (KNN). Diese sind fähig, aus komplexen Sachverhalten selbstständig Zusammenhänge festzustellen und eignen sich deshalb für die Vorhersage des Stromverbrauchs. Ebenfalls detailliert beschrieben wird dort die verwendete Software.

Tab. 1 Statistische Angaben über die neun Absatzgebiete der ENERDIS. Die Daten der Absatzgebiete zu den Themen Fläche, Bevölkerung und Arbeit sind aus den Gemeindestatistiken des Bundesamts für Statistik hergeleitet.

Absatzgebiet	SEFA	SEY	SIN	SEB	SEIC	SEVJ	SEC	UO	FMA
Fläche									
Fläche 1992/97 in km ²	59.5	11.3	6.9	4.8	27.8	163.6	45.5	15	185.6
Siedlungsfläche %	10.49%	52.70%	51.20%	44.70%	24.55%	2.92%	6.84%	17.04%	6.27%
Landwirtschaftsfläche %	50.40%	35.30%	40.60%	34.40%	60.61%	32.09%	33.88%	71.86%	31.87%
Wald und Gehölze %	36.68%	7.60%	8.00%	20.10%	14.46%	63.03%	58.21%	8.58%	40.02%
Unproduktive Fläche %	2.43%	4.40%	0.10%	0.80%	0.36%	1.98%	1.12%	2.46%	21.80%
Bevölkerung									
Einwohner 31.12.2005	9'235	24'415	17'235	7'531	17'638	6'177	4'504	5'653	14'457
je km ²	155	2'166	2'523	1'562	634	38	99	377	78
Altersverteilung in % 2000									
0–19 Jahre	25.23%	23.80%	23.20%	26.40%	26.79%	23.29%	24.32%	24.49%	27.30%
20–64 Jahre	62.30%	59.10%	64.60%	64.70%	65.26%	55.33%	56.78%	61.50%	56.49%
> 64 Jahre	12.46%	17.10%	12.20%	8.90%	7.96%	21.38%	18.80%	14.00%	16.17%
Personen pro Haushalt	2.41	2.20	2.20	2.40	2.40	2.13	2.25	2.33	2.28
Arbeit									
Arbeitsplätze	4'549	11'167	9'364	5'604	5'964	5'213	2'536	2'910	4'742
Betriebe	641	1'338	1'161	362	774	398	262	306	863
Beschäftigte im 1. Sektor 2000 in %	16.42%	0.90%	1.37%	0.43%	8.70%	3.84%	6.27%	7.11%	14.04%
Beschäftigte im 2. Sektor 2001 in %	24.86%	21.98%	13.78%	28.98%	28.91%	74.58%	57.29%	27.73%	23.11%
Beschäftigte im 3. Sektor 2001 in %	58.72%	77.12%	84.86%	70.59%	62.39%	21.58%	36.44%	65.15%	62.84%
Betriebe im 1. Sektor 2000 in %	26.83%	1.42%	2.58%	2.49%	10.08%	17.09%	20.99%	9.48%	22.83%
Betriebe im 2. Sektor 2001 in %	16.22%	17.79%	11.97%	23.48%	20.16%	32.41%	21.37%	16.01%	18.42%
Betriebe im 3. Sektor 2001 in %	56.94%	80.79%	85.44%	74.03%	69.77%	50.50%	57.63%	74.51%	58.75%
Anzahl Arbeitsplätze pro Einwohner	0.49	0.46	0.55	0.74	0.34	0.84	0.56	0.51	0.33

Datenquelle: Bundesamt für Statistik 2006, Internet, eigene Darstellung

Wie in der Tab. 1 ersichtlich, unterscheiden sich die neun Absatzgebiete bezüglich ihrer strukturellen Eigenschaften teilweise stark voneinander. Die grosse Heterogenität zwischen diesen Gebieten erschwerte die angestrebte Zuordnung von gewissen Gebietseigenschaften (strukturellen Merkmalen, vgl. Tab. 1) zu Einflussfaktoren der Prognosebildung. Aus diesem Grund wurde eine Vereinfachung auf vier Absatzgebietsarten vorgenommen (genauere Angaben zur Methodik: s. Lizentiatsarbeit). Mit Hilfe von diesen Absatzgebietsarten sollten nun gebietsspezifische Eigenschaften wie z. B. ein hoher Anteil Erwerbstätiger im Industriesektor mit bestimmten Einflussfaktoren der Prognosebildung in Bezug zueinander gebracht werden können. Die vier Absatzgebietsarten waren: *Städtisches Industriegebiet*, *Städtisches Wohngebiet*, *Ländliches Industriegebiet*, *Ländliches Wohngebiet*. Dieses Verfahren ermöglichte zudem, die neun Absatzgebiete miteinander vergleichen zu können und dies graphisch sichtbar zu machen (Abb. 2).

