

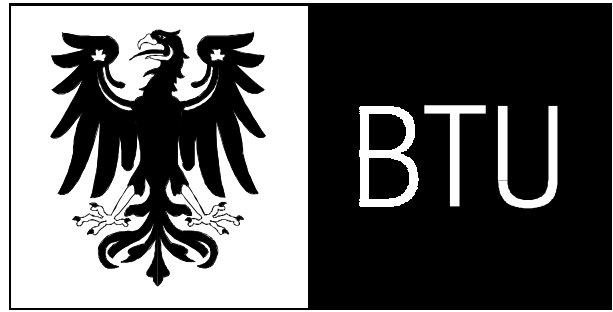


Repräsentative VDEW- Lastprofile

**Brandenburgische Technische
Universität Cottbus**

Lehrstuhl Energiewirtschaft

Dr.- Ing. Hermann Meier,
Dipl. Ing. Christian Fünfgeld,
Dipl. Ing. Thomas Adam,
Prof. Dr. habil. Bernd Schieferdecker



Brandenburgische Technische Universität Cottbus

Repräsentative VDEW-Lastprofile

© VDEW Frankfurt (Main) 1999

VDEW
Stresemannallee 23
D-60596 Frankfurt /M.

Dipl.-Ing. Ralph Bitterer
Telefon: 069- 6304264
Telefax: 069-6304406
e-mail: Ralph_Bitterer@vdew.net

BTU Cottbus
Lehrstuhl Energiewirtschaft
Prof. Dr. habil. B. Schieferdecker

Universitätsplatz 3-4
D- 03044 Cottbus

Telefon: 0355- 69 4504
Telefax: 0355- 69 4048
e-mail: lsew@tu-cottbus.de

Inhalt

Inhalt	3
1. Einführung	4
1.1 Ausgangslage	4
1.2 Notwendigkeit standardisierter Lastprofile	5
2. Auftrag zur Entwicklung standardisierter Lastprofile.....	13
3. Datenmaterial und Aufbereitung	14
4. Gruppenbildung nach elektrizitätswirtschaftlichen Kriterien	16
4.1 Gruppenbildung bei Haushaltskunden	17
4.2 Gruppenbildung bei Landwirtschaftskunden	20
4.3 Gruppenbildung bei Gewerbekunden	22
6. Die Kombination von Fuzzy und Elektrizitätswirtschaft.....	24
7. Kundengruppen und zugehörige Lastprofile	25
8. Aufbereitung der charakteristischen Profile	30
8.1 Umrechnung in Viertelstunden-Leistungswerte	30
8.2 Dynamisches Haushaltsprofil	31
8.3 Normierung der Jahreslastverläufe	32
8.4 Praktisches Beispiel	33
9. Evaluierung.....	34
9.1 Vergleich der Lastprofile mit Messungen der VEW	34
9.2 Einfluß veränderter Ladenschlußzeiten:	38
9.3 Anforderungen an Meßprogramme	39
10. Ausgleichsbedarf aufgrund von Lastschwankungen	41
11. Ergebnis-Zusammenfassung	43
12. Literatur	44

1. Einführung

1.1 Ausgangslage

Der seit 1998 geltende Ordnungsrahmen für die leitungsgebundene Stromversorgung in der Bundesrepublik Deutschland sieht bis auf bestimmte Ausnahmetatbestände vor, daß jeder Strombezieher seinen Lieferanten frei auswählen kann.

Um dies zu ermöglichen sind die Netzbetreiber verpflichtet, ihre Netze allen Lieferanten diskriminierungsfrei gegen Zahlung eines zu veröffentlichenden Entgelts für die Netznutzung und die mit dieser Dienstleistung im übrigen verbundenen Kosten (Systemdienstleistungen, Messung u.a.) zur Verfügung zu stellen. Die Grundsätze regelt die Verbändevereinbarung Durchleitung BDI/VIK/VDEW vom 22. Mai 1998.

In der Zwischenzeit haben zahlreiche Netzbetreiber ihre Netznutzungsentgelte und die übrigen für deren Ermittlung erforderlichen Preiselemente veröffentlicht, so daß insoweit die Voraussetzungen für die freie Wahl alternativer Lieferanten vorliegen. Die ersten Umsetzungen erfolgten noch überwiegend auf Basis von Geschäften auf Großkunden-Niveau und in individuell vereinbartem Rahmen. In solchen Fällen ist es relativ einfach, mit Hilfe von Band- und Fahrplan-Lieferungen und mit zeitgleichen Messungen den Saldo von Bezug und Lieferung zu erfassen und vertraglich zu regeln.

Mit Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte und der zugehörigen preisbestimmenden Elemente ist die Abrechnung der Netzdienstleistungen selbst bereits problemlos möglich. Maßstab ist dabei entsprechend der Verbändevereinbarung die beim Endkunden unzeitgleich gemessene Leistung; viele Netzbetreiber verzichten bei Verbräuchen unterhalb einer bestimmten Grenze auf die Leistungsmessung und/oder geben ihre Netznutzungsentgelte für die Niederspannungsebene in Pf/kWh an - teilweise differenziert nach der Bedarfsart. Zur Umrechnung werden hierbei die in der Kostenträgerrechnung für die betreffende Kundengruppe verwendete Leistung und empirisch ermittelte Benutzungsdauern und Gleichzeitigkeitsgrade verwendet.

Die so ermittelten Netznutzungsentgelte für das Niederspannungsnetz erleichtern erheblich die Abrechnung der Netzdienstleistungen für Kunden im Niederspannungsnetz, weil so die vorhandene Messung der elektrischen Arbeit für die Entgeltermittlung ausreicht.

Allerdings sind bei Kunden mit geringem Verbrauch individuelle Vereinbarungen und eine zeitgleiche Messung viel zu aufwendig. Für kleinere Kunden müssen ein einfacher Netzzugang, einheitliche, nachvollziehbare Lieferbeziehungen, eine einfache Art der Messung und Abrechnung sowie eine praktikable Abgrenzung der Lieferungen auf den verschiedenen Stufen der Lieferkette entwickelt werden.

1.2 Notwendigkeit standardisierter Lastprofile

Mit den veröffentlichten Durchleitungsentgelten ist zwar die Netznutzung geregelt, nicht aber die Stromlieferung und ihre "Durchleitung" über die verschiedenen Stufen der Lieferkette: Übernimmt ein externer Anbieter (Erzeuger/Händler) die Vollbelieferung eines Tarifkunden, verpflichtet er sich, den gesamten Bedarf des Kunden jederzeit zeitgerecht zu liefern.

Diese Aufgabenstellung umfaßt zwei Phasen:

- Zunächst muß gemäß dem Grid-Code [1] im Voraus ein Fahrplan der - z.B. am folgenden Tag zu erwartenden - Netzlast aufgestellt werden, damit der Übertragungsnetz-Betreiber sein Netzmanagement auf den zu erwartenden Lastfluß einstellen kann.
Interne Erzeuger und externe Lieferanten/Erzeuger müssen also aus Erfahrungswerten und der Kenntnis der Kunden/Kundengruppen eine Vorschau des zu erwartenden Abnahmeverhaltens erstellen. Hier wird zwar voraussichtlich die derzeit in Diskussion befindliche Fortschreibung der Verbändevereinbarung Erleichterungen bringen, es werden aber auf den höheren Aggregationsebenen, zumindest im Höchstspannungsnetz, weiterhin Prognosen über die Netzlast erforderlich sein, um Netzengpässe zu vermeiden.
- Die tatsächliche Lieferung an den Kunden muß in Einspeisung und Abnahme synchron sein, das Durchreichen durch alle Stufen in der jeweiligen Lieferkette muß diese Synchronität ermöglichen. Bei Großlieferungen wird das mit zeit-echten Messungen auf Viertelstundenbasis, die den verschiedenen Beteiligten online zur Verfügung gestellt werden, geregelt. Ziel ist es dabei, daß der Erzeuger möglichst exakt die Abnahmekurve des Kunden einspeist. Verbleibende kleinere Schwankungen werden durch eine vorher zu treffende Vereinbarung zum Bilanzausgleich z.B. mit einem der am Geschäft beteiligten Netzbetreiber ausgeglichen.

Bei Tarifkunden sind, wie bereits erwähnt, diese Verfahren zu aufwendig. Es ist daher zu überlegen, wie man einen Kompromiß zwischen den Anforderungen der Netzbetreiber hinsichtlich der Genauigkeit und Zuverlässigkeit von Prognose und Synchronität von Einspeisung und Entnahme findet und wie man den notwendigen Ausgleich von Prognoseungenauigkeit und Defizit/Überschuß zwischen Einspeisung und Entnahme ohne individuelle Vereinbarung für jeden einzelnen Abnahmefall schafft.

Auf der Suche nach dem Kompromiß zwischen Genauigkeit und einfacher Handhabung kann man von der 100%-Lösung ausgehend Vereinfachungen betrachten: Geht man von dem Ideal, der zeitgleichen Messung und online-Übertragung aller Meßwerte aus, wäre im Massenkundenbereich auch denkbar, durch eine entsprechend validierte Stichprobe eine repräsentative Gruppe von Kunden - z.B. einige tausend Haushalte - zeitgleich zu messen und dies als Maßstab für Prognose, Lieferung und Abrechnung zu nehmen. Bei entsprechender Gestaltung der Stichprobe wäre die Genauigkeit kaum geringer als bei Messung der Gesamtgruppe. Allerdings liefert die repräsentative Messung lediglich normierte Lastgänge, die zu individualisieren sind. Es muß also das normierte Abnahmeprofil für den einzelnen Haushalt nach seinem Jahresverbrauch skaliert werden, um die individuellen Unterschiede in der Leistungsanspruchnahme abzubilden. Die Summierung aller so gebildeten Lastgänge entspricht dann wieder der Gesamtlastkurve.

Der Aufwand für eine repräsentative Messung ist allerdings beträchtlich: Die Anfangsinvestition einschl. der notwendigen Installationsarbeiten bei den Kunden können im Bereich mehrerer 1000 DM je Kunde liegen, für die Meßzentrale ist ein 6stelliger Betrag zu erwarten. Hinzu kommen die laufenden Kosten für die Datenübertragung und den Betrieb der Daten-

sammelstelle. Bei bundesweit zu messenden 3000 Kunden ergeben sich Jahreskosten von rund 2 Mio DM/Jahr¹.

Nach einigen Jahren Erfahrung könnte wahrscheinlich die zu erwartende Last des jeweiligen Folgetages auf Basis der v. g. Stichproben so exakt vorhergesagt werden, daß die online-Übertragung an alle Beteiligten eingespart werden kann: So würde eine neutrale zentrale Stelle am Vortag das zu erwartende Lastprofil der untersuchten Kundengruppe für den Folgetag z.B. per Internet frei verfügbar bekanntgeben, so daß alle Beteiligten eine einheitliche Bemessungsgröße für die im jeweiligen Bereich erforderlichen Transaktionen vorab zur Verfügung hätten.

Etwaige Prognoseungenauigkeiten zwischen dem Lastprofil des jeweiligen Vortags und der gemessenen tatsächlichen Abnahme - z.B. durch Kälteeinbrüche und andere plötzliche Wetterveränderungen - könnten ex post angegeben werden, so daß eine zeitnahe Korrektur/Verrechnung zwischen den Beteiligten möglich wäre.

Weitere Erfahrungen können dazu führen, daß auch die laufende Stichprobenmessung nicht mehr erforderlich ist, da hinreichend Erfahrung besteht, die Vorschau aus dem vorhandenen Datenmaterial mit vergleichbarer Genauigkeit vorzunehmen. Ein vergleichbares Vorgehen findet sich in Großbritannien.

Dann allerdings ist der Abgleich zwischen Prognose und tatsächlicher Abnahme nicht mehr möglich. Schon heute werden unter Beachtung der langjährigen Prognoseerfahrungen mittelfristige Lastprognosen mit recht guter Genauigkeit erstellt; daher könnte in einem weiteren Vereinfachungsschritt eine entsprechende Prognose für längere Zeiträume - bis z.B. zu einem Jahr - erstellt werden, so daß den Beteiligten eine hinreichend genaue langfristige Planung der Lastflüsse möglich wird. Damit entfielen allerdings die Möglichkeit, Temperatureinflüsse zeitnah zu berücksichtigen.

Daraus leitet sich die Überlegung ab, auf die recht aufwendige Stichprobenmessung zu verzichten: Denn der oben geschilderte Aufwand ist für den eher geringen Zuwachs an Prognosesicherheit kaum zu rechtfertigen, zumal ein solches Instrumentarium bis heute nicht für nötig gehalten wird. Denn Basis der heutigen Tarife ist die Erkenntnis, daß in der Durchmischung der Tarifkunden Durchschnitts-Auslastungsgrade für die Verrechnung ausreichen und das Problem der Kältezusatzlast im Mittel der Jahre ausreichend genau in der Kalkulation erfaßt werden kann: Denn aus den langjährigen Erfahrungen der Netzbetreiber ist bekannt, daß in der Gruppe der Haushaltskunden für die sogenannte Kältezusatzlast eine Temperaturabhängigkeit besteht, die in der Größenordnung von 0,9 % je Kelvin liegt [2]². Damit kann man aus bereits vorhandenen Daten Jahresprofile erstellen und diese über den Jahresverbrauch bzw. eine Leistungsmessung so für den Einzelkunden normieren, daß sein Lastprofil abrechenbar wird. Wählt man diesen Weg (vorab ermittelte Jahresprofile), sind ggf. auftretende extern bedingte (z. B. temperaturabhängige) Abweichungen im Tagesverlauf nicht erfaßt. Solche Abweichungen muß der Netzbetreiber auf Ebene der Abnahmestelle ausgleichen. Deshalb steht ihm hierfür ein im Vergleich zur zeit-echten Messung zusätzliches System-Entgelt zu, das diesen Aufwand vergütet³.

Dies ist im wesentlichen der heutige Zustand der Tarifkunden-Versorgung:

¹ Ansatz: 3000 Kunden mit je 1500 DM Installationskosten + 1000 DM je Kunde für die Meßwernerfassung und Übertragungshardware vor Ort ergibt 7,5 Mio DM Investition. Mit 0,5 Mio DM für die Meßzentrale und 15% Kapitalisierung ergeben sich Jahreskosten von 1,2 Mio DM.

Hinzu kommen ca. 500 DM/Kunde und Jahr für Übertragungskosten und eine kleine Beteiligungsprämie (365 Tage á 0,40 DM + 300 DM Grundgebühr + Prämie) und die laufenden Personal- und Betriebskosten der Datenzentrale mit rd. 0,5 Mio DM. Daraus ergibt sich ein Aufwand von rd. 2 Mio DM/Jahr

² Zum Vergleich: In Norwegen liegt dieser Gradient bei 4%.

³ Das vorgegebene Lastprofil basiert auf einem mittleren Temperaturverlauf. In milden Wintern würde in das jeweilige Netz tendenziell zuviel eingespeist, in kalten Wintern zuwenig. Im Mittel muß der Netzbetreiber aber mit höheren mittleren Kosten rechnen, da die Belastung durch höheren Bezug in dem einen kalten Winter größer ist als die Entlastung in den anderen Jahren.

Das in der Lieferkette am Ende stehende EVU bezieht aus eigener Erzeugung und von einem Vorlieferanten seinen Gesamtbedarf und beliefert Tarifkunden zu einem Preis, der neben den Netz- und Vertriebskosten die Leistungs- und Arbeitskosten von Bezug und Eigenerzeugung einschließlich aller durch Verbrauchs- und Abnahmeschwankungen verursachten Risiken enthält. EVU mit eigenem Lastprognose-System schätzen wie geschildert ihren Leistungsbedarf lang- und mittelfristig ab und legen dies ihrem Lastmanagement zugrunde. Die unvermeidlichen temperaturbedingten Abweichungen müssen im Mittel mehrerer Jahre gedeckt werden und die damit verbundenen System-Kosten sind in den Endverbraucher-Preisen enthalten.

Allein aus dieser Sicht würde es für den unterlagerten Netzbetreiber ausreichen, nur das für seinen Leistungsbezug relevante Winter-Werktags-Profil zu verwalten. Um aber die Diskrepanz zwischen Einspeisung und Bedarf zu minimieren, ist zwischen Werktagen, Sonnabend und Sonntag und zwischen Winter, Übergangszeit und Sommer zu unterscheiden. Mit den in Kapitel 8.2 beschriebenen Formeln lassen sich für Haushalte die Profile den jahreszeitlichen Verläufen auch recht gut anpassen, so daß die Unterschiede zwischen Profil und tatsächlicher Abnahme minimiert werden können.

Der Unterschied zur heutigen Praxis liegt im wesentlichen darin, daß für die externe Belieferung von Einzelkunden die Abschätzung der Gesamtlast der Netzebene nicht mehr ausreicht: Künftig werden die Lastkurven der einzelnen Kundengruppen benötigt, um die geforderte Synchronität zwischen Lieferung und Entnahme je Händler sicherzustellen.

Der in dieser Studie vorgenommene Vergleich von Messungen unterschiedlicher deutscher EVU aus unterschiedlichen Jahren und mit unterschiedlicher Kundenstruktur zeigt, daß ab einer bestimmten Anzahl von Kunden die Unterschiede in den resultierenden Summenlastgängen recht gering sind. Selbst die erheblichen Unterschiede in Geräteausstattung und Jahresverbrauch zwischen Ost- und Westdeutschland haben einen recht geringen Einfluß auf die Lastprofile der jeweiligen Gesamtgruppe (vgl. Kapitel 4.1). Auch die verschiedenen Gewerbe-Kundengruppen sind aufgrund der bundesweit weitgehend einheitlichen Arbeitsbedingungen so ähnlich, daß einheitliche Lastkurven unterstellt werden können. Das im folgenden beschriebene Verfahren entspricht damit letztlich der in der Vergangenheit praktizierten Prognoseschärfe und wird durch die Differenzierung nach Kundengruppen transparenter und anpassungsfähiger.

Eine weitergehende Vereinfachung des Verfahrens ist bei zunehmender Anzahl von extern belieferten Kunden nicht zu empfehlen; eine weitere Detaillierung erscheint, wie Beispiele bereits liberalisierter Märkte zeigen, zu aufwendig:

Der Verzicht auf die jahreszeitliche Differenzierung und/oder die Unterscheidung nach Werktag/Wochenende brächte eine spürbare Verschlechterung. Es würde so systematisch zu wenig Leistung im Winter bzw. an den Werktagen und zu viel im Sommer bzw. an den Wochenenden eingespeist.

Auch die als Alternative zu individuellen Lastprofilen diskutierte einfache "Restkurvenmethode", wie sie derzeit in Norwegen angewandt wird, genügt voraussichtlich nicht den Anforderungen an ein bei allen Akteuren Akzeptanz findendes Modell. Bei dieser Methode stellt jeder Netzbetreiber die Differenz zwischen seiner individuellen Bezugskurve und allen zeitgleich gemessenen Einzelkunden fest. Diese "Restkurve" ist dann Maßstab für die Summe aller externen Einspeiser/Händler - unabhängig von der Struktur ihrer zu belieferten Kunden. Dies heißt in der Konsequenz, daß allen "Kleinkunden"⁴, die in einem Netz ohne registrierende Leistungsmessung beliefert werden, die gleiche Verbrauchscharakteristik unterstellt wird. Die Methode hat den Vorteil, daß der Betreiber des "letzten" Netzes mit dem extern belieferten Kunden die erforderliche Ausgleichsenergie recht einfach ex post feststellen, den Händlern zuschlüsseln und in Rechnung stellen kann.

Nachteilig ist der ab der nächsten Spannungsebene, insbesondere aber für die Händler und

⁴ Kleinkunden in diesem Sinne sind alle Kunden ohne zeitgleiche Leistungsmessung, also neben den Haushalten, Gewerbe- und Landwirtschaftskunden auch alle kleineren Sondervertragskunden und Verbrauchsstellen mit typisierten Preisstellungen - z.B. Speicherheizungen, Straßenbeleuchtung etc.

die Betreiber der Regelzonen hohe Transaktionsaufwand, wenn für jeden einzelnen Netzbetreiber (in Deutschland derzeit über 800) eine sich täglich ändernde und nicht vorhersehbare Restlastkurve vorgehalten und verarbeitet werden muß.

Die Restlastkurve ist zudem nicht kostenorientiert, da sie gerade nicht das Abnahmeverhalten des zu beliefernden Kunden beschreibt, sondern eine eher zufällig entstehende EVU-Restlast, deren Struktur nicht nur von den - vom Händler nicht zu beeinflussenden - Verhältnissen bei allen ans Netz angeschlossenen Kunden abhängt, sondern zusätzlich noch durch den Ausbau der zeitgleichen Messung bei einer ganz anderen Kundengruppe beeinflusst wird.

