

**ARBEITSBERICHT
PROZESS- UND PRODUKT-
ENGINEERING:**

Kurzfristige Prognose des Stromverbrauchs in Vorarlberg auf Stunden- und Viertelstundenbasis

Thomas Steinberger

Fachhochschule Vorarlberg, Forschungszentrum für Prozess- und
Produkt-Engineering, 6850 Dornbirn, Achstraße 1

thomas.steinberger@fh-vorarlberg.ac.at

30. Dezember 2004

In diesem Bericht wird die Entwicklung und Validierung eines Zeitreihenmodells zur kurzfristigen Prognose der Netzabgabe auf Stunden- und Viertelstundenbasis ins gesamte Netz der VKW beschrieben. Dieses Vorhersagemodell wurde in einem Gemeinschaftsprojektes mit der VKW in der Zeit vom 1. 1. 2004 bis 30. 12. 2004 entwickelt.

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einleitung | 3 |
| 2 | Methoden und Literaturrecherche | 3 |
| 3 | Beschreibung des Projektes | 4 |
| 4 | Das Vorhersagemodell | 6 |
| 4.1 | Die grundlegende Struktur | 6 |
| 4.2 | Daten und erklärende Variable | 7 |
| 4.3 | Sommerferien und Weihnachten | 9 |
| 4.3.1 | Das Bildungsgesetz der Sommerferienvariable | 10 |
| 4.3.2 | Das Bildungsgesetz der Weihnachtsvariable | 11 |
| 4.4 | Der Wettereinfluss | 13 |
| 4.4.1 | Wetter-Forecast | 14 |
| 4.4.2 | Nichtlinearitäten in den Wettervariablen | 17 |
| 4.4.3 | Stundenweise Ermittlung der oberen Schranken für Smax und Tmax | 19 |
| 4.5 | Das ARX-Modell | 20 |
| 4.6 | Parameterschätzung und Prognose | 21 |
| 4.7 | Analyse der geschätzten Parameter | 23 |
| 4.8 | Das Vergleichstagsmodell | 25 |
| 4.9 | Die Viertelstundenprognose | 28 |
| 4.10 | Beschreibung der Prognose als Prozess | 30 |
| 5 | Validierung und Resultate | 32 |
| 5.1 | Das Stundenmodell | 32 |
| 5.1.1 | Das gemischte Modell mit Wetterforecast | 32 |
| 5.1.2 | Der Einfluss der Wetterprognosefehler | 33 |
| 5.1.3 | Das Vergleichstagsmodell für Weihnachten | 34 |
| 5.1.4 | Stunden- und Tagesergebnisse | 35 |
| 5.2 | Das Viertelstundenmodell | 39 |
| 5.3 | Zusammenfassung der Prognoseergebnisse | 41 |
| 6 | Anhang | 44 |
| 6.1 | Die kalendarisch erzeugten Variablen | 44 |
| 6.2 | Geschätzte Parameter für die Wetterprognose | 45 |
| 6.3 | Geschätzte Parameter für $p = 1$ | 51 |

1 Einleitung

Lastprognose ist der Prozess der Vorhersage der abgegebenen Energie innerhalb einer Region oder eines Verteilernetzes und innerhalb einer vorgegebenen Zeitperiode. Dabei unterscheidet man zwischen Langzeitprognosen (Long term load forecasting) und kurzfristigen Prognosen (Short term load forecasting).

Langzeitprognosen werden für Prognosehorizonte zwischen einem und bis zu 20 Jahren erstellt. Sie bilden die Basis für die mittel- und langfristige Planung, wie z.B. die Rohstoffversorgung, Zeitplanung der Wartungsarbeiten an den Kraftwerken aber auch für strategische Entscheidungen wie den Bau eines neuen Kraftwerkes. Dabei werden meist aggregierte Daten auf Tages-, Wochen- oder Monatsniveau verwendet. Die Vorhersagen beruhen meist auf Makroökonomischen Indikatoren.

Kurzfristige Lastprognosen beruhen auf Daten im Stunden- bis Viertelstundenraster, und der gewünschte Vorhersagehorizont beträgt mehrere Stunden bis mehrere Tage. Als wichtigste erklärende Größen dienen neben historischen Lastdaten, kalendarisch erzeugte Größen, sowie Wetterdaten wie Temperatur und Strahlung.

Diese kurzfristigen Prognosen sind von großer Bedeutung für die Planung der Stromaufbringung durch Eigenerzeugung, Einsatz von Anteilen und Zukauf. Durch das Entstehen von Strombörsen haben die Erzeuger größere Flexibilität in der Aufbringung der nachgefragten Strommenge erlangt. Überschüssige Energie kann an den Börsen in Stunden mit hohen Preisen verkauft werden und nicht gedeckte Nachfrage kann eventuell billiger eingekauft werden. Für den Stromhandel an Börsen ist eine möglichst exakte Prognose der erwarteten Nachfrage von großer Bedeutung.

In diesem Bericht wird die Entwicklung und Validierung eines Zeitreihenmodells für die kurzfristige Prognose der Netzabgabe auf Stundenbasis ins gesamte Netz der VKW beschrieben. Der gewünschte Prognosehorizont beträgt dabei 16–112 Stunden, da um acht Uhr eines Werktages die Netzabgabe beginnend mit der ersten Stunde des folgenden Tages bis zur letzten Stunde des nächsten Werktages prognostiziert wird. Weiters wird eine Methode entwickelt, um auf dieser Stundenprognose aufbauende eine Netzabgabeprognose im Viertelstundenraster zu erstellen.

2 Methoden und Literaturrecherche

Hier soll kurz erklärt werden, welche Methoden und Ansätze zur kurzfristigen Prognose der stündlichen Netzabgabe in der wissenschaftlichen Literatur

derzeit zum Einsatz kommen. Es gibt eine große Anzahl verschiedener Studien die sich mit dem Problem der kurzfristigen Lastprognose befassen. Die verwendeten Methoden können in zwei Klassen eingeteilt werden, klassische Zeitreihenanalyse und Artificial Intelligence Ansätze.

Die am häufigsten verwendeten Ansätze aus der Zeitreihenanalyse sind Regressionsmodelle, Autoregressive (AR)- und AR mit Moving Average (ARMA) Modelle sowie die Box-Jenkins Methode (SARIMA). Eine Zusammenstellung von Veröffentlichungen zu diesen Methoden findet sich in [1] und [3]. Weitere erfolgreiche Anwendungen von Zeitreihenmodellen finden sich in [5] und [2].

Die Methoden aus dem Bereich der Artificial Intelligence lassen sich in die Bereiche Expert Systems, Fuzzy Theory und Neural Networks (NN), vor allem Feed Forward NN, Recurrent NN und Self-Organizing NN, gliedern. Eine umfangreiche Literaturliste dazu findet sich in [6].

Viele der oben genannten Arbeiten beruhen auf ausgewählten Daten, z.B. nur Werktage, oder nur Werktage des Sommerhalbjahres, sodass die jeweiligen Prognosegüten nicht miteinander vergleichbar sind. Dabei ist außerdem zu beachten, daß die Prognostizierbarkeit der jeweils zugrundeliegenden Lastdaten, d. h. der Anteil des zufälligen Rauschens, unterschiedlich sein kann.

Für den praktischen Einsatz besonders interessant sind Ergebnisse aus Prognosewettbewerben. Puget Sound Power and Light Company hat einen Prognosewettbewerb für die Winterhalbjahre 1990-91 und 1991-92 durchgeführt, bei dem ein multiples ARMAX Modell die besten Resultate erzielen konnte (siehe [5]). Ein weiterer Wettbewerb wurde von EUNITE¹ network organisiert. Dabei sollten die Tagesmaxima der Last im Jänner 1999 vorhergesagt werden. Die besten Ergebnisse lieferte eine verallgemeinerte Regressionsmethode, support vector machine genannt. Schließlich ist dem Autor ein Prognosewettbewerb der Verbund AG bekannt, bei der ein multiples ARX Modell die besten Ergebnisse erzielte. Auf Methoden klassischer Zeitreihenanalyse wird nochmals in Kapitel 4 eingegangen.

3 Beschreibung des Projektes

Ziel des Projektes ist es, Modelle zu entwickeln, die eine automatisierte Prognose der stündlichen Netzabgabe in das Verteilernetz der VKW für Prognosehorizonte von einem bis mehreren Tagen ermöglichen.

Derzeit wird diese Prognose von den Stromhändlern am Beginn jedes Arbeitstages manuell erstellt. Dazu wird die Netzabgabe eines, der Erfahrung

¹<http://neuron.tuke.sk/competition/index.php>

nach, gut vergleichbaren vergangenen Tages als Basis verwendet, und, auf den zur Verfügung stehenden Wetterprognosen basierend, angepasst. Vorteile einer automatisierten Prognose sind:

- Zeitersparnis für die Stromhändler durch die Automatisierung.
- Unabhängigkeit der Prognosegüte von der Erfahrung des Prognostikers.
- Systematische und analysierbare Prognosefehler.
- Verbesserte Grundlage für die Planung des Stromhandels, Kraftwerkeinsatzes und Einsatzes von Anteilen bei verbesserter Prognosegüte.
- Verbesserte Grundlage für die Planung der Reservehaltung von Leistung und Energie durch Worst Case Szenarien.

Die Prognose wird um etwa 8:00 Uhr eines Werktages für die kommenden Tage bis einschließlich des nächsten Werktages erstellt. Das heißt im Normalfall, dass der nächste Tag von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr prognostiziert wird. Das ergibt einen Prognosehorizont von 16 bis 40 Stunden. An einem Freitag wird dagegen beginnend mit Samstag 0:00 Uhr bis zum darauffolgenden Montag 24:00 prognostiziert, ein maximaler Prognosehorizont von 88 Stunden. Wenn der Montag ein Feiertag ist, verlängert sich der Prognosehorizont auf 112 Stunden, da auch eine Prognose für Dienstag benötigt wird.

Die Daten, die zur Zeit der Prognoseerstellung zur Verfügung stehen, sind historische Lastdaten auf Stundenbasis, historische Messwerte für Temperatur und Strahlung, sowie Prognosen der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) für Wetterkenngrößen wie Temperatur, Bewölkungsgrad und Nebelwahrscheinlichkeit.

Die zu analysierende Modellklasse wurde von vornherein auf lineare Zeitreihenmodelle eingeschränkt, Methoden aus dem Bereich der Artificial Intelligence wurden nicht analysiert. Argumente für diese Einschränkung sind:

- Hervorragendes Abschneiden von relativ einfachen linearen Modellen bei Prognosewettbewerben auf Real-World-Daten.
- Bessere Analysierbarkeit der Prognoseergebnisse und der geschätzten Parameter.
- Die verwendeten statistischen Methoden sind auch Praktikern bekannt und werden in der Praxis eingesetzt.
- Diese einfachen linearen Modelle werden auch für weiterführende Analysen als Benchmark benötigt.

4 Das Vorhersagemodell

4.1 Die grundlegende Struktur

Die Eigenschaften der Lastzeitreihe, vorallem der starke, zumindest für die Wochentage relativ konstante Tagesgang, lassen zwei grundsätzlich unterschiedliche Zugänge plausibel erscheinen:

1. Eine Modellierung der Last als eine einzige Zeitreihe.
2. Eine Modellierung aller 24 Stunden des Tages als getrennte, unabhängige Zeitreihen.

In diesem Projekt wird der zweite Zugang verfolgt. Die Modellierung der Last mit 24 getrennten Stundenmodellen hat sich für die Vorhersage bereits bewährt (siehe [5] und [2]). Eine theoretische Analyse der Vor- und auch Nachteile dieses Ansatzes findet sich ebenfalls in [5]. Ebenfalls mit dieser Problematik beschäftigt sich [4] und kommt zu dem Ergebniss, dass die Last mancher Stunden des Tages unabhängig ist und andere Stunden eine starke Korrelation zeigen.

Die grundlegende Struktur dieser getrennten Stundenmodelle ist äußerst einfach. Das Vorhersageproblem wird für jede Stunde getrennt betrachtet. Das heißt, es wird die Last der ersten Stunde eines Tages mit einer Gleichung geschätzt, dann die Last der zweiten Stunde mit einer eigenen Gleichung und so weiter. Um einen ganzen Tag prognostizieren zu können müssen also die Parameter von 24 Modellgleichungen geschätzt werden. Darüber hinaus werden noch für jeden Prognosehorizont, von einem Tag bis fünf Tage im voraus, eigene Modellgleichungen geschätzt. Das ergibt insgesamt 120 getrennte Forecastgleichungen.

Jede dieser Gleichungen weist allerdings dieselbe Struktur auf

$$L_s(t) = \alpha * \text{DETVAR}(t) + \beta * \text{WETTER}_s(t) + \gamma * \text{LHIST}_s(t) + \varepsilon_s(t).$$

Dabei bezeichnet $L_s(t)$ die Last zur Stunde s am Tag t , DETVAR bezeichnet deterministische, das heißt perfekt vorhersagbare Größen, wie zum Beispiel Wochentag, Feiertag, Monat oder andere vom Kalender abhängige Größen, WETTER sind die Wettermess- bzw. Wetterprognosedaten und LHIST bezeichnet die Last der vergangenen Tage. Es werden also ARX-Modelle verwendet.

4.2 Daten und erklärende Variable

Alle historischen Daten wurden von der VKW als Oracle Datenbank zur Verfügung gestellt und mit Hilfe von Access in MatLab[®] importiert. In Verwendung sind folgende Daten:

- **LOAD:** Die tatsächliche Netzabgabe aggregiert auf Stundenniveau als abhängige Variable oder Zielgröße. Diese Zeitreihe ist sehr gut gewartet und zeigte keine fehlenden oder unplausiblen Werte, soweit das automatisiert feststellbar war.
- **TEMPERATUR:** Die Temperatur wird automatisch gemessen und aufgezeichnet an der Messstelle Rieden (im VKW-Gelände in Bregenz). Dabei wurden die fehlenden und unplausiblen Werte der Messreihe mittels einer Regression auf die VKW eigene Temperaturmessung in Bürs ersetzt. Dies ist nicht ganz unproblematisch, da z.B. bei ausgeprägten Föhnwetterlagen die Temperaturdifferenz zwischen diesen beiden Messstellen mehr als 10°C betragen kann.
- **STRAHLUNG:** Das ist die Zeitreihe der in Rieden wiederum automatisch gemessen und aufgezeichneten Strahlungsmesswerte. Eine gute Strahlungsmessung ist deutlich schwieriger als eine Temperaturmessung, was auch von der ZAMG bestätigt wurde. So zeigte diese Zeitreihe auch deutlich mehr fehlende oder offensichtlich falsche Werte und außerdem einen deutlichen Alterungseffekt. Dieser führt dazu, dass wolkenlose Sommertage am Anfang der Messreihe einen Strahlungsmesswert von etwa 750 W/m^2 und am Ende der Messreihe von etwa 350 W/m^2 liefern. Dieser Effekt wurde durch folgende Transformation ausgeglichen

$$\text{STR}_s(t) = \frac{\text{std}(\text{STR}_s(t - x | x = 1, \dots, 365))\text{STR}_s(t)}{\text{std}(\text{STR})}$$

wobei $\text{STR}_s(t)$ die Strahlung der Stunde s am Tag t und std die Standardabweichung ist. Das heißt der Strahlungsmesswert wurde mit dem Quotienten aus der laufenden Standardabweichung über das letzte Jahr und der Standardabweichung über den gesamten Zeitbereich multipliziert.

Die fehlenden Werte wurden durch eine Regression auf die Helligkeitsmessung am Messpunkt Rieden ergänzt. Besonders auffällig ist dabei ein Zeitraum von 46 Tagen von Ende Juli 1999 bis Mitte September 1999 in dem die Strahlungsmessung fehlt.

- **VKW-PROGNOSE:** Das ist die von den Stromhändlern der VKW ermittelte Prognose der Netzabgabe im Stundenraster. Diese Daten dienen als Vergleichswerte für die von den Modellen ermittelten Prognosewerte.
- **WETTERPROGNOSE:** Der VKW werden von der ZAMG Werte für eine Reihe von Modelloutputvariablen des europäischen Wettermodells, gerechnet einmal täglich in Redding übermittelt. Diese Werte sind 6-stündlich (Stunde 0-6-12-18) vorhanden und werden in das Modell wie in 4.4.1 beschrieben eingebaut. Von den vorhandenen Prognosedaten werden derzeit nur der Bewölkungsgrad und die Temperatur verwendet. Die Daten sind bis auf drei fehlende Tage (21. 3. 2002, 20. 1. 2003 und 6. 2. 2003) vollständig und es wurden keine unplausiblen Werte entdeckt.

Sowohl die Netzabgabe als auch die Temperatur- und Strahlungsmessung stehen stündlich für den Zeitraum vom 1. 3. 1991 bis 18. 1. 2004, also 4707 Tage, zur Verfügung. Die VKW-PROGNOSE ist für den Zeitraum von 1. 10. 2001 bis 30. 9. 2003, also 730 Tage bekannt. Die Wetterprognosedaten sind im Zeitraum vom 6. 1. 2002 bis zum 31. 3. 2004 verfügbar.

Eine automatisierte Schätzung und Prognose kann nur mit Daten mit jeweils 24 Stundeneinträgen pro Tag arbeiten. Daher mußten die Tage des Wechsels von Sommer- auf Winterzeit und umgekehrt aufbereitet werden. Der Wechsel von Winter- auf Sommerzeit findet jährlich am letzten Sonntag im März statt, indem die Stunde 3 des Tages doppelt vorkommt. Der Wechsel von Sommer- auf Winterzeit fand bis einschließlich 1995 am letzten Sonntag im September und findet seit 1996 am letzten Sonntag im Oktober statt. Dabei wird die Stunde 3 gestrichen. In den Daten wurde beim Wechsel von Winter- auf Sommerzeit die zweite Stunde 3 gestrichen und beim Wechsel von Sommer- auf Winterzeit ein Stunde 3 als arithmetisches Mittel der Stunde 2 und Stunde 4 eingeführt. Dadurch hat jeder Tag 24 Stunden.

Im Laufe der Analyse wurden auch einige andere Daten verwendet, zum Beispiel die VKW-eigene Temperaturmessung in Bürs statt der Messung in Rieden, sowie die Erzeugung des Kraftwerkes Ebensand, die den Einfluss des Niederschlages auf die Netzabgabe erklären soll. Dieser Einfluss entsteht durch einige kleine externe Wasserkraftwerke im Netzabgabegebiet.

Die Wetter-Forecastdaten enthalten auch noch andere denkbare Einflussgrößen des Wetters auf die Netzabgabe, wie die Nebelwahrscheinlichkeit, die Niederschlagswahrscheinlichkeit oder die Schneefallgrenze. Diese werden derzeit aus den in Abschnitt 4.4.1 erklärten Gründen nicht verwendet.

Wie bereits oben erklärt wird die Netzabgabe für alle Stunden und alle Prognosehorizonte mit strukturell gleichen Prognosegleichungen vorher-

gesagt. Diese enthalten folgende deterministische Variablen (DETVAR), die alle nur vom Tag und nicht von der Stunde abhängen:

- CONST: Die Konstante Variable.
- TREND: Die Trendvariable ist gleich der kumulativen Summe der konstanten Variablen.
- MONAT: Für die Monate Jänner, Februar, November und Dezember kommt ein Monats-Dummy zum Einsatz.
- WOCHENTAG: Für jeden Wochentag wurde ein eigener Dummy gebildet.
- FEIERTAG: Eine dummy-ähnliche Variable, die Feiertage indiziert. Für die genaue Beschreibung siehe Anhang 6.1.
- FENSTERTAG: Diese Variable erfasst den Einfluss der Fenstertage (Werktage zwischen Wochenende und Feiertag). Für die genaue Beschreibung siehe Anhang 6.1.
- WEIHNACHTEN und SOMMERFERIEN: Diese Variablen beschreiben die Effekte der Sommerferien und Weihnachtszeit auf die Netzabgabe. Das Bildungsgesetz wird in Kapitel 4.3 beschrieben.

4.3 Sommerferien und Weihnachten

Ein den Stromverbrauch vermindender Einfluss der Sommerferienzeit ist in den Kalenderwochen 29–34 erkennbar. Dieser Effekt ist hauptsächlich auf Betriebsferien von großen Stromabnehmern zurückzuführen und ist von Jahr zu Jahr unterschiedlich, manchmal auf die Wochen 30–33 konzentriert, dann wieder alle 6 Wochen gleichmäßiger verteilt (siehe Abbildung 1).

Der ebenfalls den Stromverbrauch vermindende Einfluss der Weihnachtszeit reicht etwa vom Wochenende vor dem 24. Dezember bis zum darauffolgenden 6. Jänner. Wie sich dieser Effekt auf die einzelnen Tage auswirkt, ist sehr stark von der Lage der Feiertage im Verhältnis zu den Wochenenden abhängig.

Um diese Effekte abzubilden, wurde eine Methode entwickelt, die aus den abgegebenen Tagesgesamtenergien dummy-ähnliche Variablen für die Sommerferien und die Weihnachtszeit erzeugt. Dieser Ansatz ist für die Sommerferienzeit so erfolgreich, dass die Prognosefehler in dieser Zeit etwa dem Jahresschnitt entsprechen. Die Weihnachtszeit konnte auf diese Art nicht zufriedenstellend prognostiziert werden. Daher wurde für diese Zeit ein eigenes Vergleichstagsmodell entwickelt, das in Kapitel 4.8 genau beschrieben wird.

