

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	85 (1994)
Heft:	1
Artikel:	Lastmodell für das Verteilnetz : durch Identifikation der Lastkomponenten lassen sich Tagesbelastungskurven von Verteiltransformatoren abschätzen
Autor:	Brunner, David / Schnyder, Gilbert / Glavitsch, Hans
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-902525

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 15.01.2026

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

Die Kenntnis des Belastungszustandes im Verteilnetz ist für die Planung und den Betrieb von Vorteil. Online-Messeinrichtungen und Datenübertragungseinheiten zur Netzzustandserfassung sind aus wirtschaftlichen Aspekten aber nicht möglich. Ein Lastmodell, basierend auf Offline-Messungen und nachfolgender Identifikation, eröffnet nun die Möglichkeit, den Belastungszustand in Form von modellierten, variablen Tagesverlaufskurven von Verteiltransformatoren zu bestimmen.

Lastmodell für das Verteilnetz

Durch Identifikation der Lastkomponenten lassen sich Tagesbelastungskurven von Verteiltransformatoren abschätzen

■ David Brunner, Gilbert Schnyder und Hans Glavitsch

Die Bestimmung eines Lastmodells für das Verteilnetz hat zum Ziel, die Netzzustandserfassung ohne den Einsatz einer wirtschaftlich aufwendigen Infrastruktur für die Messung und Datenerfassung zu ermöglichen. Dieses Ziel bildete die Basis für die Formulierung eines Forschungsprojektes, welches in Zusammenarbeit von Hochschule, Ingenieurbüro und Elektrizitätsgesellschaften realisiert wurde. Dieser Bericht gibt einen ersten Überblick über die Zielsetzung, die gewählten Ansätze, die Messungen, die Modellbildung und erste Ergebnisse.

Warum ein Lastmodell für das Verteilnetz?

Die Planung und der Betrieb von elektrischen Netzen der Übertragungsebene wie auch der regionalen Verteilung erfordern die Kenntnis des zu erwartenden wie des aktuellen Netzzustandes. Dieser ist charakterisiert durch die Topologie und die Belastung des Netzes.

Situation im Hochspannungsübertragungsnetz

Das Hochspannungsübertragungsnetz weist in allen Übergabestellen und Schalt-

stationen Messeinrichtungen für die Verifikation des Energietransportes, für die Energie-/Leistungsmessung und für die Bestimmung der Betriebsmittelauslastung auf. Die Bedeutung des Hochspannungsnetzes für die Energieversorgung impliziert zu dessen Führung die Schaffung des konsistenten Abbildes des Netzzustandes in den Leitzentralen. Dies erfordert die Messung von Daten, deren Übertragung und eine Datenverarbeitung mit Estimationsmethoden zum Auffangen von falschen Messwerten. Aufgrund der grossen Energiebedarfe pro Betriebsmittel ist die Installation der notwendigen Einrichtungen für die Erfassung des Netzzustandes wirtschaftlich vertretbar.

Ist-Zustand im Verteilnetz

Im Gegensatz zum Hochspannungsnetz ist im Verteilnetz, welches den Spannungsbereich von 10 bis 30 kV umfasst, die vollständige Netzzustandserfassung wegen der Vielzahl der Elemente, der geringen Energiebedarfe pro Element, der Kosten für die Netzzustandserfassungseinrichtungen und der geringeren Bedeutung einzelner Betriebelemente für die Energieversorgung nicht möglich. Die gesamte Netzzustands erfassung ist somit unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit nicht realisierbar.

Üblicherweise weist das Verteilnetz eine ringförmige Struktur auf. Der Betrieb erfolgt aber im offenen Ring, was bedeutet, dass eine Trennstelle innerhalb des Rings immer offen ist. Dieser Betriebszustand weist folgende Vorteile auf: Reduktion der

Adressen der Autoren:

David Brunner, Dipl. El.-Ing. ETH, Fachgruppe Energieübertragung der ETH Zürich, 8092 Zürich,
Dr. Gilbert Schnyder, Dipl. El.-Ing. ETH, Amstein+Walther AG, Leutschenbachstrasse 45, 8050 Zürich, und Prof. Dr. Hans Glavitsch, Professor für Energieübertragungssysteme, Fachgruppe Energieübertragung der ETH Zürich, 8092 Zürich.

Verteilnetz

Kurzschlussleistung, Vermeidung von Kreisströmen, Vermeidung von Parallelpfaden zum Übertragungsnetz, Einsatz von einfachen Schutzeinrichtungen. Mit dieser Betriebsart erfolgt die sternförmige Verteilung der Energie, wobei der Energiefluss aufgrund der Topologie klar festgelegt ist.