Eine in der Diskussion [3] befindliche Weiterentwicklung der Methode geht von der Aufteilung der Restkurve mit Hilfe von Lastprofilen durch sogenannte Z-Faktoren (Zerlegungsfaktoren) aus:

Die Händler speisen die Lastprofile ihrer Kunden ein. Nach der Lieferung werden dann auf Ebene der Endkunden-Netze im nachhinein die Abweichungen der Summe aller Lastprofile zur Restlastkurve ermittelt und dann den Händlern über die Z-Faktoren zugeschlüsselt. Damit ist der Netzbetreiber in der Lage, seinen Aufwand für den Ausgleich von Lastschwankungen in voller Höhe auf die Gesamtheit der Händler überzuwälzen. Mit dieser Modifikation ist auch das komplexe Durchrechnen von zahlreichen Restlastkurven über alle Versorgungsstufen vermeidbar.

Dieses Verfahren stellt sicher, daß der Netzbetreiber das Schwankungsrisiko, das in der Verwendung von Lastprofilen liegt, vollständig auf die Summe der Lieferanten aufteilen kann. Denn er kann seinen Bedarf an Leistung und Arbeit, der über die Einspeisung der Lieferanten hinausgeht, vollständig nach dem zuvor festgelegten Schlüssel (Z-Faktoren) auf die Lieferanten überwälzen. Hierzu muß er lediglich sicherstellen, daß alle Beteiligten sich an die Spielregeln (insbesondere die korrekte Einhaltung der Einspeisefahrpläne) halten und eine konsensfähige und transparente Zuordnung der Kosten vornehmen.

Diese Vorgehensweise wird in der bundesdeutschen Diskussion "Analytisches Modell" genannt.

Alternativ wird vorgeschlagen [4], die Abnahmeschwankungen ex ante durch ein entsprechend erhöhtes Systemdienstleistungs-Entgelt pauschal zu berücksichtigen (vgl. Kap. 10). Dies vereinfacht die Abwicklung ganz erheblich, da so die Aufteilung der Restkurve durch 365x96 Z-Faktoren je Profil entfällt: Mit der (im Einspeisernetz sicherzustellenden) Einspeisung der Lastprofile und der Zahlung des vg. zusätzlichen Systemdienstleistungs-Entgelts ist der Abrechnungsaufwand für das Schwankungsrisiko erledigt. Allerdings trägt der Netzbetreiber das Risiko, daß er zuvor den zum Ausgleich der Schwankungen erforderlichen Betrag zutreffend abschätzen muß und in besonders kalten Wintern ggf. dieser Zuschlag zu gering und in besonders warmen Wintern zu hoch ist. Hier ist also ein Risikozuschlag und ein Ausgleich über mehrere Jahre einzukalkulieren.

Es ist nicht Aufgabe dieses Gutachtens, zu der Anwendung der entwickelten Lastprofile in alternativen Verfahren vertieft Stellung zu nehmen. Die hier vorgestellten Lastprofile für Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft können aber in beiden Verfahren eingesetzt werden. Die Entwicklung der bei Anwendung des "Analytischen Modells" zusätzlich für alle nicht in die zeitgleiche Messung einbezogenen größeren Kundengruppen (z.B. Speicherheizung, Straßenbeleuchtung, kleine und mittlere Sondervertragskunden, ...) benötigten Lastprofile war nicht Bestandteil des Auftrages.

Schließlich ist auch - als letzte Stufe der Vereinfachung - der völlige Verzicht auf Lastprofile zu erwähnen: Jeder Netzbetreiber zieht von seinem Bezug die Summe der Jahresverbräuche aller extern belieferten Kunden ab und reduziert entsprechend seine Leistung mit der Benutzungsdauer seines Bezuges. Dementsprechend ist der externe Erzeuger verpflichtet, die Lastkurve des Netzes einzuspeisen, an das seine Kunden angeschlossen sind. Die Unterschiede zwischen Einspeisung und tatsächlicher Entnahme werden so automatisch auf

alle beteiligten Netzbetreiber aufgeteilt.

Der Vorteil, zugleich aber auch der entscheidende Nachteil der Methode liegt darin, daß - ähnlich wie bei der Restkurvenmethode - keine Verknüpfung mehr zwischen dem Leistungsbedarf der Kunden und der Einspeisung besteht. In der Konsequenz müßte dies zu einem Einheitspreis für alle Kundengruppen führen, da allen die gleiche Lastcharakteristik und damit die gleiche Erzeugungskosten-Struktur zugewiesen würde.

In den ersten Monaten des Wettbewerbs haben sich Hilfsregelungen etabliert, die bis zum Inkrafttreten der hier beschriebenen Verfahren an deren Stelle getreten sind.

Solange solche Lieferungen lediglich in kleinerem Umfang erfolgen, kann die Abrechnung aus Vereinfachungsgründen auf Basis der gelieferten Arbeit zum Durchschnittspreis des Bezugs des jeweiligen Netzbetreibers oder zu einem anderen, zwischen Händler und Netzbetreiber zu vereinbarenden Durchschnittspreis erfolgen.

Eine andere Regelung sieht vor, daß der Händler den vom Einzelkunden verbrauchten Strom zu einem vereinbarten Preis (z.B. auf der Basis des jeweiligen Allgemeinen Tarifs oder auf Provisionsbasis) bei dem jeweiligen Netzbetreiber kauft ("Beistellung") und dem Kunden mit seinem eigenen Angebotspreis in Rechnung stellt.

Mit zunehmender Zahl der auf dem Wettbewerbsmarkt einkaufenden Kleinkunden sind solche ungenauen Verfahren für beide Seiten nicht mehr akzeptabel. Da andererseits eine zeitgleiche Leistungsmessung bei Tarifkunden und ihre individuelle Auswertung zu aufwendig wären, verwendet man die in diesem Gutachten vorgestellten repräsentativen Lastprofile. Aus vorhandenen Lastgängen werden empirisch Lastprofile für bestimmte Kundengruppen ermittelt, die es anhand einfacher und nachvollziehbarer Kriterien erlauben, jedem wechselwilligen Kunden das auf ihn passende Lastprofil zuzuordnen.

Unter Ansatz der Jahresarbeit aller herauszulösenden Kunden der betreffenden Gruppe wird die insgesamt resultierende Lastkurve errechnet und zeitrichtig von der gemessenen Übergabeleistung zum Vorlieferanten abgezogen. Dieser aggregiert die Lastkurven in gleicher Weise und rechnet sie „upstream“ gegenüber weiteren Versorgungsstufen bzw. den einzelnen Anbietern ab.

Auf diese Weise lassen sich recht einfach alle Lieferbeziehungen zwischen beliebig vielen Versorgungsstufen und Anbietern erfassen und zeitnah abrechnen. So wird es auch relativ einfach, die zumindest im Verbundnetz erforderlichen Fahrpläne bereitzustellen.

Die folgenden Ausführungen gehen davon aus, daß Standard-Lastprofile mit Differenzierung nach Winter, Übergangszeit und Sommer sowie Werktag, Samstag und Sonntag für die im folgenden vorgestellten Kundengruppen einvernehmlich eingesetzt und die Abweichungen durch den Netzbetreiber ausgeregelt werden.

Dazu stellen die Händler die aggregierte Lastkurve aller ihrer Kunden (ggf. zuzüglich der Netzverluste) an den Übergabestellen zu den einzelnen Netzbetreibern bereit. Hierzu erstellen sie je Netzbetreiber und je kontrahierter Erzeugung Fahrpläne, die den Bedarf der Summe der jeweiligen Kunden abbildet. Auf Basis dieser Fahrpläne speist jeder Erzeuger in das Netz ein, an das er angeschlossen ist.

Der Netzbetreiber dieses Netzes nimmt diese Stromlieferung auf und verteilt sie an die jeweiligen unterlagerten Netzbetreiber. In der Lieferkette nimmt dann jeder einzelne Netzbetreiber den eingespeisten Fahrplan in sein Netz auf und "verteilt" ihn an seine unterlagerten Netze bzw. die Kunden in seiner Netzebene.

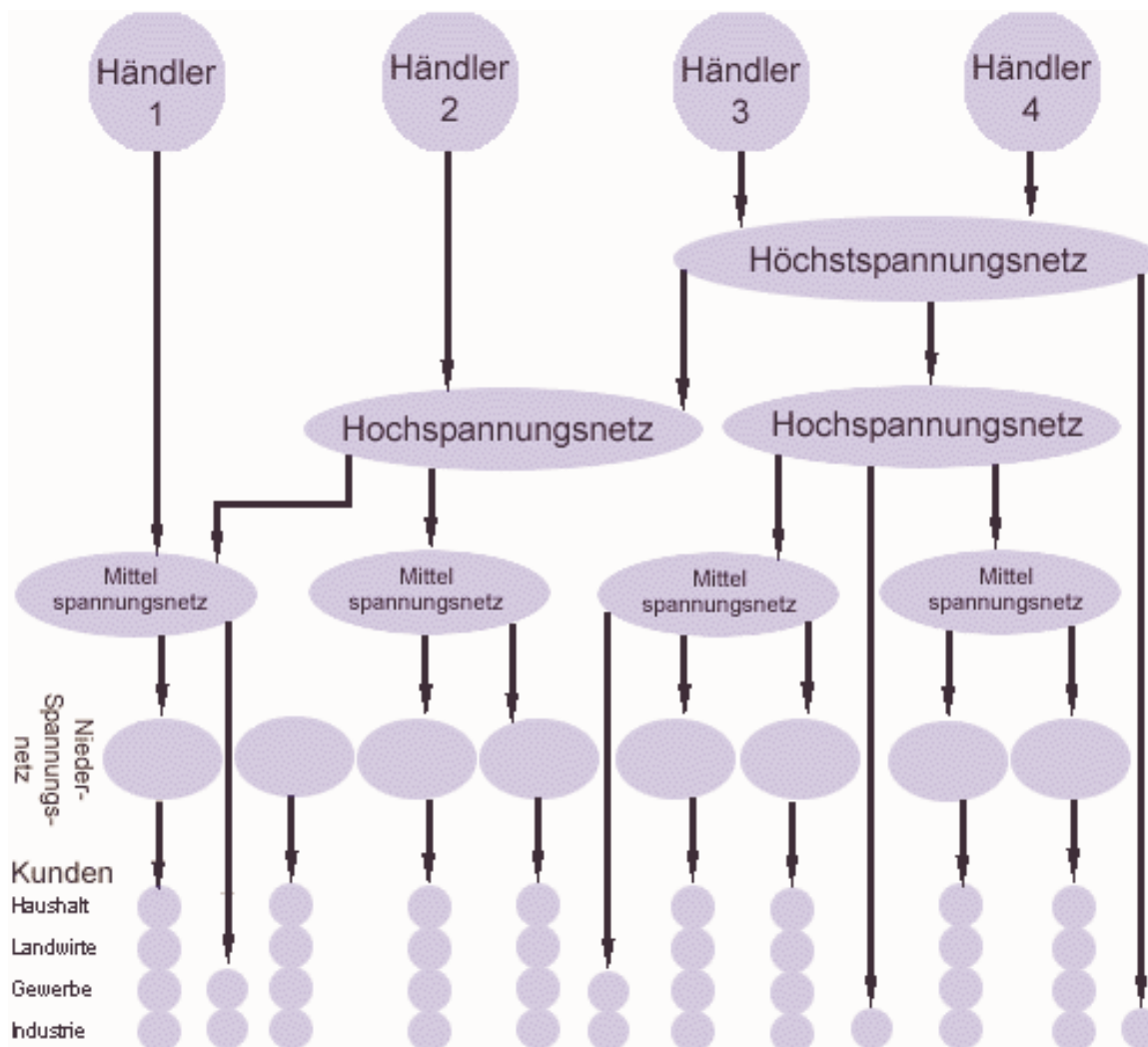


Bild 1-1: Schematische Darstellung des Marktes

In diesem Bild sind exemplarisch vier Händler dargestellt, die in ein Netz - bestehend aus Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung einspeisen. In diesem Netz befinden sich Kunden aller Spannungsebenen.

Im folgenden Bild wird beispielhaft die Aufgabe dargestellt, daß der Händler 2, dessen Erzeugung ins Hochspannungsnetz einspeist, über mehrere Netze einen Kunden im Niederspannungsnetz erreichen muß. Genauer gesagt muß er den im Bild angedeuteten Lastgang des Kunden, den dieser im Niederspannungsnetz entnimmt, zeitgleich in seiner Einspeiseebene in das Netz liefern (Verluste hier zunächst vernachlässigt).

Dies kann durch zeitgleiche Messung des Leistungsbedarfs der Kunden und entsprechende zeitgleiche Einspeisung exakt diesen Profils durch den Händler geschehen. In der Regel aber wird ein "Fahrplan" verabredet, d.h. der Händler speist die zu erwartende Lastkurve seines Kunden ein, der Netzbetreiber vor Ort stellt die tatsächlich benötigte Leistung zur Verfügung und rechnet hinterher etwaige Abweichungen mit dem Händler ab.

Solange die Anzahl der Lieferbeziehungen überschaubar bleibt, ist dies mit vertretbarem Aufwand zu bewerkstelligen.

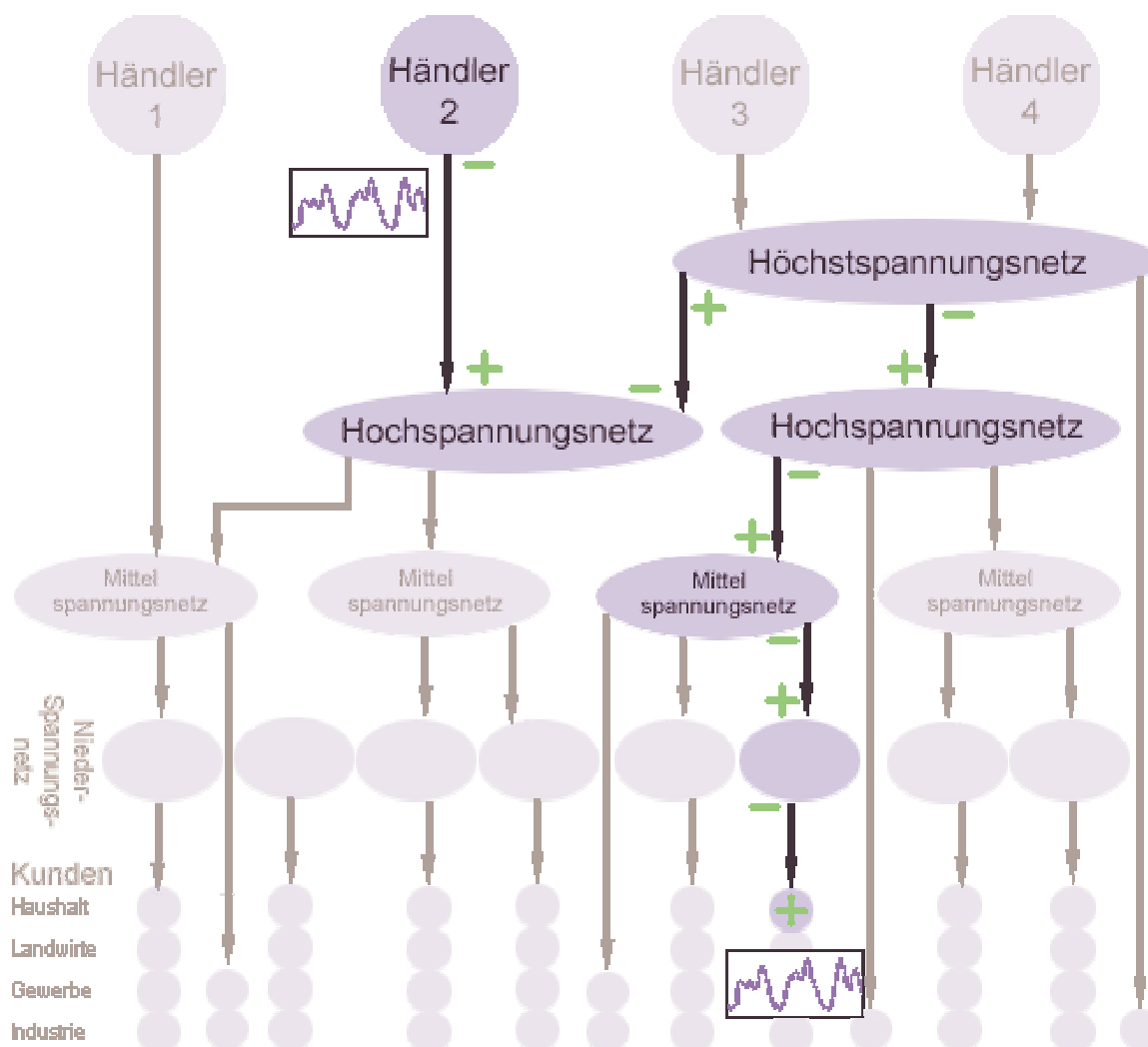


Bild 1-2: Lieferkette von einem Händler zu einem Endkunden

Das Ganze wird aber nicht mehr überschaubar, sobald eine größere Zahl von Händlern bundesweit in verschiedenen Endkundennetzen Kunden beliefern. .

Die in der Bundesrepublik in Diskussion befindliche neue Verbändevereinbarung wird voraussichtlich die Transaktionsbezogenheit aufgeben und zu einem "Punkttarif" kommen: Dann zahlt jeder Netznutzer ein pauschales Entgelt für die Nutzung aller überlagerten Spannungsebenen und hat damit das Recht, das gesamte Versorgungsnetz zum Stromeinkauf zu nutzen. Ein vergleichbar einfacher Weg muß gefunden werden, über standardisierte Verfahren den Transaktionsaufwand für alle Beteiligten zu minimieren.

Denn wie im folgenden Bild angedeutet muß eine Vielzahl von unterschiedlichen Lieferbeziehungen zwischen den Händlern und ihren vielen Kunden in verschiedenen Spannungsebenen geregelt werden. Ohne vereinfachte, standardisierte Verfahren wäre das "Durchschieben" von Lastkurven durch die verschiedenen Netzebenen kaum noch zu bewältigen. Dies gilt erst recht, wenn sowohl Fahrpläne im Voraus verabredet und im Nachhinein einzeln - pro Viertelstunde - abgerechnet werden müssen.

Zwei Problemebenen sind hier zu unterscheiden:

- Die Summe der Lastprofile an allen Übergabestellen der Netze (im Bild 1.2 mit + und - bezeichnet) muß zwischen den Netzbetreibern - unter Berücksichtigung der Netzverluste - zuverlässig pro Viertelstunde abrechenbar sein und
- je Betreiber des Netzes, an dem der Endkunde angeschlossen ist, muß der tatsächliche Bedarf des Kunden gegenüber dem zuvor festgelegten Fahrplan ausgeglichen werden.

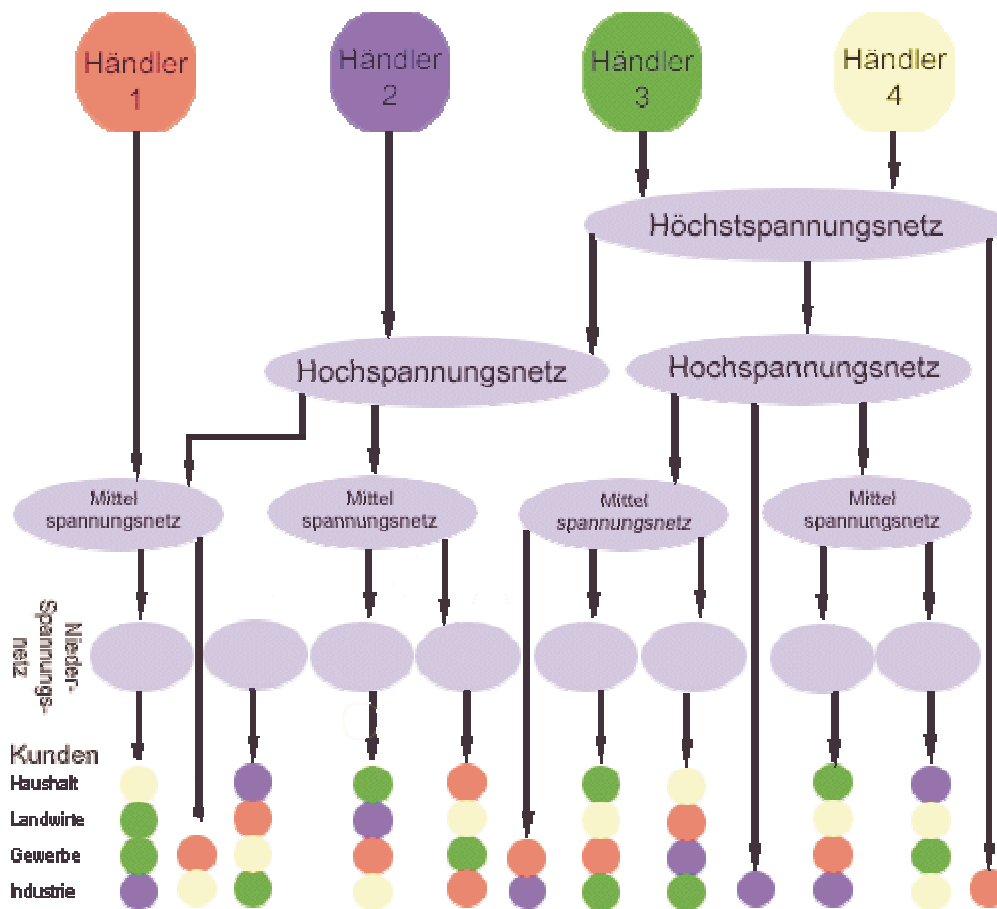


Bild 1-3: Verschiedene Lieferbeziehungen im Marktmodell

Da der Netzbetreiber für die Leistungsbilanz in seinem Netz verantwortlich ist, wird er zum Ausgleich solcher Versorgungsschwankungen von einem Vorlieferanten Leistung und Arbeit beziehen. Das gilt erst recht, wenn und solange er neben seiner Funktion als Netzbetreiber auch "eigene" Kunden beliefert. Seine physikalisch an den Übergabestellen bezogene Menge (Leistung und Arbeit) setzt sich dann zusammen aus dem "eigenen" Bedarf und den "fremden" Lieferungen an Kunden in seinem Netz. Die von ihm für "eigene" Zwecke bezogene Leistung und Arbeit ergibt sich also aus der physikalischen Gesamtlieferung abzüglich der Summe der durchzuleitenden Fahrpläne anderer Lieferanten.