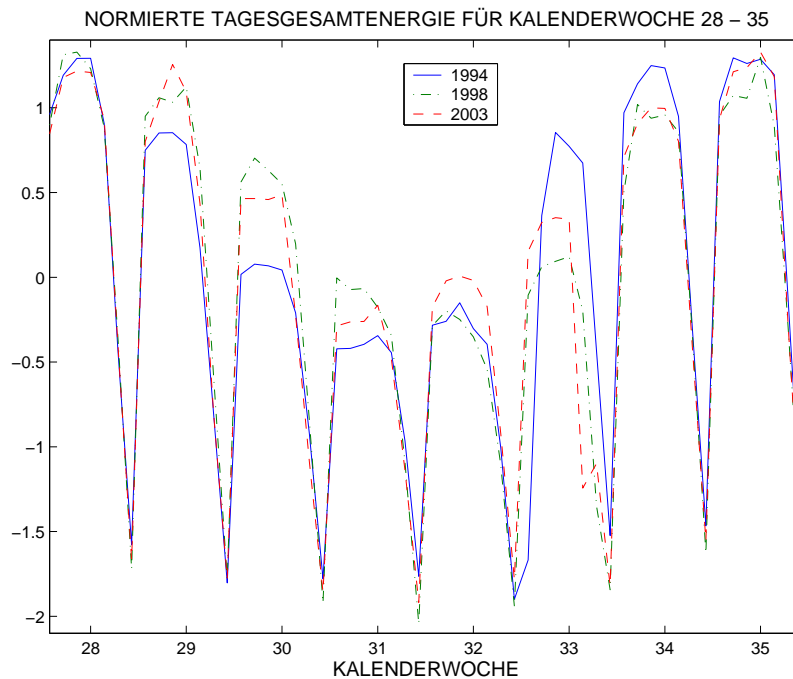


Abbildung 1: Die um Mittelwert bereinigten und mit der Standardabweichung normierten Tagesgesamtenergien für Kalenderwoche 28 – 35 in den Jahren 1994, 1998 und 2003.

4.3.1 Das Bildungsgesetz der Sommerferienvariable

Die Sommerferienvariable wird auf die nachfolgend beschriebene Weise berechnet. Es sei E_0 das Mittel der abgegebenen Tagesenergie über alle Werk- tage in den Kalenderwochen 27, 28, 35, und 36 und über alle Jahre für die die Netzausgabe bekannt ist, und E_1 das Mittel der abgegebenen Tagesenergie über alle Werk- tage in der Kalenderwochen 32 und über alle Jahre. Weiters sei $E(x)$ das Mittel der abgegebenen Tagesenergie über alle Werk- tage in der Kalenderwoche x für $x \in \{29, \dots, 34\}$ und über alle Jahre. Dann wird der Sommerferien-Dummy $DW(x)$ für Werk- tage in der Kalenderwoche x folgendermaßen errechnet

$$DW(x) = \frac{E(x) - E_0}{E_1 - E_0}.$$

Das heißt die Sommerferienvariable nimmt für eine Energieabgabemenge von E_0 den Wert 0 an, für eine Energieabgabemenge von E_1 den Wert 1 und es erfolgt für alle anderen Energieabgabemengen eine lineare Interpolation.

Der Wert von E_0 wird dabei aus den Wochen in der kalendarischen Nähe der Sommerferienzeit errechnet, die noch keinen solchen Effekt zeigen. Der Wert von E_1 wird aus Woche 32 errechnet, das ist die Woche mit dem größten Absinken der Stromabgabe.

In ähnlicher Weise werden die Werte für Samstage und Sonntage gebildet. Es bezeichne s entweder Samstag oder Sonntag und $E_0(s)$ sei das Mittel der abgegebenen Tagesenergie über alle Tage s in den Kalenderwochen 27, 28, 35, und 36 und über alle Jahre. $E(s, x)$ sei das Mittel der abgegebenen Tagesenergie über alle Tage s in der Kalenderwoche x für $x \in \{29, \dots, 34\}$ und über alle Jahre. Dann errechnet sich $DS(s, x)$ der Sommerferien-Dummy für Tag s in der Kalenderwoche x folgendermaßen

$$DS(s, x) = \frac{E(s, x) - E_0(s)}{E_1 - E_0}.$$

Um den tatsächlichen Verlauf der Netzabgabe in der Sommerferienzeit besser abzubilden wurden noch folgende adhoc Modifikationen durchgeführt:

- Die Freitage in Kalenderwochen 29 und 30 und der Montag in der Kalenderwoche 30 werden durch das Mittel der oben beschriebenen Werte für Freitag und den darauffolgenden Montag ersetzt.
- Der Feiertag und ein möglicher Fenstertag in Kalenderwoche 33 werden wie der Sonntag bzw. Samstag in KW 33 behandelt.

Die dadurch gegebene Sommerferienvariable wird in Bild 2 dargestellt.

Die Sommerferienvariable unterscheidet sich von Jahr zu Jahr kaum. Der einzige Unterschied ergibt sich durch die Lage des Feiertages in der Kalenderwoche 33 und den dadurch eventuell entstehenden Fenstertag. Wie in Abbildung 1 deutlich erkennbar unterscheidet sich der Einfluss der Sommerferien auf die Netzabgabe von Jahr zu Jahr. Diese Änderung ist unsystematisch und aus den Daten nicht prognostizierbar. Versuche mit laufenden Mitteln z.B. über die letzten 3 Jahre, wodurch eine systematisch Veränderung des Konsumentenverhaltens erfasst werden könnte, bilden die Gesamtenergieabgabe schlechter ab und liefern schlechtere Prognoseergebnisse.

4.3.2 Das Bildungsgesetz der Weihnachtsvariable

Obwohl die Weihnachtszeit mit dem Vergleichstagmodell deutlich besser prognostiziert wird, muss das Standardmodell für diese Zeit ebenfalls geschätzt werden, um ab dem 7. Jänner jeden Jahres wieder verwendet werden zu können. Zu diesem Zweck wird ein Weihnachts-Dummy auf ähnliche Weise wie der Sommerferien-Dummy gebildet.

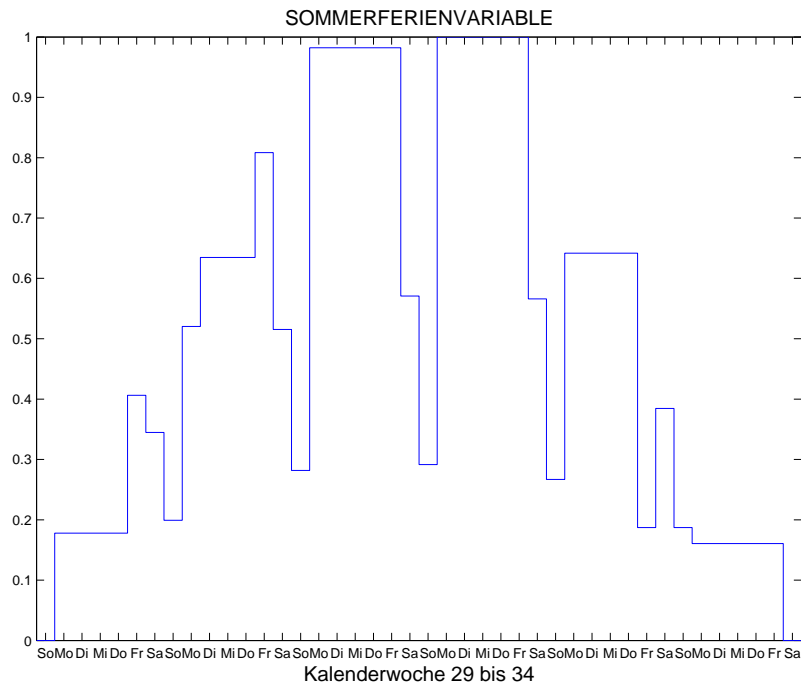


Abbildung 2: Die Sommerferienvariable für das Jahr 2003.

Diese Variable erhält jedes Jahr unterschiedliche Werte. Es sei $E0(j)$ die mittlere abgegebene Energie der Tage Dienstag, Mittwoch und Donnerstag in der Zeit vom 12. 12. bis 18. 12. des Jahres j und $E1(j)$ die mittlere abgegebene Energie am 25. 12. und 26. 12. desselben Jahres. Weiters sei $E(x, j)$ die abgegebene Tagesenergie am Tag x im Jahr j , dann errechnet sich der Dummy am Tag x im Jahr j durch

$$D(x, j) = \frac{E(x, j) - E0(j)}{E1(j) - E0(j)}.$$

Diese Regel wird nicht für Feiertage, Samstage und Sonntage angewendet. An diesen Tagen kommen die gleichen Variablen wie im restlichen Jahr zum Einsatz. Für eine zu prognostizierende Weihnachtszeit ist die abgegebene Tagesenergie natürlich nicht bekannt, daher kann der Dummy im Voraus nicht berechnet werden. Für die Prognose werden daher die Werte aus dem letzten kalendarisch vergleichbaren Jahr verwendet. Vergleichbar sind dabei 2003–1997, 2002–1996, 2000–1995, 1999–1993 und 1998–1992. In Bild 3 wird ein Beispiel eines Weihnachts-Dummies gezeigt.

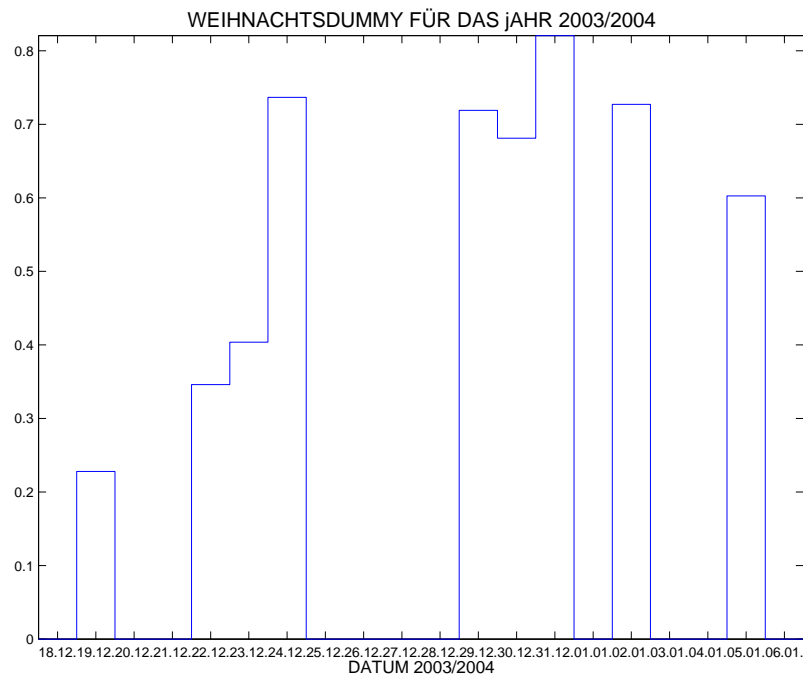


Abbildung 3: *Der Weihnachts-Dummy für die Weihnachtszeit 2003/2004.*

4.4 Der Wettereinfluss

Der Einfluss des Wetters auf die Netzabgabe wird im Modell durch zwei erklärende Variablen abgebildet, die Temperatur und die Strahlung.

Dabei bewirkt ein tiefe Temperatur eine Erhöhung der Netzabgabe vor allem durch zusätzliche Heizlast. Dieser Effekt verschwindet in einem Temperaturbereich von ungefähr 10°C – 14°C , sodass für höhere Temperaturen die Netzabgabe unabhängig von der gemessenen Temperatur ist. Eine Erhöhung der Netzabgabe durch sehr hohe Temperaturen, erklärbar durch zusätzliche Kühllast, ist im Netzabgabebereich nicht feststellbar (siehe dazu Abbildung 4).

Die Strahlung wirkt sich hauptsächlich über eine Erhöhung der Netzabgabe bei geringer Strahlung, das heißt z.B. bei dichter Bewölkung oder Nebel, durch zusätzliche Lichtlast aus.

In der Praxis werden für beide Variablen neben der oben beschriebenen auch noch andere nichtlineare Effekte erwartet. So weist der Temperatureffekt eine kummulative Charakteristik auf, das heißt eine kurze Phase geringer Temperatur sollte sich kaum auswirken wohingegen längere sehr kalte Phasen einen überproportional hohen Einfluss haben. Ebenso sollte eine Verringe-

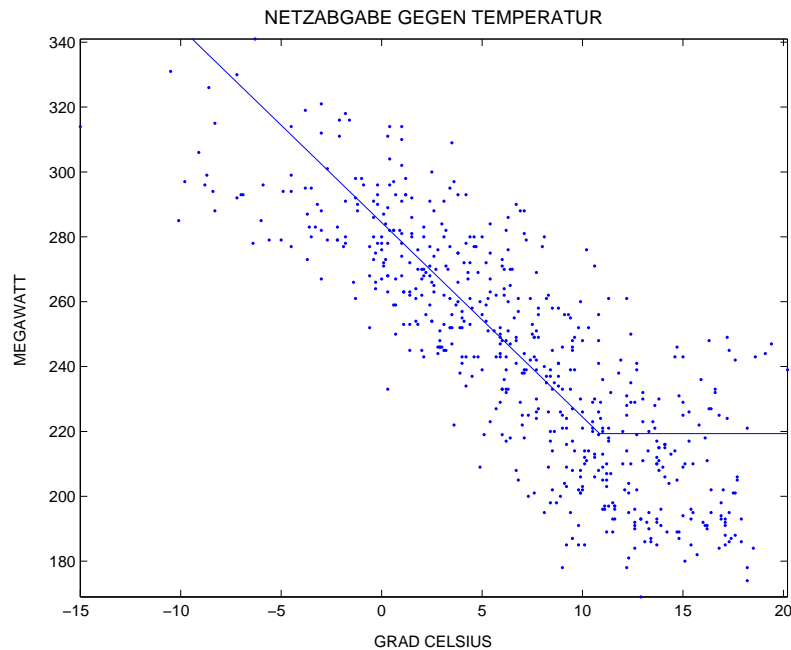


Abbildung 4: Die Netzabgabe aufgetragen gegen die Temperatur für Stunde 6, Mittwoch wenn Werktag. Deutlich erkennbar ist die Nichtlinearität des Einflusses der Temperatur auf die Netzabgabe.

rung der Strahlung bei großer Helligkeit keinen Einfluss auf die Netzabgabe haben. Auf diese Effekte wird in 4.4.2 näher eingegangen.

4.4.1 Wetter-Forecast

Für die zu prognostizierenden Tage stehen natürlich keine Wettermesswerte zur Verfügung. Daher muss aus den Prognosedaten der ZAMG eine stündliche Prognose für Temperatur und Strahlung errechnet werden. Dies geschieht durch eine lineare Interpolation der 6-stündlich vorhandenen Prognosewerte auf die restlichen Stunden und anschließender Regression der historischen Messwerte auf diese Prognosewerte.

Die Wetterprognosewerte stehen für die Stunden 0, 6, 12 und 18 UTC-Zeit zur Verfügung. Sie werden jeweils um 12.00 eines Tages für die nächsten 5 Tage übermittelt, sodass für das Netzabgabeprognosemodell, das ja um 8.00 Uhr gerechnet wird, die Prognosehorizonte 2 bis 5 relevant sind. Die UTC-Zeit ist im Winter eine Stunde und im Sommer zwei Stunden hinter der Lokalzeit.

Die Stunden 1 bis 5, 7 bis 11, 13 bis 17 und 19 bis 23 werden linear in-

terpoliert mit den bekannten Stützstellen zu den Stunden 0, 6, 12, 18 und Stunde 0 des Folgetages. Die so ermittelten Forecastwerte für Temperatur und Bewölkungsgrad für die Stunde s am Tag t mit dem Prognosehorizont p seien mit $\text{TempP}_p(s, t)$ und $\text{BewP}_p(s, t)$ bezeichnet. Sie gehen als erklärende Parameter in eine stundenweise Regression für die abhängigen Größen Temperatur Rieden (TR) und Strahlung Rieden (SR) ein. Das ergibt für jede Stunde s und jeden Prognosehorizont $p \in \{1, \dots, 4\}$ eine Regressionsgleichung für die Temperatur

$$\text{TR}(s, t) = \begin{pmatrix} \text{CONST} \\ \text{TREND}(t) \\ \text{TempP}_p(s, t) \end{pmatrix} * \alpha + \varepsilon(s, t)$$

und eine Regressionsgleichung für die Strahlung

$$\text{SR}(s, t) = \begin{pmatrix} \text{CONST} \\ \text{TREND}(t) \\ \text{Smax}(s, t) \\ \text{BewP}_p(s, t) \\ \text{Smax}(s, t)\text{BewP}_p(s, t) \end{pmatrix} * \alpha + \varepsilon(s, t)$$

wobei mit $\text{Smax}(s, t)$ das Strahlungsmaximum zur Stunde s der letzten 7 Tage, d. h. von Tag $t - 7$ bis Tag t , bezeichnet wird. Die Strahlung wird nur für die Stunden 6 bis 22 berechnet da in den restlichen Stunden der Strahlungsmesswert immer 0 ist.

Die Parameter wurden über den Zeitraum vom 6. 1. 2002 bis zum 31. 3. 2004 geschätzt. Die Tabellen der geschätzten Parameter für alle Wetterprognosehorizonte finden sich im Anhang in 6.2.

Für die Temperatur ergeben sich folgende Validierungskenngrößen.

| Prog.horz | MAE | RMSE |
|-----------|--------|--------|
| 1 | 1.35°C | 1.73°C |
| 2 | 1.43°C | 1.84°C |
| 3 | 1.58°C | 2.06°C |
| 4 | 1.78°C | 2.30°C |

Der R^2 -Wert liegt zwischen 0.94 und 0.96. (siehe Abbildung 5). Analoge Kenngrößen für die Strahlung sind

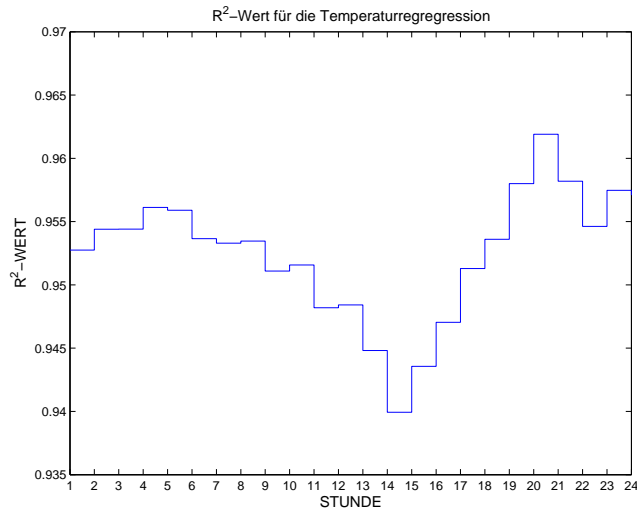


Abbildung 5: Der R^2 -Wert für die Regression des Temperaturmesswertes Rieden auf die Konstante, den Trend und die 1-day-ahead Prognose der Temperatur.

| Prog.horz | MAE | MAE/MEAN | RMSE |
|-----------|-----------------------|----------|-----------------------|
| 1 | 23.78W/m ² | 0.31 | 50.64W/m ² |
| 2 | 26.77W/m ² | 0.35 | 56.14W/m ² |
| 3 | 28.39W/m ² | 0.37 | 58.98W/m ² |
| 4 | 30.38W/m ² | 0.39 | 61.79W/m ² |

bei einem R^2 zwischen 0.7 und 0.8 siehe Bild 6. Das zeigt, dass die 4-Tagesprognose etwa 20% schlechtere Prognoseresultate liefert als die 1-Tagesprognose.

Die Temperaturregression kann etwaige Fehler in der Temperaturmessung, wie einen verschobenen 0-Punkt oder einen Drift des 0-Punktes auffangen. Die Strahlungsregression ist notwendig, da von der ZAMG keine vergleichbare Prognosegröße übermittelt wird. Die Strahlung wird dabei deutlich schlechter erklärt. Das entspricht auch Aussagen der ZAMG, dass strahlungsrelevante Größen wie der Bewölkungsgrad schwer vorhergesagt werden können.

