

Stromlastprognose

Dokumententyp	Ergebnisbericht
Sichtbarkeit	Öffentlich auf der RegModHarz-Website
Arbeitspaket	AP 2.4 Last- und Erzeugungsprognose
Editor	Ramón Briegel, Dirk Filzek, Peter Ritter (CUBE Engineering GmbH)
Beitragende	
Version	9
Letzte Änderung	24.05.2012
Seitenzahl	21
Dateiname	Ergebnisbericht-Stromlastprognose

Dieser Text enthält wörtliche Zitate aus verschiedenen Studien. Diese sind gekennzeichnet, indem die Literaturangabe nach den jeweiligen Absatz gestellt wurde.

INHALT

1. Einleitung	3
2. Anforderungen an die Lastprognose	3
3. Datengrundlage	5
4. Lastprognoseverfahren	6
5. Festlegung des Prognoseverfahrens	8
6. Modellentwicklung	9
6.1. Modellstruktur	9
6.2. Vorgehen zur Prognoseerstellung	10
6.2.1. Kalibrierung	10
6.2.2. Eigentliche Prognoseerstellung	11
6.2.3. Möglichkeiten und Grenzen für den Einsatz im Feldtest	11
6.3. Einflussfaktoren auf die Last	11
6.3.1. Autoregression	11
6.3.2. kalendarische Variablen	11
6.3.3. Temperatur	12
6.4. Einbindung von Preiselastizität und flexiblen Lasten	13
7. Prognosequalität und Fehleranalyse	13
7.1. Gütemaße	13
7.2. Ergebnisse	13
7.2.1. Unterschiede hinsichtlich des Prognosegebiets	14
7.2.2. Unterschiede hinsichtlich des Prognosezeitraums	14
7.2.3. Einfluss der Temperatur	14
7.2.4. Einfluss der kalendarischen Variablen	14
7.2.5. Einfluss des Prognosehorizonts	15
7.2.6. Unterschiede hinsichtlich Uhrzeit und Wochentag	15
7.2.7. Überblick/Grafiken	16
7.2.8. Fazit für Lastprognose des Landkreises Harz	19
7.3. Abschätzung des Prognosefehlers	19
8. Anwendung des Lastprognose-Tools	19
9. Erstellung der Zeitreihen für die Simulationen in AP 2.7.2	19
9.1. Zeitreihen für den Landkreis Harz	19
9.2. Zeitreihen für das Bundesgebiet	20
10. Übertragbarkeit	20
11. Quellenangaben	20

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



1. Einleitung

Prognosen über eine zu erwartende Stromlast werden für Auslegung und Betrieb eines Stromnetzes benötigt, aber auch für den Handel mit Strom und ggf. die Auslegung virtueller Kraftwerke. Seit der Liberalisierung des Strommarktes gewinnen Lastprognosen zunehmend an Bedeutung und vermehrt werden Anstrengungen unternommen, die Genauigkeit der Lastprognosen zu steigern.

Für Investitionsentscheidungen und Anlagenauslegung sind Langfristprognosen, die Zeiträume von Jahren bis Jahrzehnten abbilden, entscheidend. Mittelfristprognosen mit einem Prognosehorizont von mehreren Wochen bis zu mehreren Jahren dienen dem Handel auf den Terminmärkten. Für den Handel auf den Spotmärkten werden Kurzfristprognosen benötigt, die die nächsten Stunden bis hin zu einer Woche abbilden. Der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Regelenergie dienen Ultrakurzfristprognosen, die dazu konzipiert sind, die kommenden Minuten bzw. Sekunden abzubilden.

Die Aufgabenstellung im Rahmen des Forschungsprojektes RegModHarz bestand darin, ein Prognosemodell für die verschiedenen Anwendungsfälle des Forschungsprojektes neu zu entwickeln und programmieren. Im Rahmen der Projektverwertung ist das entwickelte Prognosemodell in energyPRO einzubinden.

In RegModHarz wird ein flexibles Stromversorgungssystem konzipiert, das es ermöglichen soll, die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie mittels flexibler Lasten, flexibler Erzeugungsanlagen und Speichern bedarfsgerecht auszugleichen. Die entsprechenden Strommengen sollen kurzfristig am Vortag und inertätig gehandelt werden, z.B. am Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt der EPEX. Zudem soll Regelenergie aus dem virtuellen Kraftwerk bereitgestellt werden. Dies erfordert neben den Stromeinspeiseprognosen für die Wind- und Solarenergie zwei zu unterscheidende Arten von Lastprognosen: zum einen Stromnachfrageprognosen für den Stromhandel und zum anderen Lastprognosen für den Stromnetzbetrieb.

Im Feldtest wird die Lastprognose eingesetzt, um die Preisstufen des dynamischen Haushaltskumentarifs zu errechnen. Grundlage für die Berechnung der Preisstufen ist die prognostizierte Residuale Last der Modellregion, d.h. die prognostizierte Last des Stromverbrauchs abzüglich der prognostizierten Einspeisung aus Wind und PV (siehe Feldtestkonzept).

2. Anforderungen an die Lastprognose

Die Anforderungen an das in AP 2.4 zu entwickelnde Lastprognosemodell leiten sich aus den vorgesehenen Einsatzgebieten innerhalb des Forschungsprojektes RegModHarz sowie den vorgesehenen Einsatzgebieten im Rahmen des Verwertungsplans ab. In beiden Fällen handelt es sich um energiewirtschaftliche Anwendungen, für die Stromnachfrageprognosen bedeutsam sind. Die in diesem Arbeitspaket 2.4 zu entwickelnde Lastprognose dient nicht der Unterstützung des sicheren Netzbetriebs beim Netzbetreiber; hierzu erstellt die Universität Magdeburg Momentaufnahmen und Hochrechnungen der Netzlast, bezogen auf die Netzkapazität in bestimmten Netzregionen. Im Folgenden wird mit dem Begriff „Last“ ein mittlerer Leistungswert innerhalb eines bestimmten Zeitraums bezeichnet, der einen bestimmten Stromverbrauch in einem abgeschlossenen Netzgebiet beschreibt.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



In RegModHarz wird die Lastprognose zum einen in „Echtzeit“ beim Feldtest zum Einsatz kommen, zum anderen sind für die energiewirtschaftlichen Simulationen in Arbeitspaket 2.7.2 Lastprognosezeitreihen auf Basis historischer Lastzeitreihen zu erstellen.

Einsatzgebiete des Lastprognosemodells beim Feldtest:

- Berechnung einer Prognose der Residualen Last im Landkreis Harz aus der Prognose der Bruttostromverbrauchsleistung abzüglich der Einspeiseleistung Wind und PV, innertägig und für den Folgetag und die Tage danach. Bruttostromverbrauchsleistung meint hier die Stromverbrauchsleistung inklusive der Leitungsverluste (im Gegensatz zum Nettostromverbrauch ohne Netzverluste).
- Berechnung der Preisstufen des zeitvariablen Haushaltskudentarifs für den Feldtest; die Preisstufen werden den Haushaltskunden am Vortag mitgeteilt (siehe AP 2.7.1).
- Erstellung von Anlagenfahrplänen für das virtuelle Kraftwerk unter Berücksichtigung von Stromspeichern, Wärmespeichern und flexibler Lasten und Erzeugungsanlagen (erfordert mehrtägigen Prognosehorizont)
- Darstellung der Prognose der Stromverbrauchsleistung des Landkreises Harz auf der Marktplattform

Dementsprechend sind für den Feldtest zwei zu unterscheidende Prognosen zu erstellen:

1. *Tägliche Erstellung einer Day-Ahead-Lastprognose*

Viertelstundenwerte der Bruttostromverbrauchsleistung der kommenden 72 Stunden als mittlere Leistung der jeweils letzten Viertelstunde in kW (für das Mittelspannungsnetz des Landkreises Harz). Die Erstellung erfolgt zweimal täglich um 3 Uhr und um 15 Uhr UTC.

2. *Stündliche Erstellung einer Intraday-Lastprognose*

Viertelstundenwerte der Stromverbrauchsleistung der kommenden 8 Stunden als mittlere Leistung der jeweils letzten Viertelstunde in kW (für das Mittelspannungsnetz des Landkreises Harz). Die Erstellung erfolgt stündlich.

Getrennte Day-Ahead- (bzw. Mehrtages-) und Intradayprognosen werden in diesem Format auch für die Windenergie- und Photovoltaik-Einspeisung von Seiten Fraunhofer IWES erstellt, so dass Last- und Einspeiseprognose direkt miteinander verrechnet werden können.