Er wird außerdem noch die nicht planbaren, aber unvermeidlichen Schwankungen im Jahresbedarf (Mehr- oder Minderbedarf gegenüber der Prognose) aller an sein Netz angeschlossenen Kunden ausgleichen müssen.

Ist das traditionelle EVU im Rahmen des „Unbundling“ in seine einzelnen, wirtschaftlich unabhängigen Geschäftsbereiche aufgeteilt, so muß der Netzbetreiber zumindest die zur Abdeckung der Verluste und den notwendigen Bilanzausgleich erforderliche Energie beziehen oder diese Aufgaben an einen Dritten - vorzugsweise wohl an die Vertriebsgesellschaft des eigenen Unternehmensverbands übertragen.

Außerdem muß er etwaige Einspeisungen aus regenerativen Energien übernehmen und in geeigneter Weise vermarkten. Auch hierzu wird er sich wohl eines Dritten bedienen.

Dennoch bleibt festzuhalten, daß die Verantwortung für den Leistungsausgleich und die Verlustdeckung der Netzbetreiber trägt und insoweit neben der bloßen Vermietung von Anlagen auch eine eigene elektrizitätswirtschaftliche Aufgabe behält.

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft ist derzeit dabei, entsprechende Vereinbarungen und die Integration solcher Lieferbeziehungen zu kleinen Kunden in das Alltagsgeschäft zu entwickeln. Entsprechende brancheninterne Absprachen sind Voraussetzung, solche Transaktionen im Innenverhältnis zwischen den Beteiligten (Erzeuger, Händler, Übertragungsnetzbetreiber, Regionalversorger, Stadtwerk) ordnungsgemäß und vor allem rationell zu regeln.

2. Auftrag zur Entwicklung standardisierter Lastprofile

Es wäre wenig zweckdienlich, wenn jeder Netzbetreiber individuelle Lastprofile ermitteln müßte: Der Aufwand wäre viel zu hoch und würde aufgrund einer kaum zu bewältigenden Datenfülle sowohl den freien Austausch als auch die Transparenz am Markt behindern.

Als Dachverband aller EVU in der Bundesrepublik erteilte daher auf Beschluß des Fachausschusses Stromwirtschaft die VDEW der BTU Cottbus den Auftrag, mit Hilfe der aus früheren Messungen verfügbaren Lastgänge von Tarifkunden Lastprofile zu ermitteln, die dem wechselwilligen Einzelkunden in der Praxis einfach zuzuordnen sind und dennoch die Charakteristika bestimmter Kundengruppen so hinreichend genau widerspiegeln, daß sie von Anbietern, Versorgungsunternehmen und Netzbetreibern gleichermaßen anerkannt und als Grundlage für die erforderlichen Transaktionen dienen können.

Hierzu war es erforderlich, die vorhandenen Messungen so auszuwerten, daß geeignete Kundengruppen identifiziert und die zugehörigen charakteristischen Lastgänge und Lastprofile gebildet werden können.

In drei Sitzungen wurden in der hierfür federführenden VDEW-Projektgruppe "Lastprofile" die Zwischenergebnisse präsentiert und erörtert; dabei wurden einige im folgenden Text erwähnte Entscheidungen zum Fortgang der Arbeiten getroffen. Die wesentlichen Ergebnisse wurde auf der VDEW-Tagung am 20./21. September 1999 in Goslar der Fachöffentlichkeit zur Diskussion gestellt.

Im folgenden wird die Vorgehensweise erläutert und die verschiedenen Überlegungen dokumentiert, die zu den vorgeschlagenen Lastprofilen geführt haben.

3. Datenmaterial und Aufbereitung

Die vorliegenden Lastgänge der Feldversuche im Zusammenhang mit der Tarifreform und die aus anderen Messungen vorhandenen Lastgänge und Daten von Niederspannungskunden (insgesamt rd. 1.500 Lastgänge) wurden zunächst einzeln auf ihre Eignung für die vorliegende Aufgabenstellung überprüft. Dabei wurden insbesondere solche Lastgänge ausgesondert, die aufgrund von Meßlücken und -fehlern in relevanten Zeiträumen das Ergebnis hätten verfälschen können. Soweit Lastgänge über mehr als ein Jahr erfaßt worden waren, wurden die betreffenden Meßstellen nur einmal in die Auswertung einbezogen. Damit standen für die Erstellung der Profile insgesamt 1209⁵ Einzelkunden-Lastgänge zur Verfügung.

Basis für das weitere Vorgehen war zunächst die optische Auswertung der Jahreslastgänge mit Hilfe von Übersichtsbildern wie in Bild 3-1 dargestellt. Ziel war die Vorsortierung und Prüfung der Ausgangsdaten zur späteren genaueren Klassifizierung.

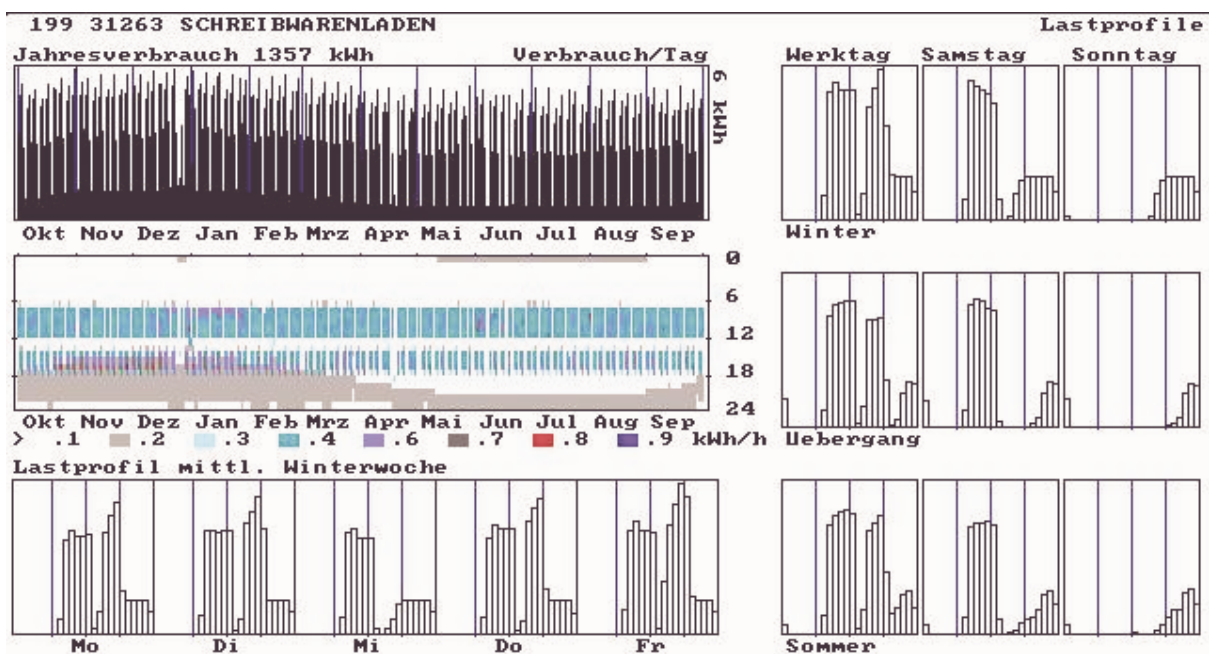


Bild 3-1: Beispiel für das Übersichtsbild des Lastgangs einer Einzelabnahmestelle (Gewerbe)

Das Bild zeigt oben links den Verlauf der Tagesverbräuche und darunter in einer quasi dreidimensionalen Darstellung die Stundenverbräuche über das Jahr. In den übrigen Bildern sind einige ausgewählte Lastprofile der Abnahmestelle dargestellt. Deutlich sichtbar sind die Geschäftszeiten mit höherem Verbrauch und der durch Lichtbedarf bedingte Abendverbrauch.

Je Meßstelle sind einige zugehörige Stammdaten vorhanden, die Rückschlüsse auf die Abnahmestelle erlauben. So sind für die Auswertungen bei den Haushaltskunden neben dem Jahresverbrauch auch die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen und die Anzahl der sog. "Tarifräume" (aus dem früheren Allgemeinen Tarif) bekannt. Für Landwirtschaft und Gewerbe stehen neben einer Kennziffer für die Branche zusätzliche Angaben z.B. zu Anschlußwerten/Verbrauchsgeräten und bei einigen 100 Meßstellen auch eine verbale Beschreibung des Betriebszwecks und der wesentlichen Verbrauchseinrichtungen zur Verfügung.

⁵ davon 332 Haushaltskurven, 260 Landwirtschaft, die übrigen gewerblicher Bedarf

Die älteren Verbrauchsdaten liegen in Form von Stundenverbräuchen als Byte-Größe (normiert auf den höchsten Stundenverbrauch des Betrachtungsjahres) vor, so daß sie in hinreichender Genauigkeit auf reale Stundenverbräuche rückgerechnet werden können. Die neueren Messungen sind ¼-Stunden-Leistungen im LEDAN- bzw. ASCII-Format.

Die im folgenden beschriebenen Auswertungen und Evaluierungen basieren auf Meßdaten folgender EVU/Meßreihen (angegeben ist jeweils der Meßzeitraum und die betrachteten Kundengruppen):

- VDEW 81/82 und 86/87 (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft)
- BEWAG 82-85 (Gewerbe),
- RWE 92/93 (validierte Stichprobe Landwirtschaft),
- Neckarwerke 94-96 (Gewerbe),
- EVS Chemnitz 95 (Haushalt, Gewerbe),
- OSE Fürstenwalde 96/97 (Haushalt),
- RWE 1980-1997 (Stationsmessungen Haushalt)
- SW Brühl 96-98 (Gewerbe),
- SW Finsterwalde 98 (Summen und Stationsmessungen Haushalt)
- VEW 96/97 (alle Gruppen; nur zur Evaluierung genutzt)

4. Gruppenbildung nach elektritätswirtschaftlichen Kriterien

Aus den Jahresganglinien wurden im ersten Schritt mittlere einheitlich skalierte Lastprofile je Kunde errechnet und je Kunde ein Übersichtsbild (vgl. Bild 3-1) erstellt. Diese Bilder zeigen neben der oben beschriebenen Verbrauchscharakteristik Lastprofile für den Winter-Wochenverlauf (Montag bis Sonntag, unteres Teilbild) und den jeweils aggregierten Werktagsverlauf für Winter, Sommer, Übergangszeit sowie den Wintersamstag (Teilbild oben rechts).

Bei der Durchsicht der Kurven und der Untersuchung der unterschiedlichen resultierenden Lastprofile kristallisierten sich mehrere für die spätere Anwendung relevanten Erkenntnisse heraus:

So ergab sich, daß bei allen Gruppen (Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft) eine Differenzierung der einzelnen Wochentage in der Durchmischung nicht unbedingt nötig ist: Im wesentlichen sind die Lastgänge von Montag bis Freitag in allen Gruppen recht einheitlich. Zwar ist der für viele Friseure arbeitsfreie Montag ebenso erkennbar, wie unterschiedliche Ladenschluß- und Arbeitszeiten - z.B. der in vielen Arztpraxen freie Mittwochnachmittag oder das frühere Arbeitsende am Freitag. Aber im wesentlichen sind die Werktags-Kurven hinreichend ähnlich.

Erhebliche Unterschiede sind in den Kurven für Sonnabend und Sonntag ersichtlich: Bei den Haushalten gibt es einen signifikant höheren und anders strukturierten Verbrauch am Wochenende, bei den Gewerbekunden wird in den Gruppen unterschiedlich der Samstag durch die Arbeitsruhe oder die Ladenöffnungszeiten bestimmt, der Sonntag weist erwartungsgemäß in den meisten Branchen den recht niedrigen, gleichmäßigen Ruheverbrauch auf. In den typischen Freizeitbetrieben dagegen liegt gerade am Wochenende der Schwerpunkt des Leistungsbedarfs.

Bei den Landwirtschaftskunden mit Tierhaltung sind verständlicherweise die Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden wenig ausgeprägt; die Unterschiede zwischen Werktag und Wochenende resultieren hier vor allem aus dem im Lastgang enthaltenen Haushaltsbedarf.

Für die Abrechnung der Leistung der unterlagerten Netzbetreiber mit der heute üblichen Bemessungsgröße Jahresleistung würden Lastprofile in den für die Bezugsleistung relevanten Zeiträumen - also im wesentlichen an den Winterwerktagen - ausreichen. Für möglichst sachgerechte Einspeise-Fahrpläne dagegen ist eine Differenzierung nach Jahreszeiten und Werktag/Samstag/Sonntag erforderlich, da andernfalls in den lastschwächeren Zeiten zuviel und bei zu weitgehend gemittelten Lastprofilen in der Hauptbelastungszeit zu wenig eingespeist würde. Auch für eine Abrechnung nach Monatsleistungs-Preisregelungen muß eine entsprechende Differenzierung möglich sein.

Deutlich erkennbar sind in den Jahreslastgängen auch die jahreszeitlichen und helligkeitsbedingten Unterschiede - vor allem im Haushalt und in den Gewerbebranchen, die das Tageslicht nutzen bzw. eine tageslichtabhängige Beleuchtung haben.

Zur Bestimmung der Profile wurden für sämtliche Auswertungen einheitlich folgende Zeiten verwandt:

Winter:	1. Montag im Dezember und die folgenden drei Wochen und 1. Montag nach Neujahr und die folgenden acht Wochen.
Sommer	1. Montag im Juni und die folgenden 16 Wochen.
Übergangszeit	1. Montag im April und die folgenden 8 Wochen und 1. Montag im Oktober und die folgenden 4 Wochen.

Für die Winterwerte wurden die Woche vor/nach Weihnachten und die Neujahrswoche ausgeblendet, da in dieser Zeit bei vielen Haushalten, erst recht aber bei Gewerbekunden atypische Verbräuche vorliegen. Außerdem wurde nach Analyse der Summenkurven die Zeiten außerhalb der o.g. Zeitspannen nicht zur Profilbildung herangezogen, um eine klare Charakteristik der betreffenden Jahreszeit zu erhalten.

Die so erstellten Übersichtsbilder und die zugehörigen Lastprofile geben einen recht guten Eindruck über den Lastverlauf eines Kunden pro Jahr und die charakteristischen Lastgänge an den lastrelevanten Winterwerktagen im Vergleich zum Wochenende und zum Sommer bzw. zur Übergangszeit.

Mit dieser Darstellung ließ sich durch Sichtung der Lastgänge und Profile ein erster optischer Eindruck über die Verbrauchscharakteristiken gewinnen, um so Überlegungen zur Zusammenfassung von geeigneten Kundengruppen mit ähnlichen Lastprofilen anstellen zu können. Dies wurde mit den in Kap. 5 beschriebenen Methoden weiter präzisiert und quantifiziert.

Im zweiten Schritt wurden dann Kundengruppen aus den Angaben in den Stammdaten (Branche, Abnahmemenge, Verbrauchsgewohnheiten bzw. Geräteausstattung) abgeleitet und zu Gruppenlastgängen zusammengefaßt.

4.1 Gruppenbildung bei Haushaltskunden

Bei den Haushaltskunden wurden je vier Gruppen nach

- Jahresverbrauch,
- Personenanzahl und
- Wohnungsgröße (=Zahl der "Tarifräume")

gebildet und durch zeitgleiche Addition zusammengefaßt. Die Lastverläufe dieser Gruppen ergeben sich aus dem Übersichtsbild Bild 4.1-1 (nächste Seite) mit den Lastprofilen für den Winterwerktag in einer zusammenfassenden Darstellung.

Es zeigen sich bei Auswertung nach Personenzahl und Wohnungsgröße nennenswerte Unterschiede in den lastrelevanten Tageszeiten (Vormittag, Abendspitze). Solche Unterschiede treten aber bei einer Differenzierung von Haushaltskunden nach Jahresverbrauch in diesem Maße nicht in Erscheinung.

Um also zu einer Differenzierung von Haushalten zu kommen, müßte der Netzbetreiber die Anzahl der Räume eines Haushaltes oder die Personenzahl feststellen und nachhalten. Es war aber gerade Ziel der Tarifreform der 80er Jahre, diese "Tarifaufnahmen" abzuschaffen und als Rechnungsgröße ausschließlich "elektrische" Kriterien zuzulassen [6,7].

Das - abgesehen von Kunden mit 96-Stunden-Leistungsmessung - einzige zur Verfügung stehende Kriterium ist der jeweilige Jahresverbrauch des Kunden. Hier aber zeigen sich gerade keine Notwendigkeiten zu einer weitergehenden Differenzierung, so daß ein einheitliches normiertes Haushaltskunden-Lastprofil verwendet werden kann, das proportional zum Jahresverbrauch hochgerechnet wird.

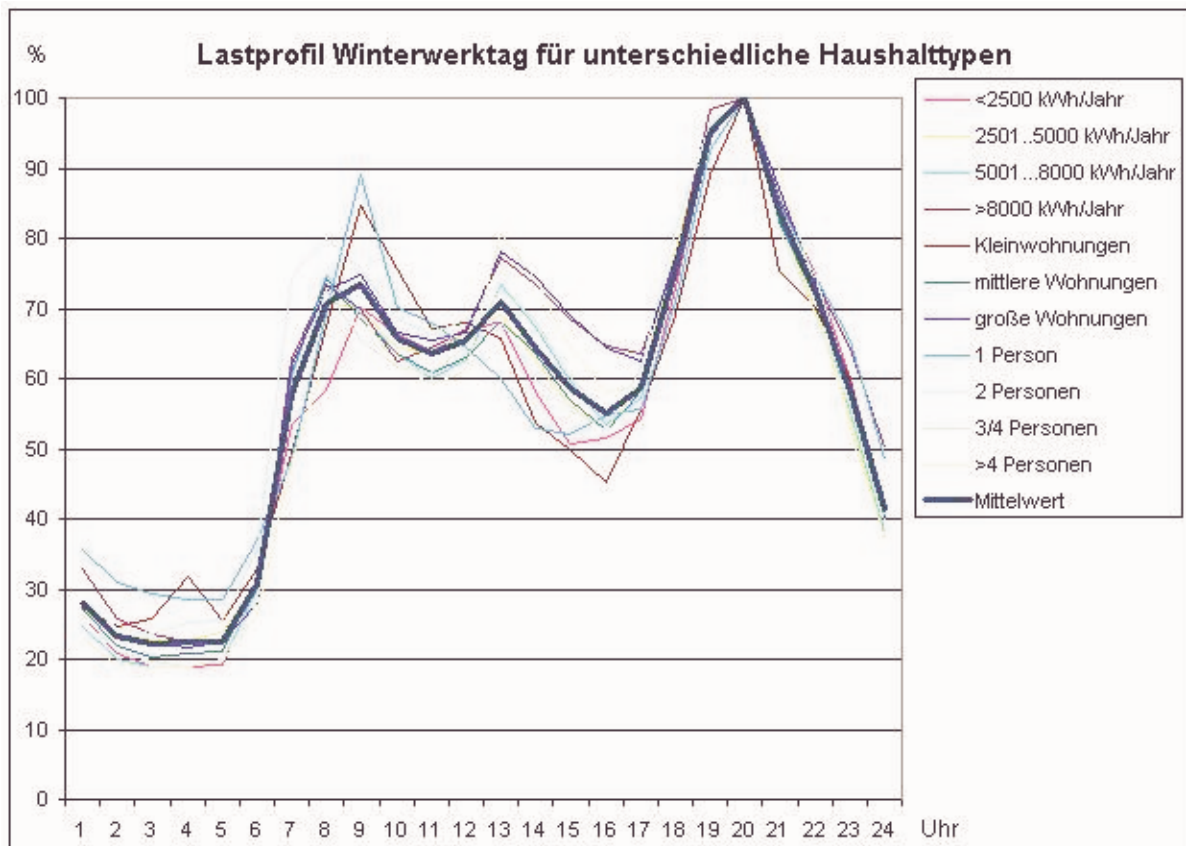


Bild 4.1-1: Profile Winterwerktag bei verschiedenen Haushalt-Typen

Das Übersichtsbild Bild 4.1-2 zeigt den Summenlastgang aller Haushalte mit den zugehörigen Profilverläufen.