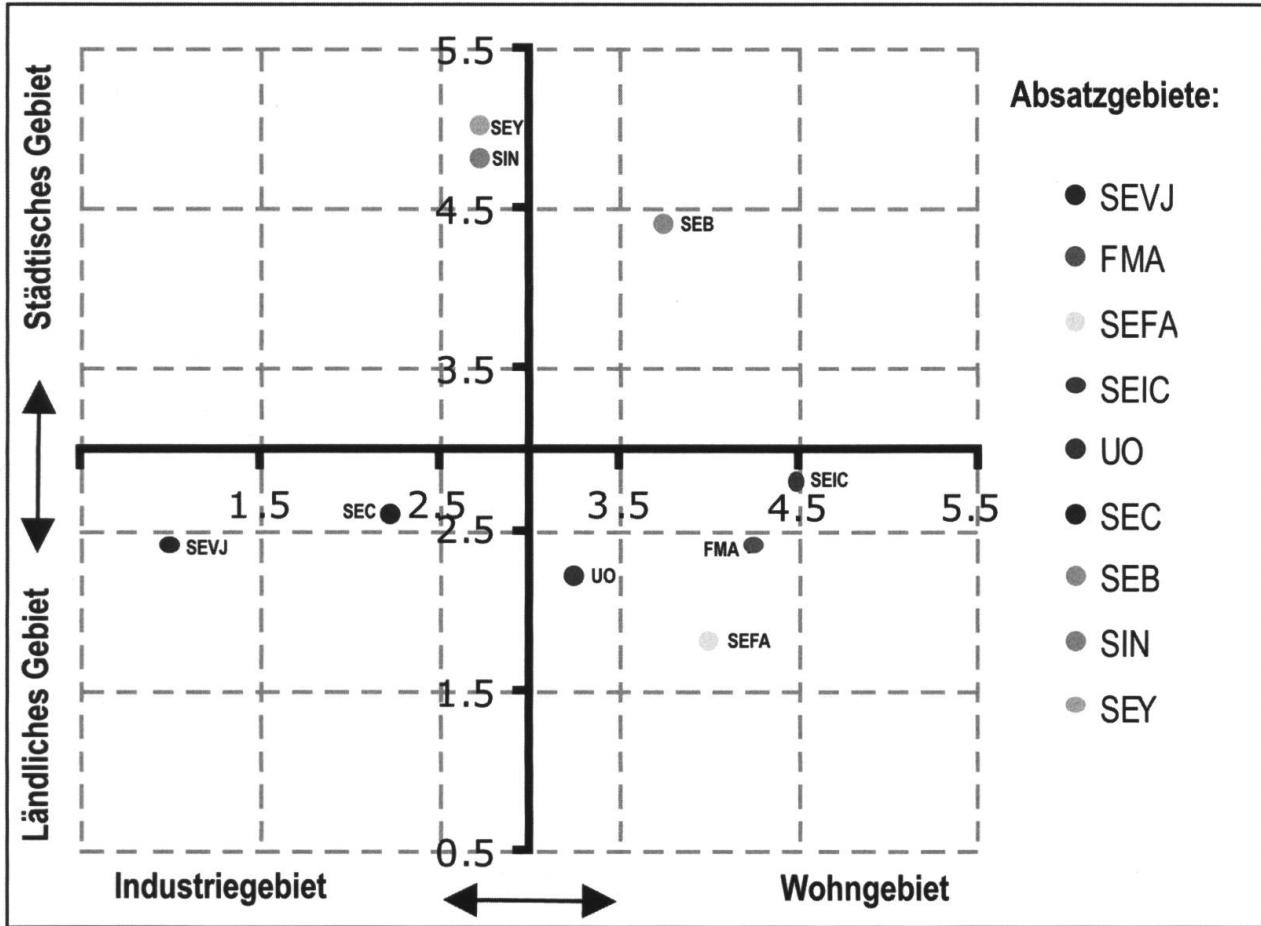


Abb. 2 Einteilung der neun Absatzgebiete in Gebietsarten. Der Wert 5 steht für ein Wohngebiet auf der X-Achse und für ein städtisches Gebiet auf der Y-Achse. Der Wert 1 zeigt ein Industriegebiet für die X-Achse und ein ländliches Gebiet für die Y-Achse an.