Die Einbindung des Lastprognosemodells in den durch IKT-Einsatz geprägten Feldtest erfordert eine weitgehend automatisierte Berechnung. Dabei bildet das System die Wirkungen der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Last ab. Da sich übermäßige Prognoseungenauigkeiten bei Portfoliomanagement im Stromhandel und Fahrplanerstellung für das virtuelle Kraftwerk in Form von Ausgleichsenergiekosten niederschlagen, sollte im Rahmen der verfügbaren Zeit und Mittel eine möglichst hohe Prognosegüte erreicht und in Form von Vertrauensbereichen angezeigt werden. Grundsätzlich gilt, dass der Prognosegüte aufgrund von Unsicherheitsfaktoren Grenzen gesetzt sind. Jede Eingangsgröße enthält neben dem erklärten berücksichtigten Anteil auch einen zufälligen Anteil sowie einen erklärten, nicht berücksichtigten Anteil. Fließen bereits Prognosen ein, wie z.B. Temperaturprognosen, so sind bereits damit Unsicherheiten verbunden.

Für die Simulationen im Rahmen von AP 2.7.2 sind Lastprognosezeitreihen zu erstellen, die den für den Feldtest zu erstellenden Lastprognosen entsprechen. Somit handelt es sich auch

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



bei den Zeitreihen für die Simulationen um eine täglich erstellte Day-Ahead- bzw. Mehrtagesprognose und stündlich erstellte Intradayprognose. Diese Prognosezeitreihen sind für alle Viertelstunden des Jahres 2008 zu erstellen, um die Simulationen gemäß RegModHarz-Leitszenario 1 zu ermöglichen. Zu unterscheiden sind Bruttostromverbrauch und Nettostromverbrauch. Zudem sind Prognosezeitreihen für Simulationen gemäß Leitszenario 2 für das Jahr 2020 sowie Leitszenario 3 (100%-Versorgung aus erneuerbaren Energien) zu erstellen. Hierbei ist die Prognose auf Stromverbrauchslastzeitreihen ohne und mit zusätzliche(r) Last durch E-Kfz anzuwenden.

Im Rahmen des Verwertungsplans von CUBE wird die Lastprognose in die Software energyPRO mit eingebunden. energyPRO wird im Rahmen von RegModHarz derart weiterentwickelt, dass es für virtuelle Kraftwerke unterschiedlicher Anlagenkonstellation eine zeitreihenbasierte Analyse und Simulation von Betriebs- und Vermarktungsstrategien sowie Wirtschaftlichkeitsberechnungen zur verschiedenen Szenarien eines Rechtsrahmens möglich macht. Weiterhin können Anlagenfahrpläne errechnet werden. Je nach Anwendungsfall benötigen die Softwarenutzer Prognosen zu Erzeugung und Stromverbrauch, um Anlagenfahrpläne für virtuelle Kraftwerke zu erstellen und erfolgreich am Stromhandel zu partizipieren. Das in diesem Arbeitspaket 2.4 zu entwickelnde Lastprognose-Tool soll den Anwendern unkompliziert zur Verfügung stehen. Für diese Art der Verwertung ist - ebenso wie für die Einsatzfelder in RegModHarz ein - automatisiertes Lastprognosesystem erforderlich, das möglichst wenig manuelles Zutun erfordert. Zudem stellt sich die Anforderung an das Lastprognosesystem, dass eine Anpassung an andere räumliche und weitere sich verändernde Gegebenheiten unkompliziert in das Modell mit eingebunden werden kann.

3. Datengrundlage

Datengrundlage im Feldtest ist die durch das Fraunhofer IWES simulierte Stromverbrauchslast der Modellregion, da die geplanten aussagekräftigen viertelstündigen Messwerte aus dem Mittelspannungsnetz nicht zur Verfügung gestellt werden können. Während der Modellentwicklung für die Lastprognose standen keinerlei historische Ist-Daten für eine Kalibrierung des Lastprognosemodells zur Verfügung, so dass dazu auf die aggregierten Zeitreihen aus Leitszenario 1 zurückgegriffen wurde.

Weitere Datengrundlage im Feldtest sind die um 0 Uhr und um 12 Uhr vom DWD gelieferten Wetterprognosen.

Datengrundlage für die Erstellung der Prognosezeitreihen zur Simulation der Jahre 2008 (Leitszenario 1) und 2020 (Leitszenario 2) sind Stromverbrauchslastzeitreihen, die im Rahmen von AP 1.1 und AP 2.7.2 für den Landkreis Harz erstellt worden sind. Diese Zeitreihen errechnen sich als Summe der Stromverbrauchslastzeitreihen für die sechs Netzgebiete der Stadtwerke Wernigerode, Quedlinburg, Halberstadt und Blankenburg sowie der im Landkreis Harz befindlichen Teile der Netzgebiete von E.ON Avacon und enviaNetz. Die Lastzeitreihen der vier Stadtwerke wurden von den Stadtwerken zur Verfügung gestellt und liegen für die Jahre 2006 bis 2008 vor. Die Zeitreihen für die Netzbereiche von E.ON Avacon und enviaNetz wurden mittels eigener Skalierung berechnet und sind somit weniger verlässlich. So spiegeln sich in diesen zwei Lastzeitreihen ganz unterschiedliche Siedlungs- und Wirtschaftsstrukturen (ländlich vs. städtisch) sowie Klimate eines weitaus großflächigeren Netzgebietes mit entsprechend unterschiedlichen Lastgängen wieder. Da

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



diese Skalierung mangels weiterer Datengrundlagen ausschließlich für das Jahr 2008 erfolgen konnte, liegt auch für den Landkreis Harz in Summe lediglich für 2008 eine Lastzeitreihe vor. Die Unsicherheiten aus den skalierten Zeitreihen spiegeln sich in der Summenzeitreihe für die Modellregion deutlich wider, denn knapp 60 % des Stromverbrauchs des Jahres 2008 erfolgten in den Teilnetzen von E.ON Avacon und enviaNetz. Diese sind im Gegensatz zu den Netzen der Stadtwerke deutlich ländlicher geprägt. Weitere Hintergründe zu diesen Zeitreihen finden sich im Leitszenarien-Dokument.

Weitere Datengrundlage für die Erstellung der Prognosezeitreihen für die Simulationen sind historische Wetterdaten des DWD und historische um 0 Uhr bzw. 12 Uhr gelieferte Wetterprognosen des DWD aus dem Jahr 2008. Diese Daten liegen jeweils für ein Raster mit einer Maschenweite von ca. 7 km vor. Weiter liegen NCAR Wetterdaten vor, die in 6-stündiger Auflösung herausgegeben werden und für eine größere Region des Landes stellvertretend zu verstehen sind.

Weitere Informationen zu den Datengrundlagen finden sich im Bericht zu AP 1.1 (Bestandsaufnahme & Analyse).

Es sei darauf hingewiesen, dass sich die Datengrundlage für die Last für die Prognoseerstellung im Feldtest und für die Erstellung der Zeitreihen für die Simulationen wie oben beschrieben unterscheidet. Dies ist bei einer vergleichenden Auswertung der Prognosen der Simulationen und des Feldtests zu beachten.

4. Lastprognoseverfahren

Kurzzeitprognosen können mit unterschiedlichen Verfahren modelliert werden. Aus aktueller Literatur soll hier kurzer Überblick gegeben werden:

Manuelle Verfahren

Die Prognose wird zu Beginn des Tages manuell vom Stromhändler auf Basis der Erfahrungen erstellt. Gut vergleichbare Tage dienen als Grundlage für die Prognose, die an die Wetterprognosen angepasst wird.

Lastprofilverfahren

Energieversorgungsunternehmen verwenden für den Vertrieb von Strom üblicherweise Standardlastprofile, denn die Anwendung von Lastprofilen vermeidet teure Lastgangmessungen. Kunden mit gleichem Verbraucherverhalten sind in einer Kundengruppe zusammengefasst.

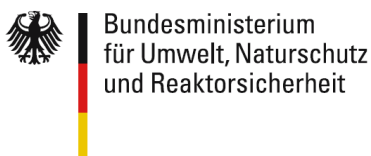
Vergleichstageverfahren

Vergleichstageprognosen basieren auf historischen Lastgängen charakteristischer Tage. Die Lastgänge von Vergleichstagen mit ähnlichen Charakteristika hinsichtlich wesentlicher Einflussgrößen werden aus historischen Daten ermittelt und daraus eine Prognose angeboten, die im Nachgang noch angepasst wird.

Expertensysteme

Bei Expertensystemen wird menschliches Expertenwissen zu Lastgängen und zu deren Einflussfaktoren in einem parametrisierten Regelwerk in die Software

Gefördert durch das



im Rahmen von



integriert, um die Lastprognosen zu automatisieren. Dieses Regelwerk wird ergänzt durch eine Datenbasis, die von Standort zu Standort variiert.