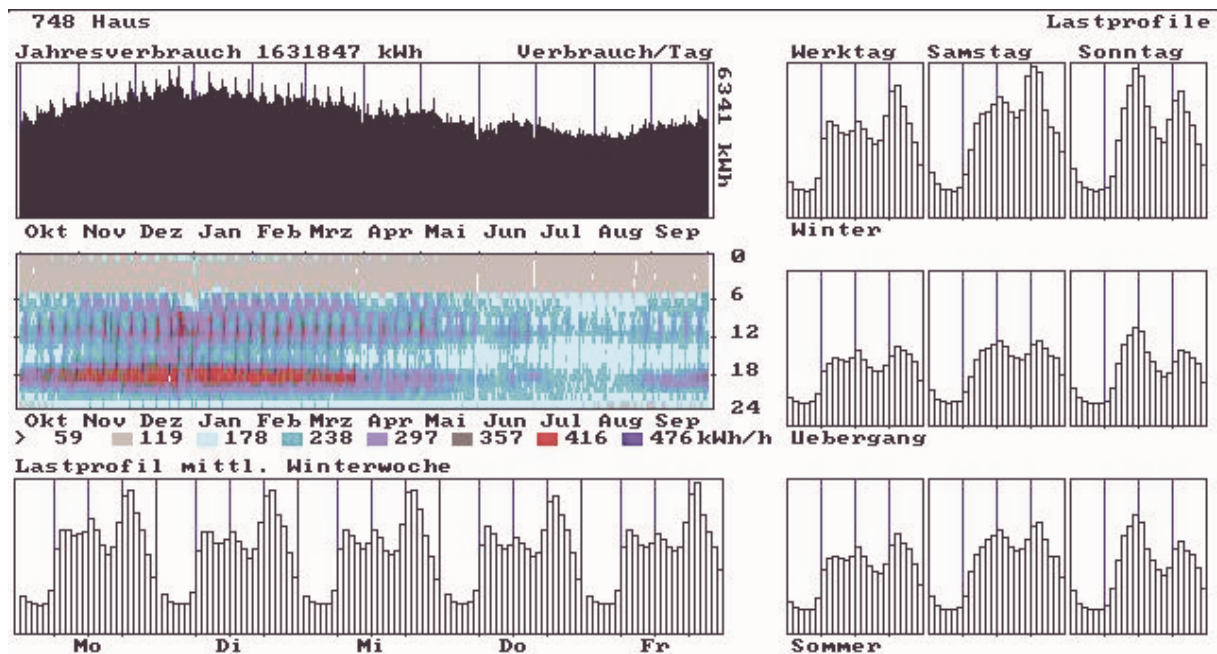


Bild 4.1-2: Übersichtsbild Summenlastgang aller Haushalte

Deutlich erkennbar ist hier der von Temperatur und Beleuchtungsbedarf über den Jahresverbrauch unterschiedliche Strombedarf. In den Lastprofilen ist der Winter/Sommer-Unterschied, die an den Werktagen gleiche Charakteristik und der höhere Verbrauch an den Wochenenden deutlich sichtbar. Außerdem wird am Wochenende der Tag jeweils erkennbar später angefangen und der Tagesrhythmus ist freizeitbedingt anders als an Werktagen.

In den diesen Auftrag begleitenden Diskussionen in den VDEW-Fachgremien wurde die Vermutung geäußert, daß es regionale Unterschiede in den Verbrauchsgewohnheiten geben könne. Insbesondere der in den Neuen Bundesländern deutliche niedrigere Durchschnittsverbrauch der Haushalte, die andere Besiedlungsstruktur und die durch das Kontinentalklima höheren Unterschiede zwischen Sommer und Winter könnten Auswirkungen auf die Lastprofile vor allem der Haushalte haben.

Diese Vermutung wurde durch Vergleich der aus den - ausschließlich in den alten Bundesländern durchgeführten - VDEW-Daten mit Meßwerten überprüft, die uns von den Stadtwerken Finsterwalde, der EVSAG Chemnitz (heute envia) und der OSE Fürstenwalde (heute e.dis) zur Verfügung gestellt wurden. Das folgende Bild zeigt am Beispiel der Winter-Lastprofile (Werktag - Samstag - Sonntag) die dabei festgestellten Abweichungen.

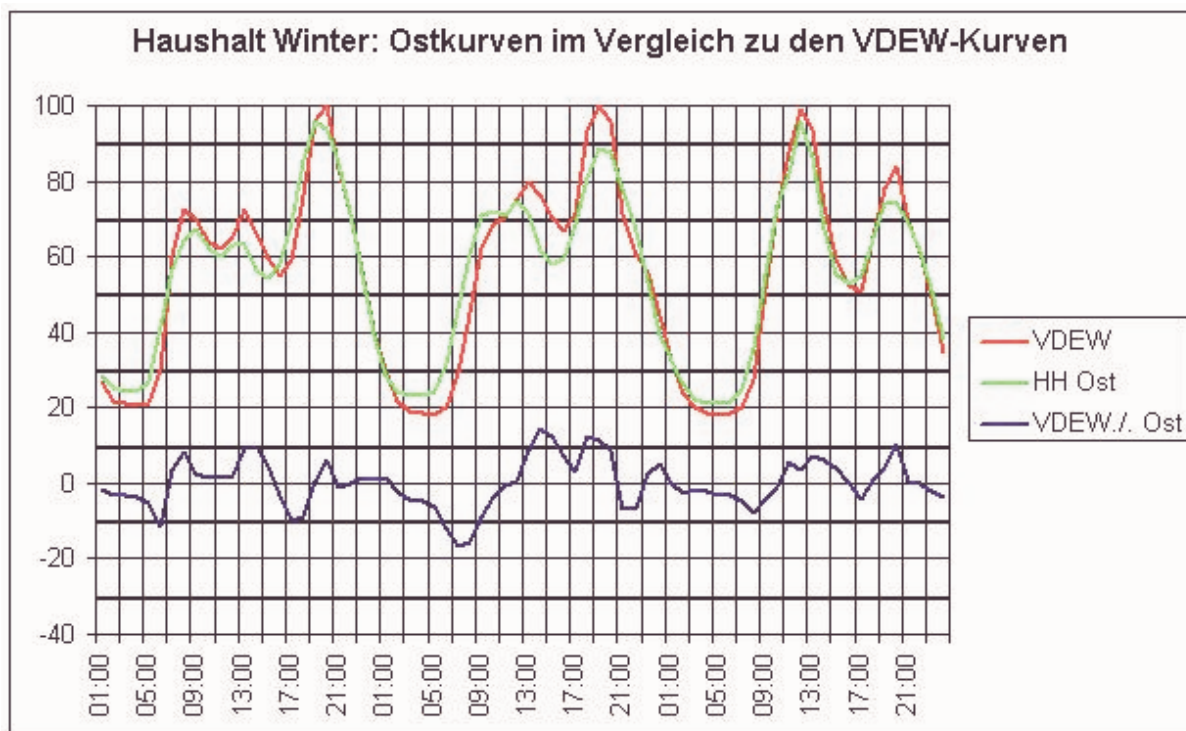


Bild 4.1-3: Vergleich Ost- und West-Profile (Werktag - Samstag - Sonntag)
Angaben in %

Es ist deutlich erkennbar, daß die Grundcharakteristik der Profile sehr ähnlich ist: Abweichungen ergeben sich vor allem am Samstagmorgen - im Osten wird offenbar samstags früher aufgestanden als im Westen und an den Wochenend-Abenden, die im Westen einen tendenziell höheren Verbrauch aufweisen. Diese Abweichungen liegen aber außerhalb der typischerweise leistungskritischen Zeiten, so daß sie voraussichtlich keine großen Auswirkungen auf den Lastausgleich haben.

Werktags ist kein signifikanter Unterschied in den Profilen zu erkennen. Anfänglich ausgeprägte Unterschiede im allgemeinen Arbeitsbeginn haben sich inzwischen wohl angeglichen. Inwieweit das Kontinentalklima im äußersten Osten mit seinen deutlich kälteren Wintern Auswirkungen auf die Temperaturabhängigkeit des Leistungsbedarfs von Haushalten hat, konnte im Rahmen dieses Auftrags nicht vertieft untersucht werden. Der - nicht repräsentative - Vergleich des Verlaufs von Monatshöchstleistungen der Jahre 1995 bis 1998 im Ge-

samtbedarf von einigen ostdeutschen Stadtwerken mit dem von westdeutschen läßt hier aber keine Besonderheiten vermuten.

Nachdem schon bei diesen offenkundigen Unterschieden in den Verbrauchsdaten das darunterliegende Verbrauchsverhalten keine großen Abweichungen zeigt, dürften die anderen vermuteten regionalen Unterschiede ebenfalls lediglich im Rahmen der bekannten Streubreite liegen.

Sollten dennoch im Einzelfall - z.B. aufgrund einer vom Durchschnitt erheblich abweichenden Vertriebspolitik (z.B. Förderung/Zulassung von elektrischer Direktheizung) eine hohe Temperaturabhängigkeit vorliegen, könnte dies in der Dynamisierung (vgl. Kapitel 8.2) Netzbetreiber-individuell berücksichtigt werden.

4.2 Gruppenbildung bei Landwirtschaftskunden

Bei landwirtschaftlichen Betrieben zeigte sich, daß Abnahmestellen mit Milchwirtschaft eine recht einheitliche Lastcharakteristik haben: Der durch den Rhythmus der Produktion (Melken morgens und abends) bedingte Strombedarf (Melkmaschine, anschließendes Kühlen) führt zu einer klar abgrenzbaren Gruppe.

Die in Ostdeutschland vorkommenden großen Tierhaltungsanlagen mit bis zu mehreren tausend Großtieren/Großvieheinheiten sind hiervon auszunehmen, da die Tiere in festgelegten Gruppen vom äußeren Tagesablauf weitgehend unabhängige Tag-Nacht-Rhythmen haben. Der elektrische Leistungsbedarf dieser Betriebe ist aber so hoch, daß eine zeitgleiche Messung angebracht ist. Alternativ ist denkbar, durch eine Probemessung den Lastgang zu ermitteln und ein passendes Gewerbekunden-Profil zu verwenden.

Alle anderen Betriebe dagegen zeigen aufgrund der im übrigen sehr unterschiedlichen Anwendungen kein so charakteristisches, abgrenzbares Verhalten.

Aus den beiden folgenden Übersichtsbildern (Bild 4.2-1 und 4.2.-2) sind die entsprechenden Verläufe ersichtlich:

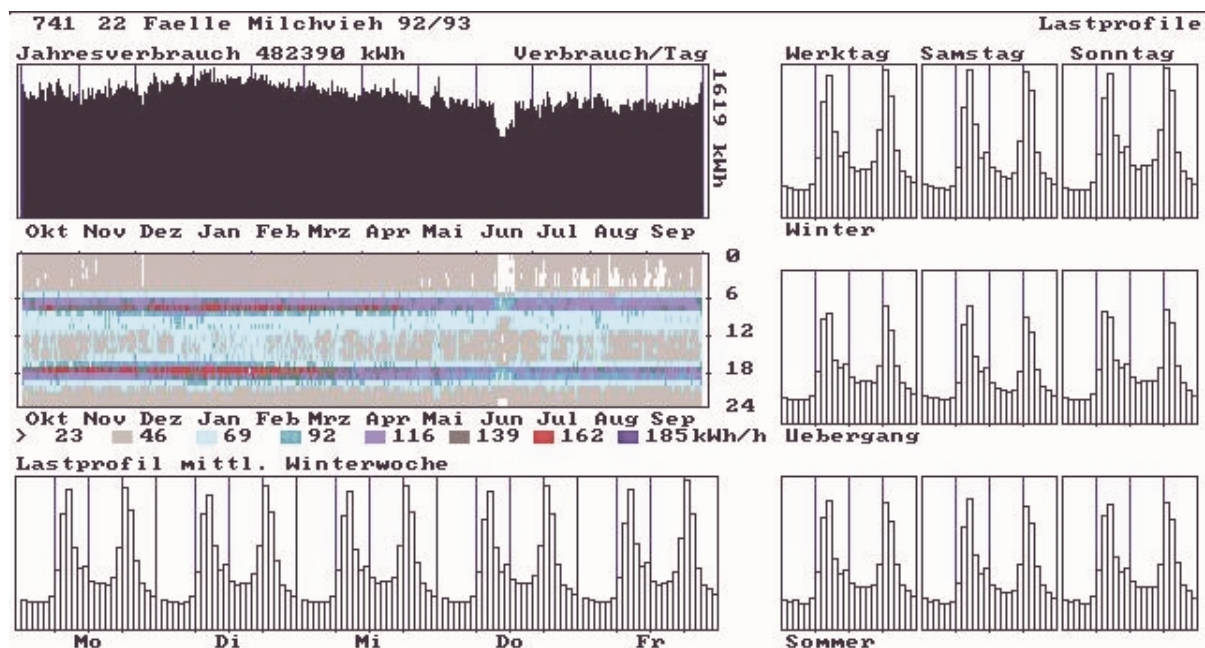


Bild 4.2-1: Übersichtsbild der Summe von Landwirtschaftsbetrieben mit Milchwirtschaft

Abgesehen von der (durch einige wenige Direktheizungen verursachten) kleinen Winterspitze ist der Bedarf über das Jahr recht konstant. Auch der Tagesverlauf zeigt keine nennenswerten Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden.

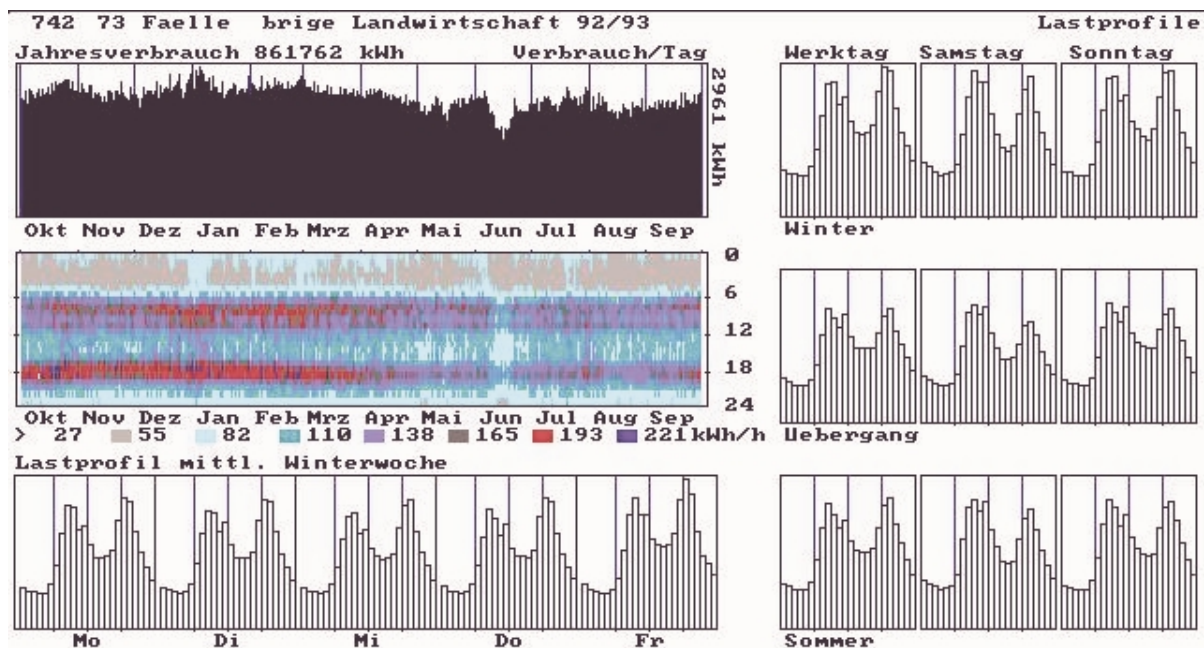


Bild 4.2-2: Übersichtsbild der Summe von Landwirtschaftsbetrieben ohne Milchvieh

Der Summenlastgang wird geprägt von dem eher haushaltsbedingten Winterbedarf mit der schon bei den Milchviehbetrieben zu beobachtenden Zusatzheizung. In anderen Stichproben finden sich auch Erntevorgänge mit extrem hohen kurzzeitigen sommerlichen Mehrleistungen für die Heuförderung per Gebläse, die Getreidetrocknung in feuchten Sommern und bestimmte Beregnungsfälle. Solche Sonderfälle werden allerdings von vielen EVU mit größerer Zahl von einschlägigen Landwirtschaftskunden schon heute durch Spezialregelungen für Sommer-Mehrleistung erfaßt, so daß sie zutreffend in diesem Profil nicht zu berücksichtigen sind. Auch im Falle der externen Belieferung müßten hier Sonderlösungen außerhalb der hier vorgestellten Lastprofile zu finden sein. Wie auch die Evaluierung (s. Kap. 9) zeigt, sind solche Vorgänge ohnehin nicht unbedingt relevant für die Gesamtgruppe. Die Tageslastgänge der "Restgruppe" sind eine Mischung von Haushalts- und den unterschiedlichen Produktionsvorgängen.

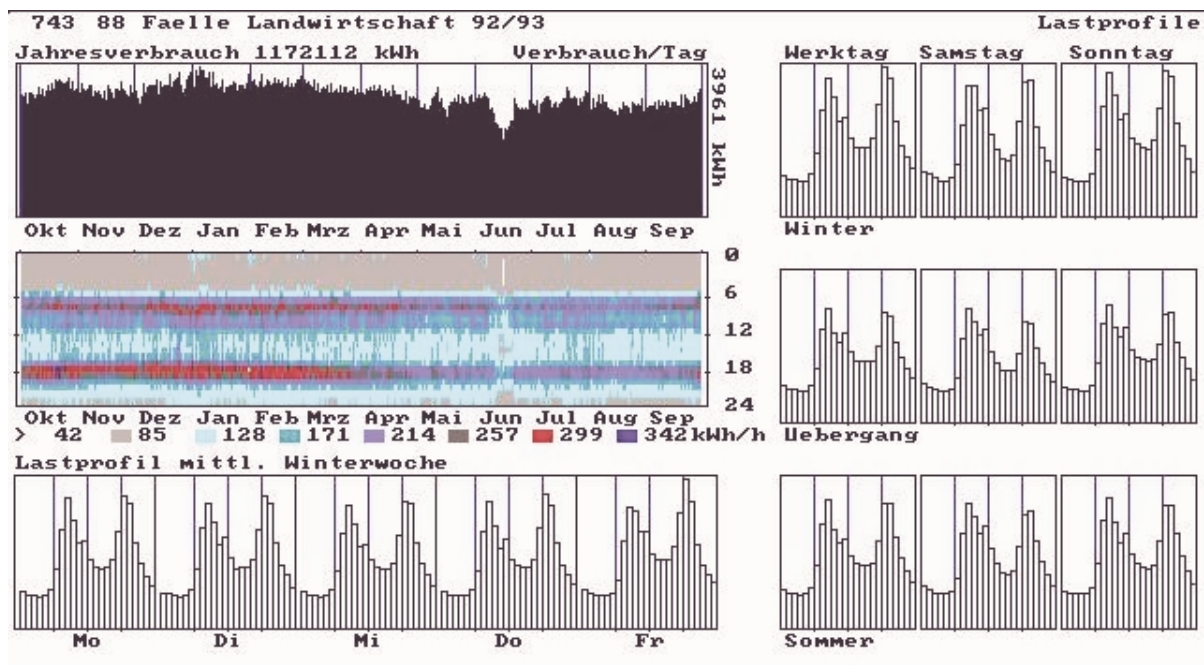


Bild 4.2-3 Undifferenziertes Lastprofil für Landwirtschaftskunden

Zusätzlich zu den beiden Einzelprofilen wurde noch ein undifferenziertes Einheits-Lastprofil Landwirtschaft (Bild 4.2-3) ermittelt, um in Netzen mit nur wenigen Landwirtschaftsbetrieben - z.B. bei Stadtwerken - eine Vereinfachung zu ermöglichen.

4.3 Gruppenbildung bei Gewerbekunden

Bei den Gewerbekunden wurden aus den Meßstellen mit aussagekräftigen Stammdaten aufgrund der Branchenzugehörigkeit und des ersichtlichen Betriebszwecks rund 30 Gruppen gebildet und dann aus den saldierten zeitgleichen Lastgängen dieser Gruppen solche mit gleichartiger Lastcharakteristik zusammengefaßt und in gleicher Weise wie bei den anderen Bedarfsarten entsprechende Gruppen-Lastprofile ermittelt.

Bei dieser Zusammenfassung wurde bereits darauf geachtet, Kriterien anzuwenden, mit denen in der Praxis eine möglichst einfache Zuordnung eines Einzelkunden zum zugehörigen Lastprofil möglich ist (Betrieb einschichtig, zweischichtig, beleuchtungsorientiert, Wochenendbetrieb, Kühllast, ...).

5. Gruppierung von Lastgängen mit Methoden der Fuzzy-Logik

Eine hinreichend genaue Analyse großer Datenmengen ist Basis jeder Entscheidungsfindung. Bei hoher Komplexität der Datenstrukturen gibt es für viele zu untersuchende Aufgabenstellungen neue Möglichkeiten, mit innovativen Methoden zu intelligenten Lösungen zu kommen. Der Einsatz künstlicher neuronaler Netze zur Lastprognose ist ein Beispiel für die praktische Anwendung dieser Methoden in der Energiewirtschaft.