Lesebeispiel: Das Gebiet der SEY ist relativ zu den anderen acht Gebieten ein sehr städtisches, eher industrielles Gebiet.

Datenquelle: Bundesamt für Statistik 2006, eigene Graphik

Die wichtigsten Einflussfaktoren von Stromverbrauchsprognosen werden an dieser Stelle kurz vorgestellt:

Tagestyp. Unter Tagestyp ist der Lastverlauf von z. B. verschiedenen Wochentagen zu verstehen. Montage weisen andere Lastprofile als z. B. die Sonntage auf. Die Abb. 3 zeigt den Einfluss verschiedener Tagestypen (hellgraue Linie) auf den gemessenen Stromverbrauch. Die Zuordnung von jedem Tag zu einem Tagestyp erlaubt selbst während einer Zeit wie zwischen Weihnachten und Neujahr eine exakte Prognose (dunkelgraue Linie).

Temperatur. Die Temperatur ist der wichtigste Einflussfaktor für die Voraussage von Nachfrageschwankungen nach Elektrizität (Fischer & Grossmann 2006, 42). Im Gegensatz zu beispielsweise den Einflussfaktoren "Ferien" oder "Feiertage" kann die Temperatur nicht für langfristige Perioden vorausgesagt werden.

Ferien. Ferien wirken sich vor allem auf den Stromverbrauch aus, wenn dies zur temporären Einstellung von Arbeiten führt. Gerade im industriellen Sektor, welcher nach wie vor für 33 % des schweizerischen Stromverbrauchs im Jahr 2005 verantwortlich war, kann dies auffällige Rückgänge im Stromverbrauch zur Folge haben (Bundesamt für Energie 2006, 25).