Autoregressive Zeitreihenmodelle mit externen Variablen (ARX)

Zeitreihenmodelle basieren auf der Annahme, dass die Daten eine interne Struktur aufweisen, die sich als Autokorrelation, saisonale Variation oder Trend ausdrückt und in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Die Prognose wird in Form einer Regressionsgleichung abgebildet. Zusätzlich werden funktionale Zusammenhänge mit externen Einflussvariablen wie Wettervariablen in die Regressionsgleichung mit aufgenommen (Stichwort: ARIMAX – autoregressive integrated moving average with exogenous variables).

Künstliche Neuronale Netze (KNN)

Künstliche Neuronale Netze sind selbstlernende Softwaresysteme, die sich an biologischen Nervenzellen orientieren und in Netzstrukturen aus Faktoren, Knoten (Neuronen), Verbindungen, Schichten und Zielgrößen aufgebaut werden. Während ein auf statistischen Methoden basierendes Programm bei gleichem Input immer wieder gleichen Output erzeugt, machen dies KNN typischerweise nicht. Sie stellen Zusammenhänge, auch nichtlineare, aus Vergangenheitsdaten selbstständig her und ziehen Schlüsse daraus. Sind die Wirkungen der Einflussgrößen bekannt, kann aus den für die Zukunft angenommenen Werten dieser Einflussgrößen auf Lastwerte in der Zukunft geschlossen werden. Dazu werden keine aufwendigen Algorithmen benötigt, denn Abhängigkeiten zwischen Last und Einflussgrößen müssen im Voraus nicht genau bekannt sein. KNN werden für einen bestimmten Zweck entwickelt und sind darauf zu trainieren.

ALN (Adaptive Logische Netze)

ALN ermitteln ähnlich einem künstlichen neuronalen Netz den zeitlichen Verlauf einer Größe anhand von Einflussgrößen. Auch ALN benötigen in der Modellbildungsphase ein Training mit historischen Werten.

Fuzzy und Neurofuzzy

Fuzzymethoden (engl. fuzzy ‚verschwommen‘) können effektiv mit Unsicherheiten oder ungenauen Eingangsgrößen umgehen, denn sie verlangen keine präzisen Werte und gewähren Elastizität. Dazu sind Verfahren zur Übersetzung von Angaben und Zusammenhängen in Fuzzylogik und wieder zurück zu programmieren. Beim Einsatz für Lastprognosen kann solch ein System selbständig Übereinstimmungen der aktuellen Situation mit historischen Daten suchen und daraus Prognosewerte ermitteln, ohne dass eine vorherige Klassifikation nach Mustertagen und damit ein Regelwerk zur Auswahl dieser Mustertage erforderlich ist. Die indirekte Erfassung über die Ähnlichkeit der Signalverläufe ersetzt hierbei die sonst notwendige Einbeziehung nicht messbarer Einflussgrößen aus Mustertagen.

Neurofuzzy

Neurofuzzy-Netze stellen eine Kombination mehrerer neuronaler Netze mit einer Fuzzy-Logik dar, bei der einerseits die Berücksichtigung treibender Einflussgrößen die Ausgangsgröße bestimmt (KNN-Anteil), andererseits von klassifizierend wirkenden

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Steuergrößen eine weiche Umschaltung zwischen den unterschiedlichen neuronalen Modellen vorgenommen wird (Fuzzy-Anteil).

Kalman-Filter

Das Kalman-Filter ist ein Satz mathematischer Algorithmen, die in einem automatischen Verfahren die vorgegebenen historischen Werte analysiert und diese in einzelne Komponenten entsprechend vorgegebener Einflussgrößen unterteilt. Beim Einsatz zur Generierung von Lastprognosen wird ein Lastanteil in Abhängigkeit von Tagestyp, Temperatur, etc. bestimmt und jede Komponente daraufhin durch ein individuelles Modell beschrieben. In einem weiteren Schritt werden die Archivwerte mit den durch die Prognosemodelle ermittelten Werten verglichen und die Abweichung berechnet. Auch für diesen Prognosefehler wird ein Modell gebildet, um den Gesamtfehler zu minimieren. Die mathematische Struktur des zugrundeliegenden dynamischen Systems inklusive der Fehlerquellen muss dazu bekannt sein.

Support Vector Machines

Bei Support Vector Machines handelt es sich um ein rein mathematisches Verfahren der Mustererkennung, das in Computerprogrammen umgesetzt wird. Sie führen ein nichtlineares Mapping der Daten in einen mehrdimensionalen Raum durch, indem sie sog. Kernel-Funktionen nutzen.

Eine über diese Übersicht hinausgehende Benennung der Vor- und Nachteile der Lastprognoseverfahren sowie eine Übersicht über die aktuellen kommerziellen Prognoseanbieter erstellten Kronig et al. (2009) für das Schweizer Bundesamt für Energie. Sie kommen zu dem Schluss, dass sich künstliche neuronale Netze mittlerweile weitgehend durchgesetzt haben. Dies entspricht auch eigenen Erfahrungen aus dem Besuch der Messe E-World und eigener Internetrecherchen.

5. Festlegung des Prognoseverfahrens

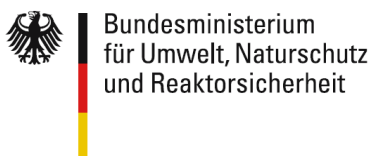
Grundsätzlich sollte im Rahmen von RegModHarz ein automatisierbares Prognoseverfahren zum Einsatz kommen, da dies gegenüber manuellen Verfahren deutliche Vorteile aufweist:

- Zeit- und Kostenersparnis, sobald das Verfahren einmal programmiert ist
- Standardisierung: Die Prognosequalität ist unabhängig von der Erfahrung der (wechselnden) Personen, die die Prognose erstellen.
- Nachvollziehbarkeit und Reproduzierbarkeit
- Die Prognosefehler sind systematisch analysierbar.

Damit scheidet rein manuelle Verfahren aus. Auch das Vergleichstagsverfahren wurde aufgrund der hierzu nicht ausreichenden Datenbasis als wenig geeignet eingestuft. Lastprofilverfahren scheidet aus, da sie schlecht auf örtliche Spezifika zurechtgeschnitten werden können, wenig flexibel und nicht lernfähig sind und daher keine gute Prognosequalität erwarten lassen.

Auf Künstlicher Intelligenz basierende Verfahren (Neuronale Netze u.Ä.) sind zwar hinsichtlich ihrer Lernfähigkeit (Mustererkennung, nichtlineare Zusammenhänge etc.)

Gefördert durch das



im Rahmen von



besonders leistungsfähig. Dem stehen aber für den praktischen Einsatz folgende Nachteile gegenüber:

- Das Training muss teilweise manuell durchgeführt werden.
- Die Programmierung derartiger Systeme ist aufgrund ihrer Komplexität aufwendig.
- Die Ergebnisse sind ebenfalls aufgrund der Komplexität nicht immer gut durchschaubar und interpretierbar.
- Die Generalisierungsfähigkeit kann nicht garantiert werden.

(Multiple) ARX-Modelle weisen gegenüber den bisher erörterten Verfahren die folgenden Vorteile auf:

- Das Verfahren ist gut automatisierbar.
- Es ist lernfähig bezüglich langsamer struktureller Veränderungen des Lastverlaufs.
- Die Prognosegüten haben sich in der Praxis bewährt (vgl. Steinberger 2004, S. 4).
- Seine Komplexität ist überschaubar.

Aus diesen Gründen fiel die Wahl für die Lastprognose im Rahmen von RegModHarz auf ein multiples ARX-Modell, das in Anlehnung an Steinberger 2004 entwickelt und in Java implementiert wurde.

Die genauere Struktur des Modells und die Vorgehensweise zur Prognoseerstellung werden im folgenden Kapitel erläutert.

6. Modellentwicklung

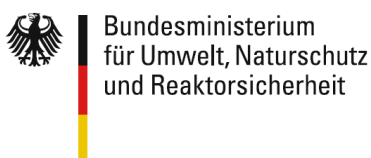
6.1. Modellstruktur

Die grundlegende Struktur eines autoregressiven Modells mit externen Variablen (ARX-Modell) besteht darin, die zu prognostizierende Größe – hier die Last – mittels linearer Regression durch Rückgriff auf vorliegende Messwerte derselben Größe aus der jüngeren Vergangenheit (Autoregression) und im Voraus bekannte oder anderweitig gut prognostizierbare externe Größen zu erklären. Als externe Einflussgrößen werden hier zum einen kalendarische Variablen (Wochentag, Schulferien etc.) und zum anderen die Temperatur herangezogen.¹

In Anlehnung an Steinberger (2004, S. 6) wird dabei die Last nicht als eine einzige, fortlaufende Zeitreihe modelliert, sondern es wird für jeden Zeitpunkt des Tages (d.h. jede der 24 Stunden oder der 96 Viertelstunden des Tages) eine eigene Zeitreihe mit einem eigenen linearen Regressionsmodell gebildet und die Prognosen für diese einzelnen uhrzeitspezifischen Zeitreihen zum Schluss wieder zu einer fortlaufenden Zeitreihe zusammengefügt.