Aufgrund der Aufgabenstellung, aus komplexen Lastdaten eine sinnvolle Anzahl typischer Lastprofile zu extrahieren, bietet sich die Mustererkennung mittels Fuzzy-Clusterung an. Mit dieser Methodik werden Klassifikatoren modelliert, die für jedes Datenobjekt die Ausprägung der Zugehörigkeit zu einer Klasse/Gruppe berechnen. Diese Technologie wird in der Praxis zum Beispiel erfolgreich bei Kundensegmentierungen in der Finanzwirtschaft angewandt.

Mit dem Software-Paket DataEngine 2.0 [8] wurden die Zugehörigkeitsfunktionen der für die Modellierung verwendeten Lastprofile berechnet. Um die Ergebnisplausibilität zu erhöhen, wurden die einzelnen Lastprofil-Daten (aggregierte Winterwerktage der Einzelkunden) innerhalb der Fuzzy-Logik nach zwei Vorgehensweisen ausgewertet, die sich durch die Definition der Merkmale unterscheiden.

Zum einen wurden die vollständigen 24-Stunden-Profile als Merkmale für die Modellierung verwendet, zum anderen der Verlauf und das Niveau der Lastprofile in den für die Leistungsanspruchnahme relevanten 2-Stunden-Feldern (jeweils 8-10, 10-12, 18-20 Uhr) sowie die mittlere Ausnutzungsdauer. Im nächsten Schritt wurde dem Programm als zusätzliche Information eine entsprechende Auswertung "je Bedarfsart" (Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft) bereitgestellt. Dies verbesserte die Trennschärfe noch einmal erheblich.

In einem weiteren Schritt wurde zur Einbeziehung auch des Verbrauchsverhaltens an den Wochenenden die Methode auf die entsprechenden Wochenend-Profile erweitert.

Ziel war es zunächst, durch die Fuzzy-Mustererkennung in ihrem Lastverlauf gleichartige Objekte in einer definierten Anzahl von Gruppen zusammenzufassen und durch eine Korrelationsanalyse Übereinstimmungen festzustellen. In mehreren Läufen fand das Programm eine Reihe von charakteristischen Gruppen mit gleichartigen Mustern, die sich aus Bedarfsart und Verbrauchsrhythmus "anwendungstechnisch" erklären lassen und mathematisch durch ein hohes Bestimmtheitsmaß (Bsp.: Gewerbe 0,67 bis 0,91) charakterisiert sind.

Zur Validierung und Ergänzung der manuellen, nach elektrizitätswirtschaftlichen Gesichtspunkten vorgenommenen Gruppenbildung wurden aus den jeweils 10-20 besten Verläufen einer Gruppe (sehr hohe Ausprägung des Gruppenmerkmals und sehr geringe Ausprägung anderer Gruppenmerkmale) Summenprofile gebildet. Nach der Merkmalsausprägung und dem Verlauf des Summenprofils wurde die Stichprobenauswahl so optimiert, daß für die einzelnen Gruppen zuverlässige, eng abgegrenzte Profile zur Verfügung standen⁶.

⁶ So wird z.B. die oben vorgestellte Gruppe der Milchviehbetriebe durch die aus einer größeren Zahl von ähnlichen Betrieben ausgewählten 22 "ähnlichsten" Vertreter dieser Gruppe mit der höchsten Korrelation zum mittleren Profil repräsentiert.

6. Die Kombination von Fuzzy und Elektrizitätswirtschaft

Die Erkenntnisse aus den über die Fuzzy-Methode gewonnenen Lastprofilen gaben einen guten Überblick über typische Strukturen in den Lastgängen. Die äußeren Parameter der einzelnen Gruppen bilden aber Ähnlichkeiten ab und richten sich gerade nicht nach in der praktischen Anwendung handhabbaren Kriterien der realen Abnahmestellen.

So ergaben die Fuzzy-Auswertungen für die Gruppe der Haushaltskunden durchaus plausible Gruppen, die Frühaufsteher, die "Späten Frühstück", die "Herd-Orientierten" und die Abendmenschen, doch sind solche Charakterisierungen für die Zuordnungen von Lastprofilen zu Haushalten in der Praxis wohl ebensowenig geeignet wie die schon in Kapitel 4.1 genannten Kriterien "Personenzahl" und "Wohnungsgröße". Die Zuordnung des Kunden muß der Netzbetreiber nach unmittelbar ersichtlichen oder abfragbaren, möglichst einfachen Kriterien vornehmen können.

Wie bereits ausgeführt, ergibt sich schon aus Gründen der Praktikabilität die Empfehlung, das einheitliche Haushaltsprofil zu verwenden. Wie die in Kapitel 9 vorgestellte Evaluierung ergab, sind ohnehin etwaige individuelle Abweichungen in der Besiedlungsstruktur kaum noch relevant.

Für die Landwirtschaft ergab auch die Fuzzy-Analyse die in Kapitel 4.2 erwähnte signifikante Gruppe der Milchviehbetriebe. Weitere charakteristische Muster mit hoher Korrelation wurden auch mit der Fuzzy-Mustererkennung nicht gefunden. Demnach bestätigte die Fuzzy-Analyse der Landwirtschaftsbetriebe die bereits aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht vorgeschlagenen Profile.

Im Bereich der Gewerbekunden ergänzten sich die Erkenntnisse aus den beiden Methoden besonders gut: Ein Vergleich der mit Hilfe der Fuzzy-Logik gefundenen Kurven mit den über die Erstanalyse der Meßdaten gefundenen Gruppen verbesserte wie beschrieben die Gruppenbildung und erlaubte es, genau die charakteristischen Verläufe zu finden, die für die jeweiligen Gruppen besonders charakteristisch sind.

Denn hier war ein Kompromiß zu finden zwischen einer guten Handhabbarkeit durch eine geringe Zahl von gut identifizierbaren Kundengruppen einerseits und der Relevanz der Lastprofile für den Lastgang der (durchmischten) Gesamtgruppe. Denn eine Vorgabe durch den Auftraggeber war eine praktikable Zahl von Lastprofilen.

Deshalb wurde zunächst die Fuzzy-Methode für die Gewerbedaten mit mehreren unterschiedlichen Klassifikatoren angewandt und in iterativen Arbeitsschritten aus den Stammdaten Kundenbezeichnungen/Kundengruppen variiert, um so neben dem anfangs separat betrachteten Winter-Werktags-Profil auch das jahreszeitliche und das Werktag/Wochenend-Verhältnis in die Analyse einzubeziehen. Die Fuzzy-Analyse ergab so eine Reihe von charakteristischen Mustern, die den unterschiedlichen Arbeitsrhythmen in den jeweiligen Gewerbebetrieben entsprechen.

Daraus wurden die im nächsten Kapitel dargestellten Kundengruppen entwickelt und im Anschluß iterativ weiter eingegrenzt. In die für die Ermittlung der Lastprofile gebildeten Gruppen wurden die Datensätze mit der höchsten Korrelation zum Gruppenprofil einbezogen. Damit konnte - wie bereits geschildert - die Signifikanz der Profile noch weiter verbessert werden.

7. Kundengruppen und zugehörige Lastprofile

Die im folgenden dargestellten Profile der einzelnen Kundengruppen berücksichtigen aufgrund der jahreszeitlichen Lastschwankungen drei Jahreszonen (Sommer, Übergang und Winter). Die Lastschwankungen bei den Gewerbe- und Landwirtschaftskunden sind moderat und über jeweils statische Werktags-, Samstags- und Sonntagsverläufe in den Jahreszonen gut abzubilden. Die Normierung der Profile muß dabei auf den Maximalwert des gesamten Profils erfolgen, damit die (geringen) jahreszeitlichen Unterschiede in den Profilen zum Ausdruck kommen. Damit besteht das Profil aus einer Matrix mit 9x96 Viertelstunden-Leistungswerten (jeweils 3 Tagesverläufe in 3 Jahreszonen).

Anders ist die Situation bei den Haushaltskunden: Die Lastschwankungen sind größer und im Jahresverlauf einer stetig dynamischen Funktion unterworfen. Um Sprünge in der Jahresprognose zu vermeiden wird das Haushaltsprofil jeweils innerhalb der Zeitperioden auf den Maximalwert der Periode normiert und im nachhinein dynamisiert (vgl. Kap. 8.2). Dieses gegenüber dem bei den Gewerbe- und Landwirtschaftskunden aufwendigere Verfahren führt zu einer deutlich besseren Abbildung der tatsächlichen Verläufe. Damit besteht für die Gruppe der Haushaltskunden das Profil wie bei den anderen Gruppen aus der Basismatrix mit 9x96 Werten (3 Tagesverläufe in 3 Jahreszonen) und zusätzlich einer Dynamisierungsvorschrift in Form der weiter unten angegebenen Formel.

In der Praxis wird es erforderlich sein, jedem wechselwilligen Kunden ein Profil zuzuordnen. Wird das in [3] beschriebene modifizierte Restkurvenmodell praktiziert, müßte so vorab sämtlichen Kunden des Netzbetreibers ihr Lastprofil zugeordnet werden. Es ist daher zwingend erforderlich, die Zuordnung so einfach wie möglich zu halten.

Andererseits ist eine Differenzierung vor allem der Gewerbekunden nach Verbrauchscharakteristik nötig, wenn der Ausgleichsbedarf reduziert werden soll: Die Zusammensetzung der Kundengruppe "Gewerbekunden" ist in den unterschiedlichen EVU keineswegs gleich, so daß eine bloße "Mischkurve" Gewerbe in vielen Fällen nicht zu einer ausreichend genauen Annäherung führt.

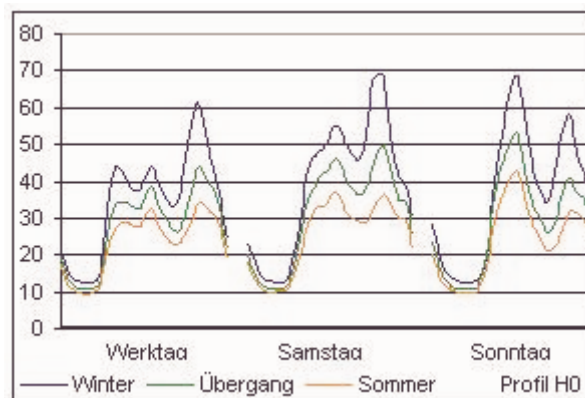
Es wurde daher versucht, die Zahl der Kundengruppen gering, aber auch so charakteristisch wie möglich zu halten und die Gruppen so zu bilden, daß neben einer guten Trennschärfe und Relevanz der Verbrauchscharakteristik eine einfache Zuordnung möglich ist.

Die so gefundenen Kundengruppen können wie folgt beschrieben werden:

H0 Haushalt

In dieses Profil werden alle Haushalte mit Privatverbrauch und solche mit (elektrisch) geringfügigem gewerblichen Bedarf (z.B. Handelsvertreter, Heimarbeiter,...) eingeordnet.

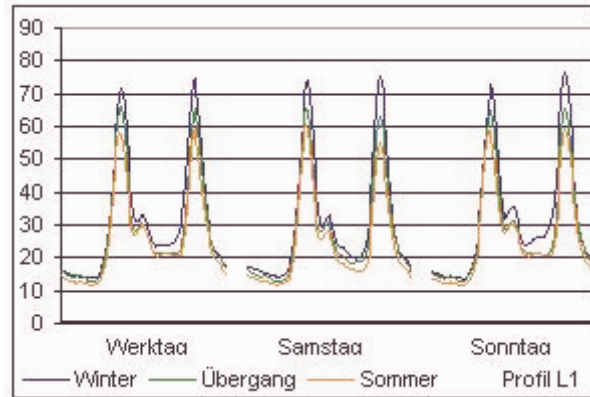
Eine etwa installierte Speicherheizung, Wärmepumpe etc. ist anhand der vom Energiehändler in Abstimmung mit dem Netzbetreiber festzulegenden Freigabezeiten in einem gesonderten Profil zu berücksichtigen.



L1 Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht

Der Stromverbrauch von Milchviehbetrieben ist geprägt durch das zweimalige Melken und das anschließende Herunterkühlen der Milch.

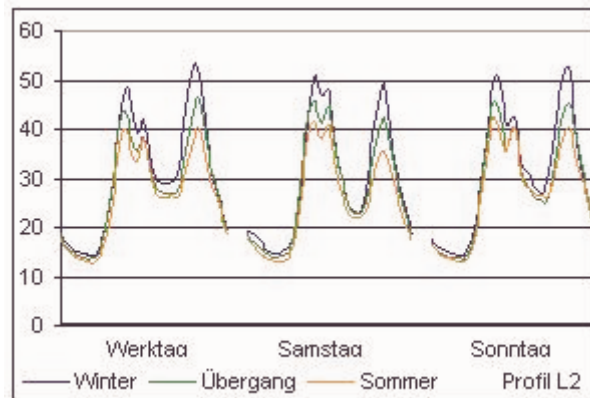
Ähnliches Verhalten zeigen Nebenerwerbsbetriebe mit Schweineaufzucht: Hier wird am frühen Morgen und am Abend (vor bzw. nach dem Haupterwerb) durch die Fütterungsvorgänge Stromverbrauch ausgelöst. Bei großen Haupterwerbsbetrieben mit Tierzucht verteilen sich solche Vorgänge auf die klassischen Arbeitsstunden, so daß das passende Gewerbe-Profil zu wählen ist.



L2 Übrige Landwirtschaftsbetriebe

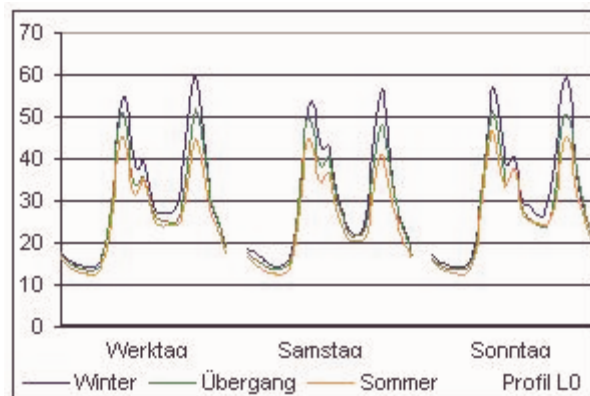
Traditionell findet sich bei den meisten westdeutschen Betrieben ein Nebeneinander von Haushalt und Produktion. Für solche Betriebe ist dieses mittlere Profil anzuwenden.

Soweit in einem landwirtschaftlichen Betrieb eine weitgehend tageszeiten-unabhängige Produktion vorliegt (z.B. Tierproduktionsanlagen in Ostdeutschland), ist das passende Gewerbe-Profil zu wählen.



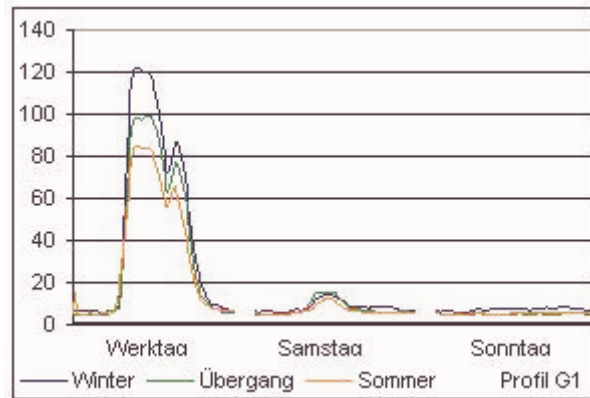
L0 Landwirtschaftsbetriebe

Erfolgt keine Unterscheidung der Landwirtschaftsbetriebe nach L1 oder L2 und kann keine Einordnung in eines der charakteristischen Gewerbe-Profile erfolgen, so kann mit guter Näherung dieses Profil verwendet werden. Es stellt den gewichteten Mittelwert der Gesamtgruppe für landwirtschaftliche Betriebe nach der repräsentativ für das Versorgungsgebiet der RWE Energie im Jahr 1992 gezogenen Stichprobe dar.



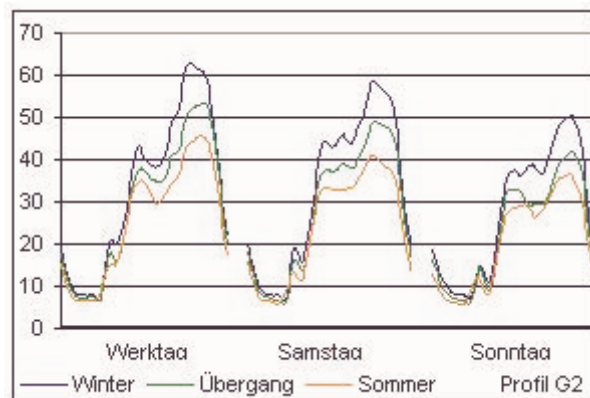
G1 Gewerbe werktags 8-18

Dieses Profil repräsentiert Abnahmestellen, die typischerweise einen Verbrauch zwischen etwa 8 und 18 Uhr an den Werktagen, und keinen oder einen allenfalls geringen Verbrauch an den Wochenenden erwarten lassen (sonst siehe G4). Hierzu gehören u.a. Büros, Arzt- und Rechtsanwalts-Praxen, Werkstätten, Druckereien, Schulen, Kindergärten und Tagesstätten, Verwaltungseinrichtungen, Bank- und Sparkassenfilialen, ...



G2 Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden

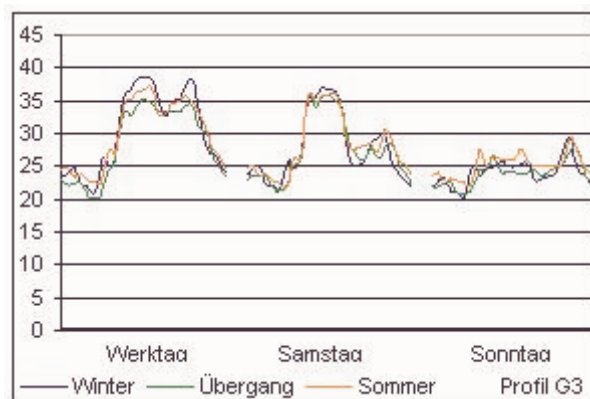
In diesem Profil findet sich vor allem beleuchtungsorientierter Stromverbrauch. Solche Betriebe sind gekennzeichnet durch einen an den Werktagen (vor allem in der dunklen Jahreszeit) eher untergeordneten Tagesbedarf und einem in den Abendstunden liegenden Verbrauchsschwerpunkt. Hierzu gehören z.B. Tankstellen und Geschäfte mit erheblicher Schaufensterfläche. In dieses Profil sind auch Abendgaststätten und Freizeiteinrichtungen einzuordnen, soweit sie ihren Verbrauchsschwerpunkt nicht am Wochenende haben, z.B. Fitness- und Sonnenstudios, Jugendzentren (im Unterschied zu G 6), ...



G3 Gewerbe durchlaufend

Hier finden sich Verbrauchsstellen, die das ganze Jahr und auch im Wochenverlauf einen relativ gleichmäßigen Verbrauch mit einem spürbaren durchlaufenden Sockel haben.

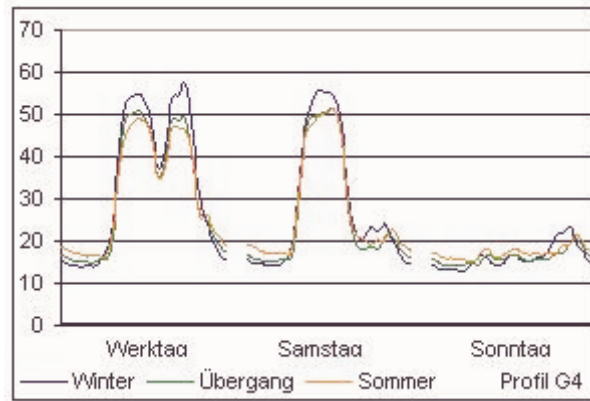
Beispiele sind Kläranlagen, Trinkwasserpumpen, Gemeinschaftsanlagen in Wohnanlagen, Kühlhäuser, Läden mit erheblichem Bedarf an Kühlung, Anlagen mit Zwangsbelüftung (z.B. Parkhäuser), ...



G 4 Laden/Friseur

Dies sind Verbrauchsstellen, die fast ausschließlich von den Ladenöffnungszeiten (Werktag bis abends und auch am Samstag bis nachmittags) bestimmt sind.