Die Vorhersagedaten der ZAMG enthalten auch andere für die Bewölkung relevante Größen wie vor allem die Nebelwahrscheinlichkeit und die Niederschlagswahrscheinlichkeit. Beide ergaben nur minimale Verbesserungen der

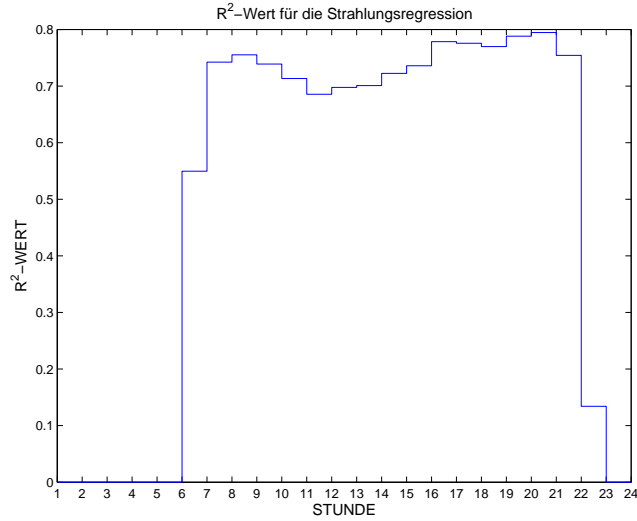


Abbildung 6: Der R^2 -Wert für die Regression des Strahlungsmesswertes Rieden auf die Konstante, den Trend, das Strahlungsmaximum der letzten 7 Tage, die 1-day-ahead Prognose des Bewölkungsgrades und den gemischten Term der letzten beiden Parameter.

statistischen Kenngrößen und die geschätzten Parameter hatten teilweise die falschen Vorzeichen. Daher werden diese Regressoren derzeit nicht verwendet. Außerdem wurden alternative Modelle wie z.B.

$$SR(s, t) = S_{\max}(s, t) \begin{pmatrix} \text{CONST} \\ \text{TREND}(t) \\ \text{BewP}_p(s, t) \end{pmatrix} * \alpha + \varepsilon(s, t)$$

verwendet, die aber schlechtere Resultate erzielten.

4.4.2 Nichtlinearitäten in den Wettervariablen

Wie oben bereits kurz erwähnt ist die Abhängigkeit der Netzabgabe von der Temperatur und der Strahlung nicht linear. Am deutlichsten ist dieser Effekt bei der Temperatur (siehe Abbildung 4). Für Temperaturen über einem Grenzwert, der zwischen etwa 10°C und 14°C liegt, verschwindet der Einfluss der Temperatur auf die Netzabgabe. Für tiefere Temperaturen kann der Effekt linear approximiert werden. Dieses Problem wurde gelöst indem statt des tatsächlichen Temperaturmess- bzw. Prognosewertes $T_s(t)$ ein nach oben beschränkter Regressor $\bar{T}_s(t) = \min(T_s(t), T_{\max})$ verwendet wurde. Die obere

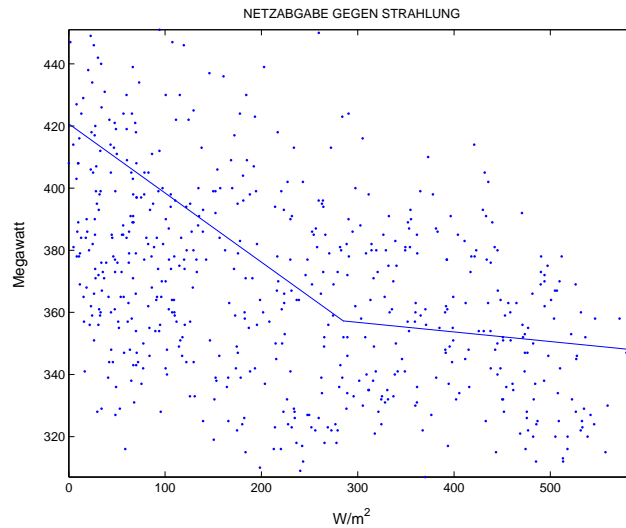


Abbildung 7: Die Netzabgabe aufgetragen gegen die Strahlung für Stunde 12, Mittwoch wenn Werktag. Die Nichtlinearität des Einflusses der Strahlung auf die Netzabgabe ist deutlich erkennbar.

Schranke T_{max} wurde mit einem Gridsearch nach minimalem Prognosefehler ermittelt.

Weiters ist es plausibel, dass Temperaturänderungen nicht nur instantan Einfluss auf die Netzabgabe haben, sondern ein kumulativer Effekt auftritt. Das heißt ein gewichtetes Mittel der Temperaturen der jeweils letzten Stunden sollte die relevante Variable sein. Dieser Effekt wurde ebenfalls mit Gridsearchmethoden untersucht, wobei das Gewicht und die Zeitspanne des gewichteten Mittels variiert wurden. Allerdings ergab eine rein instantane Temperaturvariable die besten Prognosewerte. Eine mögliche Erklärung dafür ist, dass neben der Temperaturprognose für den zu prognostizierenden Tag auch mindestens ein vergangener Temperaturmesswert in die Prognosegleichung eingeht. Dieser Wert könnte den längerfristigen Effekt abfangen.

Eine Analyse des Strahlungseinflusses auf die Netzabgabe macht Sättigungseffekte bei sehr niedriger und sehr hoher Strahlung plausibel. Es sollte ein oberer Schwellenwert erkennbar sein bei dessen Unterschreitung die Lichtlast stark zunimmt, die Beleuchtung in den Räumen wird eingeschaltet, und ein unterer Schwellenwert, bei dessen Unterschreitung die Lichtlast etwa konstant bleibt, weil alle Raumbeleuchtungen eingeschaltet sind. In Scatterplots der Last gegen die Strahlung ist dieser S-förmige Verlauf des Strahlungseinflusses allerdings nicht erkennbar (siehe Abbildung 7). Auch anstatt

des Strahlungswertes wurde ein nach oben beschränkter Regressor verwendet. Die optimale obere Schranke wurde wie bei der Temperatur durch ein Gridsearchverfahren ermittelt. Dabei wurde auch untersucht, wie groß die Verbesserung durch die zusätzliche Verwendung eines quadratischen Strahlungstermes ist. Die Ergebnisse werden in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst.

| | | Temp.Max | StrahlungMax | Strahlung ² Max |
|-----|----------------------|----------|----------------------|----------------------------|
| MAE | 5.86 MW | 10.5°C | 200 W/m ² | 0 W/m ² |
| MSE | 62.6 MW ² | 11°C | 250 W/m ² | 0 W/m ² |
| MAE | 5.81 MW | 10.5°C | 450 W/m ² | 500 W/m ² |
| MSE | 61.4 MW ² | 11.5°C | 550 W/m ² | 550 W/m ² |

Diese Optima sind relativ robust gegenüber Veränderung des Validierungszeitraumes. Einzig die oberen Schranken bei quadratischem Einfluss variieren stärker. Aus diesem Grund und wegen der sehr kleinen Verbesserung kommt die Strahlungsvariable derzeit nur linear zum Einsatz.

4.4.3 Stundenweise Ermittlung der oberen Schranken für Smax und Tmax

In dem obigen Kapitel wurde beschrieben wie die optimalen Werte für das Temperaturmaximum und das Strahlungsmaximum mittels eines Gridsearchverfahrens ermittelt werden. Dabei wurde angenommen, dass diese optimalen Werte unabhängig davon sind welche Stunde prognostiziert werden soll. Diese Annahme ist wenig plausibel. Daher wurde die Implementierung der Parameterschätzung geändert, sodass eine stundenweise getrennte Optimierung der Temperatur- und Strahlungsmaxima möglich ist. In der folgenden Tabelle werden die optimalen Werte aufgelistet. Als optimal wurden die Maxima angesehen, die die Summe des MAE zweier Validierungszeiträume minimieren. Eine Minimierung der Summe des MSE über die selben zwei Validierungszeiträume ergibt dabei nahezu die selben Optima.

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Std | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Smax (W/m ²) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 50 | 50 | 100 | 200 | 250 | 300 |
| Tmax (°C) | 8.0 | 8.0 | 8.0 | 8.0 | 10.0 | 10.5 | 9.5 | 10.0 | 10.5 | 11.5 | 12.0 | 13.0 |
| Std | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Smax (W/m ²) | 300 | 250 | 250 | 200 | 150 | 100 | 100 | 50 | 20 | 20 | 0 | 0 |
| Tmax (°C) | 13.5 | 13.5 | 14.5 | 14.5 | 14.5 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 11.0 | 10.0 | 8.0 |

4.5 Das ARX-Modell

Die grundlegende Struktur des verwendeten multiplen ARX-Modells ist sehr einfach. Für jede Stunde s eines Tages und für jeden Prognosehorizont $p \in \{1, \dots, 5\}$ muss eine Modellgleichung folgender Struktur geschätzt werden

$$L_s(t) = \begin{pmatrix} L_s(t-p, t-7) \\ \text{DETVAR}(t, t-1, t-p, t-7) \\ \text{WETTER}_s(t, t-p, t-7) \end{pmatrix} * \alpha + \varepsilon_s(t)$$

dabei bezeichnet $L_s(t)$ die Netzabgabe zur Stunde s am Tag t , DETVAR die deterministischen Variablen und WETTER die Wettervariablen. Es kommen nicht alle Variablen mit allen oben beschriebenen Lag-Strukturen bei allen Regressionsgleichungen vor. So gilt zum Beispiel

$$\text{SONNTAG}(t) = \text{SONNTAG}(t-7) \forall t$$

und ähnlich für die anderen Tagestyp-Dummies. Auch fallen für $p = 1$ die lags $t-1$ und $t-p$ zusammen. Insgesamt werden abhängig von p zwischen 41 und 54 Parameter geschätzt. Als Beispiel werden in der folgenden Tabelle die verwendeten Regressoren für $p = 1$ aufgelistet.

| DETVAR | lag | AR | lag | WETTER | lag |
|--------------|-------------------|------|--------|-----------------|--------|
| Const | 0 | Load | -1; -7 | Temp.Prognose | 0 |
| Trend | 0 | | | Temp.Rieden | -1; -7 |
| Jänner | 0 | | | StrahlungProg | 0 |
| Februar | 0 | | | StrahlungRieden | -1; -7 |
| November | 0 | | | | |
| Dezember | 0 | | | | |
| Montag | 0; -1 | | | | |
| Dienstag | 0; -1 | | | | |
| Mi+Do | 0; -1 | | | | |
| Freitag | 0; -1 | | | | |
| Samstag | 0; -1 | | | | |
| Sonntag | 0 | | | | |
| Feiertag | +1; 0; -1; -2; -7 | | | | |
| Fenstertag | +1; 0; -1; -2; -7 | | | | |
| Sommerferien | 0; -1; -7 | | | | |
| Weihnachten | 0; -1; -7 | | | | |

Den AR-Teil auf die lags -1 und -7 zu beschränken liefert in out-of-sample Analysen die besten Prognoseergebnisse unter allen lags zwischen -1 und

-7. Die große Anzahl an deterministischen Variablen ist notwendig, um die verschiedenen Kalendereffekte zu erfassen. Weiters verbessert sich die Prognose deutlich, wenn für die exogenen Variablen zusätzlich die lags aus der AR-Struktur, im Beispiel lag -1 und -7, verwendet werden. Dadurch können Kalender- und Wettereffekte im AR-Teil bereinigt werden. Die nicht offensichtlichen Einflussgrößen erklären sich wie folgt:

- Dienstag, Mittwoch und Donnerstag verhalten sich sehr ähnlich. Allerdings geht für die Dienstagsprognose der Montag als AR(-1)-Wert ein und daher ist ein eigener Parameter notwendig.
- Feiertag(+1) erklärt den Abfall der Nachfrage an Tagen vor Feiertagen und Fenstertag(+1) erklärt die kleinere Nachfrage in den letzten Stunden eines Feiertages wenn ein Fenstertag folgt.
- Feiertag(-2) und Fenstertag(-2) bereinigen den Einfluss auf die Prognose wenn der AR(-1)-Tag ein Tag nach einem Feiertag oder Fenstertag ist, und somit die Last in den ersten Stunden geringer als üblich ist.
- Der Sonntags-Dummy ist an einem Sonntag immer 1 auch wenn es ein Feiertag ist. Daher ist Sonntag(-1) nicht notwendig.

Die Standardmethode, um eine Mehrschrittprognose für ein ARX-Modell zu erhalten ist es, zuerst die Einschrittprognose zu berechnen und die Ergebnisse in den AR-Teil für die Zweischrittprognose einzusetzen. Auf diese rekursive Weise werden alle größeren Prognosehorizonte berechnet. Diese Methode wird nicht verwendet. Statt dessen werden für Mehrtagesprognosen eigene Modelle geschätzt die nur bekannte historische Lastdaten verwenden. Dies stellte sich als deutlich besser bezüglich der Prognosegüte heraus. Der Grund dafür ist einerseits, dass sich dadurch Prognosefehler nicht auf größere Prognosehorizonte fortsetzen, und andererseits nimmt die Erklärungskraft der historischen Lastdaten nicht sehr stark ab, wenn die verwendeten Daten einen Tag älter sind.

4.6 Parameterschätzung und Prognose

Für jeden Prognosehorizont p und für jede Stunde s müssen die Parameter in der Modellgleichung geschätzt werden. Dafür wird das klassische OLS-Verfahren verwendet, das asymptotisch effizient ist und den Vorteil hat, dass keine numerische Optimierung verwendet werden muß. Als Schätzzeitraum werden die jeweils letzten 3 Jahre oder etwa 1095 Tage verwendet. Mit den geschätzten Parametern wird dann die Netzabgabeprognose für einen Monat

errechnet. Nach einem Monat wird die Parameterschätzmenge aktualisiert, das heißt die Daten des aktuellen Monats werden hinzugefügt und die Daten des ältesten Monats gelöscht. Dies ergibt eine gewisse Anpassungsfähigkeit des Prognosemodells an langsame Veränderungen in der Netzabgabe.

Die rechenzeitintensive Aufgabe der Parameterschätzung für die 24 Stundenmodelle für jeden Prognosehorizont $p \in \{1, \dots, 5\}$ muss also nur einmal im Monat durchgeführt werden.

Die Netzabgabeprognose erfolgt dabei um 8.00 eines Werktages beginnend mit der Stunde 1 des Folgetages bis inklusive der Stunde 24 des nächsten Werktages. Somit wird die Eintagesprognose ($p=1$) nur für die Stunden 1 bis acht des nächsten Tages verwendet, da keine aktuelleren Lastdaten zur Verfügung stehen. Die Stunden 9 bis 24 des nächsten Tages werden mit dem Zweitagesmodell ($p=2$) prognostiziert. Die längsten Prognosehorizonte ergeben sich, wenn ein Feiertag auf einen Freitag oder Montag fällt. Dann müssen 4 Tage im voraus vorhergesagt werden und das Fünftagesmodell ($p=5$) kommt zum Einsatz.

Die Erstellung der Prognose erfordert für jeden Prognosehorizont nur 24 mal die Multiplikation des jeweiligen Datenvektors mit dem Vektor der bekannten Parameter. Daraus kann wie oben beschrieben die Netzabgabeprognose für die 4 folgenden Tage gebildet werden.

Die Schätzung der Parameter erfolgt also für die 24 Stundenmodelle unabhängig. Jede dieser Schätzgleichungen kann als Regression mit ihren eigenen Koeffizienten und Fehlern geschrieben werden als

$$y_s(t) = X_s(t)\beta_s + u_s(t)$$

wobei s die Stunde und t den Tag bezeichnet. Die Variablen in $X_s(t)$ sind deterministisch, wetterabhängig oder vergangene y_s . Dieses Modell kann als Panelmodell mit einer Gleichung für jede Stunde geschrieben werden. Wenn man die Variablen geeignet gruppiert erhält man

$$Y = X\beta + U \text{ mit } E(uu') = \Omega.$$

Solche Systeme sind als SUR (seemingly unrelated regressions) bekannt, wobei angenommen wird, dass jede Zeile von U , das sind die 24 Fehler eines Tages, zwar untereinander korreliert ist, aber keine zeitliche Korrelation, also zwischen den Zeilen von U , besteht. Diese Annahme kann in unserem Fall nicht völlig stimmen, da z. B. sicher ein Zusammenhang zwischen der Stunde 1 und der Stunde 24 des Vortages besteht. Für SUR-Systeme entspricht die OLS-Schätzung jeder einzelnen Gleichung der ML-Schätzung des Systems (siehe [7]) wenn in jeder Gleichung die gleichen Variablen vorkommen. Somit ist das verwendete Verfahren der OLS-Schätzung von 24 unabhängigen Modellen nahe der Effizienz.

Dass auch die Prognose mit dem multiplen ARX-Modell eine sehr zielführende Methode ist, lässt sich ebenfalls theoretisch untermauern. Aus den obigen Gleichungen ergibt sich die Forecast-gleichung

$$E(y_s(t+1)|t) = E(X_s(t+1)|t)\beta_s + E(u_s(t+1)|t)$$

wobei mit $E(.|t)$ der bedingte Erwartungswert gegeben die Information am Tag t zur Stunde 8 bezeichnet wird. Somit gilt $E(X_s(t+1)|t) = X_s(t+1)$. Da die Fehler nicht unkorreliert sein müssen, besteht die Möglichkeit den unsystematischen Anteil in der Prognosegleichung vorherzusagen. Es sei der Einfachheit halber angenommen, dass für $s = 2, \dots, 24$

$$u_s(t+1) = \vartheta_{s-1}u_{s-1}(t+1) + \varepsilon_s$$

und für $s = 1$

$$u_1(t+1) = \vartheta_{24}u_{24}(t) + \varepsilon_1$$

das heißt es wird angenommen, dass die Fehler linear von den Fehlern der Vorstunde abhängen. Dann ergibt sich für unser Prognoseproblem

$$E(u_s(t+1)|t) = \vartheta_{s-1} \dots \vartheta_1 \vartheta_{24} \dots \vartheta_8 u_8(t),$$

und da mindestens 16 Stunden in die Zukunft prognostiziert wird, ist der mögliche Einfluss dieses Termes sehr klein, selbst wenn ϑ_s nahe bei 1 liegt, da mindestens 16 ϑ_s miteinander multipliziert werden. Diese ϑ_s können aus den Netzabgabedaten und den Prognosedaten natürlich geschätzt werden. Die Produkte der mindestens 16 Werte die für die Prognose benötigt werden liegen dabei zwischen 0.059 für die Stunde 1 des zu prognostizierenden Tages und 0.002 für die Stunde 24. Daher ist es auch nahe am Optimum, jede der 24 Modellgleichungen separat zur Prognose zu verwenden.

4.7 Analyse der geschätzten Parameter

Da die Parameter für jede Stunde des Tages getrennt geschätzt werden, ist eine Analyse der Entwicklung der Parameter innerhalb des Tages sehr interessant. Der generelle Eindruck dabei ist, dass die Veränderungen der Parameter innerhalb eines Tages strukturiert und gut erklärbar sind. Eine Tabelle der geschätzten Parameter für das 1-day-ahead Modell findet sich im Anhang in 6.3. Einige Beispiele:

Temperatur: Der Temperatureinfluss (siehe Abbildung 8) ist in den Stunden 1 bis 4 am größten. Dies ist durch die Steuerung der Nachtspeicherheizungen, die ja mit billigerem Nachtstrom betrieben werden, erklärbar. Er sinkt

dann bis zur Stunde 8 um anschließend bis zur Stunde 15 wieder zu steigen. Am späteren Nachmittag nimmt der Temperatureinfluss bis zur Stunde 22 wieder ab, und anschließend sehr stark zu.

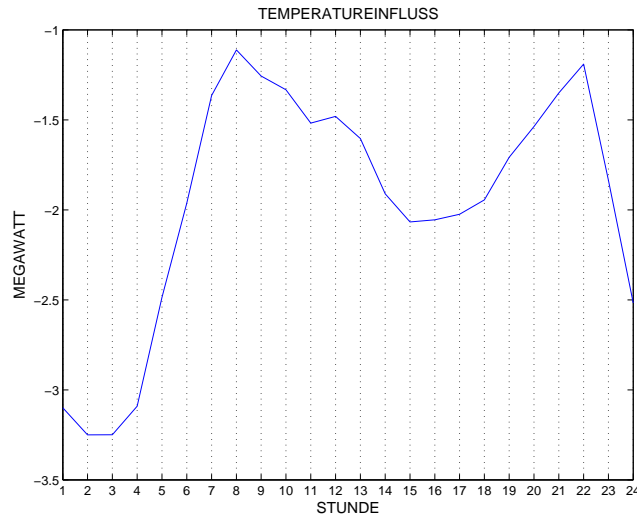


Abbildung 8: Der Parameterwert für die erklärende Variable Temperaturprognose.

Konstante: Der Verlauf des Parameters der Konstanten (siehe Abbildung 9) entspricht ungefähr einem über ein Jahr gemittelten Tagesgang der Netzabgabe, allerdings mit deutlich zu stark ausgeprägter Spitze am frühen Abend.

Sonntag: Der geschätzte Parameter für die Änderung der Netzabgabe am Sonntag (siehe Abbildung 10) liegt zwischen -25 MW und -135 MW. Am höchsten ist der Einfluss in den Stunden 8–10 und 14–17, mit dem größten Abfall in den Stunden 15 und 16. Am geringsten ist die Änderung in den Stunden 4–6 und 22–24. Dies ist durch die geänderte Struktur des Stromverbrauchs, dem Abnehmen des Verbrauchs in Betrieben und dem anderen Verhalten des privaten Verbrauchs am Sonntag gut zu erklären.

Feiertag: In den ersten 5 Stunden eines Feiertages wird die Abnahme des Verbrauches (siehe Abbildung 11) auf etwa 20 MW geschätzt. Von Stunde 6 bis 8 wird die Abnahme immer größer und erreicht 140 MW. Dieser Betrag wird in den Stunden 8, 9 und 15, 16 erreicht. Dazwischen beträgt der Wert etwa 120 MW. Von Stunde 17 bis 24 nimmt der Einfluss kontinuierlich ab und beträgt am Ende etwa 45 MW. Dieser Tagesgang erklärt sich durch den fast ausschließlichen Stromverbrauch durch private Haushalte.