¹ Denkbar wäre zusätzlich die Einbeziehung weiterer meteorologischer Einflussgrößen, insbesondere der Sonneneinstrahlung. Darauf wurde hier verzichtet, da dem dafür notwendigen zusätzlichen Aufwand (Datenbeschaffung, Programmierung) nach den Erfahrungen von Steinberger (2004) – wenn überhaupt – keine nennenswerte zu erwartende Verbesserung der Prognosequalität gegenübergestanden hätte.

Gefördert durch das



im Rahmen von



6.2. Vorgehen zur Prognoseerstellung

Die Erstellung einer Lastprognose gliedert sich grob in zwei Schritte: Zunächst wird auf Basis längerfristiger historischer Last- und (u.U.) Temperaturdaten mittels linearer Regression ein Modell erstellt und kalibriert. Dieses wird dann zur eigentlichen Erstellung einer Prognose verwendet, indem aktuelle Last- und ggf. Temperaturdaten in die Modellgleichung eingesetzt werden.

6.2.1. Kalibrierung

Die Basis jedweder Prognoseerstellung ist die Kalibrierung des Modells speziell für die betrachtete Region, d.h. die Schätzung der Koeffizienten der linearen Regressionsgleichung nach Methode der kleinsten Abweichungsquadrate. Hierzu werden historische Last- und Temperaturdaten für die betrachtete Region für einen bestimmten Zeitraum (*Kalibrierungszeitraum*) verwendet. Der Kalibrierungszeitraum sollte mindestens ein Jahr umfassen, damit alle kalendarischen Besonderheiten wie Feiertage, Sommerferien etc. mindestens einmal erfasst werden. Besser ist jedoch ein Kalibrierungszeitraum von zwei bis vier Jahren, um Zufallseffekte auszugleichen und die unterschiedlichen Konstellationen von Feiertagen und Wochentagen zu erfassen. Der Kalibrierungszeitraum sollte nicht zu weit in der Vergangenheit liegen, weil sonst langfristige strukturelle Veränderungen die Kalibrierung verzerren könnten. Die zeitliche Schrittweite der Lastmessungen sollte idealerweise höchstens so groß (d.h. die zeitliche Auflösung mindestens so fein) sein wie die gewünschte Schrittweite der Prognose. Es ist aber auch eine Interpolation etwa von Stunden- auf Viertelstundenraster möglich.

Falls Temperaturmessungen berücksichtigt werden sollen, müssen sie für den gleichen Zeitraum vorliegen wie die Lastmessungen. Für die Temperaturmessungen genügt jedoch eine erheblich größere zeitliche Schrittweite (z.B. sechs Stunden wie bei NCAR oder sogar Tagesmittel). Auch räumlich ist eine gewisse Entfernung der Temperaturmessstelle von dem Gebiet, für das die Kalibrierung erfolgen soll, oder eine räumliche Interpolation der Temperaturmessungen aus einem gröberen Raster (z.B. NCAR-Daten oder Reanalysedaten des DWD) durchaus tolerabel (sofern von einer relativ guten Korrelation zwischen solchen Temperaturdaten und den Temperaturen im Prognosegebiet ausgegangen werden kann). Falls das Gebiet, für das die Last prognostiziert werden soll, groß ist (z.B. ganz Deutschland), können Temperaturmessungen verschiedener Stationen, die über das Gebiet verteilt sind, gemittelt werden. Der Einfluss der Temperatur auf die Last ist, wie eigene Untersuchungen gezeigt haben, in vielen Fällen ohnehin relativ gering.

Als Ergebnis der Kalibrierung liegt dann für das betrachtete Gebiet für jeden Prognosehorizont und jede Uhrzeit ein Satz von Koeffizienten des zugehörigen linearen Modells vor.

Das hier entwickelte Prognoseverfahren kann somit unverändert für verschiedene und auch verschieden große Gebiete – insbesondere im Rahmen von RegModHarz die Versorgungsgebiete der einzelnen Stadtwerke im Landkreis Harz, aber auch Deutschland als Ganzes – verwendet werden, sofern die entsprechenden Daten für das jeweilige Gebiet vorliegen. Details der Anwendung des Verfahrens für den Landkreis Harz und Deutschland sind im Abschnitt 7.2.4 beschrieben.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



6.2.2. Eigentliche Prognoseerstellung

Ist das Modell einmal kalibriert, so genügt es für die eigentliche Erstellung einer Prognose, die aktuellen Lastmessungen, Temperaturmessungen und -prognosen in die jeweilige Modellgleichung einzusetzen, deren Koeffizienten bei der Kalibrierung bestimmt wurden. Dabei ist die jeweils zum Prognosehorizont und zur Uhrzeit passende Modellgleichung zu verwenden. Dies alles wird von der im Rahmen des Projektes entwickelten programmtechnischen Implementation automatisch bewerkstelligt.

6.2.3. Möglichkeiten und Grenzen für den Einsatz im Feldtest

Inwieweit das hier entwickelte Prognoseverfahren auch für eine kleine Anzahl einzelner Haushalte, wie sie im Feldtest in RegModHarz beteiligt sind, tauglich ist, muss noch erprobt werden. Möglicherweise sind hier Anpassungen zur Bewältigung der dann erheblich größeren zufallsbedingten Schwankungen und eine Weiterentwicklung des Modells notwendig, die die Wahrscheinlichkeiten der zu einem bestimmten Zeitpunkt genutzten Haushaltsgeräte bei den BEMl-Kunden mit einbezieht. Gemäß Feldtestkonzept wird sich der Einsatz der Lastprognose im Feldtest auf die Last der gesamten Modellregion beschränken.

Überdies kann bei einem Kalibrierungszeitraum, der deutlich kürzer ist als ein Jahr, insbesondere in der zeitlichen Umgebung von Feiertagen und in den Weihnachts- und Sommerferien keine gute Prognose erwartet werden.

6.3. Einflussfaktoren auf die Last

Die in die lineare Regression und damit in die Prognose eingehenden Einflussfaktoren werden in diesem Abschnitt genauer erläutert.

6.3.1. Autoregression

Für die Prognose der Last zu einem bestimmten Zeitpunkt (Zielzeitpunkt) wird auf die gemessene Last zu früheren Zeitpunkten zurückgegriffen, die bis zu einer Woche vor dem Zielzeitpunkt liegen können.

6.3.2. kalendarische Variablen

Die Berücksichtigung diverser kalendarischer Einflussgrößen ist für eine gute Prognosequalität entscheidend. Diese Größen und die Art ihrer Berechnung werden in diesem Abschnitt erläutert.

6.3.2.1. Wochentagstypen

Wegen des an Wochenenden und Feiertagen grundsätzlich von Werktagen abweichenden Lastgangs und wegen des Einflusses dieser Tage auf benachbarte Tage werden folgende Tagestypen unterschieden: Freitag, Samstag, Sonn- und Feiertag, Montag, Rest (also Dienstag bis Donnerstag, soweit nicht Feiertag).

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



6.3.2.2. Sommerferienindex

Betriebsferien und urlaubsbedingte Abwesenheit führen in vielen Fällen zu einem Absinken der Last in den Sommerferien im Vergleich zu den umliegenden Wochen. Dies wird durch den Sommerferienindex berücksichtigt.

Zur Berechnung des Sommerferienindex wird bei der Kalibrierung die Last jeweils im Zeitraum von vier Wochen vor Beginn der Sommerferien bis vier Wochen nach Ende der Sommerferien wochenweise gemittelt; sodann wird, falls der Kalibrierungszeitraum mehr als ein Jahr umfasst, noch über diese Jahre gemittelt, wobei der zeitliche Bezugspunkt immer die Mitte der Sommerferien ist.

Für die Prognose wird dann für den Sommerferienindex der gleiche zeitliche Verlauf – immer bezogen auf die Sommerferienmitte – angesetzt wie der aus dem Kalibrierungszeitraum ermittelte Verlauf.

Je nach Gebiet und Jahr kann der Einfluss der Sommerferien auf die Last undeutlich/erratisch oder mehr oder weniger deutlich und regelmäßig sein. Deshalb ist die Berücksichtigung des Sommerferienindex optional.

6.3.2.3. Weihnachtsindex

Der Weihnachtsindex verfolgt für die Weihnachtsferien eine ähnliche Idee wie der Sommerferienindex für die Sommerferien; wegen der jährlich wechselnden Konstellation von Feiertagen, Wochentagen sowie Schulferienbeginn und -ende kann aber hier der Ansatz einer Mittelung der historischen Last über mehrere Jahre und der Übertragung auf andere Jahre (vom Kalibrierungs- auf den Prognosezeitraum) anhand eines zeitlichen Bezugspunktes wie der Ferienmitte nicht verwendet werden.