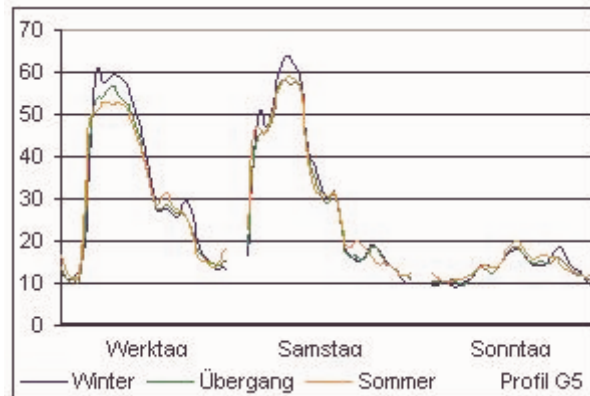
Dies ist das typische Profil für Läden aller Art. Ein ähnliches Profil weisen Friseurbetriebe auf. Unterschiede durch z.B. einzelne Nachmittage ohne Geschäftsbetrieb fallen bezogen auf die Gesamtgruppe kaum ins Gewicht. Die teilweise bis 20 Uhr verlängerten Ladenöffnungszeiten haben ebenso nur geringen Einfluß, da sie im typischen Ladengewerbe nur mäßig in Anspruch genommen werden und sich die Effekte des Geschäftsbetriebs mit denen der abendlichen Ladenbeleuchtung vermischen.



G 5 Bäckerei mit Backstube

Bäckereien mit Backstube haben den Schwerpunkt ihres Verbrauchs an den Werktagen traditionell ab ca. 3 Uhr früh und in der Nacht zum Samstag ab etwa Mitternacht. Der Tagverbrauch ist relativ zum Gesamtbedarf gering und wird hauptsächlich von der Verkaufstätigkeit bestimmt.

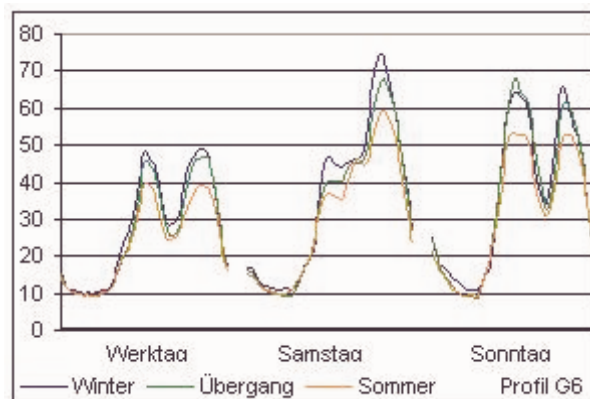
Verkaufsorientierte Bäckereien, in denen verbrauchsnah Backwaren zubereitet werden ("Backen im Laden"), verhalten sich wie andere Läden und gehören in das Profil G4.



G6 Wochenendbetrieb

Bestimmte Betriebe haben ihren Verbrauchsschwerpunkt an den Wochenenden. Dies sind vor allem alle durch die Freizeitaktivitäten der Bevölkerung geprägten Geschäfte:

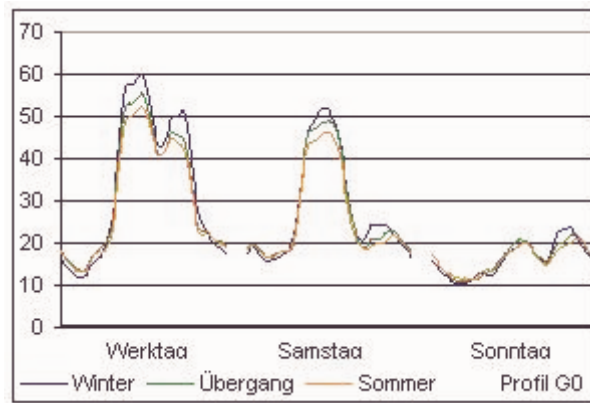
Jugendclubs, Ausflugs- und Speisegaststätten, Tankstellen mit Waschanlagen, Kinos mit Verzehr, Sport- und Freizeiteinrichtungen, ...



G0 Gewerbe allgemein

Ist eine Zuordnung zu einem der Gewerbe-profile G1 bis G6 nicht möglich oder gewollt, stellt dieses Profil den nach der VDEW-Messung von 1986/87 gewichteten Mittelwert der Gesamtgruppe dar.

Man erkennt die Hauptcharakteristik der am stärksten besetzten Felder der Gruppe zwar wieder, deren Anteile aber sind in den einzelnen Netzen sicherlich unterschiedlich.



Das konkrete Vorgehen bei der Zuordnung von Abnehmern und Profilen ist in den VDEW-Gremien noch festzulegen. Wir empfehlen, daß der Netzbetreiber das Profil des Einzelkunden festlegt. Dem Händler sollte, um Mißbrauch auszuschließen, ein konstruktives Vetorecht zugestanden werden. Einigen sich die Parteien nicht auf ein gemeinsames Profil, wird mit Hilfe einer - mindestens 6wöchigen - registrierenden Leistungsmessung der tatsächliche Lastgang festgestellt. Die Partei, bei der die Korrelation zwischen dem gemessenen Lastgang und dem ursprünglich vorgeschlagenen Profil schlechter ist, trägt die Kosten der Messung. Auf diese Weise dürften Streitigkeiten über das zugrundezulegende Profil weitgehend vermeidbar sein.

Die zu den Profilen zugehörigen Zeiträume des Jahres wurden nach Analyse der stündlichen Summenlastgänge der drei Hauptgruppen H0, L0 und G0 bestimmt. Haupteinflußgröße dabei sind die Lichtverhältnisse am Morgen und vor allem in den Abendstunden. Die Profile gelten für folgende Zeiträume:

Winter	01.11. bis 20.03.
Sommer	15.05. bis 14.09.
Übergang	21.03. bis 14.05. und 15.09. bis 31.10.

Alle in dem betreffenden Versorgungsgebiet geltenden Feiertage erhalten das Sonntagsprofil; der 24. 12. und 31. 12. erhalten das Samstagprofil, sofern sie nicht auf einen Sonntag fallen. Der durch den zusätzlichen Schalttag verursachte Mehrverbrauch in einem Schaltjahr wird in den Profilen nicht gesondert erfaßt, sondern ergibt sich nach der Jahresablesung mit der Abrechnung des Gesamtverbrauchs.

Es liegt auf der Hand, daß auch andere zeitliche Zuordnungen möglich sind. So werden von einigen Unternehmen, die bereits eigene Lastprofile anwenden, andere Zeiträume angesetzt. Bei Verwendung der hier ermittelten Profile müssen aber die vorgeschlagenen Zeiträume einheitlich angewendet werden, da auf ihnen die in Kapitel 9.3 beschriebene Normierung der Lastprofile basiert.

8. Aufbereitung der charakteristischen Profile

8.1 Umrechnung in Viertelstunden-Leistungswerte

Die meisten der Auswertung zugrundeliegenden Daten sind Stundenwerte. Eine Umrechnung auf Viertelstundenwerte ist problemlos durch numerische Interpolation möglich. Bei den Viertelstundenwerten kann eine Umwandlung in Stundenwerte durch einfach Summation der Viertelstundenverbräuche erfolgen.

Es wäre demnach möglich, die Lastprofile in beiden Darstellungen zur Verfügung zu stellen.

Für die Angabe von Viertelstundenwerten spricht, daß damit die Lastprofile dem Abrechnungsrhythmus der Netzbetreiber entsprechen.

Für die Darstellung in Stundenwerten spricht das um den Faktor 4 kleinere Datenvolumen: Bei 11 Lastprofilen mit jeweils 3 Jahreszeiten und 3 Tagesprofilen pro Jahreszeit ergeben sich 99 verschiedene Tagesprofile mit 24 bzw. 96 Werten. Beides ist aber noch problemlos mit Hilfe einer Tabellenkalkulation zu verarbeiten.

Die Frage wurde dem zuständigen VDEW-Gremium zur Entscheidung vorgelegt und zugunsten von Viertelstundenwerten entschieden.

Die Transformation der Stundenwerte in abrechnungs- und somit kostenrelevante ¼-Stunden-Werte erfolgt mit einem Verfahren aus der numerischen Mathematik.

Eine Interpolation über große Zahlenintervalle, wie in dieser Aufgabenstellung, muß bestimmte Kriterien erfüllen. Zum einen muß der interpolierte Verlauf genau sein, gleichzeitig müssen die einzelnen Kurvenübergänge stetig differenzierbar sein. Dies ist durch eine Spline-Interpolation [9], welche die Gesamtzahl aller Stützstellen in Intervalle von 3 Werten aufteilt, gegeben.

Im vorliegenden Fall wurde der kubische Spline-Ansatz verwandt. Mit dieser Funktion $y_i = f(x_i)$ werden die Zwischenwerte (y) vorgegebener Variablen (x) in einem Polynomansatz dritten Grades bestimmt.

Polynomansatz: $y = a_3 x^3 + a_2 x^2 + a_1 x + a_0$

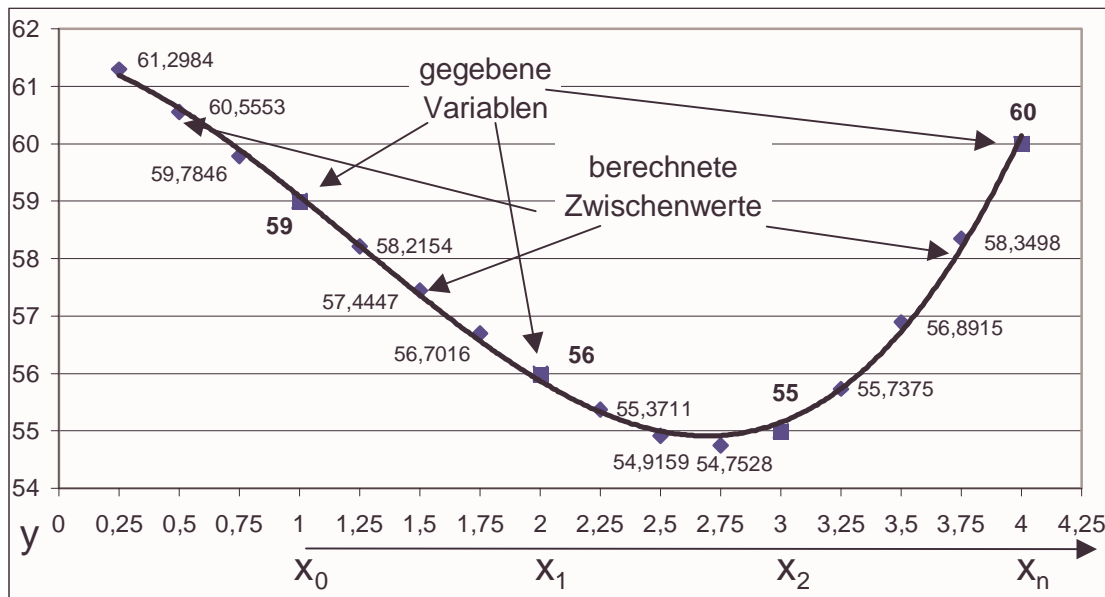


Bild 8.1-1: Grafische Darstellung der numerischen Interpolation

Das Bild zeigt einen exemplarischen Funktionsverlauf für den Variablenbereich x_0 bis x_n . Der interpolierte Kurvenverlauf erfaßt dabei die vorgegebenen Variablen jeweils diskret und legt die berechneten Zwischenwerte fest. Die Nebenbedingung der stetigen Differenzierbarkeit über die Intervallgrenzen hinweg (d.h. identische Kurvensteigung der Teilpolynome an den Stützstellen der Intervallgrenzen) bewirkt den glatten Kurvenverlauf trotz abschnittsweiser Abbildung der Gesamtkurve.

8.2 Dynamisches Haushaltsprofil

Die Untersuchung der Lastkurven zeigte, daß es beim Jahresverlauf der in Anspruch genommenen Leistung einen grundsätzlichen Unterschied zwischen Haushalt und den anderen Gruppen gibt: Anders als bei den meisten Gewerbe- und Landwirtschaftsbetrieben, die einen relativ gleichmäßigen Verbrauch und eine recht konstante Leistungsanspruchnahme in den 3 Jahreszonen aufweisen, ist beim Haushalt eine von Winter auf Sommer kontinuierlich abnehmende und zum Winter wieder steigende Last zu beobachten, die im Tagesverlauf von dem durch den Helligkeitsverlauf geprägten Stromverbrauch überlagert ist. Bei Verwendung der drei Profile für Winter, Übergangszeit und Sommer ergeben sich daher an den Grenzen der Jahreszeiten Sprünge im durch die Profile definierten Lastverlauf, die in der durch den kontinuierlichen Übergang geprägten Realität nicht auftreten (Bild 8.2-1).

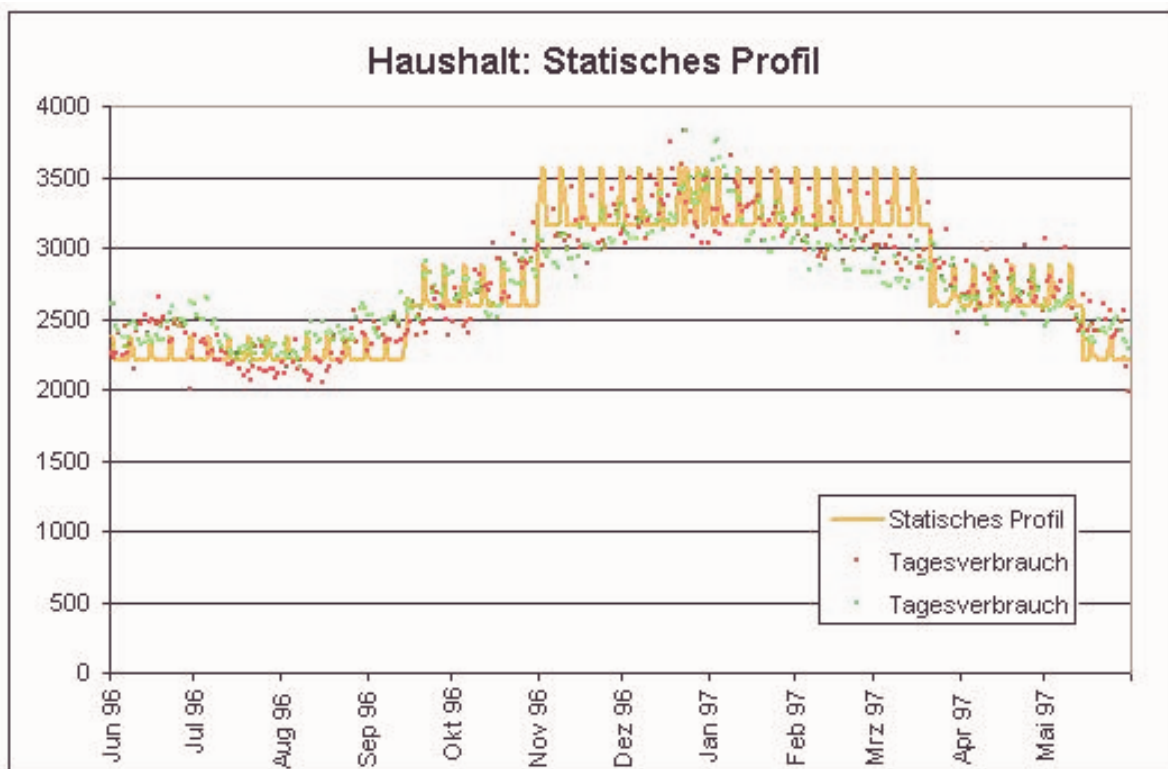


Bild 8.2-1: Tagesverbräuche Haushalt (VEW) und Annäherung durch ein statisches Lastprofil

Es wurde daher nach Abstimmung mit dem zuständigen VDEW-Gremium zusätzlich zur Differenzierung der Lastprofile nach Jahreszeiten eine auf einer Regression der Jahreslastverläufe (Polynom 4. Ordnung) beruhende "Dynamisierung" der Haushaltsprofile vorgenommen.

Die in der Anlage dokumentierten Haushalts-Lastprofile sind daher vor ihrer Anwendung in jedem zu verwendenden Wert mit folgender Formel zu multiplizieren:

$$x = x_0 (-3,92E-10 t^4 + 3,20E-7 t^3 - 7,02E-5 t^2 + 2,10E-3 t + 1,24)$$

Darin ist

x der resultierende Viertelstundenwert,

x_0 der in der Tabelle angegebene Viertelstundenwert des Profils und

t der Tag des jeweiligen Jahres, beginnend mit 1 am 1. Januar und endend mit 365 (bzw. 366 in Schaltjahren) am 31. Dezember.

Bild 8.2-2 zeigt den sich daraus ergebenden Tagesverbrauch im Verlauf eines Jahres

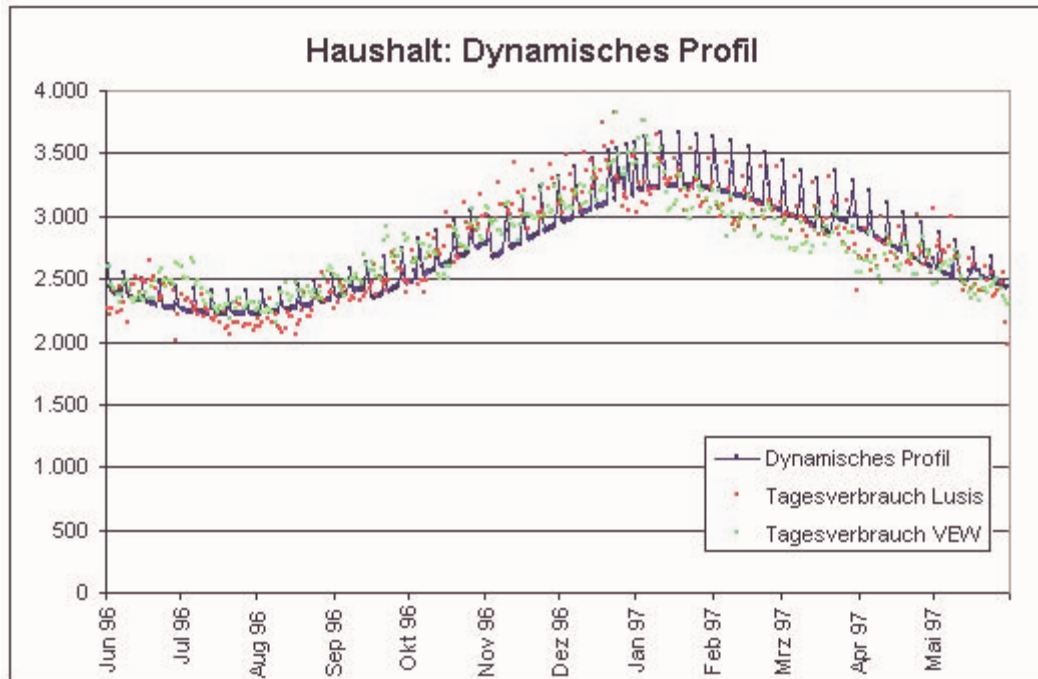


Bild 8.2-2: Tagesverbräuche Haushalt und Annäherung durch ein dynamisches Lastprofil

8.3 Normierung der Jahreslastverläufe

Nach Festlegung der Profile aus den Rohdaten wurden im nächsten Schritt die Lastprofile auf einen spezifischen Jahresverbrauch von 1.000 kWh/Jahr normiert, um in der künftigen Anwendung anhand des (Vor-)Jahresverbrauchs die kundenindividuellen Fahrpläne/Lastprofile einfach quantifizieren zu können.

Hierzu wurden die im Jahresverlauf entsprechend der jeweiligen Leistungsanspruchnahme der Rohdaten skalierten Lastprofile von Gewerbe und Landwirtschaft sowie die Dynamischen Lastprofile der Gruppe Haushalt jeweils in eine 365 x 96 - Matrix eingetragen und die Einzelwerte so mit einem über das Jahr konstanten Faktor durchmultipliziert, daß sich in Summe 1.000.000 Einheiten ergaben. Damit stellen die Werte der Matrix einen Viertelstunden-Verbrauch in Wh (Wattstunden; =1/1000 kWh) dar. Diese Werte liegen den Darstellungen in diesem Bericht zugrunde.

Beim dynamischen Haushaltsprofil ergeben sich bei gegebenem Jahresverbrauch die Viertelstundenleistungen des Tagesprofils (in W) aus der Multiplikation der Tabellenwerte des statischen Haushaltsprofils mit dem Jahresverbrauch (in MWh) und dem tagesvariablen Funktionswert der Regressionskurve.

8.4 Praktisches Beispiel

Im folgenden wird am Beispiel des Profils für Haushalte dargestellt, wie aus den Matrizen im Anhang ein Tabellenkalkulations-Blatt mit dem Verlauf eines Jahres entsteht. Die Entwicklung des Haushaltsverlaufs beschreibt dabei zunächst die für alle Profile (auch Landwirtschaft und Gewerbe) gültige Zusammenstellung des statischen Verlaufs und anschließend die Dynamisierung, die wie dargestellt nur für die Gruppe der Haushaltskunden notwendig ist.

Die dem Bericht als Anlage beigegebene Excel 97-Datei *Haushalt-Lastprofil.XLS* enthält die Arbeitsblätter *Vorbemerkungen*, *Profil*, *Statischer Jahresverlauf* und *Dynamischer Jahresverlauf*.

Ausgangspunkt für das Blatt *Profil* ist die entsprechende Tabelle im Anhang.

Die Tabellenwerte des Profils H0 werden unter Berücksichtigung der Samstage, Sonn- und Feiertage lagerichtig in eine 365 x 96 - Matrix eingesetzt, womit der statische Jahresverlauf festgelegt ist.