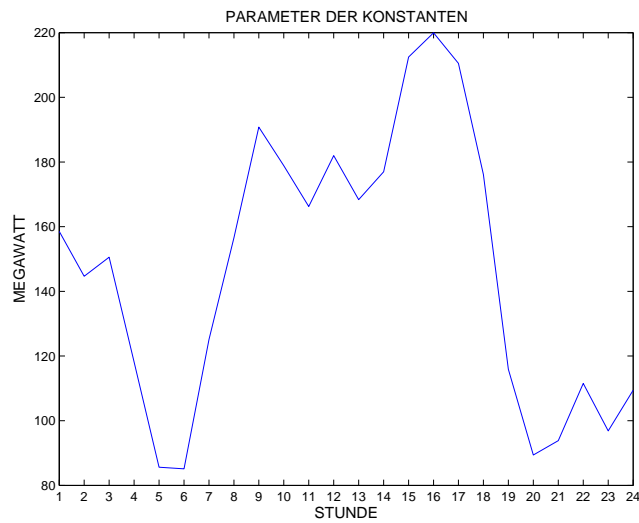


Abbildung 9: *Der Parameterwert für die Konstante.*

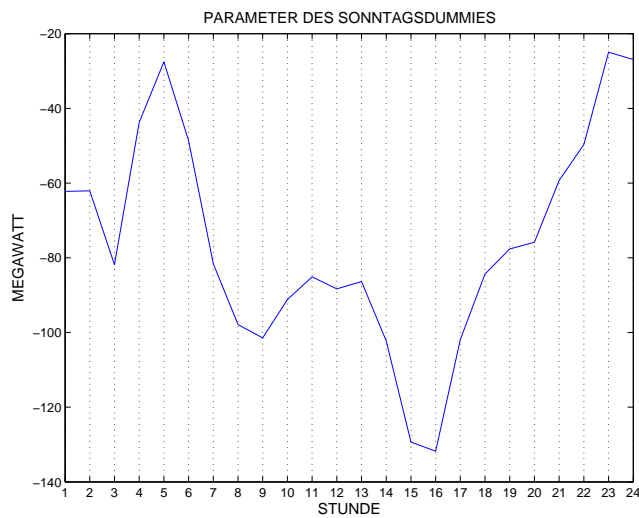


Abbildung 10: *Der Parameterwert für den Sonntags-Dummy.*

4.8 Das Vergleichstagsmodell

Die Analyse der Prognoseergebnisse hat ergeben, dass das oben vorgestellte ARX-Modell an speziellen Tagen keine guten Resultate liefert. Am auffallendsten ist das in der Weihnachtszeit, also in der Zeit vom 4. Adventsonntag bis zum 6. Jänner. In dieser Zeit liegt der mittlere absolute Fehler (MAE) mehr

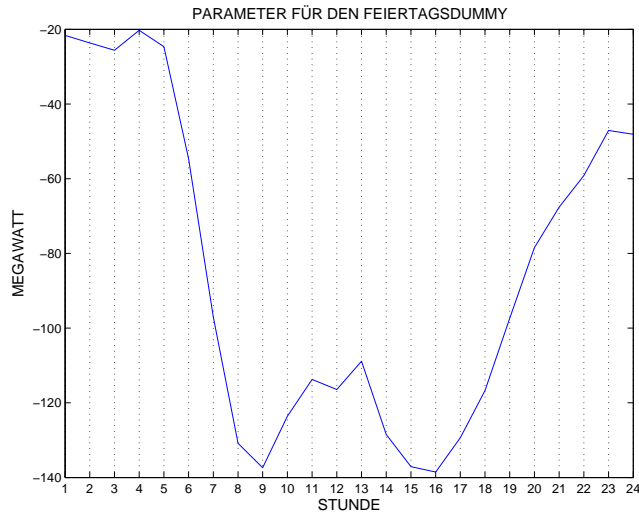


Abbildung 11: *Der Parameterwert für den Feiertags-Dummy.*

als doppelt so hoch wie im Jahresschnitt. Daher wurde für die Weihnachtszeit ein zweites sehr einfaches Modell entwickelt, das auf der Netzabgabe von kalendarisch vergleichbaren Tagen beruht.

Die Lage der Feiertage innerhalb der Woche wiederholt sich alle 5 bis 10 Jahre. Im zur Verfügung stehenden Datensatz sind die Jahre 2003 und 1997, 2002 und 1996, 2000 und 1995, 1999 und 1993 sowie 1998 und 1992 kalendarisch vergleichbar. 2001 wäre mit 1991 vergleichbar, dieses Jahr ist aber nicht mehr in den Daten enthalten.

Die Grundidee der Prognose auf Vergleichstagsbasis ist, dass die um Trend und Wettereffekte bereinigte Last eines zu prognostizierenden Tages durch die ebenfalls um Trend und Wettereffekte bereinigte Last des passenden Tages im nächsten kalendarisch vergleichbaren Jahres gut approximiert wird. Zur Bereinigung um Trend und Wettereffekte wird eine additive Überlagerung der einzelnen Effekte angenommen, und es werden wieder 24 parallele Modelle, für jede Stunde eines, betrachtet

$$L_s(t) = \alpha_1 \text{CONST} + \alpha_2 \text{TREND}(t) + \alpha_3 \text{TEMP}_s(t) + \alpha_4 \text{STRAHLUNG}_s(t) + R_s(t)$$

wobei $R_s(t)$ die Residuen bezeichnet. Zur Schätzung der Regressionsparameter wird das klassische OLS Verfahren eingesetzt. Als Schätzdaten werden die Tage 22. Dezember bis 31. Dezember und 1. Jänner bis 7. Jänner jedes Jahres aus den Last- und Wetterdaten, und aus der Trendvariablen ausgewählt. Letzteres bedeutet, dass die Trendvariable beim Übergang von Ende einer

Weihnachtszeit (7. Jänner) zum Anfang der nächsten (22. Dezember desselben Jahres) einen Sprung in der Größe der Anzahl der dazwischenliegenden Tage (348 oder 349) macht.

Aus den obigen Regressionen ergeben sich für die Weihnachtszeit jeden Jahres $j \in \{1992, \dots, 2003\}$ Residuen $R_s(t, j)$, in denen die Kalendereffekte stecken. Die einfachste Möglichkeit der Prognose ist es nun die Wettermesswerte durch die Prognosewerte zu ersetzen und die unbekannt Residuen durch die ermittelten Residuen des letzten vergleichbaren Jahres zu approximieren. Ein Beispiel für 2002

$$L_s(t, 02) = \alpha_1 \text{CONST} + \alpha_2 \text{TREND}(t) + \alpha_3 \text{TEMPPROG}_s(t) + \alpha_4 \text{STRAHLUNGPROG}_s(t) + R_s(t, 1996).$$

Dass diese einfache Methode bereits erstaunlich gute Resultate liefert, ist durch die gute Approximation der Residuen durch das letzte Vergleichsjahr (siehe Abbildung 12) erklärbar.

Eine Verbesserung der Prognoseergebnisse ergibt sich, wenn die unbekannt Residuen durch die Residuen des passenden Vergleichsjahres plus den gemittelten Residuendifferenzen aller bekannten Jahre approximiert werden. Für die Prognose der Weihnachtszeit 2003/2004 sind diese gemittelten Residuendifferenzen gegeben durch

$$D_s(t, 2003) = \text{mean}[R_s(t, 2002) - R_s(t, 1996), \dots, R_s(t, 1998) - R_s(t, 1992)]$$

und die Prognosegleichung lautet

$$L_s(t, 2003) = \alpha_1 \text{CONST} + \alpha_2 \text{TREND}(t) + \alpha_3 \text{TEMPPROG}_s(t) + \alpha_4 \text{STRAHLUNGPROG}_s(t) + R_s(t, 1997) + D_s(t, 2003).$$

Diese gemittelten Residuendifferenzen können stundenweise langfristige Veränderungen in der Netzabgabe in der Weihnachtszeit abbilden.

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung des oben beschriebenen einfachen Vergleichstagsmodells ist es, die Regression auf Trend und Wettereffekte für Feiertage und die anderen Tage der Weihnachtszeit getrennt zu betrachten. Diese Methode kann den Unterschied des Wettereinflusses an Feiertagen und Werktagen abbilden.

Die Ergebnisse des Vergleichstagsmodells werden gemeinsam mit den Ergebnissen des ARX-Modells im Teil 5 beschrieben.

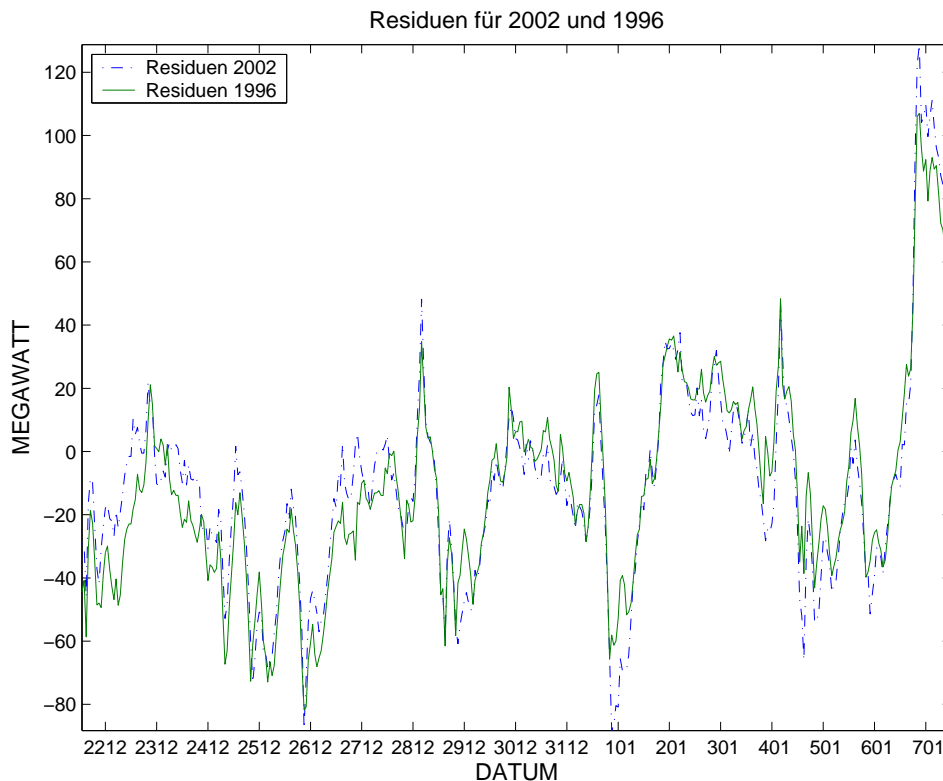


Abbildung 12: Die Residuen aus der Regression auf Trend und Wettereffekt für das Jahr 2002 und das Vergleichsjahr 1996.

4.9 Die Viertelstundenprognose

Für die Planung der Stromaufbringung werden hauptsächlich Netzabgabeprognosen im Stundenraster verwendet. Allerdings wird für den tatsächlichen Einsatz der Kraftwerke auch eine Prognose im Viertelstundenraster benötigt. Diese Viertelstundenprognose wird von der Netzabgabeprognose im Stundenraster durch Vergleich mit historischen Netzabgabedaten abgeleitet. Die tatsächliche Netzabgabe im Viertelstundenraster steht für den Zeitraum vom 1. 1. 1993 bis 11. 1. 2004, also für 4028 Tage zur Verfügung. Die Daten der VKW eigenen Prognose für die Netzabgabe im Viertelstundenraster stehen nicht zur Verfügung.

Die zugrundeliegende Idee für die Ermittlung der Viertelstundenprognose aus der Stundenprognose beruht auf folgender Beobachtung: Wenn sich die Differenzen der Netzabgabe im Stundenraster für die Stunden s , $s - 1$ und

$s+1$ von 2 verschiedenen Tagen nur wenig unterscheiden, dann unterscheiden sich auch die Differenzen der vier Viertelstundennetzabgabewerte der Stunde s zum Stundennetzabgabewert der Stunde s dieser zwei Tage nur wenig. Die daraus entwickelte Methode zur Ermittlung der Viertelstundenprognose wird im folgenden genau beschrieben.

Es sei $\hat{L}_s(t)$ die Prognose der Netzabgabe im Stundenraster für die Stunde $s \in \{1, \dots, 24\}$ am Tag t , für $s = 0$ sei $\hat{L}_s(t)$ definiert durch $\hat{L}_0(t) = \hat{L}_{24}(t-1)$ und für $s = 25$ sei $\hat{L}_s(t)$ definiert durch $\hat{L}_{25}(t) = \hat{L}_1(t+1)$. $L_s(t)$ ist in analoger Weise für die tatsächliche Netzabgabe im Stundenraster definiert. Weiters sei $\hat{\mathcal{L}}_s(t)$ der Vektor der vier Viertelstundenprognosewerte der Netzabgabe für die Stunde s am Tag t und $\mathcal{L}_s(t)$ der Vektor der vier Viertelstundenwerte der tatsächlichen Netzabgabe für die Stunde s am Tag t . Weiters sei $\mathcal{V}_s(t)$ eine beliebig gewählte Menge von Vergleichstagen. Zur Ermittlung von $\hat{\mathcal{L}}_s(t)$ wird als erster Schritt für jedes $v \in \mathcal{V}$ die Vergleichbarkeit $V_s(v, t)$ berechnet durch

$$V_s(v, t) = \left| \left(\hat{L}_s(t) - \hat{L}_{s-1}(t) \right) - \left(L_s(v) - L_{s-1}(v) \right) \right| + \\ + \left| \left(\hat{L}_{s+1}(t) - \hat{L}_s(t) \right) - \left(L_{s+1}(v) - L_s(v) \right) \right|.$$

Dabei bedeutet ein kleiner Wert von $V_s(v, t)$, dass der Betrag der Differenzen von Stunde $s-1$ und s und Stunde s und $s+1$ am Tag t und am Tag v sehr ähnlich ist. Als nächstes werden die k Tage mit den kleinsten Werten von V in der Indexmenge I zusammengefasst, wobei die Größe k dieser Indexmenge ein Designparameter ist, der mittels Gridsearchverfahren ermittelt wird. Die Viertelstundenprognose wird dann berechnet durch

$$\hat{\mathcal{L}}_s(t) = \hat{L}_s(t) + \text{mean}(\mathcal{L}_s(v) - L_s(v) | v \in I).$$

Neben der Anzahl k der Vergleichstage die zur Berechnung der Viertelstundenprognose herangezogen werden, muss auch die Menge \mathcal{V} der möglichen Vergleichstage noch festgelegt werden. Derzeit wird sie durch zwei weitere Designparameter, at und aj , festgelegt durch

$$\mathcal{V} = \{t - at, \dots, t - 1\} \cup \bigcup_{i=1, \dots, aj} \{(t - 365)i - 18, \dots, (t - 365)i + 18\}$$

das heißt es werden die letzten at Tage des aktuellen Jahres und jeweils 18 Tage vor und nach dem datumsgleichen Tag in den letzten aj Jahren verwendet.

Diese drei diskreten Parameter k , at und aj werden mittels Gridsearch nach minimalem Prognosefehler ermittelt. Die Größe, die bei dem Gridsearch minimiert und in folgender Tabelle dargestellt wird, ist die Summe der MAE-Werte für die Zeiträume 10. 1. 2002 bis 10. 1. 2003 und 1. 7. 2002 bis 30.

6. 2003. Die zugrundeliegende Eintagesprognose wurde mit Berücksichtigung der Wetterprognosedaten ermittelt, und für die Weihnachtszeit kommt das Vergleichstagsmodell zum Einsatz.

| Σ MAE | Diff.in % | aj | k | at |
|--------------|-----------|----|----|----|
| 12.384 | 2.157 | 0 | 13 | 70 |
| 12.384 | 2.160 | 0 | 12 | 70 |
| 12.389 | 2.199 | 0 | 15 | 70 |
| 12.393 | 2.232 | 0 | 13 | 71 |
| 12.154 | 0.267 | 1 | 12 | 68 |
| 12.157 | 0.286 | 1 | 12 | 69 |
| 12.157 | 0.288 | 1 | 12 | 70 |
| 12.157 | 0.292 | 1 | 12 | 76 |
| 12.122 | 0 | 2 | 15 | 68 |
| 12.124 | 0.013 | 2 | 15 | 65 |
| 12.124 | 0.015 | 2 | 15 | 67 |
| 12.126 | 0.030 | 2 | 15 | 64 |

Das beste Resultat wird also erzielt, wenn in der Vergleichsmenge 68 Tage des aktuellen Jahres sowie die letzten 2 vergangenen Jahre berücksichtigt werden und über die besten 15 Vergleichstage gemittelt wird. Eine Beschränkung auf das letzte vergangene Jahr verschlechtert die Prognose nur um etwa ein Viertel Prozent (bei ebenfalls 68 Vergleichstagen im aktuellen Jahr und einer Mittelung der besten 12 Vergleichstage) und ist als gleichwertig einzustufen. Wenn nur das aktuelle Jahr als Vergleichszeitraum zugelassen wird, wird die beste Prognose mit 70 Vergleichstagen und einer Mittelung von 13 Tagen erzielt. Allerdings verschlechtert sich die Prognose um über zwei Prozent und eine Berücksichtigung von zumindest einem vergangenen Jahr muss empfohlen werden. In der Tabelle sind weiters die jeweils zweit-, dritt-, und viertbesten Parameterkombinationen bei gegebener Anzahl der Vergleichsjahre aufgelistet. Dabei zeigt sich, dass die Minima stabil sind und in einer flachen Senke liegen.

4.10 Beschreibung der Prognose als Prozess

Im Folgenden wird aufgelistet, welche Arbeitsschritte mit welcher Wiederkehrhäufigkeit notwendig sind, um das ARX-Modell für die Stundenprognose, das Vergleichstagsmodell für die Weihnachtszeit und das Viertelstundenmodell einsetzen zu können.

- Einmalig:
 1. Erzeugen der kalenderabhängigen Variablen für die letzten drei Jahre.
 2. Bereinigen der Stundenlastdaten für die letzten drei Jahre.
 3. Bereinigen der Viertelstundenlastdaten für die letzten drei Jahre.
 4. Bereinigen der stündlichen Wettermesswerte für die letzten drei Jahre.

- Jährlich:
 1. Aktualisieren der kalenderabhängigen Variablen.
 2. Vergleichsjahr für Weihnachten aktualisieren.
 3. Vergleichstagsmodell für Weihnachten schätzen.

- Monatlich:
 1. Parameterschätzung für das ARX-Modell.
 2. Parameterschätzung für das Wetter-Forecastmodell.

- Täglich Werktags:
 1. Erzeugen und Bereinigen der Wetter-Forecastdaten.
 2. Bereinigen der neuen Stundenlast- Viertelstundenlast- und Wetterdaten.
 3. Aktualisieren der Stundenlast- Viertelstundenlast- und Wetterdaten.
 4. Berechnen der Stundenprognose.
 5. Berechnung der Viertelstundenprognose.

Dabei ist es nicht notwendig, das Neuschätzen der Parameter des ARX-Modells und des Wetter-Forecastmodells genau einmal im Monat durchzuführen. Diese Wiederkehrhäufigkeit ist frei wählbar, allerdings hat sich eine monatliche Neuschätzung bei der Analyse der Prognoseergebnisse bewährt.

Die Prognose benötigt drei Teile, das Modell, die aus der Vergangenheit geschätzten Parameter und die aktuellen erklärenden Variablen. Dabei bleibt das Prognosemodell unverändert. Die Parameterwerte werden von Zeit zu Zeit (zum Beispiel einmal monatlich) neu geschätzt, um eine Anpassungsfähigkeit an systematische Veränderungen zu gewährleisten. Die Werte der erklärenden Variablen müssen vor der Berechnung der Lastprognose für

einen neuen Tag aktualisiert werden. Für die Nachführung der Daten im Onlinebetrieb sind automatisierte Plausibilitätsprüfungs- und Bereinigungsverfahren notwendig. Dieselben Algorithmen müssen auch zur Prüfung und Bereinigung der Daten vor dem ersten Prognosestart verwendet werden.

5 Validierung und Resultate

5.1 Das Stundenmodell

Hier werden die Prognoseergebnisse auf Stundenbasis für den Validierungszeitraum 1. Juli 2002 bis 31. Juni 2003 und die Prognoseergebnisse des Vergleichstagsmodells für Weihnachten vorgestellt. Als Benchmark wird die Prognose, die die Mitarbeiter der VKW in diesem Zeitraum erstellt haben, verwendet. Die betrachteten Fehlerkenngrößen sind der mittlere absolute Fehler (MAE) über den Validierungszeitraum, der mittlere quadratische Fehler (MSE) und der maximale Fehler (MAX). Alle in den untenstehenden Tabellen angegebenen Werte sind sehr stabil gegenüber Veränderungen des Validierungszeitraumes.