Stattdessen werden eine Kernphase und Übergangsphasen der Weihnachtsferien wie folgt definiert:

- Die Kernphase dauert stets vom 24. Dezember 0 Uhr bis zum 1. Januar 24 Uhr.
- Die Übergangsphase am Anfang der Weihnachtsferien dauert vom ersten Ferientag 0 Uhr bis zum 23. Dezember 24 Uhr; die Übergangsphase am Ende der Weihnachtsferien dauert vom 2. Januar 0 Uhr bis zum letzten Ferientag 24 Uhr.

6.3.2.4. Länge des Werktagsblocks

Um den lastmindernden Effekt von Feiertagen und Wochenenden auf von ihnen eingeschlossene Werktage – insbesondere so genannte Brückentage – zu erfassen, kann als eine weitere kalendarische Einflussgröße die Länge des Werktagsblocks verwendet werden. Darunter ist die Anzahl zeitlich zusammenhängender Werktage zu verstehen, zu denen der aktuelle Tag gehört; Samstage sowie der 24.12. und der 31.12. werden dabei halb gezählt. Für Brückentage beträgt die Länge des Werktagsblocks also 1 bzw. 1,5, wenn der folgende Tag ein Samstag oder der 24.12. oder der 31.12. ist.

6.3.3. Temperatur

Bei tieferen Temperaturen besteht wegen zusätzlicher Inbetriebnahme elektrischer Raumheizungen und erhöhtem Bedarf an Prozesswärme in der Industrie eine erhöhte Last.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Die Berücksichtigung der Temperatur ist optional. Unsere Untersuchungen ergaben, dass der Einfluss der Temperatur meist gering ist.

6.4. Einbindung von Preiselastizität und flexiblen Lasten

In Geschäftsmodell 1 wird von den Vertrieben eine Lastprognose erstellt, die die Effekte von zeitvariablen dynamischen Tarifen in Form der Kundenreaktion auf den Gesamtstrombedarf im Portfolio mit einbezieht (siehe Ergebnisbericht „Geschäftsmodelle in RegModHarz“ in AP 2.7.1).

Im Feldtest wird die Preiselastizität nicht in die Lastprognose eingebunden, da die geringe Anzahl an Haushalten keinerlei merklichen Einfluss auf die Residuale Last der Modellregion hat und keinen statistisch belastbaren Rückschluss über die zu erwartende Wirkung auf den Gesamtstrombedarf zulässt. Zudem werden Erfahrungen zum Kundenverhalten erst aus dem Haushaltskunden-Feldtest gewonnen und liegen erst nach Projektende vor.

7. Prognosequalität und Fehleranalyse

7.1. Gütemaße

Für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit des Modells sind zunächst die folgenden zwei Fragestellungen zu unterscheiden:

Erklärungsqualität: Inwieweit kann das Modell den historischen zeitlichen Verlauf der Last mittels der verwendeten Regressoren erklären?

Prognosequalität: Inwieweit kann das Modell den „künftigen“ zeitlichen Verlauf der Last (außerhalb des Kalibrierungszeitraums) vorhersagen?

Für die praktische Anwendung letztlich entscheidend ist natürlich die Prognosequalität; hier geht es darum, inwieweit die in der Kalibrierung implizit enthaltenen Gesetzmäßigkeiten des Lastverlaufs vom Kalibrierungs- auf den Prognosezeitraum übertragbar sind und wie groß die Prognosefehler sind. Eine gute Erklärungsqualität ist notwendig, aber nicht unbedingt hinreichend für eine gute Prognosequalität.

Für die Erklärungs- und die Prognosequalität stehen unterschiedliche Gütemaße zur Verfügung:

Für die Erklärungsqualität wurden das Bestimmtheitsmaß R^2 , d.h. die erklärte Varianz im Verhältnis zur Gesamtvarianz ($0 \leq R^2 \leq 1$), und der Standardfehler (das quadratische Mittel der Abweichungen zwischen Prognose und Messung) herangezogen. Für die Prognosequalität wurden die Verteilungsfunktion des relativen Prognosefehlers bzw. deren wichtigste Quantile (Median (50%-Quantil) und 90%-Quantil) sowie der mittlere absolute Prognosefehler betrachtet.

7.2. Ergebnisse

Viele Parameter beeinflussen die Prognose bzw. die Prognosequalität. Werden zwei oder mehrere Parameter gleichzeitig variiert, so zeigen sich vielfältige nichtlineare Kombinationseffekte. In den folgenden Unterabschnitten wird jeweils der Einfluss eines einzelnen Parameters herausgegriffen und auf ausgewählte Kombinationseffekte

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



hingewiesen. Einen gesamthaften Überblick versuchen die Abbildungen und Tabellen am Ende des Kapitels zu geben.

7.2.1. Unterschiede hinsichtlich des Prognosegebiets

Generell unterscheidet sich die Prognosequalität je nach Gebiet: Im Landkreis Harz ist sie für das Netzgebiet der Halberstadtwerke besser als für das Netzgebiet der Stadtwerke Wernigerode und dort wiederum besser als für das der Quedlinburger Stadtwerke (Median des relativen Prognosefehlers jeweils für Prognosehorizont 1 Tag, Kalibrierungszeitraum 2006-2007, Prognosezeitraum 2008: Halberstadt 2,31 %, Wernigerode 2,40 %, Quedlinburg 2,62 %; 90%-Quantile entsprechend 6,32 %, 8,42 %, 8,76 %). Mit Abstand am besten ist die Prognosequalität jedoch für das Bundesgebiet als Ganzes (Median 1,57 %, 90%-Quantil 4,66 %). Dies ist nicht überraschend, da sich auf dieser Ebene viele lokale zufällige Einflüsse herausmitteln.

Die Einflüsse anderer Größen unterscheiden sich teilweise deutlich je nach Prognosegebiet. Diese Unterschiede werden im Folgenden an geeigneter Stelle spezifiziert.

7.2.2. Unterschiede hinsichtlich des Prognosezeitraums

Für Halberstadt² war die Prognosequalität für das Jahr 2009 durchweg schlechter als für das Jahr 2008 (vgl. Abbildung 2); dabei wurde jeweils 2006 bis 2007 als Kalibrierungszeitraum verwendet. (Median des relativen Prognosefehlers für Prognosehorizont 1 Tag und Prognosezeitraum 2008: 2,31 %, 2009: 2,59 %)

7.2.3. Einfluss der Temperatur

Der Einfluss der Temperatur auf die Prognosequalität ist im Allgemeinen gering bis vernachlässigbar: Verzichtet man auf die Berücksichtigung der Temperatur, so erhöhen sich der Median und das 90%-Quantil des relativen Prognosefehlers in den meisten Fällen lediglich um weniger als 0,1 Prozentpunkte (in allen Fällen um weniger als 0,5 Prozentpunkte) verglichen mit der Berücksichtigung der Temperatur wie in Abschnitt 6.3.3 beschrieben (d.h. gleitendes Mittel jeweils über die vergangenen 24 Stunden).

Wie Abbildung 3 zeigt, fällt die Verbesserung der Prognosequalität durch die Berücksichtigung der Temperatur im Gebiet der Halberstadtwerke bei längeren Prognosehorizonten etwas deutlicher aus als bei kürzeren; bei innertägigen Prognosen ist die Prognosequalität mit und ohne Berücksichtigung der Temperatur praktisch identisch. In Wernigerode gibt es unabhängig vom Prognosehorizont praktisch keinen Unterschied in der Prognosequalität hinsichtlich der Berücksichtigung der Temperatur.

7.2.4. Einfluss der kalendarischen Variablen

Die kalendarischen Variablen haben generell einen sehr starken Einfluss.

Die Prognosequalität rund um Feiertage, insbesondere um Weihnachten, ist verhältnismäßig schlecht und im Rahmen des hier gewählten Modellkonzepts aufgrund der wechselnden Konstellationen von Wochentagen, Feiertagen und Schulferien (Betriebsferien?) schwierig zu

² Halberstadt ist das einzige Gebiet, für das Lastmessungen sowohl aus 2009 als auch aus 2008 vorlagen.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



verbessern. Auch einzelne andere Tage ohne offensichtliche kalendarische Besonderheiten haben relativ schlechte Prognosequalität.

Der generell lastmindernde Einfluss der Sommer- und Weihnachtsferien ist je nach Gebiet unterschiedlich stark ausgeprägt: in Wernigerode stärker als in Halberstadt und dort stärker als in Quedlinburg. Hier machen sich die Unterschiede in der Wirtschaftsstruktur bemerkbar (größerer Anteil von Industrie im Stromnetz der Stadtwerke Wernigerode).