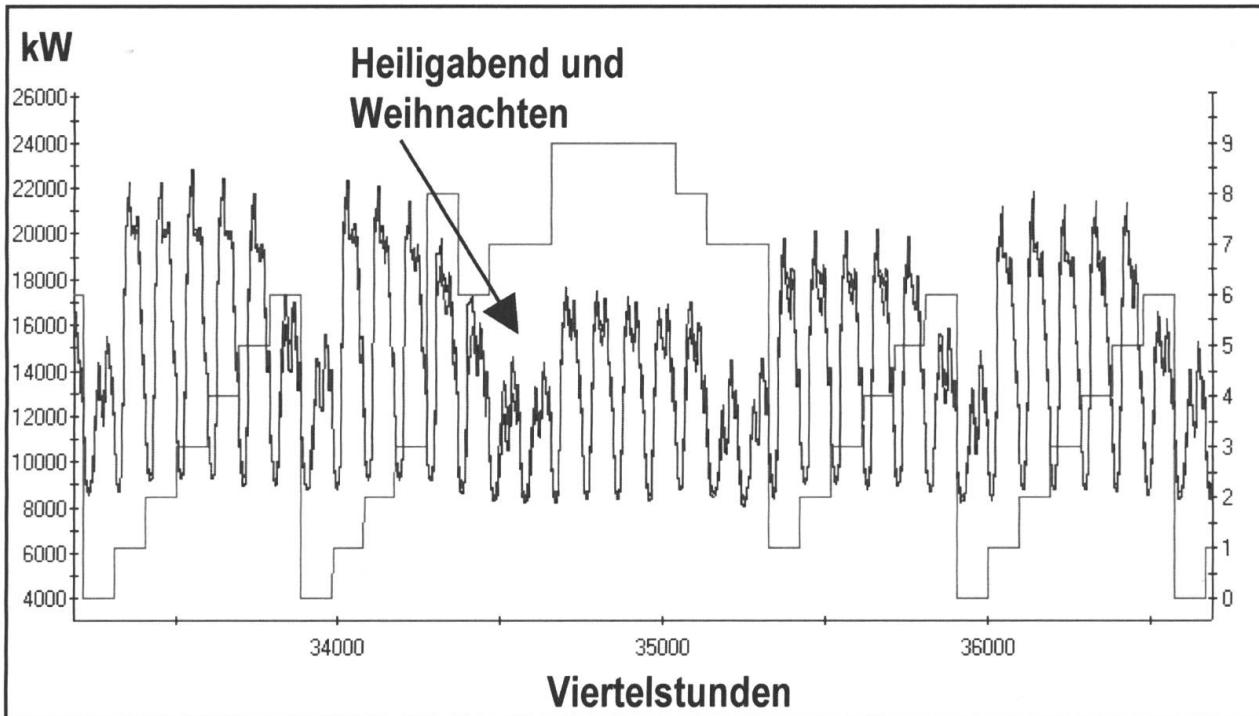


Abb. 3 Verschiedene Tagestypen im Kurvenverlauf. Die Werte sind in viertelstündlicher Auflösung für das Absatzgebiet der SEY dargestellt. *Datenquelle: ENERDIS 2006, eigene Darstellung*

Vorwochentag. Unter dem Einflussfaktor des “Vorwochentages” sind die gemessenen Stromverbrauchswerte des entsprechenden Absatzgebietes für denselben Wochentag vor einer Woche zu verstehen. Es handelt sich somit um eine “Verschiebung” von sieben Tagen, das heisst dass z. B. für die Prognose eines Montags die vergangenen, gemessenen Werte des Montags vor einer Woche in die Prognose gezielt mit einfließen.

Aufgrund der strukturellen Merkmale eines Absatzgebietes (vgl. Tab. 1) konnte ein erwarteter Einfluss der vier genannten Einflussfaktoren auf das Prognoseergebnis abgeschätzt werden. Stimmen der erwartete Einfluss und der gemessene Einfluss überein, so bestätigte dies den Zusammenhang zwischen gebietsspezifischen Eigenschaften und der Prognoseverbesserung je nach Einflussfaktor.

4 Resultate

Die Resultate sind beispielhaft in Abbildung 4 dargestellt: Gezeigt wird die Übereinstimmung zwischen erwartetem Einfluss und gemessenem Einfluss für die Prognoseeingabe “Tagestyp”.

Entsprachen sich die Werte für den erwarteten Einfluss und den gemessenen Einfluss, lagen die Punkte der Wertepaare auf der gestrichelten, diagonalen Linie. Für diese Punkte konnte von einem Zusammenhang zwischen der Gebietsart und der Prognoseverbesserung durch einen Einflussfaktor ausgegangen werden. Für das Gebiet der SEC beispielsweise stimmten die Werte praktisch überein. In diesem Gebiet konnte folglich aufgrund der Gebietsart ziemlich genau bestimmt werden, wie hoch das Verbesserungspotenzial der Prognose durch den Einflussfaktor “Tagestyp” im Vergleich zu den anderen acht Gebieten ausfallen wird. Eine vergleichsweise hohe Verbesserung der Prognose wäre z. B. für das Gebiet der SIN möglich. Der erwartete Einfluss lag bei 4.03, der gemessene Einfluss bei 4.5.