5.1.1 Das gemischte Modell mit Wetterforecast

Das gemischte Modell, das heißt das Vergleichstagsmodell wird für die Zeit vom 22. 12. 2002 bis 6. 1. 2003 verwendet und das ARX-Modell sonst, erzielt die besten Vorhersageresultate unter allen Modellen, die auf Wetter-Forecastdaten beruhen. Bei Verwendung der Wetter-Forecastdaten werden in den Prognosegleichungen ausschließlich bekannte Größen zur Prognose benützt und der Vergleich mit der VKW-Prognose ist fair.

Wie aus untenstehender Tabelle ersichtlich, beträgt der MAE für den Validierungszeitraum etwa 6 MW, was einer Verbesserung gegenüber der VKW-Prognose von 11% entspricht. Der MSE beträgt knapp 65 MW², das entspricht einer Verbesserung von 23%. Auffallend ist auch, dass der maximale Fehler von 70 MW auf 52.4 MW zurückgeht. Mit dem gemischten Modell werden 216 (MAE) bzw. 215 (MSE) Tage besser prognostiziert als von den VKW-Mitarbeitern. Eine Unterschätzung der tatsächlichen Netzabgabe um mehr als 2 Standardabweichungen erfolgt nur mehr an 2.1% aller Stunden.

| | VKW Prognose | Modell mit Wetter-Forecast und Weih- nachtsmodell |
|----------------------------|-----------------------|--|
| MAE Verbesserung | 6.79 MW | 6.07 MW 11% |
| MSE Verbesserung | 84.05 MW ² | 64.67 MW ² 23% |
| MAX Verbesserung | 70 MW | 52.38 MW 25.2% |
| # Tage < MAE | 149 | 216 |
| # Tage < MSE | 150 | 215 |
| Außerhalb 95% Intervall | 5.4% | 5.1% |
| Oberhalb 95% Intervall | 3.2% | 2.1% |

5.1.2 Der Einfluss der Wetterprognosefehler

Um den Einfluss der Wetterprognosefehler auf die Fehler der Netzabgabeproggnose abschätzen zu können, werden die oben beschriebenen Fehlerkenngrößen für das ARX-Modell, ermittelt über den gesamten Validierungszeitraum, also auch über die Weihnachtszeit dargestellt.

Der Wechsel von Wetter-Realdaten auf Wetter-Prognosedaten verschlechtert den MAE um etwa 0.7 MW oder etwa 10%-Punkte und den MSE um 15 MW² oder 18%-Punkte. Bei Verwendung des ARX-Modells für den gesamten Validierungszeitraum ergibt sich eine Verbesserung gegenüber der derzeit verwendeten Prognosemethode von 8% (MAE) bzw. 16% (MSE), wenn das Prognosemodell mit Wetter-Forecast verwendet wird. Dieses Modell erzielt an 212 Tagen im Jahr einen kleineren MAE als die VKW-Prognose und ist an 154 Tagen schlechter.

| | VKW Prognose | Modell | Modell mit Wetter-Forecast |
|----------------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|
| MAE Verbesserung | 6.79 MW | 5.55 MW 18% | 6.26 MW 8% |
| MSE Verbesserung | 84.17 MW ² | 55.46 MW ² 34% | 70.71 MW ² 16% |
| MAX Verbesserung | 70 MW | 56.46 MW 18% | 60.53 MW 13% |
| # Tage<MAE | 131 154 | 234 | 211 |
| # Tage<MSE | 123 153 | 242 | 212 |
| Außerhalb 95% Intervall | 5.4% | 4.4% | 5.2% |
| Oberhalb 95% Intervall | 3.2% | 1.8% | 2.6% |

5.1.3 Das Vergleichstagsmodell für Weihnachten

Einen ersten Eindruck von der Performance des Vergleichstagsmodell für Weihnachten liefert die folgende, aufgrund der Datenlage unvollständige Tabelle für Weihnachten 2003, 2002 und 2000.

| | MAE 2003 | MAE 2002 | MAE 2000 |
|---|----------|----------|----------|
| Vergleichstagsmodell | 12.87 MW | 8.70 MW | 8.46 MW |
| Vergleichstagsmodell mit Wetterforecast | 13.38 MW | | |
| ARX-Modell | | 13.32 MW | |
| VKW-Prognose | | 9.58 MW | |

Interessant ist der Vergleich im Jahr 2002 zwischen dem Vergleichstagsmodell mit MAE 8.7 MW, dem ARX-Modell mit MAE 13.32 MW und der VKW-Prognose mit MAE 9.58 MW. Das Vergleichstagsmodell prognostiziert die Weihnachtszeit also deutlich besser als das ARX-Modell und etwas besser als die VKW-Mitarbeiter. Der Wechsel von Wetter-Realdaten auf Wetter-Prognosedaten verschlechtert das Prognoseergebniss im Jahre 2003 um etwa 0.5 MW oder knapp 4%. Auffallend ist auch, dass 2003 vom Vergleichstagsmodell deutlich schlechter prognostiziert wird als 2002 und 2000. Dies liegt an einer systematischen Unterschätzung der Netzabgabe im Jahr 2003, vorallem an den Werktagen in dieser Zeit (siehe Abbildung 13).

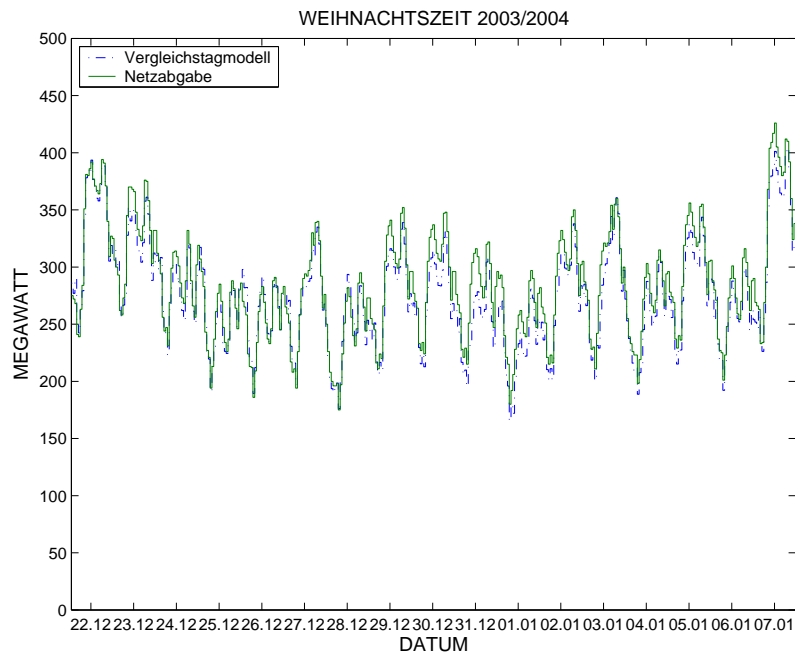


Abbildung 13: Die tatsächliche Netzabgabe und die Prognose des Vergleichstagmodell für die Weihnachtszeit 2003/2004.

5.1.4 Stunden- und Tagesergebnisse

Für eine genauere Analyse der Prognoseergebnisse wurde der MAE des Modells und der VKW-Prognose stunden- und tageweise getrennt berechnet. In der folgenden Tabelle werden diese Ergebnisse dargestellt. Weiters wird das tägliche Mittel des MAE für die Wochentage (Mo–So) und für Feiertage (Feier), Fenstertage (Fenst), Sommerferien (SF) und die Weihnachtszeit (Weihn) in der letzten Zeile dargestellt. Schließlich wird auch das stundenweise Mittel des MAE für die normalen Wochentage und für die speziellen Tage (Feiertage, Fenstertage, Sommerferien und die Weihnachtszeit) getrennt ermittelt.

Die größten Fehler ergeben sich für Werkzeuge und Samstag in den Stunden 16 bis 20 (Mo: 18, Di: 19, Mi: 16, Do,Fr: 17, Sa: 20) und für den Sonntag in der Stunde 13. Diese größten Abweichungen schwanken zwischen 6.63 MW (Fr) und 9.61 MW (So). Die geringsten Abweichungen werden entweder in den Stunden 22 und 23 (Mo, Mi, Sa) oder in den Stunden 5 und 6 (Di, Do, Fr, So) erzielt und liegen im Bereich von 3.2 MW bis 5.15 MW. Tageweise gemittelt zeigt sich, dass der Freitag mit MAE 5.17 MW am besten und die Tage Samstag (6.63 MW), Sonntag (6.65 MW) und Montag (6.35 MW)

am schlechtesten vorhergesagt werden. Auffallend ist dabei das Ergebniss für Samstag und Sonntag, wo bei geringerer Netzaabgabe größere Fehler entstehen als an den normalen Wochentagen. Dies dürfte auf die geänderte Struktur der Nachfrage zurückzuführen sein. Für Sonntag und Montag kommen ausserdem ältere und daher im Schnitt schlechtere Wetterprognosen zum Einsatz. Gemittelt über die normalen Wochentage ergibt sich die beste Prognose für Stunde 6 mit MAE 3.99 MW und die schlechteste für Stunde 18 mit 8.12 MW.

| Std | Mo | Di | Mi | Do | Fr | Sa | So | Mean | Feier | Fenst | SF | Weihn | Mean |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|-------|------|
| 1 | 5.12 | 4.51 | 4.81 | 4.26 | 3.75 | 5.6 | 5.05 | 4.73 | 6.07 | 5.05 | 3.95 | 8.1 | 5.79 |
| 2 | 4.84 | 4.62 | 4.6 | 4.3 | 3.72 | 5.63 | 4.91 | 4.66 | 7.19 | 4.37 | 3.88 | 10.32 | 6.44 |
| 3 | 5.15 | 4.35 | 4.57 | 4.05 | 3.6 | 5.78 | 4.93 | 4.63 | 7.28 | 6.43 | 4.45 | 10.33 | 7.12 |
| 4 | 5.12 | 4.25 | 4.23 | 4.1 | 3.43 | 5.58 | 4.23 | 4.42 | 6.46 | 5.26 | 4.22 | 9.33 | 6.32 |
| 5 | 4.95 | 3.95 | 4.33 | 3.92 | 3.2 | 5.44 | 3.83 | 4.23 | 6.22 | 5.81 | 4.18 | 8.41 | 6.16 |
| 6 | 4.62 | 3.57 | 3.87 | 3.31 | 3.59 | 5.2 | 3.8 | 3.99 | 5.62 | 6.19 | 3.88 | 7.72 | 5.85 |
| 7 | 5.68 | 4.13 | 4.03 | 3.95 | 4.18 | 5.28 | 4.42 | 4.52 | 5.04 | 8.25 | 4.26 | 7.25 | 6.2 |
| 8 | 6.54 | 4.56 | 5.21 | 4.93 | 5.48 | 6.95 | 6.61 | 5.75 | 4.55 | 8.03 | 6.15 | 6.69 | 6.36 |
| 9 | 6.96 | 6.41 | 5.75 | 5.68 | 5.93 | 7.44 | 6.97 | 6.45 | 5.21 | 14.1 | 5.91 | 14.31 | 9.88 |
| 10 | 6.98 | 5.63 | 5.86 | 6.14 | 4.88 | 7.08 | 7.37 | 6.28 | 5.7 | 12.7 | 5.43 | 12.96 | 9.2 |
| 11 | 7.46 | 6.44 | 6.05 | 6.67 | 5.76 | 7.3 | 8.46 | 6.88 | 6.95 | 11.61 | 6.24 | 11.88 | 9.17 |
| 12 | 7.3 | 7.4 | 6.34 | 6.85 | 6.35 | 7.26 | 9.6 | 7.3 | 8.9 | 10.65 | 7.21 | 13.22 | 10 |
| 13 | 7.09 | 6.93 | 6.49 | 6.71 | 6.56 | 7.04 | 9.61 | 7.2 | 7.28 | 7.57 | 6.35 | 11.21 | 8.1 |
| 14 | 7.71 | 8.02 | 7.16 | 7.38 | 6.44 | 7.69 | 9.57 | 7.71 | 8.08 | 4.86 | 6.64 | 12.25 | 7.96 |
| 15 | 7.36 | 8.12 | 7.45 | 7.32 | 6.2 | 6.15 | 8.84 | 7.35 | 6.97 | 6.44 | 6.14 | 10.12 | 7.42 |
| 16 | 7.69 | 7.86 | 8.91 | 7.46 | 6.03 | 7.36 | 8.03 | 7.62 | 5.6 | 7.5 | 6.56 | 7.21 | 6.72 |
| 17 | 7.67 | 8.29 | 8.87 | 8.9 | 6.63 | 8.21 | 8.03 | 8.09 | 5.75 | 6.79 | 7.7 | 6.58 | 6.71 |
| 18 | 8.48 | 9.09 | 7.94 | 8.3 | 6.56 | 8.06 | 8.38 | 8.12 | 4.77 | 5.85 | 8.8 | 5.86 | 6.32 |
| 19 | 7.86 | 9.12 | 7.09 | 7.22 | 6.26 | 7.93 | 7.79 | 7.61 | 5.35 | 7.5 | 7.39 | 6.01 | 6.56 |
| 20 | 8.46 | 8.36 | 6.3 | 7.35 | 6.35 | 8.28 | 7.89 | 7.57 | 6.87 | 7.13 | 9.05 | 6.5 | 7.39 |
| 21 | 5.74 | 5.43 | 5.07 | 5.5 | 5.79 | 7.65 | 6.1 | 5.9 | 4.75 | 8.65 | 8.58 | 6.74 | 7.18 |
| 22 | 4.29 | 3.99 | 3.34 | 3.56 | 4.49 | 5.34 | 4.49 | 4.21 | 4.71 | 6.19 | 4.81 | 6.13 | 5.46 |
| 23 | 4.33 | 4.32 | 4.57 | 3.4 | 4.13 | 5.15 | 5.4 | 4.47 | 4.82 | 2.85 | 4.94 | 6.28 | 4.72 |
| 24 | 4.91 | 4.45 | 4.65 | 3.4 | 4.66 | 5.64 | 5.34 | 4.72 | 4.78 | 4.13 | 4.43 | 7.62 | 5.24 |
| Mean | 6.35 | 5.99 | 5.73 | 5.61 | 5.17 | 6.63 | 6.65 | 6.02 | 6.04 | 7.25 | 5.88 | 8.88 | 7.01 |

An den Ausnahmetagen werden die besten Prognoseergebnisse an Feiertagen in der Stunde 8 (4.55 MW), an Fenstertagen in der Stunde 23 (2.85 MW), in den Sommerferien in den Stunden 2 und 6 (3.88 MW) und zu Weihnachten in der Stunde 18 (5.86 MW) erzielt. Die größten Abweichungen ergeben sich für Fenstertage und Weihnachten in der Stunde 9, für Feiertage in der Stunde 12 und für die Sommerferien in der Stunde 20. Sie liegen zwischen 8.9 MW (Feiertag) und 14.31 MW (Weihnachten). Gemittelt über die Stunden werden die Sommerferien besser prognostiziert (MAE 5.88 MW) als im Jahresschnitt, die Feiertage etwa gleich gut und Fenstertage und die Weihnachtszeit deutlich schlechter (MAE 7.25 MW bzw. 8.88 MW).

Analoge Werte wie in der obigen Tabelle wurden auch für die VKW-Prognose errechnet. In der untenstehenden Tabelle werden die Differenzen

aus den Ergebnissen für die Modell- und die VKW Prognose dargestellt. Dabei bedeutet ein positives Vorzeichen, dass das Modell für die betreffende Stunde eine bessere Prognose liefert und umgekehrt ein negatives Vorzeichen, dass die VKW Prognose einen kleineren MAE liefert.

Für die normalen Wochentage erzeugt die Modellprognose an 128 von 168 Stunden oder in 76% eine bessere Prognose. An den Sondertagen liefert das Modell an 84 von 96 Stunden oder in 87.5% einen geringeren MAE. Tageweise betrachtet liefert die Modellprognose an allen Tagen ausser am Mittwoch eine bessere Prognose mit einer MAE Differenz zwischen 0.37 MW und 1.99 MW und liegt am Mittwoch praktisch gleichauf mit der VKW Prognose (-0.01 MW). Stundenweise betrachtet liegt die Modellprognose für die normalen Wochentage an 18 Stunden (75%) besser als die VKW Prognose, in den Stunden 8-11 um maximal -0.53 MW schlechter, und in den Stunden 12, 13 und 14 mit einer MAE Differenz von -0.02 MW, 0.00 MW und -0.06 MW praktisch gleichauf. An den Sondertagen werden alle Stunden ausser die Stunde 9 (-0.83 MW) vom Modell besser prognostiziert.

| Std | Mo | Di | Mi | Do | Fr | Sa | So | Mean | Feier | Fenst | SF | Weihn | Mean |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| 1 | 1.66 | 2.11 | -0.41 | 0.83 | -0.16 | 1.56 | 1.18 | 0.97 | 0.11 | 1.35 | 1.73 | 1.15 | 1.09 |
| 2 | 2.14 | 2.3 | -0.12 | 0.74 | 0.02 | 1.53 | 1.22 | 1.12 | -0.37 | 1.83 | 1.42 | 0.56 | 0.86 |
| 3 | 2.31 | 3.02 | -0.27 | 1.52 | 0.47 | 1.26 | 1.01 | 1.33 | -1.01 | -0.43 | 1.3 | 1.05 | 0.23 |
| 4 | 1.72 | 2.37 | 0.23 | 1.11 | 1.11 | 1.3 | 1.56 | 1.34 | 0.36 | 2.14 | 0.91 | 2.61 | 1.5 |
| 5 | 1.29 | 2.24 | 0.47 | 1.12 | 1.8 | 0.97 | 1.96 | 1.41 | 0.87 | 1.79 | 1.12 | 1.59 | 1.34 |
| 6 | 1.92 | 2.43 | -0.15 | 0.88 | 1.48 | 1.13 | 1.74 | 1.35 | 2.02 | 5.01 | 2.45 | 1.28 | 2.69 |
| 7 | 1.22 | 0.85 | -0.45 | -0.12 | 0.45 | 0.66 | 0.43 | 0.44 | 2.05 | 4.95 | 2.19 | 2.75 | 2.98 |
| 8 | 0.94 | 0.5 | -0.67 | -1.42 | -0.61 | -0.3 | -0.86 | -0.34 | 1.9 | 8.77 | 1.65 | 1.87 | 3.54 |
| 9 | 0.58 | -1.01 | -0.29 | -1.51 | 0.03 | -0.69 | -0.82 | -0.53 | 0.79 | -0.9 | 1.19 | -4.43 | -0.83 |
| 10 | 0.42 | -0.4 | 0.12 | -1.4 | 1.66 | 0.06 | -1.18 | -0.11 | 1.57 | -0.3 | 2.3 | -2.96 | 0.15 |
| 11 | 0.78 | -1.15 | 0.67 | -0.71 | 1.28 | 0.35 | -2.36 | -0.17 | 1.32 | 0.99 | 1.29 | 0.12 | 0.93 |
| 12 | 0.9 | -1.55 | 0.22 | -0.21 | 1.39 | 0.74 | -1.66 | -0.02 | 0.01 | 2.15 | 1.27 | -1.84 | 0.39 |
| 13 | 0.67 | -1.28 | -0.45 | -0.31 | 1.57 | 0.78 | -0.98 | 0 | 0.63 | 1.23 | 1.78 | -0.83 | 0.71 |
| 14 | 0.11 | -2.12 | 0.06 | 0.07 | 1.17 | 0.43 | -0.17 | -0.06 | -0.17 | 3.74 | 1.39 | -2.94 | 0.5 |
| 15 | 1.58 | -1.24 | 0.63 | 1.3 | 1.5 | 2.42 | 0.58 | 0.97 | 1.39 | 1.76 | 2.09 | -0.37 | 1.22 |
| 16 | 2.27 | -0.71 | -0.73 | 1.97 | 1.99 | 1.99 | 2.1 | 1.27 | 2.04 | 3.5 | 2.09 | 1.92 | 2.39 |
| 17 | 2.63 | -0.54 | -0.33 | 1.5 | 2.13 | 2.73 | 3.95 | 1.72 | 0.89 | 4.61 | 2 | 5.42 | 3.22 |
| 18 | 1.02 | -0.01 | -0.38 | 0.83 | 2.53 | 1.82 | 2.43 | 1.17 | 2.41 | 4.55 | 1.68 | 2.64 | 2.82 |
| 19 | 1.14 | 0.42 | 0.39 | 1.44 | 2.41 | 1.32 | 1.52 | 1.23 | 3.1 | 0.9 | 3.66 | 2.74 | 2.6 |
| 20 | -0.04 | 0.14 | -0.12 | 1.03 | 1.48 | 0.11 | -0.06 | 0.36 | 0.86 | -1.33 | 1.78 | 1.94 | 0.81 |
| 21 | 0.72 | 2.34 | -0.21 | 1.41 | 1.34 | -0.32 | 0.65 | 0.84 | 3.7 | -1.65 | 2.75 | 2.57 | 1.84 |
| 22 | 0.37 | 1.26 | 0.92 | 1.23 | 0.71 | 0.31 | 1.43 | 0.89 | 0.93 | -0.59 | 1.69 | 2.62 | 1.16 |
| 23 | 2.11 | -0.51 | 0.17 | 0.73 | 0.72 | 0.97 | 1.16 | 0.77 | 0 | 3.55 | 0.56 | 2.03 | 1.54 |
| 24 | 2.05 | -0.57 | 0.53 | 0.58 | 0.75 | 1.01 | 1.66 | 0.86 | 0.86 | 0.27 | 0.5 | 1.76 | 0.85 |
| Mean | 1.27 | 0.37 | -0.01 | 0.53 | 1.13 | 0.92 | 0.69 | 0.7 | 1.09 | 1.99 | 1.7 | 0.97 | 1.44 |

Der größte Vorsprung des Modells ergibt sich an Fenstertagen Stunde 8 mit 8.77 MW und der größte Vorsprung der VKW in der Weihnachtszeit zur Stunde 9 mit 4.43 MW. Am Mittwoch ist die VKW Prognose 13 Stunden besser als die Modellprognose. Woran das liegt ist nicht klar. Weiters ist der

Vorsprung des Modells am Dienstag mit 0.37 MW und am Donnerstag mit 0.53 MW deutlich kleiner als an den anderen Tagen. Auffallend ist auch, dass der Vorsprung an den Sondertagen insgesamt größer ist als an den normalen Wochentagen. Warum die Stunden 8–11 vom Modell schlechter prognostiziert werden ist ebenfalls unklar.