7.2.5. Einfluss des Prognosehorizonts

Abbildung 1 zeigt, dass – wie zu erwarten – die Prognosefehler mit der Länge des Prognosehorizonts wachsen. Dieses Wachstum des Fehlers verlangsamt sich jedoch mit zunehmendem Prognosehorizont; für Prognosehorizonte von drei bis fünf Tagen unterscheidet sich die Verteilungsfunktion des Prognosefehlers kaum von der für zwei Tage. Auch bei inertägigen Prognosen wächst der Prognosefehler zunächst bei kurzen Prognosehorizonten recht rasch und dann allmählich nur noch langsam an. Inertägige Prognosen sind in jedem Fall besser als mehrtägige. Dies entspricht insofern den Erwartungen, als bei inertägigen Prognosen im Rahmen der Autoregression zusätzlich auf aktuellere Daten zurückgegriffen wird (vgl. Abschnitt 6.3.1).

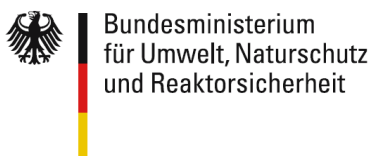
Der Einfluss des Prognosehorizonts auf die Prognosequalität ist je nach Gebiet unterschiedlich stark, z.B. in Wernigerode deutlich stärker als in Halberstadt (vgl. Abbildung 2). So wächst der Median des relativen Prognosefehlers beim Übergang vom Prognosehorizont 4 Stunden zum Prognosehorizont 2 Tage in Halberstadt von 2,04 % auf 2,47 %, in Wernigerode hingegen von 1,94 % auf 2,81 % (Kalibrierungszeitraum 2006-2007, Prognosezeitraum 2008).

7.2.6. Unterschiede hinsichtlich Uhrzeit und Wochentag

Betrachtet man die Gütemaße für die Prognose nach Uhrzeit und Wochentag disaggregiert, so zeigen sich Unterschiede, die allerdings nicht ohne Weiteres ein kohärentes Bild ergeben.³ Das Bestimmtheitsmaß ist in den Nachtstunden (ca. 22 bis 5 Uhr) deutlich geringer als tagsüber; dieser Effekt ist bei Halberstadt besonders ausgeprägt. Eine mögliche Erklärung hierfür könnte darin liegen, dass die Gesamtvarianz der Lastdaten in den Nachtstunden wesentlich geringer ist als tagsüber, aber die unerklärte Varianz sich nicht im selben Maße verringert. Die Prognosequalität – gemessen am 90%-Quantil des relativen Prognosefehlers – ist in Wernigerode in den Nachtstunden (0 bis 5 Uhr) deutlich schlechter als tagsüber (vgl. Abbildung 4); in Halberstadt schwankt die Prognosequalität im Laufe des Tages weniger, wobei die schlechteren Werte hier nicht nur nachts (1 bis 4 Uhr), sondern auch abends (16 bis 21 Uhr) erreicht werden (Abbildung 5). Im Wochenverlauf sind die Wochenendtage und in geringerem Maße die angrenzenden Werkzeuge (Montag und Freitag) mit höheren Prognosefehlern behaftet.

³ Um von Sondereffekten abzusehen, wurden hier Weihnachtsferien, Feiertage und angrenzende Werkzeuge von der Analyse ausgeschlossen.

Gefördert durch das



im Rahmen von



7.2.7. Überblick/Grafiken

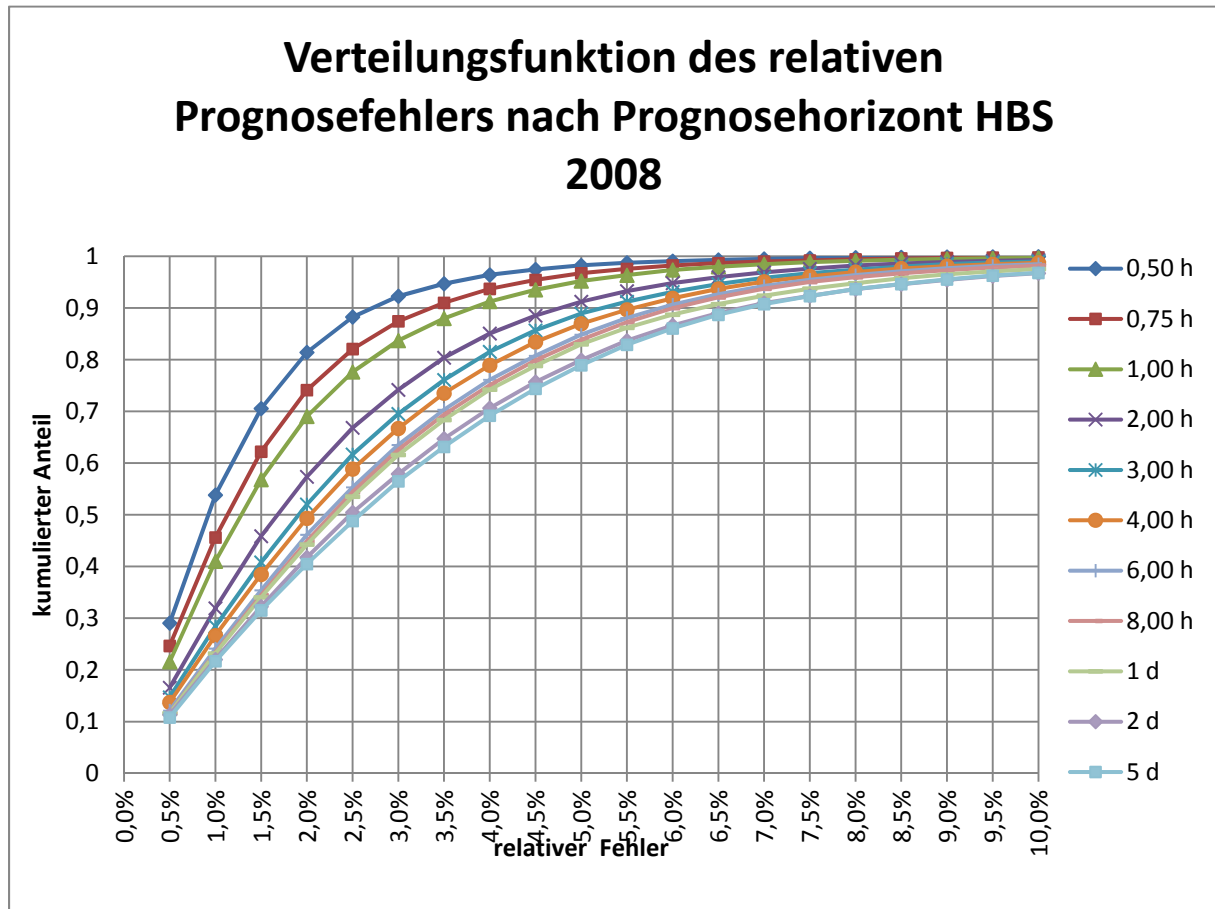


Abbildung 1: Verteilungsfunktion des relativen Prognosefehlers für Halberstadt für verschiedene Prognosehorizonte. Kalibrierungszeitraum 2006-2007, Prognosezeitraum 2008. Auf der Hochachse ist der Anteil der Prognosewerte aufgetragen, die einen relativen Prognosefehler von höchstens dem entsprechenden Wert auf der Rechtsachse aufweisen.