Die Übertragung der Gewerbe- und Landwirtschaftsprofile wäre damit abgeschlossen. Die Haushaltsprofile werden im nächsten Schritt dynamisiert, was im Blatt *Dynamischer Jahresverlauf* vorgenommen wird. Für jeden einzelnen Tag wird aus der angegebenen Regressionsfunktion als „Funktionswert“ der Skalierungsfaktor in Abhängigkeit der aktuellen Tagesnummer bestimmt. Diese Funktionswerte werden jeweils tagesweise mit jedem einzelnen Viertelstundenwert des *statischen Jahresverlaufs* multipliziert, um so den *dynamischen Jahresverlauf* zu erhalten. Durch diese Dynamisierungsvorschrift werden die jahreszeitlich schwankenden Verbräuche in jedem einzelnen Viertelstundenwert der Verlaufskurve berücksichtigt, so daß sich der dynamische Haushalts-Lastverlauf ergibt.

9. Evaluierung

Mit Hilfe der normierten Lastgänge wurde abschließend untersucht, inwieweit trotz unterschiedlicher Durchmischung die Summen-Lastprofile den tatsächlichen Lastgang der Kundengruppen bei einem EVU abbilden, dessen Messungen nicht in die Auswertungen einbezogen waren und welche Auswirkungen die zu erwartenden Abweichungen auf den Lastgang des Netzbetreibers haben können.

In der Diskussion wurde die Frage aufgeworfen, ob man im Sinne der Vereinfachung des Verfahrens auf eine weitere Verfeinerung der Lastprofile verzichten sollte oder - im Gegenteil - zur Verbesserung der Genauigkeit weitere - z.B. regional differenzierte, von Temperatur und/oder Helligkeit abhängige - Profile oder - zusätzlich zur Dynamisierung bei den Haushaltskunden - weitere Parameter einführen sollte. Hierzu wurde bereits im Kapitel 4.1 Stellung genommen.

Es wurde weiter darauf hingewiesen, daß vor allem die Gewerbe-Lastprofile von Veränderungen in den Arbeitszeiten (35-Stunden-Woche) und den Ladenöffnungszeiten betroffen sind und insoweit möglicherweise einer ständigen Kontrolle und Fortentwicklung bedürfen könnten.

Zu diesem Zweck wurden nach Fertigstellung der Profile mehrere Untersuchungen durchgeführt:

9.1 Vergleich der Lastprofile mit Messungen der VEW

Bei der VEW AG Dortmund waren in den Jahren 1995 bis 1997 auf Anforderung des nordrhein-westfälischen Preisreferenten repräsentative Stichproben in verschiedenen Kundengruppen, darunter Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft gezogen und über einen längeren Zeitraum mit registrierenden Leistungszählern die Viertelstundenleistungen gemessen worden.

Zum Zwecke der Evaluierung stellte uns die VEW für den Zeitraum 1.6. 1996 bis 31.5.1997 in der in Kapitel 9.2. beschriebenen Normierung Daten als Jahresmatrizen der v. g. Gruppen zur Verfügung. Diese konnten mit den in gleicher Weise aufbereiteten Lastprofilen verglichen werden. Auf diese Weise konnten die entwickelten Profile mit einem "neutralen" Datensatz verglichen werden.

Die Analyse der Abweichungen im Jahresverlauf und der Abweichung der gemessenen Viertelstundenwerte der Gruppe von den Profilwerten ergab folgende Erkenntnisse:

- Trotz zweifellos anderer Zusammensetzung der Kunden in den einzelnen Gruppen zeigten sich keine grundsätzlichen Abweichungen zwischen den Profilen und den gemessenen Werten.
- Aus den Abweichungen ließen sich systematische Abweichungen in den Profilen nicht ableiten - weder im Jahresverlauf noch im Tagesverlauf der Viertelstundenwerte in den unterschiedlichen Jahreszonen.

Es zeigten sich aber vor allem in relativ dünn besetzten Gruppen erwartungsgemäß in einzelnen Viertelstunden hohe stochastische Abweichungen der Viertelstunden-Meßwerte von den zeitgleichen Werten aus den Lastprofilen: An einigen Tagen liegen einzelne Viertelstundenwerte um bis zum Faktor 2 höher oder niedriger als der jeweilige Profilwert.

Solche Abweichungen treten zu allen Tageszeiten auf, es ist also bezogen auf den Tagesverlauf keine systematische Abweichung zwischen Profil- und Meßwerten erkennbar.

Beim Haushalt sind diese stochastischen Abweichungen im Winter eher geringer als im Sommer.

Bezieht man diese Abweichungen allerdings auf das in aller Regel leistungspreisrelevante Monatsmaximum, relativieren sie sich erheblich, denn es sind ja gerade die gemessenen Werte, die diese hohen stochastischen Abweichungen⁷ zeigen (Bilder 9.1-1 und 9.1-2).

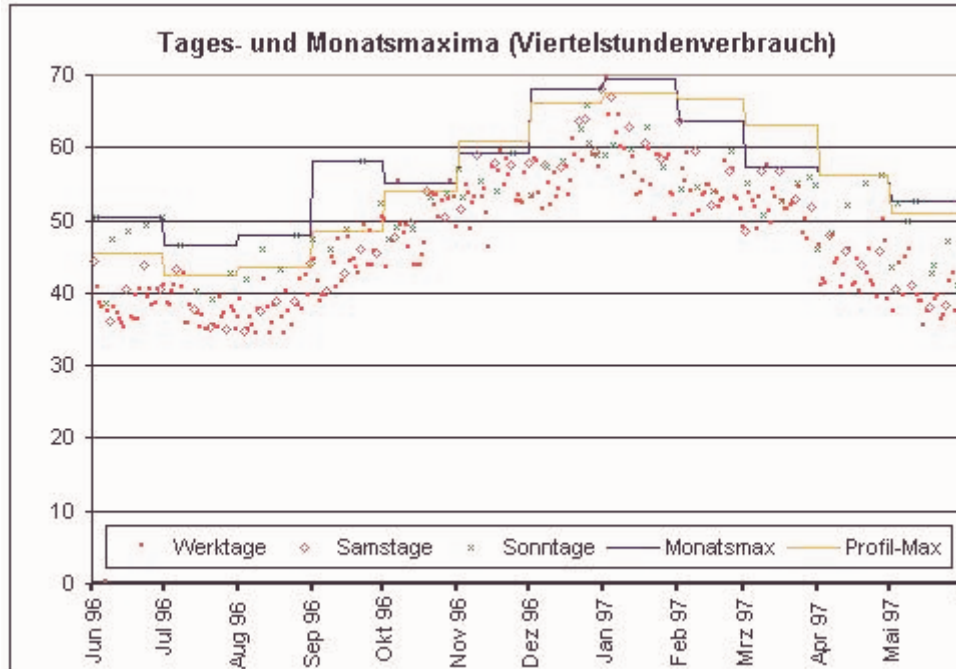


Bild 9.1-1 Tagesmaxima - differenziert nach Werktag, Samstag und Sonn- und Feiertagen - und Monatsmaxima.

In Bild 9.1-1 sind in Form von Punktwolken die jeweiligen Tagesmaxima der VEW-Haushalte und in blau das daraus resultierende Monatsmaximum dieser Gruppe dargestellt. Es zeigt sich, daß dieses Monatsmaximum meist durch den Sonntagswert entsteht und die meisten Werktagsmaxima deutlich niedriger liegen.

In gelb sind die durch das Lastprofil bestimmten Monatsmaxima eingetragen. Deutlich erkennbar ist, daß in den meisten Monaten einzelne gemessene Werte über dem Lastprofil liegen.

Dies wird in Bild 9.1-2 auf der nächsten Seite quantifiziert: Der zusätzliche Leistungsbedarf in einzelnen Viertelstunden kann eine Größenordnung von 20% erreichen.

Zu den Schlußfolgerungen zur Auswirkung dieser stochastischen Abweichungen auf die Höhe der zusätzlich als Systemdienstleistung vom Netzbetreiber bereitzustellenden Bilanzausgleich siehe Kap. 10.

Bei der Gruppe der Haushaltskunden folgt der Jahreslastgang etwa der aus den VDEW-Messungen ermittelten Charakteristik. Es zeigte sich lediglich ein durch den kühlen Sommer 1996 bedingt höherer Verbrauch in den ersten Sommermonaten (vgl. Bild 10-1 in Kapitel 10). Die typische Kältezusatzlast trat in diesem Jahr schon Ende Dezember/Anfang Januar auf, dafür war der Februar ungewöhnlich mild. Daraus ergeben sich im Sommer um bis zu 20% höhere und Ende Januar und im Februar niedrigere Tagesverbräuche als im Profil enthalten.

Bei den Tageslastgängen zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Profil. Lediglich nachts in der Zeit von etwa 2 bis 6 Uhr ist der Viertelstundenver-

⁷ In den Bildern 9.1-2 bis 9.1-5 zeigen positive Werte an, daß das Lastprofil einen zu hohen Maximalwert der Leistung angibt, negative einen Leistungsbedarf des Netzbetreibers.

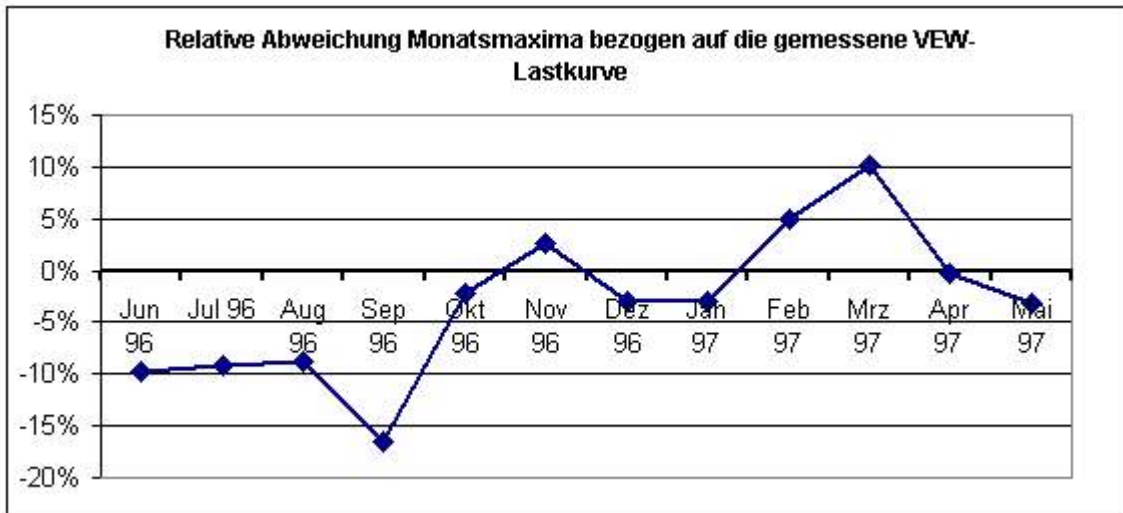


Bild 9.1-2: Haushalt: Relative Abweichungen vom Monatsmaximum

Bei der Gruppe der Landwirtschaftskunden zeigte sich beim ersten Vergleich, daß die VEW-Stichprobe gegenüber den Profilen "Landwirtschaft Gesamtgruppe" morgens und abends erhebliche Abweichungen aufwies. Der (für die weiteren Untersuchungen angestellte) Vergleich mit der Gruppe "Landwirtschaft ohne Milchvieh" führte zu einer wesentlich besseren Annäherung. Offenbar weist die VEW-Stichprobe einen erheblich geringeren Anteil an Milchviehbetrieben auf als die den Profilen zugrundeliegende (repräsentativ gezogene) Stichprobe der RWE Energie AG. Dies bestätigte noch einmal die Empfehlung zur Differenzierung zwischen den Landwirtschaftsbetrieben.

Im Tagesverlauf ist ähnlich wie bei den Haushalten ein im Vergleich zum Profil höherer Verbrauch in den Nachtstunden und ein entsprechend geringerer Verbrauch am Vormittag und in den Abendstunden zu beobachten.

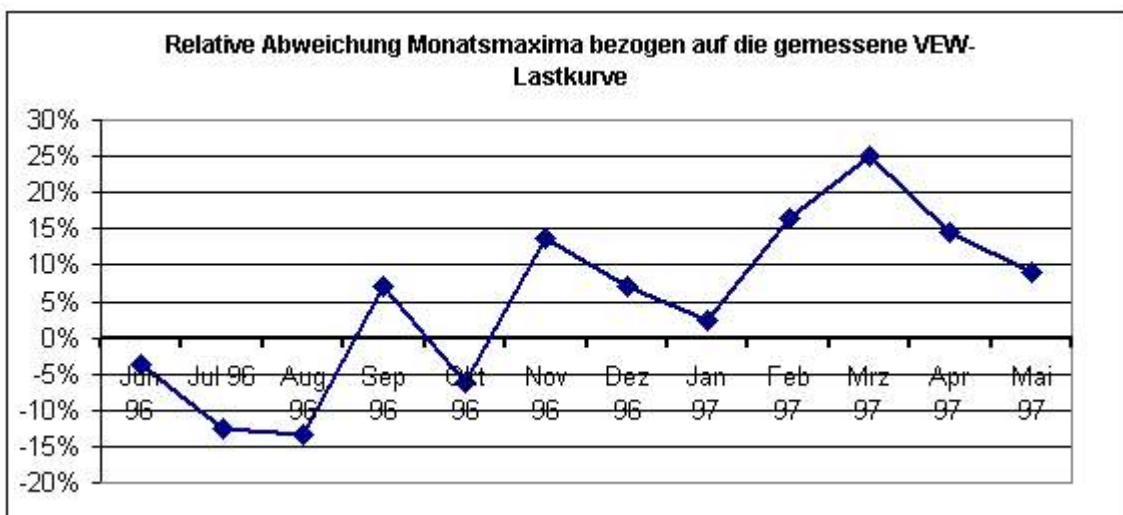


Bild 9.1-3: Landwirtschaft: Relative Abweichungen vom Monatsmaximum

Auch bei den Landwirtschaftsbetrieben zeigt sich im Jahreslastgang die schon bei den Haushalten erwähnte Kältezusatzlast und der ungewöhnlich niedrige Verbrauch in den typischerweise sehr kalten Wochen Februar/Anfang März.

Der Sommerbedarf wird - wie bei den Haushalten - durch die in diesem Jahr kühle Witterung geprägt, die hohe Feuchtigkeit führte in den Erntemonaten Juli/August zu ei-

d.h. es ist ein zusätzlicher Leistungsbedarf zu decken, im Winter ist der Leistungsbedarf insgesamt - teilweise erheblich - geringer als durch die Profile vorgegeben.

Auch bei den Gewerbekunden läßt die Auswertung vermuten, daß durch Anwendung der spezifischen Profile auf die Kundenstruktur eine deutliche Verbesserung der Annäherung möglich ist. Vergleicht man nämlich die Wochenendkurven der VEW-Gruppe mit den Lastprofilen, zeigt sich, daß die VEW-Stichprobe im Vergleich zur bundesweiten offenbar einen deutlich geringeren Anteil an Läden bzw. mehr produzierendes Gewerbe mit eher stärkerer Betonung des Werktag-Vormittags (Profil G1) enthält. Dies ist ein weiterer Hinweis auf die Vorteile, die eine differenziertere Betrachtung hat. Andererseits liegen aufgrund der bei dieser Kundengruppe geringeren stochastischen Abweichungen selbst bei undifferenzierter Betrachtung die Unterschiede zwischen Meßwerten und Profilen unter 10% (vgl. Bild 9.1-5).

Davon abgesehen, finden wir in den Gewerbekunden-Lastgängen ein hohes Maß an Übereinstimmung: Der mittlere Tageslastgang zeigt lediglich einen in Sommer und Übergangszeit stärker ausgeprägten Minderbedarf gegenüber dem Summenprofil in der Zeit zwischen 22 und 2 Uhr. Abgesehen vom schon erwähnten Wochenendeffekt gibt es keine nennenswerten Abweichungen.

Die Tagesverbräuche entsprechen fast genau der Norm, hier aber führen die erwähnten abweichenden Merkmale (bei VEW werktagsbetontere Last) dazu, daß abgesehen von den zu milden Wintermonaten Februar/März durchgängig ein gegenüber dem Profil zusätzlicher Leistungsbedarf an Werktagen entsteht. Dafür sind ebenso durchgängig die Samstag-Verbräuche und -Leistungen deutlich niedriger als im Summenprofil (s. Bild 9.1-4).

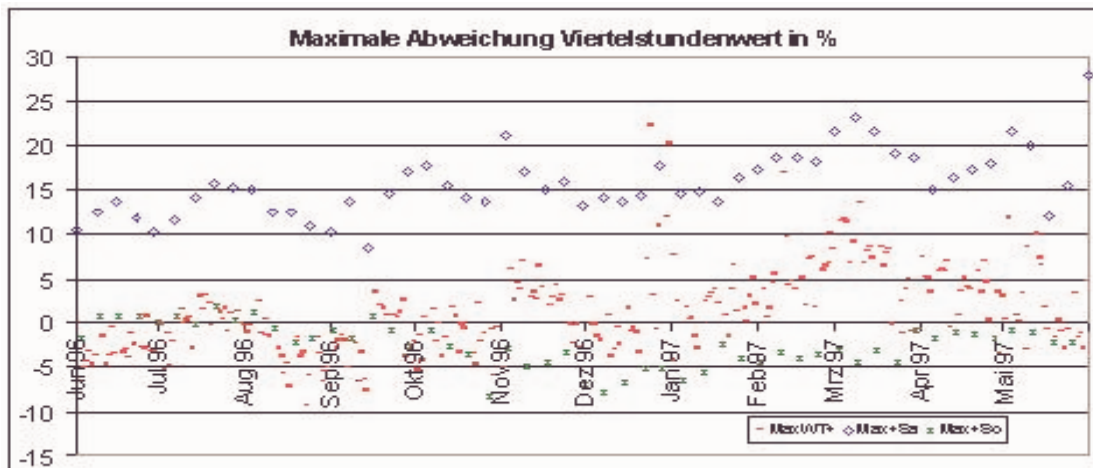


Bild 9.1-4: Maximale Abweichung zwischen gemessenen Viertelstundenwerten und den Viertelstundenwerten des Lastprofils (in % des Tagesmaximums), unterschieden nach Werktag, Samstag und Sonntag

Die Abweichungen in den Monatswerten der Viertelstundenleistungen zeigt das folgende Bild 9.1-5. Dabei ist noch zu berücksichtigen, daß die Ergebnisse durch den beschriebenen Struktureffekt beeinflusst sind: Bei zutreffender Zuordnung der Profile würde die Kundenstruktur besser getroffen und wäre die Abweichung deutlich geringer.

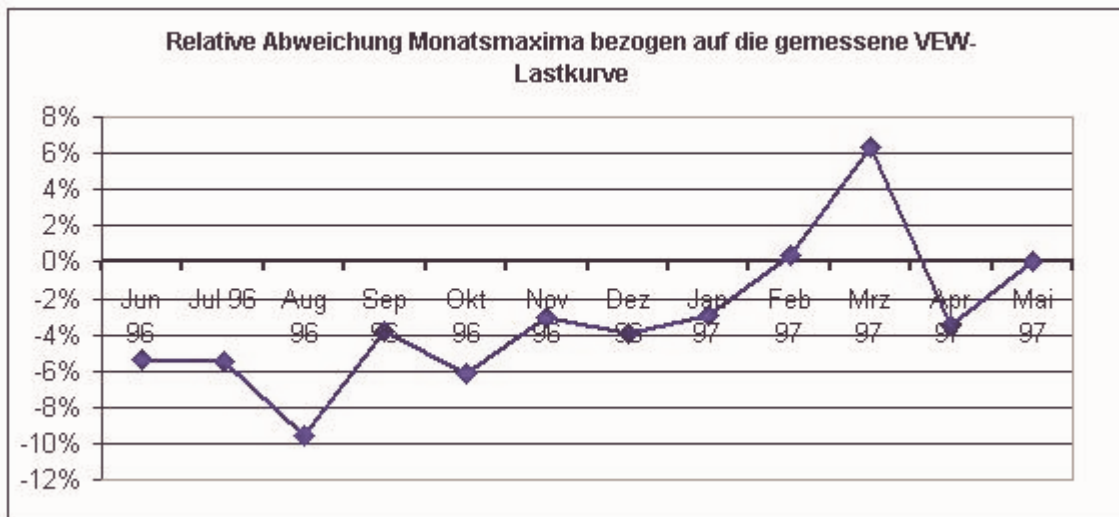


Bild 9.1-5: Gewerbe: Relative Abweichungen vom Monatsmaximum

Um grundlegende Unterschiede im Verbrauchsverhalten - unter möglichst weitgehender Unterdrückung stochastischer Effekte - zu finden, wurde zusätzlich aus den VEW-Matrizen in gleicher Weise wie oben beschrieben mittlere Lastprofile ermittelt und mit den VDEW-Profilen verglichen.

Insgesamt zeigte der Vergleich der VEW-Messungen mit den auf völlig anderer Datenbasis gefundenen Lastprofilen eine hohe Signifikanz und Zuverlässigkeit der Profile.