Trotz des einfachen Betriebszustandes ist es für den Netzbetreiber sinnvoll, dass er über Informationen zum Netzzustand verfügt. Um im Fehler- oder Wartungsfall, bei denen mehr oder weniger kurzfristig Umschaltaktionen im Netz erforderlich sind, schnell und richtig reagieren zu können, ist es von Vorteil, wenn sich der Betreiber auf die Kenntnis des annähernd richtigen Netzzustandes abstützen kann.

Auch für die Planung des Verteilnetzes ist eine genauere Kenntnis des Netzzustandes grundlegend. Die Planung basiert in der Regel auf Referenzdaten von Belastungen oder auf Schätzmethoden, die der Dimensionierung des Verteilnetzes zugrunde gelegt werden. Ein allgemeines Verfahren für die Planung von Verteilnetzen ist bisher nicht bekannt.

In der Netzführung von Verteilnetzen besteht vermehrt die Tendenz, neue Führungsinstrumente wie das Demand Side Management (DSM) und das Supply Side Management (SSM) anzuwenden. Beide Instrumente dienen der gesamtheitlichen Optimierung des Verteilnetzes, und zwar zum Beispiel zur Verbesserung der Auslastung der Betriebsmittel (DSM) und der Reduktion von Spitzenleistungen aus dem übergeordneten Übertragungsnetz (SSM). Der Einsatz dieser beiden Führungsfunktionen im Verteilnetz erzwingt die bessere Kenntnis des Netzzustandes. Mit dem Einbezug von dezentralen Erzeugungseinheiten durch das SSM verändert sich nämlich die Situation im Verteilnetz derart, dass nicht nur eine, aufgrund der Topologie klar definierte Energieflussrichtung existiert, sondern durch die Einspeisungen der zweiseitigen Energieflussrichtung Rechnung getragen werden muss. Diese Situation stellt die Annäherung an die Betriebsweise des geschlossenen Ringes dar, bei dem die Energieflussrichtung ebenfalls zweiseitig sein kann.

Die Kenntnis des Verteilnetzzustandes wird daher mit dem Einsatz von DSM und SSM an Bedeutung gewinnen. Trotzdem kann aufgrund der geänderten Verhältnisse im Verteilnetz nicht mit einer Nachrüstung aller Betriebselemente mit Messeinrichtungen gerechnet werden. Die Erstellung des Abbildes des Netzzustandes im Verteilnetz ist daher weiterhin auf andere Methoden und Mechanismen angewiesen. An diesem Punkt greift die Zielsetzung des Projektes ein. Bevor aber die Zielsetzung genauer

erläutert wird, sind die Aktivitäten der Netzführung, die auf dem Wissen des Netzzustandes beruhen, skizziert.

Aktivitäten der Netzführung für das Verteilnetz

Der Betrieb und die Planung als Bestandteile der Führung des Verteilnetzes umfassen verschiedene Aktivitäten, deren Basis die Kenntnis des Netzzustandes bildet.

Planung

Die kurz-, mittel- und langfristige Planung des Verteilnetzes beinhaltet die Bestimmung und/oder Schätzung von Belastungen als Grundlage für:

- Abklärungen zur Konfigurierung des Verteilnetzes wie
 - die Dimensionierung der Betriebselemente der Verteilnetze
 - die Standortbestimmung von Einspeise- und Überabestationen
 - der Einbezug von dezentralen Erzeugungskapazitäten
 - die Konfiguration des Netzschatzes
- Abklärungen zum künftigen Betrieb des Netzes für
 - die frühzeitige Erkennung von Versorgungsengpässen
 - die Ermittlung der Betriebsmittelauslastung.

Betrieb

Der Betrieb des Verteilnetzes beinhaltet die Ermittlung der Belastungen als Grundlage für:

- das Erstellen von Kurzzeitprognosen für
 - die Bestimmung von Schalthandlungen im Wartungs- und Störungsfall

- die Erweiterung der Kenntnisse über die zeitlich variable Belastung der Betriebsmittel

- die Netzzustandsoptimierung unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit für
 - die optimale Ausnutzung der Betriebsmittel
 - die Minimierung der Verluste
 - die gezielte Reservehaltung.

Ziel – Entwickeln eines Lastmodells für das Verteilnetz

Für die aufgelisteten Aufgaben und Ziele der Netzführung ist die Kenntnis der Netzelastung als Grundlagenmaterial erforderlich. Wie bereits erwähnt, ist die Bestimmung der Netzelastung des Verteilnetzes mit den Messmethoden des Hochspannungsnetzes aus wirtschaftlichen Aspekten nicht realisierbar. Aus dieser Gegebenheit heraus lässt sich die Idee und der Inhalt des zu entwickelnden Lastmodells wie folgt formulieren:

Der Belastungszustand des Verteilnetzes ist definiert durch die Ströme, Spannungen und die Leistungen an den Verteilnetztransformatoren, die die Schnittstelle zum Niederspannungsnetz bilden, sowie die Einspeisungen in die einzelnen Verteilnetzausschnitte in der Schaltstation oder dem Unterwerk.