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse der einzelnen Stunden untereinander zu verbessern wird in untenstehender Tabelle noch der MAPE (Mean Absolute Percentage Error) dargestellt. Es wird also der MAE jeder einzelnen Stunde durch die mittlere Netzabgabe der jeweiligen Stunde dividiert. Dadurch sind die Fehlerwerte auch für Stunden mit unterschiedlichem Stromverbrauch, wie im Extremfall Stunde 4 eines Feiertages und Stunde 12 eines Werktages, vergleichbar.

Auch hier zeigt sich, dass die Nachtstunden besser und vor allem die Stunden 17 und 18 mit den höchsten Fehlern prognostiziert werden. Die Weihnachtszeit wird mit einem MAPE von 3.73% mit Abstand am schlechtesten prognostiziert, gefolgt von Sonntagen (3.13%) und Feiertagen (2.79%). Mittwoch, Donnerstag und Freitag erzielen die besten MAPE Werte. Auch die Sommerferienzeit liegt bei Betrachtung des MAPE (2.41%) noch leicht über dem Durchschnitt.

| Std | Mo | Di | Mi | Do | Fr | Sa | So | Mean | Feier | Fenst | SF | Weihn | Mean |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|-------|------|
| 1 | 2.06 | 1.59 | 1.66 | 1.46 | 1.28 | 2.01 | 2.56 | 1.8 | 2.42 | 2.21 | 1.8 | 3.45 | 2.47 |
| 2 | 2.09 | 1.75 | 1.7 | 1.58 | 1.37 | 2.19 | 2.71 | 1.91 | 3.14 | 2.08 | 1.92 | 4.86 | 3 |
| 3 | 2.09 | 1.57 | 1.62 | 1.42 | 1.26 | 2.16 | 2.81 | 1.85 | 3.05 | 2.91 | 2.15 | 4.62 | 3.18 |
| 4 | 2.37 | 1.74 | 1.69 | 1.62 | 1.36 | 2.42 | 2.46 | 1.95 | 3.18 | 2.8 | 2.36 | 4.82 | 3.29 |
| 5 | 2.37 | 1.67 | 1.8 | 1.61 | 1.33 | 2.55 | 2.21 | 1.93 | 3.35 | 3.31 | 2.49 | 4.48 | 3.41 |
| 6 | 1.92 | 1.38 | 1.47 | 1.25 | 1.37 | 2.44 | 2.16 | 1.71 | 3.12 | 3.26 | 2.12 | 4 | 3.13 |
| 7 | 2.03 | 1.42 | 1.36 | 1.34 | 1.44 | 2.51 | 2.69 | 1.83 | 3.03 | 3.92 | 2.07 | 4.1 | 3.28 |
| 8 | 1.95 | 1.33 | 1.5 | 1.42 | 1.6 | 2.97 | 3.7 | 2.07 | 2.53 | 3.24 | 2.53 | 3.24 | 2.88 |
| 9 | 1.9 | 1.73 | 1.53 | 1.51 | 1.6 | 2.84 | 3.48 | 2.08 | 2.6 | 5.06 | 2.17 | 6.08 | 3.97 |
| 10 | 1.87 | 1.51 | 1.55 | 1.62 | 1.31 | 2.54 | 3.34 | 1.96 | 2.6 | 4.37 | 1.9 | 5.06 | 3.48 |
| 11 | 1.96 | 1.69 | 1.57 | 1.72 | 1.52 | 2.55 | 3.55 | 2.08 | 2.97 | 3.91 | 2.1 | 4.41 | 3.35 |
| 12 | 1.84 | 1.87 | 1.59 | 1.7 | 1.64 | 2.48 | 3.84 | 2.14 | 3.61 | 3.45 | 2.32 | 4.72 | 3.53 |
| 13 | 1.92 | 1.9 | 1.75 | 1.8 | 1.82 | 2.52 | 4.02 | 2.25 | 3.06 | 2.58 | 2.19 | 4.12 | 2.99 |
| 14 | 2.11 | 2.22 | 1.95 | 2.01 | 1.86 | 2.8 | 4.32 | 2.47 | 3.67 | 1.74 | 2.35 | 4.71 | 3.12 |
| 15 | 2.05 | 2.28 | 2.06 | 2.02 | 1.84 | 2.13 | 4.27 | 2.38 | 3.37 | 2.38 | 2.22 | 4.01 | 2.99 |
| 16 | 2.18 | 2.26 | 2.51 | 2.1 | 1.84 | 2.38 | 4 | 2.47 | 2.8 | 2.86 | 2.43 | 2.86 | 2.74 |
| 17 | 2.21 | 2.41 | 2.53 | 2.53 | 2.05 | 2.92 | 3.92 | 2.65 | 2.79 | 2.59 | 2.95 | 2.48 | 2.7 |
| 18 | 2.44 | 2.62 | 2.25 | 2.35 | 1.98 | 2.88 | 3.77 | 2.61 | 2.11 | 2.18 | 3.42 | 2.01 | 2.43 |
| 19 | 2.24 | 2.6 | 1.99 | 2.02 | 1.85 | 2.73 | 3.23 | 2.38 | 2.24 | 2.8 | 2.88 | 2.03 | 2.49 |
| 20 | 2.46 | 2.43 | 1.8 | 2.1 | 1.92 | 2.89 | 3.2 | 2.4 | 2.89 | 2.76 | 3.64 | 2.31 | 2.9 |
| 21 | 1.77 | 1.67 | 1.54 | 1.67 | 1.88 | 2.83 | 2.51 | 1.98 | 2.06 | 3.53 | 3.55 | 2.63 | 2.94 |
| 22 | 1.43 | 1.32 | 1.1 | 1.17 | 1.57 | 2.14 | 1.92 | 1.52 | 2.12 | 2.59 | 2.03 | 2.62 | 2.34 |
| 23 | 1.48 | 1.47 | 1.54 | 1.14 | 1.45 | 2.11 | 2.21 | 1.63 | 2.08 | 1.21 | 2.2 | 2.5 | 2 |
| 24 | 1.75 | 1.58 | 1.64 | 1.19 | 1.69 | 2.56 | 2.24 | 1.81 | 2.13 | 1.81 | 2.06 | 3.2 | 2.3 |
| Mean | 2.02 | 1.83 | 1.74 | 1.68 | 1.62 | 2.52 | 3.13 | 2.08 | 2.79 | 2.9 | 2.41 | 3.72 | 2.96 |

5.2 Das Viertelstundenmodell

Für die Validierung der Viertelstundenprognosewerte liegen keine Vergleichsdaten der VKW-eigenen Prognose vor. Allerdings ist der Vergleich mit der Netzabgabeproggnose auf Stundenbasis ebenfalls sehr aufschlussreich. Als Validierungszeitraum dient, wie für die Validierung der Stundenprognose, das Jahr vom 1. Juli 2002 bis zum 31. Juni 2003. Gemittelt über das ganze Jahr ergibt sich ein MAE von 6.09 MW, ein MSE von 65.6 MW^2 und eine maximale Abweichung von 53.0 MW. Die Viertelstundenprognose erzielt also sowohl beim MAE als auch beim MSE nahezu gleich gute Resultate wie die Stundenprognose, die, zur Erinnerung, einen MAE Wert von 6.07 MW und einen MSE Wert von 64.7 MW^2 erzielt. Die maximal Abweichung der Viertelstundenprognose liegt ebenfalls nur ganz wenig über der maximalen Abweichung der Stundenprognose von 52.4 MW. Die Viertelstundenprognose liegt in 5.2% ausserhalb und in 2.6% der Fälle unterhalb des 95% Intervalls. Diese Werte sprechen ebenfalls für eine gute Spezifikation des Viertelstundenmodells.

Ähnlich wie für die Stundenprognose wurde auch für das Viertelstundenmodell der MAE viertelstunden- und tageweise getrennt berechnet. In der folgenden Tabelle werden diese Ergebnisse dargestellt, wobei der Eintrag für eine Stunde als Mittel der vier Viertelstundenwerte berechnet wird. Weiters wird das tägliche Mittel des MAE für die Wochentage (Mo–So) und für Feiertage (Feier), Fenstertage (Fenst), Sommerferien (SF) und die Weihnachtszeit (Weihn) in der letzten Zeile dargestellt. Schließlich wird auch das stundenweise Mittel des MAE für die normalen Wochentage und für die speziellen Tage (Feiertage, Fenstertage, Sommerferien und die Weihnachtszeit) getrennt ermittelt.

Für die Wochentage Montag bis Samstag werden dabei die besten Ergebnisse in den Nachtstunden (Stunde 22–7) erzielt. Am schlechtesten sind die Prognosen von Montag bis Samstag für die Stunden 17 und 18 und am Sonntag für die Stunde 14. An den Sondertagen sind die Resultate sehr uneinheitlich. Die besten Prognoseergebnisse werden in den Stunden 8, 23, 3, und 18 erzielt, die schlechtesten Resultate in den Stunden 9, 10, 12, 21. Tageweise betrachtet werden Samstag, Sonntag, Montag sowie Feiertag, Fenstertag und die Weihnachtszeit deutlich unterdurchschnittlich prognostiziert.

| Std | Mo | Di | Mi | Do | Fr | Sa | So | Mean | Feier | Fenst | SF | Weihn | Mean |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|-------|------|
| 1 | 5.19 | 4.57 | 4.65 | 4.33 | 3.42 | 5.12 | 5.04 | 4.62 | 5.54 | 4.99 | 4.12 | 7.58 | 5.56 |
| 2 | 4.99 | 4.59 | 4.41 | 4.14 | 3.27 | 5.53 | 4.94 | 4.55 | 7.68 | 4.46 | 2.79 | 10.43 | 6.34 |
| 3 | 5.22 | 4.77 | 4.61 | 4.25 | 3.38 | 5.5 | 4.88 | 4.66 | 6.92 | 5.53 | 2.7 | 9.78 | 6.23 |
| 4 | 5.43 | 4.39 | 4.19 | 4.5 | 3.45 | 5.4 | 4.56 | 4.56 | 6.36 | 4.95 | 2.84 | 9.41 | 5.89 |
| 5 | 5.22 | 4.13 | 4.49 | 4.06 | 3.34 | 5.27 | 3.95 | 4.35 | 6.15 | 5.8 | 4.57 | 8.17 | 6.17 |
| 6 | 5 | 3.87 | 3.94 | 3.49 | 3.68 | 5.23 | 4.01 | 4.17 | 6.06 | 6.54 | 6.03 | 7.38 | 6.5 |
| 7 | 6.03 | 4.48 | 4.09 | 3.97 | 4.06 | 4.99 | 4.36 | 4.57 | 5.26 | 9.62 | 4.56 | 6.49 | 6.48 |
| 8 | 6.39 | 4.85 | 5.51 | 4.71 | 5.78 | 6.19 | 5.72 | 5.59 | 4.03 | 9.37 | 5.55 | 7.28 | 6.56 |
| 9 | 6.77 | 6.35 | 5.73 | 5.12 | 6.07 | 6.92 | 6.41 | 6.2 | 5.76 | 15.46 | 5.46 | 14.1 | 10.2 |
| 10 | 7.22 | 5.57 | 5.87 | 6.19 | 5.11 | 6.98 | 7.6 | 6.36 | 5.36 | 12.5 | 7.02 | 13.08 | 9.49 |
| 11 | 7.64 | 6.42 | 6.37 | 6.67 | 5.71 | 6.93 | 7.92 | 6.81 | 5.96 | 12.05 | 5.9 | 10.8 | 8.68 |
| 12 | 8.03 | 7.46 | 6.19 | 6.79 | 6.51 | 7.26 | 9.39 | 7.38 | 8.62 | 10.36 | 7.79 | 11.69 | 9.61 |
| 13 | 7.56 | 7.02 | 6.12 | 6.65 | 6.49 | 6.91 | 9.41 | 7.17 | 6.9 | 8.09 | 6.39 | 10.74 | 8.03 |
| 14 | 7.55 | 7.41 | 7.05 | 7.24 | 6.57 | 7.59 | 9.55 | 7.57 | 7.62 | 5.89 | 7.05 | 12.15 | 8.18 |
| 15 | 7.49 | 7.77 | 7.59 | 7.31 | 6.26 | 6.69 | 9.28 | 7.48 | 8.08 | 6.65 | 6.76 | 10.21 | 7.93 |
| 16 | 7.85 | 7.88 | 8.92 | 7.68 | 6.02 | 7.61 | 8.2 | 7.74 | 5.63 | 7.14 | 6.05 | 8.21 | 6.76 |
| 17 | 7.63 | 8.56 | 9.25 | 8.85 | 6.79 | 8.21 | 8.1 | 8.2 | 6.26 | 5.51 | 7.03 | 7.22 | 6.51 |
| 18 | 8.53 | 9.22 | 7.45 | 8.42 | 7.12 | 7.73 | 8.2 | 8.1 | 5.14 | 5.68 | 7.43 | 5.91 | 6.04 |
| 19 | 8 | 8.85 | 6.7 | 7.21 | 6.36 | 8.07 | 8.02 | 7.6 | 5.92 | 8.06 | 8.85 | 6.37 | 7.3 |
| 20 | 8.38 | 8.02 | 6.16 | 6.81 | 5.95 | 8.13 | 8.24 | 7.38 | 8.46 | 8.6 | 8.1 | 7.04 | 8.05 |
| 21 | 6.06 | 5.76 | 5.07 | 5.64 | 5.9 | 7.3 | 6.02 | 5.96 | 5.4 | 8.45 | 9.81 | 6.89 | 7.64 |
| 22 | 4.4 | 4.17 | 3.54 | 3.6 | 4.78 | 5.25 | 4.63 | 4.34 | 4.76 | 6.8 | 4.36 | 6.62 | 5.64 |
| 23 | 4.49 | 4.53 | 4.41 | 3.58 | 4.41 | 5.33 | 5.49 | 4.61 | 4.78 | 3.12 | 4.26 | 6.15 | 4.58 |
| 24 | 4.72 | 4.49 | 4.53 | 3.38 | 4.84 | 5.68 | 5.5 | 4.73 | 4.73 | 4.21 | 2.74 | 7.39 | 4.77 |
| Mean | 6.49 | 6.05 | 5.7 | 5.61 | 5.22 | 6.49 | 6.64 | 6.03 | 6.14 | 7.49 | 5.76 | 8.8 | 7.05 |

Um einen genaueren Vergleich mit der Stundenprognose zu ermöglichen wird in der nächsten Tabelle die Differenz aus der obigen und der analogen Tabelle für die Prognose auf Stundenbasis ermittelt. Ein positives Vorzeichen bedeutet dabei, dass die Stundenprognose einen geringeren MAE liefert als die Viertelstundenprognose, und umgekehrt für ein negatives Vorzeichen. Über die einzelnen Tage gemittelt, ist dabei der Unterschied sehr gering, zwischen -0.14 MW an Samstagen und 0.24 MW an Fenstertagen. Differenzen von mehr als 0.6 MW, das entspricht einer durchschnittlichen Abweichung von etwa 10%, treten in 30 der 264 Stunden auf. Dabei prognostiziert 16 mal das Stundenmodell besser und 14 mal das Viertelstundenmodell. Diese großen Abweichungen sind auf die Sondertage konzentriert, nur 2 der 30 Fälle liegen in den normalen Wochentagen. Ein Grund dafür könnte sein, dass für die Sondertage wenige wirklich vergleichbare Tage vorliegen, und daher das spezielle Verhalten dieser Tage nicht verlässlich abgebildet werden kann. Die größten Probleme bei der Viertelstundenprognose entstehen an Fenstertagen und in den Sommerferien, wo 20 Stunden eine Differenz, die größer ist als 0.6 MW, aufweisen.

| Std | Mo | Di | Mi | Do | Fr | Sa | So | Mean | Feier | Fenst | SF | Weihn | Mean |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1 | 0.07 | 0.06 | -0.16 | 0.07 | -0.33 | -0.48 | -0.01 | -0.11 | -0.53 | -0.06 | 0.17 | -0.52 | -0.23 |
| 2 | 0.15 | -0.03 | -0.19 | -0.16 | -0.45 | -0.1 | 0.03 | -0.11 | 0.49 | 0.09 | -1.09 | 0.11 | -0.1 |
| 3 | 0.07 | 0.42 | 0.04 | 0.2 | -0.22 | -0.28 | -0.05 | 0.03 | -0.36 | -0.9 | -1.75 | -0.55 | -0.89 |
| 4 | 0.31 | 0.14 | -0.04 | 0.4 | 0.02 | -0.18 | 0.33 | 0.14 | -0.1 | -0.31 | -1.38 | 0.08 | -0.43 |
| 5 | 0.27 | 0.18 | 0.16 | 0.14 | 0.14 | -0.17 | 0.12 | 0.12 | -0.07 | -0.01 | 0.39 | -0.24 | 0.01 |
| 6 | 0.38 | 0.3 | 0.07 | 0.18 | 0.09 | 0.03 | 0.21 | 0.18 | 0.44 | 0.35 | 2.15 | -0.34 | 0.65 |
| 7 | 0.35 | 0.35 | 0.06 | 0.02 | -0.12 | -0.29 | -0.06 | 0.05 | 0.22 | 1.37 | 0.3 | -0.76 | 0.28 |
| 8 | -0.15 | 0.29 | 0.3 | -0.22 | 0.3 | -0.76 | -0.89 | -0.16 | -0.52 | 1.34 | -0.6 | 0.59 | 0.2 |
| 9 | -0.19 | -0.06 | -0.02 | -0.56 | 0.14 | -0.52 | -0.56 | -0.25 | 0.55 | 1.36 | -0.45 | -0.21 | 0.32 |
| 10 | 0.24 | -0.06 | 0.01 | 0.05 | 0.23 | -0.1 | 0.23 | 0.08 | -0.34 | -0.2 | 1.59 | 0.12 | 0.29 |
| 11 | 0.18 | -0.02 | 0.32 | 0 | -0.05 | -0.37 | -0.54 | -0.07 | -0.99 | 0.44 | -0.34 | -1.08 | -0.49 |
| 12 | 0.73 | 0.06 | -0.15 | -0.06 | 0.16 | 0 | -0.21 | 0.08 | -0.28 | -0.29 | 0.58 | -1.53 | -0.39 |
| 13 | 0.47 | 0.09 | -0.37 | -0.06 | -0.07 | -0.13 | -0.2 | -0.03 | -0.38 | 0.52 | 0.04 | -0.47 | -0.07 |
| 14 | -0.16 | -0.61 | -0.11 | -0.14 | 0.13 | -0.1 | -0.02 | -0.14 | -0.46 | 1.03 | 0.41 | -0.1 | 0.22 |
| 15 | 0.13 | -0.35 | 0.14 | -0.01 | 0.06 | 0.54 | 0.44 | 0.13 | 1.11 | 0.21 | 0.62 | 0.09 | 0.51 |
| 16 | 0.16 | 0.02 | 0.01 | 0.22 | -0.01 | 0.25 | 0.17 | 0.12 | 0.03 | -0.36 | -0.51 | 1 | 0.04 |
| 17 | -0.04 | 0.27 | 0.38 | -0.05 | 0.16 | 0 | 0.07 | 0.11 | 0.51 | -1.28 | -0.67 | 0.64 | -0.2 |
| 18 | 0.05 | 0.13 | -0.49 | 0.12 | 0.56 | -0.33 | -0.18 | -0.02 | 0.37 | -0.17 | -1.37 | 0.05 | -0.28 |
| 19 | 0.14 | -0.27 | -0.39 | -0.01 | 0.1 | 0.14 | 0.23 | -0.01 | 0.57 | 0.56 | 1.46 | 0.36 | 0.74 |
| 20 | -0.08 | -0.34 | -0.14 | -0.54 | -0.4 | -0.15 | 0.35 | -0.19 | 1.59 | 1.47 | -0.95 | 0.54 | 0.66 |
| 21 | 0.32 | 0.33 | 0 | 0.14 | 0.11 | -0.35 | -0.08 | 0.06 | 0.65 | -0.2 | 1.23 | 0.15 | 0.46 |
| 22 | 0.11 | 0.18 | 0.2 | 0.04 | 0.29 | -0.09 | 0.14 | 0.13 | 0.05 | 0.61 | -0.45 | 0.49 | 0.18 |
| 23 | 0.16 | 0.21 | -0.16 | 0.18 | 0.28 | 0.18 | 0.09 | 0.14 | -0.04 | 0.27 | -0.68 | -0.13 | -0.14 |
| 24 | -0.19 | 0.04 | -0.12 | -0.02 | 0.18 | 0.04 | 0.16 | 0.01 | -0.05 | 0.08 | -1.69 | -0.23 | -0.47 |
| Mean | 0.14 | 0.06 | -0.03 | 0 | 0.05 | -0.14 | -0.01 | 0.01 | 0.1 | 0.24 | -0.12 | -0.08 | 0.04 |

5.3 Zusammenfassung der Prognoseergebnisse

Hier seien die wichtigsten Ergebnisse der Validierung der Prognosemodelle noch einmal kurz zusammengefasst. Der Zeitraum der Validierung ist unverändert das Jahr vom 1. Juli 2002 bis zum 31. Juni 2003.