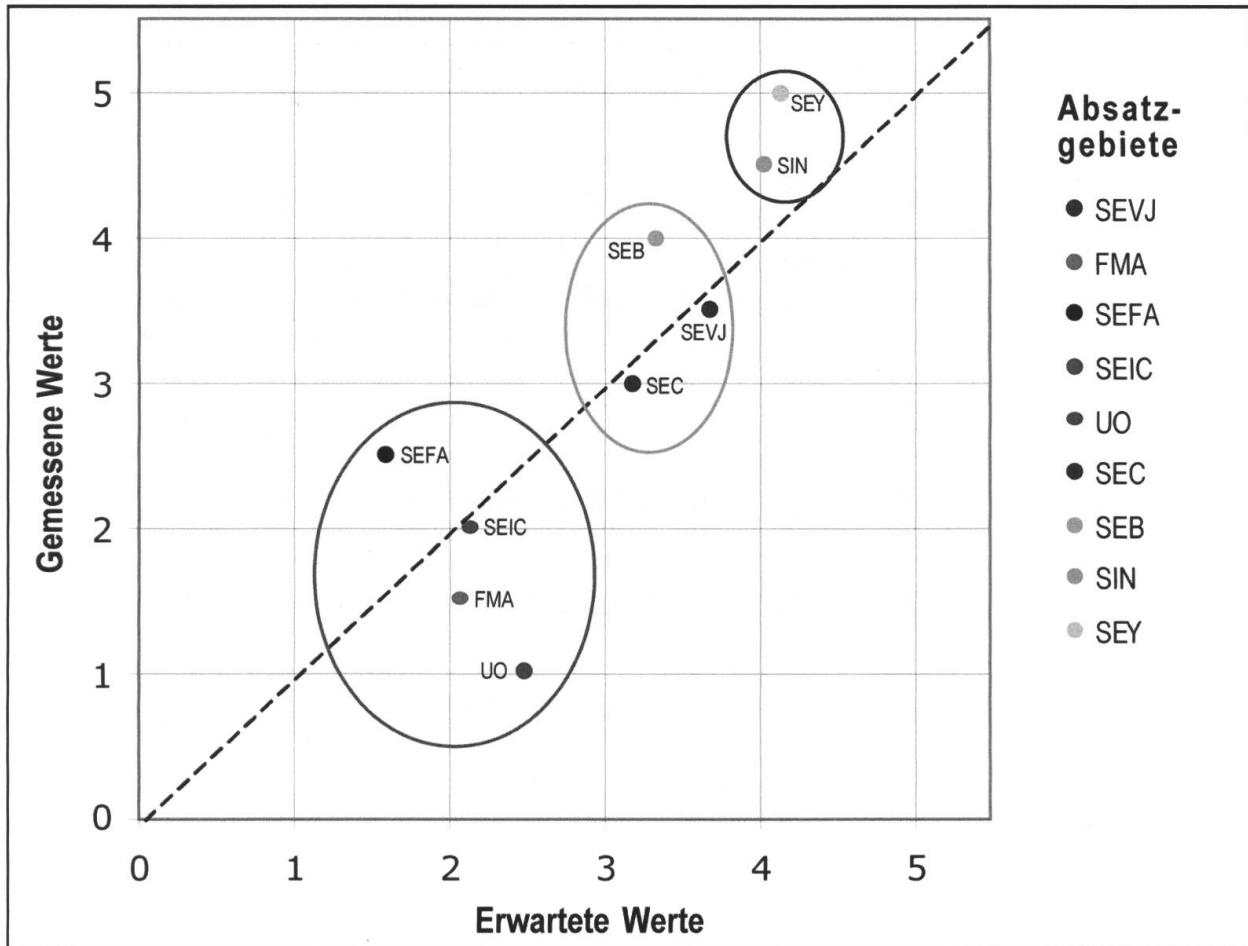


Abb. 4 Prognoseeingabe “Tagestyp”, Vergleich zwischen erwartetem Einfluss und gemessenem Einfluss. Erläuterung: Bei einem Wert von 1 wird eine minimale Verbesserung der Prognose durch den Einflussfaktor Tagestyp erwartet, beim Wert 3 eine durchschnittliche und beim Wert 5 eine maximale Verbesserung im Vergleich zu den anderen acht Absatzgebieten. Liegen die Werte auf der diagonalen Linie, stimmen die erwarteten und gemessenen Werte überein.

Lesebeispiel: Für das Absatzgebiet der SIN Nyon, welches als städtisches und eher industrielles Gebiet gekennzeichnet ist, erweist sich der Einflussfaktor “Tagestyp” als verhältnismässig sehr wichtig für eine optimale Prognoseerstellung, da der gemessene Wert über 4 liegt. Zudem kann festgestellt werden, dass die Gebietsart für dieses Absatzgebiet entscheidend ist für das Ausmass der Verbesserung der Prognose durch den Einflussfaktor “Tagestyp”. Diese Aussage kann getroffen werden, da beide, die erwarteten und gemessenen Werte über 4 liegen.