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



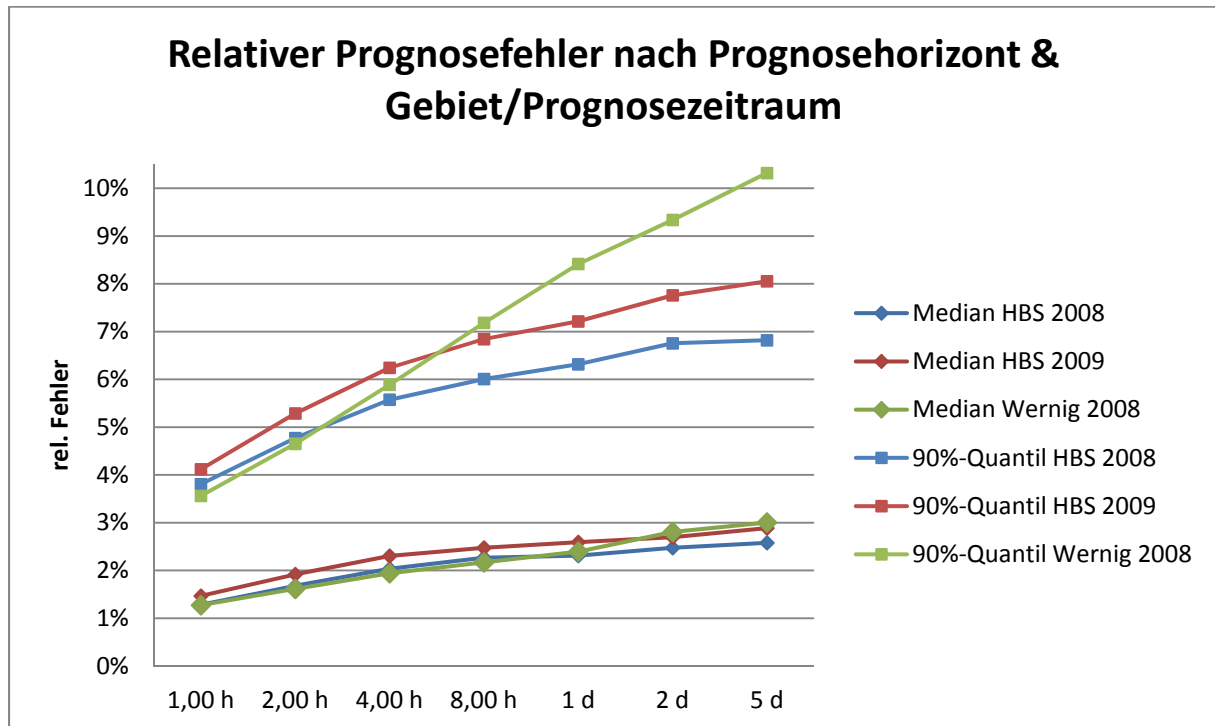
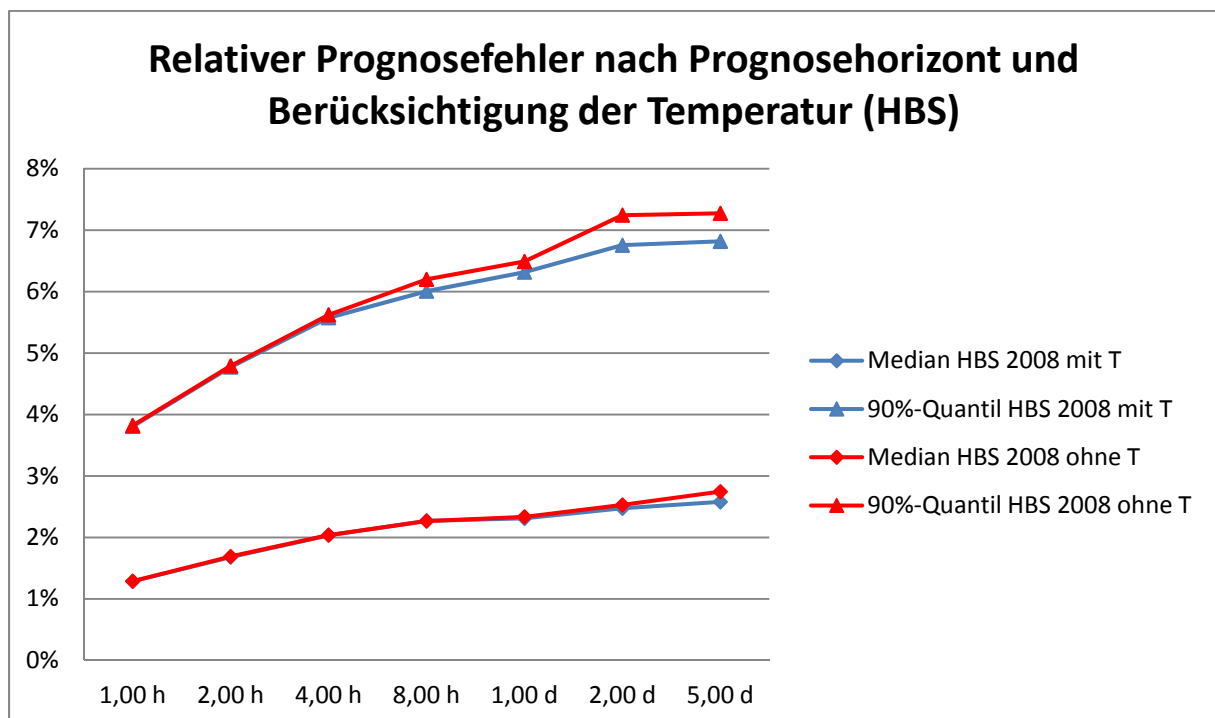


Abbildung 2: Median und 90%-Quantil des relativen Prognosefehlers für Halberstadt (Prognosezeitraum 2008 bzw. 2009) und Wernigerode (Prognosezeitraum 2008), jeweils für verschiedene Prognosehorizonte. Kalibrierungszeitraum 2006-2007.



Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Abbildung 3: Median und 90%-Quantil des relativen Prognosefehlers für Halberstadt für verschiedene Prognosehorizonte mit und ohne Berücksichtigung der Temperatur. Kalibrierungszeitraum 2006-2007, Prognosezeitraum 2008.

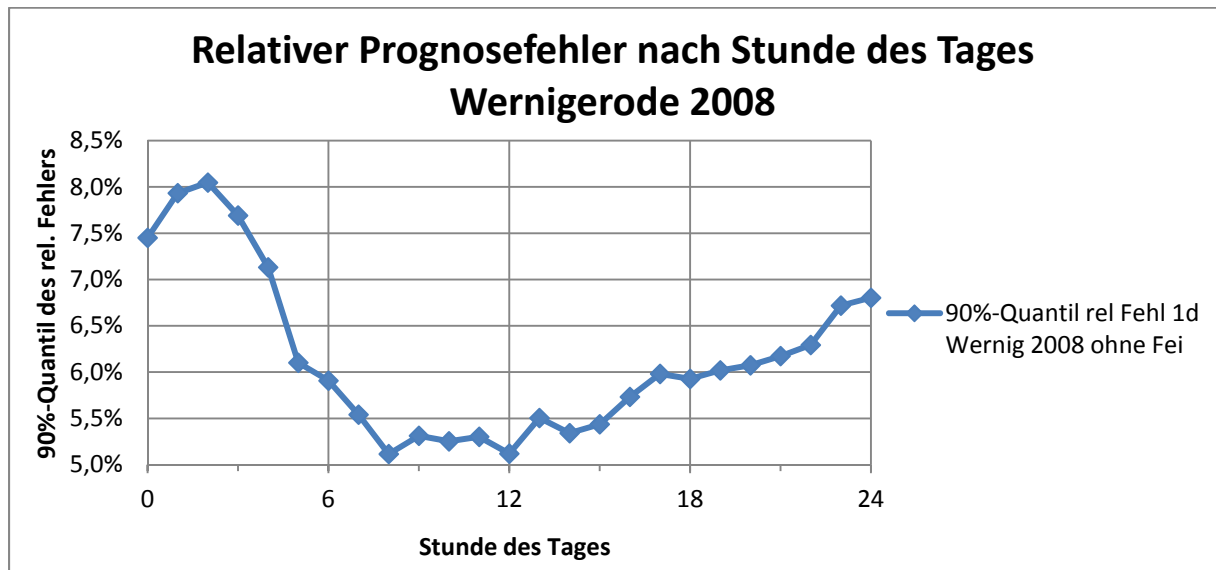


Abbildung 4: 90%-Quantil des relativen Prognosefehlers für Wernigerode, disaggregiert nach der Stunde des Tages. Prognosehorizont 1 Tag, Kalibrierungszeitraum 2006-2007, Prognosezeitraum 2008 (ohne Weihnachtsferien, Feiertage und angrenzende Werktage).

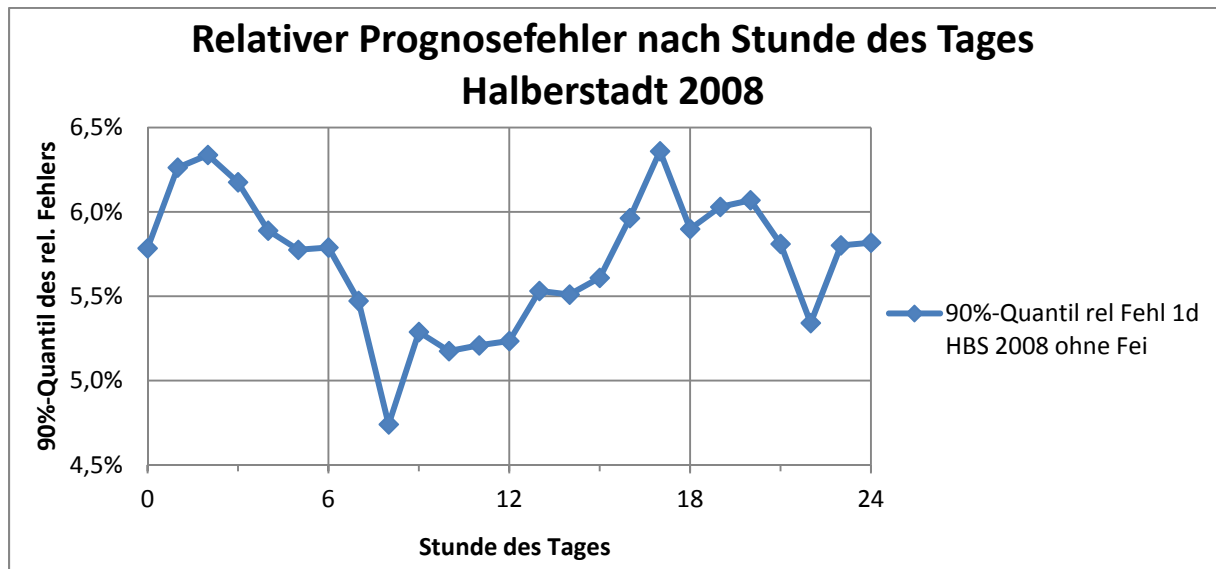


Abbildung 5: 90%-Quantil des relativen Prognosefehlers für Halberstadt, disaggregiert nach der Stunde des Tages. Prognosehorizont 1 Tag, Kalibrierungszeitraum 2006-2007, Prognosezeitraum 2008 (ohne Weihnachtsferien, Feiertage und angrenzende Werktage).