- Stundenprognose: Das gemischte Modell (mit Wetter-Forecast) aus Vergleichstagsmodell für die Weihnachtszeit (22. 12. 2002 bis 6. 1. 2003) und ARX-Modell für alle anderen Tage erzielt einen MAE (Mittlerer Absoluter Fehler) von 6.07 MW, das entspricht einer Verbesserung gegenüber der VKW-eigenen Prognose von 0.72 MW oder 11%. Der MSE (Mittlerer Quadratischer Fehler) beträgt 64.67 MW², einer Verbesserung von 19.38 MW² oder 23% entsprechend. Der maximale Fehler vermindert sich bei Verwendung der automatisierten Prognose von 70 MW auf 52.38 MW, eine Verbesserung um 25%.

Nach Wochentagen und Sondertagen (Feiertage, Fenstertage, Sommerferien und Weihnachten) getrennt betrachtet, liefert das Modell an allen Tagen außer Mittwoch eine bessere Prognose (Verbesserung zwischen 0.37 MW und 1.99 MW) und liegt am Mittwoch gleichauf (-0.01 MW). Bei Vergleich der Prognoseergebnisse getrennt nach Stunden und Tagtyp zeigt sich, dass das Modell 80% aller Stunden besser prognostiziert.

- Viertelstundenprognose: Die Viertelstundenprognose basiert auf der Stundenprognose des oben beschriebenen gemischten Modells. Auf Viertelstundenbasis liegen keine Vergleichsdaten der VKW-Prognose vor. Erfreulicherweise liegen die Fehlerkenngrößen für die Viertelstundenprognose beinahe gleichauf mit der Stundenprognose. Der MAE beträgt 6.09 MW, der MSE 65.6 MW² und der maximale Fehler 52.4 MW. Die Verschlechterung gegenüber der Stundenprognose beträgt also nur 0.02 MW (MAE), 0.9 MW² (MSE) und 0.6 MW (MAX). Tageweise betrachtet zeigt sich, dass manche Tage (Montag, Dienstag, Freitag und Feiertage) sogar leicht besser prognostiziert werden als mit dem Stundenmodell.

Literatur

- [1] D. W. Bunn, E. D. Farmer, 1985, *Comparative Models for Electrical Load Forecasting* (Wiley, New York)

- [2] M. Deistler, M. Fraissler, G. Petritsch and W. Scherrer, 1988, *Ein Vergleich von Methoden zur Kurzfristprognose der elektrischen Last* (Springer-Verlag, Wien)

- [3] EPRI (1977), *Forecasting and Modelling Time-of-day and Seasonal Electricity Demands*, EPRI EA-578-SR, Palo Alto, California

- [4] D. Fay, J. V. Ringwood, M. Condon and M. Kelly, *24-Hour Electric Load Data – A Time Series or a Set of Independent Points*, *Journal of Neurocomputing*, 2003

- [5] R. Ramanathan, R. Engle, C.J. Granger, F. Vahid-Araghi and C. Brace, *Short-run Forecasts of Electricity Loads and Peaks*, *Int. Journal of Forecasting* 13, 1997, 161–174

- [6] L.F. Sugianto, X.B. Lu, *Demand Forecasting in the Deregulated Market: A Bibliography Survey* download: <http://www.itee.uq.edu.au/aupec/aupec02/Final-Papers/Ly-Fie-Sugianto1.PDF>

- [7] H. Theil (1971) *Principles of Econometrics*, John Wiley, New York

6 Anhang

6.1 Die kalendarisch erzeugten Variablen

Hier wird das Bildungsgesetz für die rein kalenderabhängigen Variablen beschrieben.

- SONNTAG(t) gleich 1 wenn t Sonntag und 0 sonst
- MONTAG(t) gleich 1 wenn t ein Montag und in Österreich kein Feiertag und kein Fenstertag; gleich 0 sonst
- DIENSTAG(t) gleich 1 wenn t ein Dienstag und in Österreich kein Feiertag; gleich 0 sonst
- MITTWOCH(t) gleich 1 wenn t ein Mittwoch und in Österreich kein Feiertag; gleich 0 sonst
- DONNERSTAG(t) gleich 1 wenn t ein Donnerstag und in Österreich kein Feiertag; gleich 0 sonst
- FREITAG(t) gleich 1 wenn t ein Freitag und in Österreich kein Feiertag und kein Fenstertag; gleich 0 sonst
- SAMSTAG(t) gleich 1 wenn t ein Samstag und in Österreich kein Feiertag; gleich 0 sonst
- FEIERTAG(t) gleich 1 wenn t in Österreich und in Deutschland ein Feiertag und kein Sonntag; gleich $5/6$ wenn nur in Österreich ein Feiertag und kein Sonntag; gleich $1/6$ wenn nur in Deutschland ein Feiertag und kein Sonntag; gleich 0 sonst.
- FENSTERTAG(t) gleich 1 wenn t ein Montag und $t+1$ ein Feiertag in Österreich oder wenn t ein Freitag und $t-1$ ein Feiertag in Österreich und t kein Feiertag; 0 sonst
- SOMMERFERIEN(t) und WEIHNACHTEN(t) Bildungsgesetz siehe Kapitel 4.3

6.2 Geschätzte Parameter für die Wetterprognose

Die geschätzten Parameter für die Konstante, den Trend und die 1-day-ahead und 2-day-ahead Prognose der Temperatur in der Regression für den Temperaturmesswert Rieden.

| Stunde | 1-Day-Ahead | | | 2-Day-Ahead | | |
|--------|-------------|---------|----------|-------------|---------|----------|
| | Const | Trend | TempProg | Const | Trend | TempProg |
| 1 | -0.7992 | 0.0002 | 1.0402 | -0.7897 | 0.0002 | 1.0398 |
| 2 | -0.8747 | 0.0003 | 1.0168 | -0.8901 | 0.0003 | 1.0183 |
| 3 | -0.9404 | 0.0002 | 1.0054 | -0.9874 | 0.0002 | 1.0081 |
| 4 | -1.0198 | 0.0001 | 0.9967 | -1.0957 | 0.0001 | 1.0006 |
| 5 | -1.0788 | 0.0002 | 0.9844 | -1.1780 | 0.0002 | 0.9891 |
| 6 | -1.0566 | 0.0002 | 0.9718 | -1.1809 | 0.0002 | 0.9777 |
| 7 | -0.9769 | -0.0000 | 0.9790 | -1.1317 | -0.0000 | 0.9864 |
| 8 | -1.1457 | -0.0004 | 1.0713 | -1.2858 | -0.0004 | 1.0764 |
| 9 | -1.0923 | -0.0006 | 1.1091 | -1.2031 | -0.0006 | 1.1139 |
| 10 | -0.9068 | -0.0005 | 1.1099 | -0.9959 | -0.0005 | 1.1145 |
| 11 | -0.5039 | -0.0006 | 1.0891 | -0.5646 | -0.0006 | 1.0931 |
| 12 | -0.3861 | -0.0005 | 1.0743 | -0.4101 | -0.0005 | 1.0772 |
| 13 | -0.2578 | -0.0007 | 1.0609 | -0.2514 | -0.0007 | 1.0634 |
| 14 | 0.4633 | -0.0009 | 1.0222 | 0.4886 | -0.0009 | 1.0254 |
| 15 | 0.6873 | -0.0009 | 1.0367 | 0.6942 | -0.0009 | 1.0398 |
| 16 | 0.6413 | -0.0006 | 1.0517 | 0.6413 | -0.0006 | 1.0545 |
| 17 | 0.2241 | -0.0003 | 1.0726 | 0.2151 | -0.0003 | 1.0753 |
| 18 | -0.2697 | 0.0001 | 1.0783 | -0.2929 | 0.0001 | 1.0810 |
| 19 | -0.7036 | 0.0004 | 1.0643 | -0.7363 | 0.0004 | 1.0665 |
| 20 | -0.7837 | 0.0004 | 1.0242 | -0.8297 | 0.0004 | 1.0255 |
| 21 | -0.6474 | 0.0002 | 0.9922 | -0.6868 | 0.0002 | 0.9914 |
| 22 | -0.5859 | 0.0002 | 0.9685 | -0.6327 | 0.0002 | 0.9663 |
| 23 | -0.6674 | 0.0002 | 0.9754 | -0.7226 | 0.0002 | 0.9717 |
| 24 | -0.7624 | 0.0002 | 0.9912 | -0.8373 | 0.0002 | 0.9868 |

Die geschätzten Parameter für die Konstante, den Trend und die 3-day-ahead und 4-day-ahead Prognose der Temperatur in der Regression für den Temperaturmesswert Rieden.

| Stunde | 3-Day-Ahead | | | 4-Day-Ahead | | |
|--------|-------------|---------|----------|-------------|---------|----------|
| | Const | Trend | TempProg | Const | Trend | TempProg |
| 1 | -0.9083 | 0.0002 | 1.0339 | -1.2329 | 0.0007 | 1.0528 |
| 2 | -1.0527 | 0.0003 | 1.0150 | -1.3051 | 0.0007 | 1.0299 |
| 3 | -1.1821 | 0.0002 | 1.0084 | -1.3872 | 0.0006 | 1.0227 |
| 4 | -1.3238 | 0.0002 | 1.0046 | -1.4847 | 0.0005 | 1.0185 |
| 5 | -1.4351 | 0.0003 | 0.9964 | -1.5582 | 0.0005 | 1.0105 |
| 6 | -1.4680 | 0.0003 | 0.9886 | -1.5388 | 0.0004 | 1.0020 |
| 7 | -1.4552 | 0.0001 | 1.0013 | -1.4956 | 0.0002 | 1.0161 |
| 8 | -1.6133 | -0.0003 | 1.0940 | -1.7568 | -0.0002 | 1.1202 |
| 9 | -1.4982 | -0.0005 | 1.1293 | -1.6950 | -0.0004 | 1.1583 |
| 10 | -1.2340 | -0.0004 | 1.1265 | -1.4814 | -0.0004 | 1.1571 |
| 11 | -0.7503 | -0.0005 | 1.1018 | -1.0406 | -0.0005 | 1.1325 |
| 12 | -0.5353 | -0.0004 | 1.0824 | -0.8651 | -0.0004 | 1.1134 |
| 13 | -0.3140 | -0.0006 | 1.0647 | -0.7099 | -0.0006 | 1.0981 |
| 14 | 0.4053 | -0.0009 | 1.0278 | 0.0756 | -0.0008 | 1.0565 |
| 15 | 0.6015 | -0.0009 | 1.0432 | 0.2821 | -0.0008 | 1.0717 |
| 16 | 0.5330 | -0.0006 | 1.0589 | 0.2138 | -0.0005 | 1.0878 |
| 17 | 0.0877 | -0.0002 | 1.0809 | -0.2227 | -0.0001 | 1.1095 |
| 18 | -0.4237 | 0.0001 | 1.0869 | -0.7279 | 0.0002 | 1.1152 |
| 19 | -0.8790 | 0.0004 | 1.0734 | -1.1537 | 0.0006 | 1.0997 |
| 20 | -0.9598 | 0.0004 | 1.0318 | -1.2709 | 0.0006 | 1.0586 |
| 21 | -0.8344 | 0.0003 | 0.9984 | -1.1636 | 0.0004 | 1.0261 |
| 22 | -0.7937 | 0.0003 | 0.9734 | -1.1429 | 0.0004 | 1.0024 |
| 23 | -0.9149 | 0.0005 | 0.9803 | -1.3070 | 0.0005 | 1.0123 |
| 24 | -1.0713 | 0.0005 | 0.9980 | -1.5120 | 0.0005 | 1.0336 |

Die geschätzten Parameter für die Konstante, den Trend, das Strahlungsmaximum der letzten 7 Tage, die 1-day-ahead Prognose des Bewölkungsgrades und des gemischten Terms der letzten beiden Regressoren in der Regression für den Strahlungsmesswert Rieden.

| Stunde | 1-Day-Ahead | | | | |
|--------|-------------|---------|--------------|-------------|--------------|
| | Const | Trend | StrahlungMax | BewgradProg | Smax*BewProg |
| 6 | 0.0115 | 0.0000 | 0.6136 | -0.0020 | -0.0485 |
| 7 | -0.7561 | 0.0007 | 0.8464 | 0.0525 | -0.0618 |
| 8 | -2.5759 | 0.0031 | 0.9079 | 0.2088 | -0.0715 |
| 9 | -9.2566 | 0.0042 | 1.0055 | 0.4020 | -0.0795 |
| 10 | -29.7712 | 0.0062 | 1.1056 | 2.0131 | -0.0871 |
| 11 | -45.1083 | 0.0003 | 1.1609 | 3.6704 | -0.0932 |
| 12 | -51.2914 | 0.0026 | 1.1813 | 2.8242 | -0.0907 |
| 13 | -44.1543 | -0.0021 | 1.1573 | 0.6452 | -0.0832 |
| 14 | -33.4950 | -0.0177 | 1.1593 | 1.3234 | -0.0886 |
| 15 | -49.8283 | -0.0081 | 1.2036 | 3.9245 | -0.0975 |
| 16 | -42.9337 | 0.0109 | 1.1985 | 3.1705 | -0.0999 |
| 17 | -16.5712 | 0.0091 | 1.1313 | 1.3399 | -0.0996 |
| 18 | -4.7733 | -0.0008 | 1.0878 | 0.5531 | -0.0984 |
| 19 | -1.7291 | -0.0007 | 1.0492 | 0.1349 | -0.0924 |
| 20 | -1.0341 | 0.0000 | 1.0201 | 0.1111 | -0.0902 |
| 21 | -0.0636 | -0.0002 | 0.8462 | 0.0121 | -0.0750 |
| 22 | -0.0001 | 0.0000 | 0.1099 | 0.0000 | 0.0056 |

Die geschätzten Parameter für die Konstante, den Trend, das Strahlungsmaximum der letzten 7 Tage, die 2-day-ahead Prognose des Bewölkungsgrades und des gemischten Terms der letzten beiden Regressoren in der Regression für den Strahlungsmesswert Rieden.

| Stunde | 2-Day-Ahead | | | | |
|--------|-------------|---------|--------------|-------------|--------------|
| | Const | Trend | StrahlungMax | BewgradProg | Smax*BewProg |
| 6 | 0.0401 | -0.0000 | 0.5457 | -0.0031 | -0.0436 |
| 7 | -0.4916 | 0.0006 | 0.7920 | 0.0414 | -0.0549 |
| 8 | 1.0770 | 0.0037 | 0.6733 | -0.4672 | -0.0224 |
| 9 | -2.9973 | -0.0012 | 0.9794 | -0.0736 | -0.0800 |
| 10 | -12.2678 | -0.0030 | 1.0454 | 0.6170 | -0.0851 |
| 11 | -25.7741 | -0.0137 | 1.1186 | 3.2671 | -0.0975 |
| 12 | -34.1340 | -0.0126 | 1.1402 | 2.7904 | -0.0939 |
| 13 | -76.4997 | -0.0168 | 1.1942 | 10.0185 | -0.0998 |
| 14 | 4.7935 | 0.0104 | 0.8584 | -10.4782 | -0.0188 |
| 15 | -22.3086 | -0.0201 | 1.1079 | 1.2253 | -0.0885 |
| 16 | -19.9268 | -0.0017 | 1.1134 | 1.1529 | -0.0930 |
| 17 | -4.8580 | -0.0006 | 1.0646 | 0.4720 | -0.0943 |
| 18 | 1.9155 | -0.0086 | 1.0468 | 0.2250 | -0.0981 |
| 19 | 0.8122 | -0.0038 | 0.9975 | 0.0936 | -0.0893 |
| 20 | -1.7100 | 0.0022 | 0.7759 | 0.1400 | -0.0422 |
| 21 | 0.1708 | -0.0004 | 0.8024 | 0.0095 | -0.0750 |
| 22 | -0.0041 | 0.0000 | 0.1122 | 0.0013 | -0.0188 |

Die geschätzten Parameter für die Konstante, den Trend, das Strahlungsmaximum der letzten 7 Tage, die 3-day-ahead Prognose des Bewölkungsgrades und des gemischten Terms der letzten beiden Regressoren in der Regression für den Strahlungsmesswert Rieden.

| Stunde | 3-Day-Ahead | | | | |
|--------|-------------|---------|--------------|-------------|--------------|
| | Const | Trend | StrahlungMax | BewgradProg | Smax*BewProg |
| 6 | 0.0676 | -0.0000 | 0.5976 | -0.0056 | -0.0564 |
| 7 | -0.3056 | 0.0001 | 0.8077 | 0.0385 | -0.0579 |
| 8 | 2.2230 | 0.0040 | 0.5645 | -0.6583 | 0.0003 |
| 9 | 0.2671 | -0.0061 | 0.9477 | -0.2546 | -0.0737 |
| 10 | 7.4331 | -0.0116 | 0.9492 | -2.0832 | -0.0672 |
| 11 | 5.3171 | -0.0249 | 1.0046 | -1.3733 | -0.0758 |
| 12 | 3.2964 | -0.0287 | 1.0337 | -2.6900 | -0.0738 |
| 13 | -38.2334 | -0.0291 | 1.0931 | 4.5049 | -0.0813 |
| 14 | 27.0711 | 0.0138 | 0.7297 | -15.1980 | 0.0088 |
| 15 | -3.8511 | -0.0370 | 1.0690 | -0.5117 | -0.0817 |
| 16 | -7.3978 | -0.0191 | 1.1061 | 0.5219 | -0.0929 |
| 17 | 1.5657 | -0.0152 | 1.0838 | 0.5168 | -0.0991 |
| 18 | 9.0782 | -0.0189 | 1.0593 | -0.2819 | -0.1013 |
| 19 | 3.4959 | -0.0102 | 1.0327 | 0.1122 | -0.0973 |
| 20 | -1.6394 | 0.0047 | 0.5169 | -0.0721 | 0.0108 |
| 20 | 0.4061 | -0.0010 | 0.8261 | 0.0082 | -0.0798 |
| 22 | 0.0104 | 0.0000 | 0.0920 | -0.0013 | -0.0136 |

Die geschätzten Parameter für die Konstante, den Trend, das Strahlungsmaximum der letzten 7 Tage, die 4-day-ahead Prognose des Bewölkungsgrades und des gemischten Terms der letzten beiden Regressoren in der Regression für den Strahlungsmesswert Rieden.

| Stunde | 3-Day-Ahead | | | | |
|--------|-------------|---------|--------------|-------------|--------------|
| | Const | Trend | StrahlungMax | BewgradProg | Smax*BewProg |
| 6 | 0.0871 | -0.0001 | 0.4845 | -0.0074 | -0.0394 |
| 7 | -0.1804 | 0.0000 | 0.7359 | 0.0447 | -0.0484 |
| 8 | 2.4564 | 0.0030 | 0.5567 | -0.5836 | 0.0010 |
| 9 | 3.5075 | -0.0048 | 0.8840 | -0.7142 | -0.0611 |
| 10 | 10.2689 | -0.0135 | 0.9401 | -2.0816 | -0.0652 |
| 11 | 15.0813 | -0.0239 | 0.9581 | -2.7390 | -0.0655 |
| 12 | 6.3420 | -0.0249 | 1.0111 | -3.0303 | -0.0672 |
| 13 | -72.0794 | -0.0160 | 1.1403 | 8.6678 | -0.0847 |
| 14 | 9.6730 | 0.0047 | 0.7778 | -10.5069 | -0.0019 |
| 15 | -9.1842 | -0.0299 | 1.0662 | 0.0298 | -0.0773 |
| 16 | -10.4157 | -0.0137 | 1.1032 | 0.9996 | -0.0898 |
| 17 | 0.5109 | -0.0075 | 1.0455 | 0.3548 | -0.0889 |
| 18 | 10.1667 | -0.0135 | 1.0095 | -0.6981 | -0.0901 |
| 19 | 3.1845 | -0.0069 | 0.9723 | -0.0588 | -0.0838 |
| 20 | -2.2921 | 0.0035 | 0.5940 | 0.1407 | -0.0049 |
| 21 | 0.4371 | -0.0008 | 0.7553 | -0.0087 | -0.0656 |
| 22 | 0.0027 | 0.0000 | 0.0867 | 0.0002 | -0.0142 |