9.2 Einfluß veränderter Ladenschlußzeiten:

In den letzten Jahren ist viel über die Änderung der Ladenschlußzeiten diskutiert worden. Durch Verschiebungen der Wochenarbeitszeit und z.B. die Einführung der 35-Stundenwoche und in manchen Betrieben mit Arbeitszeitkonten saisonal sogar noch kürzeren Arbeitszeiten kann sich eine Konzentration der Arbeit auf weniger Stunden pro Woche bzw. eine Ausweitung der Arbeitszeit ergeben.

Um diese Effekte auch quantitativ abzuschätzen, wurden die uns von den Stadtwerken Brühl GmbH (Nordrhein-Westfalen) zur Verfügung gestellten aktuellen Messungen aus den Jahren bis 1998 ausgewertet.

Das Ergebnis der Analyse ist allerdings ernüchternd: Nach Eliminierung der (für die kleine Stichprobe von Gewerbebetrieben erstaunlich geringen) stochastischen Abweichungen läßt sich weder ein 35-Stunden-Effekt erkennen noch eine Auswirkung aus der Änderung des Ladenschlußgesetzes (vom 1.11.1996). Das Fehlen signifikanter Abweichungen am Abend mag daran liegen, daß in den kleineren Läden weitgehend die alten Ladenschlußzeiten praktiziert werden. Die Gruppe der die verlängerten Ladenschlußzeiten praktizierenden großen Einkaufsmärkte findet sich nicht in der Gruppe der Gewerbekunden, sondern wird aufgrund des hohen Leistungsbedarfs überwiegend über Sonderverträge beliefert.

Aber die Brühler Kurven zeigen einen anderen Trend: Im Gegensatz zu den VDEW-Kurven, die bei etwa ¼ der Ladengeschäfte eine Mittagspause (14:00 Uhr) aufweisen, werden bei den rund 20 gemessenen und der Gruppe G4 (Laden, Friseur) zugeordneten Brühler Betrieben die Lastkurve nicht nennenswert durch eine Mittagspause unterbrochen.

Da sich eine ähnliche Abweichung in der VEW-Gruppenkurve von 1996/97 nicht nachweisen läßt, muß derzeit offenbleiben, ob dies eine lokale Besonderheit oder tatsächlich eine durch neue Ladenschlußzeiten verursachte Änderung im Gruppenverhalten ist.

9.3 Anforderungen an Meßprogramme

In der Fachdiskussion ist gelegentlich die Frage erörtert worden, wie für Sonderfälle und etwaige regionale Besonderheiten individuelle Lastprofile erstellt werden können und welche Mindestanforderungen an die zur Ermittlung von Lastprofilen erforderlichen Messungen gestellt werden müssen.

Nach unseren Erfahrungen mit den uns zur Verfügung gestellten Daten ist hierfür eine einfache, quantifizierbare Antwort nicht möglich. Allerdings können einige Grundsätze aufgestellt werden, die Voraussetzung für konsensfähige, d.h. die Interessen aller Beteiligten wahrenden Profile sein können:

Anzahl und Dauer der Messung richten sich vor allem nach dem Verbrauchsverhalten der zu betrachtenden Kundengruppe: So wird die Erstellung eines Lastprofils z.B. für die Straßenbeleuchtung keine Messung erfordern, wenn die Ein- und Ausschaltzeiten vertraglich vereinbart und über Schaltuhren geregelt sind. Daraus läßt sich relativ einfach ein synthetisches Profil ermitteln. Das gleiche gilt im Grundsatz bei Steuerung der Beleuchtung über Dämmerungsschalter: Hier läßt sich aus dem "Brennkalender" ein Profil ermitteln.

Auch das Lastprofil für Speicherheizung ist synthetisch erstellbar, wenn Ladezeit und Ladekurve feststehen. Allerdings schwankt die Ladezeit erheblich mit der Außentemperatur. Soweit diese Ladezeiten vom Stromlieferanten zentral gesteuert werden können, kann eine Kombination aus Lastprofil und Fahrplan eine praktikable Lösung sein. Hier sind dann zwischen Händler und Netzbetreiber entsprechende Sonderregelungen zu vereinbaren.

Müssen die Verbrauchscharakteristika von Kunden über Messung ermittelt werden, werden umso mehr Messungen benötigt je ungleichmäßiger und zufallsbedingter der Stromverbrauch eines Kunden ist.

Wird der Lastgang durch stark standardisierte Produktionsverfahren bestimmt, reichen einige Messungen aus. Dies läßt sich relativ schnell und einfach dadurch ermitteln, daß man in z.B. 10 Abnahmestellen mit dem gesuchten Profil eine Messung einbaut und nach ca. 6 Wochen die Abweichungen unter den Probanden ermittelt. Sind sie gering, reichen diese Prototypen aus, um mit Fortsetzung der Messung über mindestens 1 Jahr den Jahresverlauf zu ermitteln. Am Ende der Meßperiode müssen dann die Abweichungen quantifiziert werden, um eine Aussage über die Genauigkeit der Messung zu erreichen: Hierzu erstellt man anhand der Bildungsvorschrift (Kap. 8.2) Einzelprofile und aus der zeitgleichen Summe der Messungen das Gesamtprofil, normiert alle Profile auf 1000 kWh/Jahr und ermittelt die Korrelation der Einzelprofile mit dem Gesamtprofil. Daraus ergibt sich die "Qualität" des Summenprofils, das aufgrund der Erfahrungen dieser Studie als ausreichend beurteilt werden kann, wenn die Korrelation aller Einzelprofile besser ist als 0,7.

Gibt es allerdings - wie z.B. bei den Haushaltskunden - hohe stochastische Abweichungen zwischen den Einzelmessungen und ein sehr inhomogenes Abnahmeverhalten, genügen einige wenige Messungen nicht: Eine befriedigende Validität der Ergebnisse bei den Haushaltskunden erreicht man nur mit einigen hundert Messungen einer repräsentativen Stichprobe.

Der gelegentlich empfohlene Weg, zur Kosteneinsparung Lastkurven über die Messung des Gesamtverbrauchs von ausgewählten Ortsnetzstationen mit (fast) nur Kunden einer Gruppe zu ermitteln, ist nicht zu empfehlen, da die Siedlungsstruktur eines Gebietes einen synchronisierenden Einfluß auf die Lastgänge haben kann. Eine so ermittelte Lastkurve ist zwar wahrscheinlich repräsentativ für die Gruppe der aus der Station versorgten Kunden, wohl nicht aber für die Gesamtgruppe aller Haushalte.

Bei der Gruppe der Haushalte ist für die Repräsentativität von einzelnen Viertelstundenmeßwerten eine statistisch ordnungsgemäß gezogene Stichprobe mit bundesweit rd. 3000 Meßstellen erforderlich. Für die Ermittlung von Lastprofilen gemäß der hier

vorgestellten Methode, bei der Stundenverbräuche über mindestens 11 Wochen und an den Werktagen jeweils über 5 Tage zeitgleich gemittelt werden, reicht eine wesentliche kleinere Stichprobe aus. Die Erfahrung mit den Daten dieser Studie zeigen, daß sich bereits ab einer Zahl von 200-300 Haushalten zutreffende Profile ergeben, weil sich durch die Mittelung die viertelstündlich auftretenden stochastischen Effekte ausgleichen.

Auch die Ermittlung unternehmens-individueller mittlerer Gewerbepprofile erfordert ein Meßprogramm bei mehreren 100 Kunden, wenn man alle 6 Kundengruppen hinreichend genau erfassen will.

Es ist außerdem die Frage gestellt worden, ob und wie in Streitfällen zwischen Händlern und Netzbetreibern über das zutreffende Profil eine Klärung über eine Messung des Kundenlastgangs erfolgen kann. Nach den Erfahrungen mit der Struktur der Einzelmessung dürfte es ausreichen, 6 bis 8 Wochen lang die Viertelstundenwerte zu messen und daraus das für die betreffende Jahreszeit geltende Profil nach den o. g. Bildungsvorschriften zu ermitteln. Errechnet man dann aus dem gemessenen Profil die Korrelation zu den Standardlastprofilen, wird sich mit hoher Wahrscheinlichkeit "das" zutreffende Profil identifizieren lassen.

In den VDEW-Gremien muß noch erörtert werden, ob es für sinnvoll/notwendig gehalten wird, die Lastprofile im Laufe der Zeit einer Überprüfung und Fortentwicklung zu unterziehen. Hier ist der notwendige Aufwand mit dem zu erwartenden Nutzen zu vergleichen und zu bewerten.

Aus der Diskussion der Änderung der Ladenschlußzeiten ist zu erkennen, daß durchaus Anlässe denkbar sind, die einen solchen Entschluß nahelegen, damit die Profile nicht an Akzeptanz insbesondere der neuen Marktteilnehmer verlieren, vor allem wenn die Vermutung geäußert wird, daß sie nicht mit ausreichender Genauigkeit ermittelt oder im Laufe der Zeit überholt sind. Allerdings zeigen die erwähnten Ergebnisse der Auswirkungen der Änderung des Ladenschlußgesetzes, daß man - nicht zuletzt aus Kostengründen - sinnvollerweise eher gezielte Untersuchungen initiieren sollte als ein generelles aufwendiges Meßprogramm.

10. Ausgleichsbedarf aufgrund von Lastschwankungen

Lastprofile - so gut auch die Stichprobe statistisch sein mag - stellen stets nur eine grobe Annäherung an die tatsächlichen Lastgänge der sie repräsentierenden Gruppen dar. Sie sind sogar bei den meisten Gruppen ungeeignet, das Verhalten eines konkreten Einzelkunden befriedigend abzubilden: Sie "funktionieren" erst ab einer bestimmten Anzahl von Kunden ähnlicher Charakteristik als Abbild des Gruppenverhaltens. Zu den stochastischen Schwankungen des Leistungsbedarfs der Gruppe, die ein Profil nicht abbilden kann, kommen die Abweichungen im Wochen- und Jahresverlauf: Die Konzentration der Profile auf einen Werktag kann z.B. den traditionell freien Montag der Friseure und den freien Mittwochnachmittag in vielen Arztpraxen nicht abbilden. Diese Vereinfachung ist aber notwendig, um die Profile einfach und handhabbar zu halten. Auch die Konzentration auf nur 3 Jahreszonen - Winter, Übergangszeit und Sommer - führt zwangsläufig zu Ungenauigkeiten - vor allem an den Grenzen dieser Zeitzonen. Hinzu kommen klimatisch bedingte Abweichungen wie sie beispielhaft in Kap. 9 anhand der VEW-Daten für den Jahresverlauf beschrieben wurden. Aber selbst die Tageslastgänge können durch regionale synchronisierende Einflüsse z.B. durch ein Unwetter beeinflusst werden.

Es muß daher allen Nutzern repräsentativer Lastprofile klar sein, daß sie nur ein Annäherung an die Verhältnisse darstellen. Der Netzbetreiber muß die Abweichungen, die sich zwischen den Lastprofilen und den tatsächlichen Abnahmeverhältnissen einstellen, im Rahmen seiner Systemdienstleistungen ausgleichen, die Lieferanten müssen ihm diese Dienstleistung vergüten, entweder durch eine ex-post-Rechnung - beispielsweise mit dem in [3] beschriebenen "Analytischen Modell" - oder durch ein pauschales Entgelt, das mittelfristig die durch den v. g. Ausgleich beim Netzbetreiber verursachten Kosten einschließlich einer Risikoprämie deckt.

Diese Kosten werden insbesondere durch die zusätzliche Leistungsvorhaltung verursacht, die der Netzbetreiber sicherzustellen hat, denn die Differenzen der Jahresmengen werden auf andere Weise verrechnet [4]. Der Netzbetreiber muß die benötigte Ausgleichsleistung entweder aus eigenen Kraftwerken bereitstellen oder bei einem Vorlieferanten kaufen. Dafür fallen Bereitstellungskosten an - konkret in Form von anteiligen Jahreskosten der Kraftwerke oder als Monats- oder Jahres-Leistungspreise.

Im Zuge der Auswertungen der VEW-Messungen wurde daher detailliert untersucht, wie hoch die Abweichungen zwischen den Maximalwerten des Lastprofils und den gemessenen Werten in den einzelnen Monaten des Jahres war. Die Höhe dieser Abweichungen ergibt sich für die drei betrachteten Gruppen Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe aus den Bildern in Kapitel 9.

Die in den Bildern dargestellten negativen, also vom Netzbetreiber zusätzlich bereitzustellenden Abweichungen liegen in der Größenordnung von 10-15% - mit kleinen Unterschieden in den Gruppen. Dabei ist noch zu berücksichtigen, daß beim Gewerbe der in Kap. 9 beschriebene Struktureffekt die Ergebnisse negativ verfälscht: Bei zutreffender Zuordnung der Profile würde die Kundenstruktur hier besser getroffen und die Abweichung deutlich geringer.

Die dargestellten Abweichungen berücksichtigen die bei den 1996/97er Daten auftretende Kältezusatzlast im Zeitraum Dezember/Januar. Dieser Winter zeigte eine kurzzeitige extreme Kälte, die in einigen Regionen Deutschlands zum Einfrieren der Wasserleitungen führte. Die in diesem Jahr auftretenden Temperaturwerte sind insoweit nicht unbedingt typisch für den "Normalwinter". Als anschauliches Beispiel für diesen Effekt - und auch die "Folgen" eines besonders kühlen Sommers zeigt das folgende Bild 10-1 den Tagesverbrauch der VEW-Haushaltsgruppe im Vergleich zu den sich aus den Lastprofilen ergebenden Tagesverbräuchen.

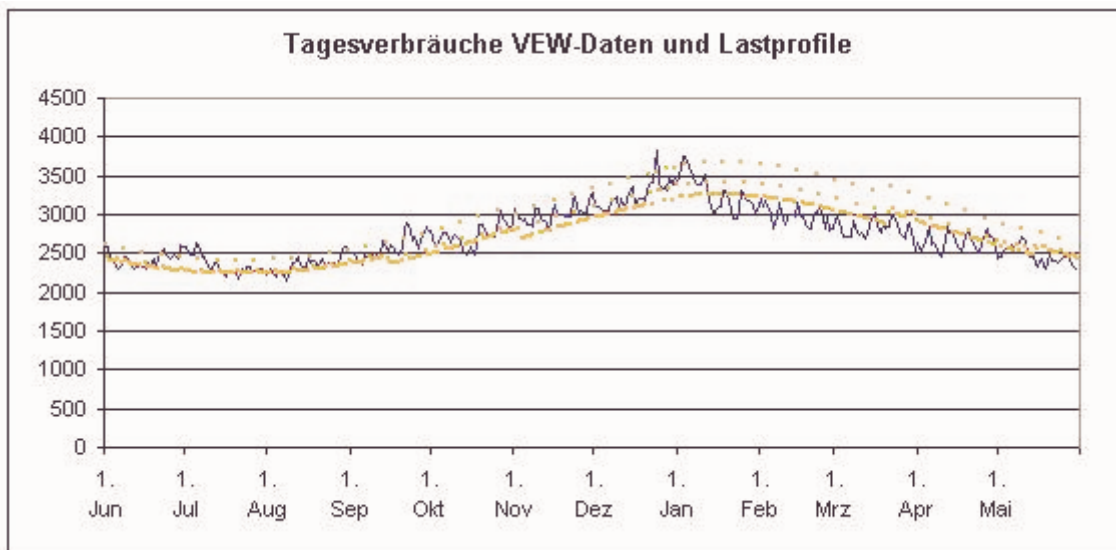


Bild 10-1: Vergleich der Tagesverbräuche der VEW-Messungen mit den sich aus den Lastprofilen ergebenden mittleren Tagesverbräuche

Es muß also neben den stochastischen Abweichungen zwischen den Profilen und dem tatsächlichen Leistungsbedarf auch mit Temperatureffekten gerechnet werden, z.B. mit der in besonders kalten Wintern auftretenden Kältezusatzlast.

Aus den gefundenen Abweichungen lassen sich im nächsten Schritt die Leistungsanteile abschätzen, die der Netzbetreiber für den Ausgleichsbedarf einkalkulieren muß, der aus den stochastischen Schwankungen und den beschriebenen witterungsbedingten Einflüssen entsteht. Diesen Leistungsbedarf muß er bereitstellen und wird ihn je nach dem gewählten Verfahren den Lieferanten entweder vorab pauschal als Systemdienstleistung oder - beim Restkurvenverfahren bzw. beim "Analytischen Modell" - ex post nach Abrechnung in Rechnung stellen.

Daraus läßt sich auch relativ einfach die Höhe des pauschalen Entgelts ermitteln, das beim Standardverfahren in Rechnung gestellt wird.

Es muß die Leistungskosten abdecken, die dem Netzbetreiber aufgrund des Ausgleichsbedarfs entstehen.

Der Leistungsbedarf seiner Kunden und die Auswirkungen auf die vom Netzbetreiber bereitzustellenden Leistung sind von jedem Netzbetreiber individuell abzuschätzen und der damit verbundene Aufwand ist anhand seiner Lastverhältnisse und seiner Leistungskosten unter Einbeziehen eines angemessenen Risikozuschlages zu kalkulieren. Er kann sich dieser Aufgabe auch eines Dritten bedienen, der entsprechend zu kalkulieren hat.

Gemäß den Absprachen in der Verbändevereinbarung Durchleitung [5] wird ein solcher Pauschalpreis zusammen mit den Netznutzungsentgelten zu veröffentlichen sein.

Wir empfehlen, daß die Netzbetreiber in einer vereinfachten Nachkalkulation über mehrere Jahre die Schätzung verifizieren und ggf. die Höhe der Pauschale bei Vorliegen vertiefter Kenntnisse entsprechend anpassen. Falls eine ausreichende Anzahl von Netzbetreibern sich für das "Analytische Modell" entscheiden, können auch die hier gewonnenen Erkenntnisse Aufschluß über die Angemessenheit der Pauschalen geben.

11. Ergebnis-Zusammenfassung

Mit dieser Studie werden Lastprofile für die Gruppe der Tarifikunden - differenziert nach Haushalten und mehreren Kundengruppen aus Landwirtschaft und Gewerbe vorgestellt und aus vielfältigen unterschiedlichen Gesichtspunkten begründet.

Im einzelnen stehen folgende Profile für Tarifikunden zur Verfügung:

- H0 Haushalt

- L0 Landwirtschaftsbetriebe (ohne Differenzierung und ohne Großanlagen der Milchproduktion)
- L1 Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs-Tierzucht
- L2 übrige Landwirtschaftsbetriebe
-
- G0 Gewerbe allgemein (ohne Differenzierung)
- G1 Gewerbe werktags 8-18
- G2 Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
- G3 Gewerbe durchlaufend
- G4 Laden/Friseur
- G5 Bäckerei mit Backstube
- G6 Wochenendbetrieb

Die Lastprofile liegen in Form von Viertelstunden-Leistungswerten vor, die auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert sind. Sie sind differenziert nach Werktag, Samstag und Sonntag in den drei Jahreszonen Winter, Übergangszeit und Sommer.

Das Haushalts-Lastprofil wird darüber hinaus noch mit Hilfe einer Polynomregression 3. Ordnung auf den im Jahresverbrauch typischerweise schwankenden Leistungsbedarf der Haushalte angepaßt.

Damit steht den am Markt agierenden Unternehmen konkretes Datenmaterial zur Verfügung, um Versorgung von und Durchleitung für Tarifikunden auf eine abgestimmte Plattform zu stellen und die damit in Zusammenhang stehenden Transaktionskosten maßgeblich zu reduzieren.

Die Profile sind unabhängig von dem vom Netzbetreiber gewählten Grundmodell der Durchleitungsabwicklung verwendbar.

12. Literatur

- [1] DVG: Der GridCode, Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg 1998.
- [2] VDEW: Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres, Kurzfassung, Frankfurt 1985.
- [3] Klafka, Hinz: Mit Lastprofilen den Wettbewerb gestalten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999), Heft 9, S. 611-615.
- [4] Bock/Nissen: Standardisierte Lastprofile für Haushalte und Kleingewerbe, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg. (1999), Heft 9, S. 606-610.
- [5] Verbändevereinbarung BDI/VIK/VDEW "Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22. Mai 1998" (derzeit in Überarbeitung)
- [6] VDEW-AK Tarifgestaltung: Tariflicher Bereitstellungspreis; Möglichkeiten für eine Umstellung auf eine elektrische Bemessungsgröße bei Gewerbe und Landwirtschaft; Zweiter Bericht des VDEW-AK Tarifgestaltung; Elektrizitätswirtschaft 83 (1984), S. 1051-1073
- [7] Meier, H.: Der Leistungsorientierte Tarif. Das neue Preissystem für Tarifkunden; Köln 1990
- [8] Softwarepaket DataEngine 2.0, MIT-Management Intelligenter Technologien GmbH, Promenade 9, 52076 Aachen, 1996.
- [9] Bronstein: Taschenbuch der Mathematik, B. G. Teubner Verlagsgesellschaft Leipzig 1979

Cottbus, den 21. Oktober 1999

Inhalt bei elektronischer Übermittlung:

Abschlußbericht.zip mit den Dateien:

Anhang.doc

Repräsentative Profile VDEW.XLS

Haushalt-Lastprofil.XLS