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



7.2.8. Fazit für Lastprognose des Landkreises Harz

Insgesamt wird mit dem hier dargestellten Lastprognoseverfahren eine zufrieden stellende Erklärungs- und Prognosequalität erreicht. Diese hängt allerdings deutlich vom betrachteten Gebiet ab, für das die Prognose erstellt wird, wobei diese Unterschiede teils auf die Wirtschaftsstruktur des Gebiets, teils auf dessen Größe zurückgeführt werden können. Des Weiteren wird die Prognosequalität vor allem durch die Länge des Prognosehorizonts beeinflusst.

Im Übrigen begrenzt die Qualität der zugrunde liegenden Daten die Qualität der Prognose für die Modellregion (vgl. Abschnitt 3).

7.3. Abschätzung des Prognosefehlers

Zusätzlich zur eigentlichen Prognose der Last wird eine Abschätzung des Prognosefehlers angegeben, wobei ein Konfidenzniveau von 90 oder 95 % gewählt werden kann. Diese Abschätzung beruht auf einer nach unterschiedlichen Zeiträumen differenzierten Analyse des Prognosefehlers im Kalibrierungszeitraum. Grundsätzlich ist jedoch zu betonen, dass keine präzise Vorhersage des Prognosefehlers (in dem Sinne, dass dann tatsächlich in einem bestimmten Prozentsatz der Fälle die gemessene Last zu einem zukünftigen Zeitpunkt nicht mehr als die angegebene Fehlerabschätzung von der prognostizierten Last abweicht) möglich ist, da prinzipiell keine deterministische Aussage über die zukünftige Entwicklung der vielfältigen Faktoren möglich ist, die den zeitlichen Verlauf der Last beeinflussen.

8. Anwendung des Lastprognose-Tools

Die Lastprognose wurde in zwei Varianten implementiert, nämlich zum einen als Desktop-Anwendung und zum anderen als Web-Anwendung. Bei der Desktop-Anwendung werden die Konfigurationsparameter über ein Dialogfeld eingegeben; die Last- und Temperaturdaten werden aus csv-Dateien eingelesen, die manuell ausgewählt werden. Die fertige Prognose wird ebenfalls als csv-Datei abgelegt. Die Web-Anwendung hingegen ist den Anforderungen des Feldtests entsprechend auf einen automatisierten Betrieb (vgl. Abschnitt 2) ausgelegt; hier werden in regelmäßigen Zeitabständen die jeweils aktuellen Last- und Temperaturdaten aus einer Datenbank gelesen und die Prognose ebenfalls in die Datenbank geschrieben.

Eine Anleitung zur Benutzung von Desktop- und von Webanwendung des Lastprognosemodells liegt bei CUBE Engineering vor.

9. Erstellung der Zeitreihen für die Simulationen in AP 2.7.2

9.1. Zeitreihen für den Landkreis Harz

Für den Landkreis Harz wurden für das Jahr 2008 Prognosen der Netto- und Bruttostromverbrauchslast mit Schrittweite 15 min und Prognosehorizonten von 8 Stunden (innertägig) und 3 Tagen (mehrtägig) erstellt, indem dies jeweils einzeln für die vier Versorgungsgebiete der Stadtwerke im Landkreis Harz (Blankenburg, Halberstadt,

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



Quedlinburg, Wernigerode) und die zwei Teile der Versorgungsgebiete von envia und E.ON Avacon, soweit sie im Landkreis Harz liegen, durchgeführt wurde und die Ergebnisse anschließend summiert wurden. An Temperaturdaten wurden für Halberstadt interpolierte NCAR-Werte verwendet. Kalibrierungszeitraum war stets 2006-2007.

Zur Erstellung der Prognosezeitreihen zur Stromverbrauchslast für Leitszenario 2 (Jahr 2020) wurden die Prognosezeitreihen für 2008 so skaliert, dass sich die in den Leitszenarien festgesetzten Jahresstromverbräuche ergeben. Für das Teilszenario 2020 mit E-Kfz wiederum wurde auf die Prognosezeitreihe für das Szenario 2020 ohne E-Kfz eine Konstante aufaddiert, so dass sich der im entsprechenden Leitszenario festgelegte Jahresstromverbrauch ergibt.

9.2. Zeitreihen für das Bundesgebiet

Für das Bundesgebiet wurden zur Kalibrierung die stündlichen Lastzeitreihen verwendet, die ENTSO-E im Internet veröffentlicht (ENTSO-E 2011). Die für die Kalibrierung verwendete Temperaturzeitreihe ergab sich durch Mittelwertbildung der Tagesmittel der Stationen Berlin-Tempelhof, Hamburg-Fuhlsbüttel, Düsseldorf, Frankfurt (Main) Flughafen und München Flughafen, die der DWD im Internet veröffentlicht (DWD 2011). Kalibrierungszeitraum war wiederum 2006-2007.

10. Übertragbarkeit

Die im Rahmen des Projekts RegModHarz für den Landkreis Harz entwickelte Implementation des Lastprognosemodells ist grundsätzlich für ein beliebiges Gebiet und beliebige Prognosezeiträume anwendbar. Voraussetzung ist, dass Lastmessungen über einen längeren (nicht zu weit zurückliegenden) Zeitraum für die Kalibrierung des Modells vorliegen; dieser Zeitraum sollte möglichst mindestens ein Jahr umfassen. Bei einem Kalibrierungszeitraum von nur einigen Monaten ist mit deutlich schlechterer Prognosequalität zu rechnen, bei mehreren Jahren mit besserer Qualität. Temperaturmessdaten für den gleichen Zeitraum sind wünschenswert, aber nicht obligatorisch (vgl. Abschnitt 6.3.3); hier genügen Tagesmittelwerte.

Eine konkrete Modellkalibrierung ist immer spezifisch für die getroffene Auswahl von Regressoren (Einflussgrößen) und für das Prognosegebiet, aus dem die Lastmessungen stammen. Für ein anderes Gebiet oder eine andere Auswahl von Regressoren ist eine Neukalibrierung mit ebendiesen Regressoren bzw. mit Lastmessungen aus ebendiesem Gebiet erforderlich (vgl. Abschnitt 6.2.2).

11. Quellenangaben

DWD 2011: Ausgabe der Klimadaten: Tageswerte.

http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima_Umwelt%2FKlimadaten%2FKlimate_kostenfrei%2FAusgabe_tageswerte_node.html%3F_nn%3Dtrue (abgerufen 15.2.2011)

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von



ENTSO-E 2011: HOURLY LOAD VALUES FOR A SPECIFIC COUNTRY FOR A SPECIFIC MONTH (IN MW). <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-a-specific-country-for-a-specific-month/> (abgerufen 17.2.2011)

Kronig, P. et al. (2009): ELBE. Validierung und Verbesserung von Lastprognosen (Projektphase 1). Schlussbericht, Teil 1, 30. Oktober 2009, im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie (BFE). Abrufbar unter:

<http://www.google.de/#hl=de&source=hp&q=Kronig+2009+ELBE+Validierung+Verbesserung+Lastprognosen++Schlussbericht+BFE+&btnG=Google-Suche&aq=f&aql=&aql=&oq=Kronig+2009+ELBE+Validierung+Verbesserung+Lastprognosen++Schlussbericht+BFE+&fp=2dac02cac13f2b6f>; zuletzt abgerufen am 24.03.2011

Thomas Steinberger 2004: Kurzfristige Prognose des Stromverbrauchs in Vorarlberg auf Stunden- und Viertelstundenbasis. Arbeitsbericht Prozess- und Produktengineering: Anwendungen. Fachhochschule Vorarlberg, Forschungszentrum Prozess- und Produktengineering. <http://www.fhv.at/media/pdf/forschung/prozess-und-produktengineering/arbeitsbericht-methoden-2004-bis-2006/arbeitsbericht-anwendungen-2004> (abgerufen 16.8.2010)

Gefördert durch das



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

im Rahmen von