6.3 Geschätzte Parameter für $p = 1$

| Stunde | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|
| AR(-1) | 0.4571 | 0.4796 | 0.4708 | 0.4827 | 0.5547 | 0.6021 | 0.5307 | 0.4328 |
| AR(-7) | 0.0691 | 0.0766 | 0.1016 | 0.0949 | 0.1184 | 0.1580 | 0.1491 | 0.1972 |
| CONST | 158.5133 | 144.6529 | 150.5497 | 118.1453 | 85.6146 | 85.1284 | 125.1058 | 156.6037 |
| TREND | 3.1230 | 2.6915 | 2.6262 | 2.1493 | 1.7551 | 1.4472 | 2.6320 | 3.3661 |
| JÄN | 8.6638 | 8.3739 | 11.0912 | 9.1166 | 8.0820 | 6.1316 | 4.7450 | 9.5529 |
| FEB | 4.9725 | 4.4740 | 6.8643 | 5.4680 | 4.9354 | 3.3666 | 1.2061 | 2.3335 |
| NOV | 0.9545 | 0.2218 | 4.1050 | 2.2730 | 4.8020 | 4.0295 | 2.0422 | 4.1464 |
| DEZ | 7.7221 | 6.4965 | 8.5709 | 6.9890 | 7.0522 | 5.3145 | 3.1465 | 6.9065 |
| MO(0) | -8.7184 | -9.1130 | -4.1064 | 2.6482 | 9.8035 | 18.3057 | 32.2540 | 43.4854 |
| MO(-1) | 7.2443 | 4.0180 | -2.1522 | 5.0009 | 2.1790 | -21.6338 | -44.6711 | -52.1820 |
| DI(0) | -1.9779 | -4.1448 | -5.3465 | 4.9799 | 12.2143 | 15.0764 | 22.3286 | 31.0257 |
| DI(-1) | 0.4638 | -4.3455 | -11.0326 | -2.5924 | -4.7652 | -25.8463 | -42.4364 | -47.1137 |
| MI+DO(0) | -10.0490 | -9.9002 | -9.4262 | -0.3911 | 4.3496 | 8.2464 | 14.8598 | 22.3533 |
| MI+DO(-1) | -0.7958 | -5.5890 | -12.1616 | -3.4416 | -5.3618 | -26.7626 | -43.4805 | -48.1703 |
| FR(0) | -9.4445 | -9.7775 | -9.5907 | -1.1344 | 3.4065 | 7.6547 | 13.2716 | 21.0474 |
| FR(-1) | 11.1711 | 7.6218 | 0.4225 | 6.4587 | 4.8937 | -9.9214 | -23.5054 | -23.4389 |
| SA(0) | -30.4439 | -32.8745 | -33.7633 | -25.0591 | -26.8674 | -47.4832 | -73.0883 | -89.1221 |
| SA(-1) | -33.2105 | -32.5340 | -32.3274 | -25.6270 | -21.8103 | -16.7116 | -16.4225 | -17.8015 |
| SO(0) | -62.2273 | -62.0891 | -81.8588 | -43.7640 | -27.5267 | -48.6645 | -81.6213 | -97.8816 |
| FEIER(+1) | -1.3928 | -2.1282 | -2.1494 | -1.9389 | -1.2577 | 0.0740 | 1.0056 | -0.3507 |
| FEIER(0) | -21.6227 | -23.6492 | -25.6011 | -20.2670 | -24.6430 | -54.6998 | -97.0659 | -130.8285 |
| FEIER(-1) | -35.7874 | -35.7595 | -39.2574 | -26.4822 | -16.9140 | -7.9440 | -1.9567 | -0.6955 |
| FEIER(-2) | 13.4895 | 13.0975 | 12.0002 | 11.3856 | 12.1730 | 9.3934 | 5.2543 | 1.9647 |
| FEIER(-7) | 2.1380 | 3.0369 | 3.1292 | 2.8680 | 3.8600 | 10.2081 | 16.1496 | 28.0121 |
| FENSTER(+1) | 7.7188 | 7.5614 | 6.8594 | 5.4862 | 4.2538 | 1.9522 | 3.7575 | 8.0178 |
| FENSTER(0) | -18.0962 | -18.6349 | -18.7049 | -11.6806 | -13.3388 | -21.0118 | -25.9833 | -26.7662 |
| FENSTER(-1) | -5.1854 | -7.3934 | -14.6132 | -6.0805 | -3.6761 | -9.3306 | -13.6417 | -11.7808 |
| FENSTER(-2) | 5.7862 | 5.6388 | 5.7787 | 4.3931 | 5.7967 | 4.9597 | 5.0605 | 6.6672 |
| FENSTER(-7) | 1.4551 | 1.8129 | 1.7264 | 2.2807 | 3.1902 | 4.5986 | 5.6336 | 8.1465 |
| SOMMER(0) | -18.5739 | -21.8189 | -28.8802 | -26.2993 | -30.1505 | -44.8807 | -67.8876 | -78.7670 |
| SOMMER(-1) | -10.7379 | -5.5096 | 1.0276 | -1.8968 | 4.7870 | 20.9385 | 36.5618 | 40.0881 |
| SOMMER(-7) | 2.0059 | 2.4248 | 2.7057 | 3.7057 | 5.5928 | 7.6785 | 5.8282 | 6.8204 |
| WEIHN(0) | -30.0534 | -33.2765 | -33.5336 | -35.6365 | -41.9356 | -65.9022 | -101.1946 | -124.0947 |
| WEIHN(-1) | -27.8872 | -24.8799 | -26.8215 | -22.5618 | -13.3972 | 3.8902 | 8.7671 | -0.7769 |
| WEIHN(-7) | 4.9476 | 6.2168 | 8.5967 | 5.5080 | 9.3988 | 18.4068 | 23.8065 | 34.5316 |
| TEMP(0) | -2.5285 | -2.6296 | -2.6757 | -2.6570 | -2.3531 | -1.9168 | -1.2951 | -1.0364 |
| TEMP(-1) | 0.3784 | 0.5637 | 0.5963 | 0.7370 | 0.8380 | 0.7057 | 0.2896 | -0.1803 |
| TEMP(-7) | 0.0477 | 0.1738 | 0.2086 | 0.1197 | 0.1174 | 0.2391 | 0.1949 | 0.2736 |
| STRAHLUNG(0) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -1.2997 | -0.1739 | -0.0689 |
| STRAHLUNG(-1) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.7857 | 0.0170 | 0.0049 |
| STRAHLUNG(-7) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | -0.2932 | -0.0267 | -0.0064 |

| Stunde | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| AR(-1) | 0.3599 | 0.3765 | 0.3821 | 0.3548 | 0.3736 | 0.3358 | 0.2963 | 0.2566 |
| AR(-7) | 0.1904 | 0.2190 | 0.2516 | 0.2511 | 0.2542 | 0.2828 | 0.2182 | 0.2171 |
| CONST | 190.7799 | 178.8617 | 166.2479 | 181.9671 | 168.3701 | 176.9832 | 212.4520 | 219.9463 |
| TREND | 4.2804 | 3.6470 | 3.1657 | 3.4084 | 3.7813 | 3.7863 | 5.1411 | 5.9005 |
| JÄN | 6.1621 | 4.3345 | 4.8705 | 4.6280 | 4.5237 | 4.2102 | 4.9614 | 6.1768 |
| FEB | 2.0856 | 2.3888 | 3.1908 | 3.1227 | 3.6483 | 3.5189 | 3.9212 | 4.2906 |
| NOV | 1.3448 | -0.9360 | -1.4209 | -1.5303 | -1.2364 | -0.9859 | -1.3115 | 0.3254 |
| DEZ | 4.0270 | 1.4141 | 0.3636 | -0.8079 | 0.1841 | 0.5002 | 1.6599 | 4.1440 |
| MO(0) | 47.3415 | 43.4573 | 43.1952 | 42.7381 | 31.1665 | 25.5525 | 24.2450 | 20.4960 |
| MO(-1) | -50.8985 | -52.5229 | -48.6189 | -44.4843 | -43.6292 | -47.1085 | -44.9083 | -39.6360 |
| DI(0) | 39.5271 | 38.6165 | 36.4922 | 34.3938 | 24.2980 | 20.9557 | 20.4627 | 17.6341 |
| DI(-1) | -38.1549 | -38.0148 | -36.6759 | -34.0535 | -32.8914 | -34.3392 | -34.7713 | -32.0375 |
| MI+DO(0) | 24.6819 | 23.0814 | 23.5448 | 23.3572 | 14.7982 | 10.3023 | 12.0274 | 12.0655 |
| MI+DO(-1) | -38.7715 | -38.1544 | -36.4408 | -33.7370 | -33.3815 | -35.7179 | -36.0261 | -33.6056 |
| FR(0) | 22.4702 | 19.5255 | 18.4951 | 14.6089 | 8.3488 | -2.7683 | -4.5440 | -6.7085 |
| FR(-1) | -16.3140 | -12.8493 | -10.4527 | -8.4821 | -11.1841 | -6.6192 | -0.5789 | 9.4826 |
| SA(0) | -86.7842 | -77.4454 | -74.0389 | -78.6735 | -72.2580 | -78.5479 | -75.1464 | -61.3569 |
| SA(-1) | -16.7735 | -11.7927 | -1.9516 | 3.2544 | 3.5283 | 3.6214 | 5.9696 | 0.9274 |
| SO(0) | -101.4323 | -91.1879 | -85.1073 | -88.3314 | -86.3715 | -102.2779 | -129.3409 | -131.7791 |
| FEIER(+1) | -1.7469 | -2.6411 | -1.8757 | -2.2519 | -1.8048 | -4.1579 | -4.9753 | -6.4235 |
| FEIER(0) | -137.3669 | -123.6052 | -113.7420 | -116.4493 | -108.8440 | -128.4894 | -137.1003 | -138.5236 |
| FEIER(-1) | 2.0025 | 4.6587 | 7.6392 | 9.4448 | 9.1289 | 7.1736 | 4.7378 | 2.3149 |
| FEIER(-2) | 1.8106 | 2.7773 | 3.3867 | 3.5982 | 1.7504 | 0.6785 | 1.7250 | 1.3064 |
| FEIER(-7) | 28.1457 | 30.0134 | 32.7291 | 33.0617 | 30.5585 | 37.9715 | 30.0003 | 30.7446 |
| FENSTER(+1) | 9.6659 | 7.1880 | 4.0544 | 4.2414 | 4.5457 | 5.7410 | 5.2103 | 7.5626 |
| FENSTER(0) | -21.7185 | -23.4577 | -28.8538 | -32.3956 | -34.8109 | -46.9992 | -50.1069 | -49.7989 |
| FENSTER(-1) | -9.5598 | -11.1425 | -9.3377 | -9.3344 | -9.7876 | -7.7203 | -3.6680 | -0.5826 |
| FENSTER(-2) | 6.0818 | 2.9955 | -0.9930 | -5.2060 | -4.4091 | -2.0497 | -2.6381 | -1.2367 |
| FENSTER(-7) | 9.2062 | 11.5183 | 16.2042 | 16.4724 | 14.2876 | 16.3377 | 12.7712 | 13.0603 |
| SOMMER(0) | -72.7194 | -60.0394 | -57.6844 | -56.7250 | -51.8092 | -59.4048 | -67.0277 | -66.9891 |
| SOMMER(-1) | 27.9278 | 18.8674 | 15.2919 | 12.2812 | 12.9889 | 16.1881 | 20.9594 | 17.3632 |
| SOMMER(-7) | 9.2709 | 12.9602 | 16.4470 | 16.5165 | 14.5920 | 17.8531 | 13.1177 | 13.4882 |
| WEIHN(0) | -119.6382 | -105.8217 | -109.5969 | -121.5599 | -104.5599 | -119.2582 | -129.5331 | -132.7885 |
| WEIHN(-1) | -8.2185 | -1.6688 | 6.4609 | 12.1924 | 16.7743 | 25.2687 | 21.4651 | 19.6939 |
| WEIHN(-7) | 31.6135 | 31.4109 | 33.5929 | 35.4301 | 32.4473 | 37.0492 | 31.1377 | 29.6505 |
| TEMP(0) | -1.1517 | -1.3239 | -1.5332 | -1.4805 | -1.6388 | -1.9710 | -2.1938 | -2.2657 |
| TEMP(-1) | -0.5308 | -0.4864 | -0.2632 | -0.3110 | -0.0797 | 0.1153 | 0.2982 | 0.3232 |
| TEMP(-7) | 0.1574 | 0.2270 | 0.3243 | 0.2885 | 0.2920 | 0.4016 | 0.1986 | 0.2949 |
| STRAHLUNG(0) | -0.0562 | -0.0466 | -0.0533 | -0.0607 | -0.0540 | -0.0539 | -0.0568 | -0.0620 |
| STRAHLUNG(-1) | 0.0124 | 0.0151 | 0.0193 | 0.0169 | 0.0177 | 0.0174 | 0.0150 | 0.0124 |
| STRAHLUNG(-7) | -0.0012 | 0.0034 | 0.0088 | 0.0132 | 0.0101 | 0.0115 | 0.0101 | 0.0067 |

| Stunde | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| AR(-1) | 0.2426 | 0.3436 | 0.4954 | 0.6074 | 0.5713 | 0.5408 | 0.5627 | 0.5573 |
| AR(-7) | 0.2234 | 0.2414 | 0.2806 | 0.2404 | 0.2384 | 0.1792 | 0.1986 | 0.1571 |
| CONST | 210.4985 | 176.1529 | 115.8893 | 89.3842 | 93.8387 | 111.5167 | 96.8423 | 109.4341 |
| TREND | 5.8269 | 4.0881 | 2.1014 | 1.2528 | 1.4983 | 2.3532 | 1.8295 | 1.9450 |
| JAN | 8.4770 | 16.4507 | 9.6912 | 4.9281 | 3.1104 | 1.9944 | 4.2326 | 3.7062 |
| FEB | 4.1233 | 5.7863 | 6.8793 | 3.9062 | 2.0976 | 1.0899 | 3.2466 | 2.4529 |
| NOV | 8.8498 | 16.3212 | 6.5515 | 2.0716 | 0.6167 | -0.1071 | 3.0387 | 1.5173 |
| DEZ | 14.0460 | 18.8908 | 7.8706 | 3.3809 | 1.7465 | 1.4100 | 4.2420 | 3.6594 |
| MO(0) | 22.8263 | 21.4479 | 24.6000 | 29.0374 | 21.3589 | 15.2222 | 7.6396 | 2.4713 |
| MO(-1) | -36.1299 | -36.2504 | -43.5493 | -52.3478 | -47.8653 | -40.1761 | -35.1325 | -31.0295 |
| DI(0) | 21.5175 | 11.8656 | 11.1661 | 18.7151 | 20.1495 | 18.3552 | 14.8225 | 10.2972 |
| DI(-1) | -28.4906 | -33.0466 | -40.6067 | -46.9737 | -40.0208 | -31.3911 | -25.3435 | -21.5439 |
| MI+DO(0) | 15.6614 | 9.9220 | 8.8838 | 14.8837 | 13.2180 | 9.5482 | 4.7180 | 0.4358 |
| MI+DO(-1) | -30.0594 | -35.2305 | -42.2915 | -49.2270 | -41.4780 | -32.5848 | -26.4951 | -22.2121 |
| FR(0) | -2.5538 | -3.0739 | -2.4192 | 2.7295 | -0.4201 | -4.0417 | -5.4494 | -8.1391 |
| FR(-1) | 5.7975 | -6.2248 | -12.0679 | -18.1672 | -15.6771 | -13.7279 | -15.7685 | -18.4553 |
| SA(0) | -68.8748 | -67.7154 | -58.8235 | -52.0545 | -46.3913 | -45.0762 | -41.7147 | -53.4295 |
| SA(-1) | -9.8902 | -15.3277 | -6.5370 | 1.3959 | -1.0883 | -1.9673 | -9.7666 | 0.1766 |
| SO(0) | -101.9194 | -84.3440 | -77.6428 | -75.8142 | -59.2958 | -49.6558 | -24.9493 | -26.9208 |
| FEIER(+1) | -7.5555 | -6.3798 | -7.5506 | -9.0539 | -11.8222 | -11.0130 | -11.8900 | -7.6879 |
| FEIER(0) | -129.3532 | -116.7249 | -97.3947 | -78.4329 | -67.6244 | -59.1462 | -47.0947 | -48.1168 |
| FEIER(-1) | 1.9114 | 7.3673 | 10.8775 | 8.9476 | 4.2076 | 1.6960 | -1.4377 | -2.4413 |
| FEIER(-2) | -0.2164 | 2.7516 | 4.1979 | 2.1735 | 2.4602 | 2.4812 | 1.6337 | 0.5436 |
| FEIER(-7) | 31.2549 | 31.0625 | 30.1299 | 22.6440 | 19.5206 | 12.9003 | 10.6729 | 6.6020 |
| FENSTER(+1) | 9.1673 | 8.3059 | 2.7998 | -1.9189 | -4.5784 | -1.9251 | -3.0830 | -2.1402 |
| FENSTER(0) | -42.1924 | -38.7990 | -34.7021 | -30.6010 | -30.7454 | -28.0847 | -24.3487 | -25.1154 |
| FENSTER(-1) | 0.0970 | -7.1907 | -8.0851 | -10.8205 | -10.6103 | -7.7286 | -7.5555 | -10.2277 |
| FENSTER(-2) | -0.7220 | 3.0602 | 3.8637 | 0.1508 | -0.5148 | 2.1527 | 2.1304 | 2.1952 |
| FENSTER(-7) | 11.9669 | 11.5791 | 11.3648 | 9.8772 | 8.6920 | 5.0380 | 6.5613 | 5.9684 |
| SOMMER(0) | -67.5899 | -65.5207 | -61.4426 | -62.6048 | -58.3651 | -53.1145 | -45.0095 | -43.5424 |
| SOMMER(-1) | 17.0827 | 26.8447 | 33.4408 | 40.1406 | 30.5390 | 25.2585 | 21.2354 | 19.9396 |
| SOMMER(-7) | 15.5678 | 13.5731 | 13.7523 | 10.5702 | 13.7144 | 12.6366 | 10.0597 | 8.2117 |
| WEIHN(0) | -123.5658 | -106.9579 | -93.6321 | -87.5779 | -84.4714 | -73.7044 | -57.5198 | -50.4174 |
| WEIHN(-1) | 17.0269 | 18.6393 | 24.3193 | 32.0230 | 29.3201 | 22.1010 | 18.4387 | 14.9106 |
| WEIHN(-7) | 30.9783 | 35.9019 | 39.8816 | 36.5758 | 33.9513 | 24.0051 | 22.8375 | 18.3882 |
| TEMP(0) | -2.3483 | -2.2785 | -1.8885 | -1.6711 | -1.3222 | -1.1747 | -1.7160 | -2.1164 |
| TEMP(-1) | 0.3524 | 0.3624 | 0.4854 | 0.5703 | 0.2223 | 0.0016 | 0.2227 | 0.4683 |
| TEMP(-7) | 0.3799 | 0.5269 | 0.6460 | 0.6288 | 0.4805 | 0.2201 | 0.4274 | 0.3496 |
| STRAHLUNG(0) | -0.0672 | -0.0775 | -0.1114 | -0.1780 | -0.5989 | -4.2526 | 0 | 0 |
| STRAHLUNG(-1) | 0.0099 | 0.0186 | 0.0413 | 0.0826 | 0.2377 | -0.6646 | 0 | 0 |
| STRAHLUNG(-7) | 0.0075 | 0.0083 | 0.0138 | 0.0131 | 0.0464 | -2.5803 | 0 | 0 |

Weitere Arbeiten

Forschungszentrum Prozess- und Produkt-Engineering

ANWENDUNGEN

Kurzfristige Prognose des Stromverbrauchs in Vorarlberg auf Stunden- und Viertelstundenbasis
Thomas Steinberger, 2004

Weiterbildungs- und Qualifizierungsbedarf kleinerer und mittlerer Unternehmen in Vorarlberg bezüglich Prozess- und Projektmanagement, Führung, Strategie und Innovationsmanagement
Markus Reichart, Julia Schneider, Isabella Gratzler, 2004

Netzwerke für Innovationen
Martin Meusburger, Markus Reichart, Karin Feurstein, 2005

Neue Technologien im Produktinnovationsprozess
Julia Schneider, Markus Reichart, 2005

Bezug von externen Leistungen in der Produktentwicklung Aktueller Stand - Trends - Verbesserungspotenziale
Julia Schneider, 2005

METHODEN

Identifying Worst Case Scenarios of Security Portfolios with Quasi-Random Search Algorithms
Thomas Breuer, Filip Pistovcak, 2004

A General Noise Model and Its Effects on Evolution Strategy Performance
Hans-Georg Beyer, Dirk V. Arnold, 2004

Using Quasi-Monte Carlo Scenarios in Risk Management
Thomas Breuer, Filip Pistovcak, 2004

An Explicit Characterization of Calogero-Systems
Fritz Gesztesy, Karl Unterkofler, Rudi Weikard, 2004

Reliability of new Fibrillation Detection Algorithms for Automated External Defibrillators
Anton Amann, Robert Tratnig, Karl Unterkofler, 2004

Towards an Integrated Measurement of Credit and Market Risk
Thomas Breuer, Martin Jandacka, Gerald Krenn, 2005

Umgang mit Szenarien
Falko E. P. Wilms, 2005

Umgang mit unscharfen Informationen
Falko E. P. Wilms, 2005