Datenquelle: ENERDIS 2006, eigene Graphik

Generell konnte festgestellt werden, dass

- “städtische”, eher “industrielle Gebiete” (z. B. SEY und SIN) überdurchschnittlich hohe Prognoseverbesserungen durch den Einflussfaktor “Tagestyp” erfuhren,
- die vier Gebiete (SEFA, UO, FMA und SEIC), welche in der Abb. 2 als eher “ländliche Wohngebiete” eingeordnet sind, eine relativ geringe Verbesserung der Prognose erhielten,
- Gebiete, welche Mischformen der in den beiden obigen Punkten genannten Gebietsarten sind (z. B. SEC, SEVJ und SEB), auch in der Abb. 4 als Gebiete mit einer durchschnittlichen Verbesserung angezeigt wurden.

Analog wie für den Einflussfaktor Tagestyp wurden Diagramme für die Einflussfaktoren Temperatur, Ferien und Vorwochentag erstellt. Aus der Zusammenstellung all dieser Resultate konnte die Schlussfolgerung gezogen werden, dass sich der Stromverbrauch in den verschiedenen Gebietsarten jeweils durch spezifische Einflussfaktoren prognostizieren liess:

- Für jede der vier Gebietsarten (“städtische”, “ländliche”, “industrielle” und “Wohngebiete”) waren andere Einflussfaktoren für eine optimale Prognoseberechnung wichtig.
- Dies ermöglichte, durch rein statistisch-strukturelle Daten (vgl. Tab. 1) Angaben über die Relevanz einzelner Einflussfaktoren für die Prognose verschiedener Absatzgebiete zu machen (s. Tab. 2). Für die “Temperatur” funktionierte dies jedoch nur sehr beschränkt.
- Für verschiedene Absatzgebietstypen führten unterschiedliche Prognoseverfahren zum optimalen Ergebnis.
- Die Einteilung der neun Absatzgebiete in Gebietsarten erlaubte eine Aussage darüber, in welchem Gebiet welche Einflussfaktoren für eine optimale Prognoseerstellung besonders wichtig waren.

Tab. 2 Übersichtstabelle der Relevanz verschiedener Einflussfaktoren je nach Gebietsart. Je nach Gebietsart waren die verschiedenen Einflussfaktoren tendenziell unterschiedlich wichtig für eine optimale Prognoseerstellung. Ein Stern bedeutete eine im Verhältnis zu den anderen Absatzgebietstypen geringe Verbesserung der Prognose, zwei Sterne eine mittelmässige und drei eine relativ markante Verbesserung. Wurde ein Fragezeichen gesetzt, so war der Zusammenhang unklar und es konnte kein Trend abgelesen werden.

Gebietsart	Tagestyp	Ferien	Vorwochentag	Temperatur
Städtisches Wohngebiet	**	*	**	**
Städtisches Industriegebiet	***	**	***	*
Ländliches Wohngebiet	*	**	*	***
Ländliches Industriegebiet	**	***	**	?

Lesebeispiel: In “städtischen Industriegebieten” waren besonders die Einflussfaktoren “Tagestyp” und “Vorwochentag” wichtig, die “Temperatur” spielte hingegen eine relativ geringe Rolle und der Einflussfaktor “Ferien” eine mittelmässige.

Quelle: eigene Darstellung.

Aus diesen Schlussfolgerungen liess sich ableiten, dass für eine optimale Stromverbrauchsprognose des gesamten Absatzgebietes der ENERDIS jedes Teilgebiet einzeln prognostiziert werden müsste und diese Teilprognosen zu einer gesamten Prognose addiert werden sollten. Dies bedeutete, dass die grosse Heterogenität der einzelnen Teilgebiete eine Prognose aufgeteilt in viele “Teilprognosen” begünstigte, das “bottom up-Verfahren” fand seine Anwendung.

Wie in der Tab. 3 sichtbar, konnte über die Berechnung von einzelnen Prognosen für jedes der neun Absatzgebiete der ENERDIS die bessere Gesamtprognose erzielt werden, als nur durch eine Einzelprognose. Mit dem “bottom up-Verfahren” lagen die erreichten Fehlerabweichungen zwischen prognostizierten und gemessenen Stromverbrauchswerten um rund 25 % für das 1. Fehlermass und rund 23 % für das 2. Fehlermass tiefer als durch das “top down-Verfahren” (genauere Angaben zu den Fehlermassen: siehe Gysi 2007).

Tab. 3 Fehlerabweichungen der verschiedenen Prognoseverfahren für das gesamte Absatzgebiet der ENERDIS. Die Qualität der Prognose fiel über die Berechnung neun einzelner Prognosen um rund 25 % bzw. 23 % besser aus, als wenn nur eine Prognose für das gesamte Absatzgebiet der ENERDIS berechnet wurde.

	1. Fehlermass	2. Fehlermass
top down-Verfahren	2.04%	2.70%
bottom up-Verfahren	1.54%	2.09%
Verbesserung b. zu t.	25%	23%

Datenquelle: ENERDIS 2006, eigene Darstellung

5 Fazit

Falls die Datengrundlage vorhanden ist, machen Stromverbrauchsprognosen auf regionaler oder sogar lokaler Ebene Sinn. Die Feststellung, dass mit dem “bottom up-Verfahren” die besseren Prognoseergebnisse erzielt wurden als mit dem “top down-Verfahren”, bestätigte die Annahme, dass der Stromverbrauch in strukturell heterogenen Absatzgebieten besser durch einzelne Teilprognosen berechnet werden kann (FAZ.NET 2007, Internet). Die höhere Prognosequalität durch das “bottom up-Verfahren” kann aus folgenden Gründen zustande kommen:

- Regionale und lokale Datengrundlagen verbessern die Qualität einer Prognose entscheidend. Durch das “bottom up-Verfahren” können diese regionalen bis lokalen Daten verwendet werden und es kann auf gebietsspezifische Eigenheiten eingegangen werden.
- Für unterschiedliche Gebietsarten (“städtische”, “ländliche”, “industrielle” Gebiete und “Wohngebiete”) sind andere Einflussfaktoren für eine optimale Prognoseberechnung wichtig. Folglich führen für unterschiedliche Absatzgebietstypen unterschiedliche Prognoseverfahren zum optimalen Ergebnis. Diese absatzgebietsspezifische Vorgehensweise der Prognoseberechnung ist jedoch nur im “bottom up-Verfahren” möglich.

Übertragen wir den Gedanken, dass die Stromversorgung und Bewirtschaftung einer Gesamtregion mit einem regional differenzierten Ansatz zu optimieren ist, bei dem heterogene Faktoren in Mikroregionen einbezogen werden, auf den Kontext von Stadt- und Regionalmanagement als einem neuen Paradigma der Stadtentwicklung, so zeigt sich eine erstaunliche Komplementarität: Es sind mikroregionale Faktoren und eine Fokussierung auf Anspruchsgruppen, welche eine optimale Entwicklung zum Nutzen aller gewährleisten können, und von Unternehmen der Privatwirtschaft mit ihrer präzisen Orientierung an Märkten und Markteinzugsgebieten können Gemeinwesen, die sich zu funktionalen Regionen formieren wollen, einiges lernen.

Literatur

- Bachmann R. 2007. *Mündliche Mitteilung*. Persönliches Gespräch über die Entstehung von Regelenegiemärkten in der Schweiz. Leiter Back Office der Firma Efforte (Februar 2007). Olten.
- Bundesamt für Energie (BFE) 2006. *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005*. Bern.
- Bundesamt für Statistik 2006. Regionalporträts. Gemeindesuche. Online verfügbar: <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/regionen/regionalportraits/gemeindesuche.html>. [Eingesehen 15.1.07]
- ENERDIS 2006. Stromverbrauchswerte für die neun Absatzgebiete der ENERDIS, 2004–2006. L’Orient.
- Fischer M. & Grossmann M. 2006. Weathering power’s demand. In: *In the hot seat. energy risk (August 2006)*: 42–43.
- Hirschhausen C., Weigt H. & Zachmann G. 2007. *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland. Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz*. Dresden, 10–18.
- Girsberger H. & Schneiter F. 2005. Lastprognose-Dienste werden erwachsen. *Bulletin SEV/VSE* (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) 8: 23–24.
- Gysi M. 2007. *Optimale Stromeinkäufe durch raumbezogene Verbrauchsprognosen*. Lizentiatsarbeit. Geographisches Institut Basel, Basel, 1–87.