Zur Bestimmung des Belastungszustandes des Verteilnetzes ist ein Modell zu entwickeln, das unabhängig von zusätzlich zu installierender Hardware bei den Verteiltransformatoren die Ermittlung des zeitlich variablen Tageslastverlaufs von Strömen, Spannungen und/oder Leistungen der Verteiltransformatoren erlaubt. Das Modell soll damit den wirtschaftlich aufwendigen

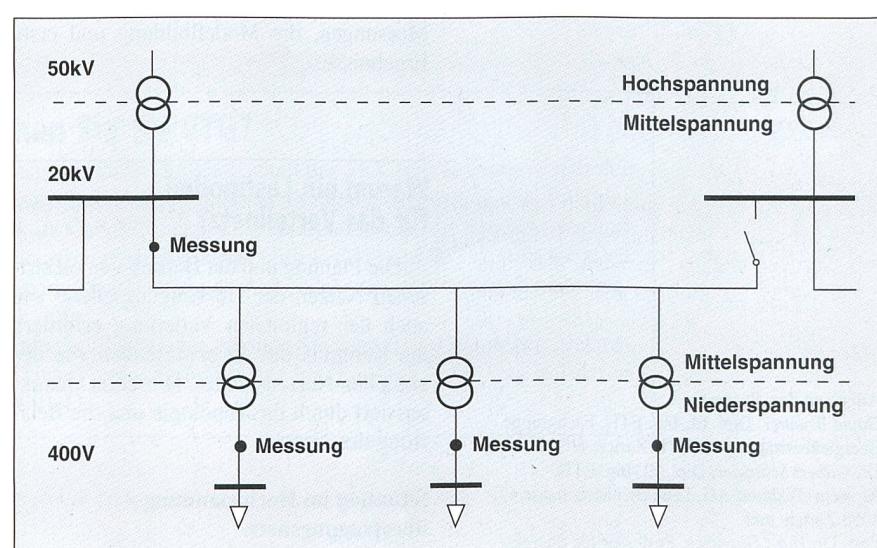


Bild 1 Schema eines Abganges mit Messstellen

Einbau von Mess- und Übertragungseinrichtungen zur Erfassung des Verteilnetz- zustandes ersetzen.

Der Tagesverlauf an den Verteiltransformatoren ändert sich in Abhängigkeit verschiedener stochastischer und auch deterministischer Einflüsse. Die verschiedenen Einflüsse sind für das Lastmodell zu extrahieren, zu beurteilen und zu modellieren. Das Modell muss auch besonderen Einflussfaktoren, wie zum Beispiel den regional verschiedenen Verbraucherbe- einflussungen durch die Rundsteuerung oder den saisonalen, jahreszeitlichen Ab- hängigkeiten, Rechnung tragen können.

Des weiteren ist das Wissen um das Verbraucherverhalten von Haushalten, Dienstleistungen, Gewerbe- und Kleingewerbe- betrieben sowie von Industriebetrieben zu beurteilen und die Abhängigkeiten und Parameter herauszufiltern, damit die Tagesverlaufskurven je nach Gegebenheit modellierbar sind.

Unter der Voraussetzung, dass der Tagesverlauf an den Verteiltransformatoren modellierbar wird, kann der Belastungs- zustand als Schätzgröße für regionale Gebiete ermittelt werden. Die Güte des Modells ist zwangsläufig abhängig vom Wissensstand über verschiedene Einfluss- faktoren und vom Datenmaterial über die Verbrauchertypen und deren Verhalten, das für die Bestimmung des Tagesverlaufs an den Transformatoren zur Verfügung steht.

Da das Modell nicht ohne die repräsentative Messung von Tagesbelastungen von Transformatoren entwickelt und angewendet werden kann, ist aufzuzeigen, welche Messungen für die Modellierung der Tagesverlaufskurven in Abhängigkeit der verschiedenen Einflussfaktoren mindestens durchzuführen sind und welche Genauigkeit mit welchem Messaufwand erreichbar ist.

Ansätze für die Entwicklung eines Lastmodells

Ausgangspunkt

Ein Lastmodell soll innerhalb des Konzepts der Verteilnetzplanung und -führung ein Softwaremodul darstellen, das unter Verwendung von historischen Messungen, einzelnen Online-Messungen, Parametern und heuristischen Kenntnissen erlauben soll, den Lastzustand in Verteilnetzen zu reproduzieren oder abzuschätzen. Voraussetzung dabei ist, dass sich die Verbraucherlasten von Tag zu Tag wiederholen, das heißt abgesehen von stochastischen Schwankungen und deterministischen Einflüssen periodisch verhalten. Dass dies realistisch ist, zeigen die Erfolge der verschie-

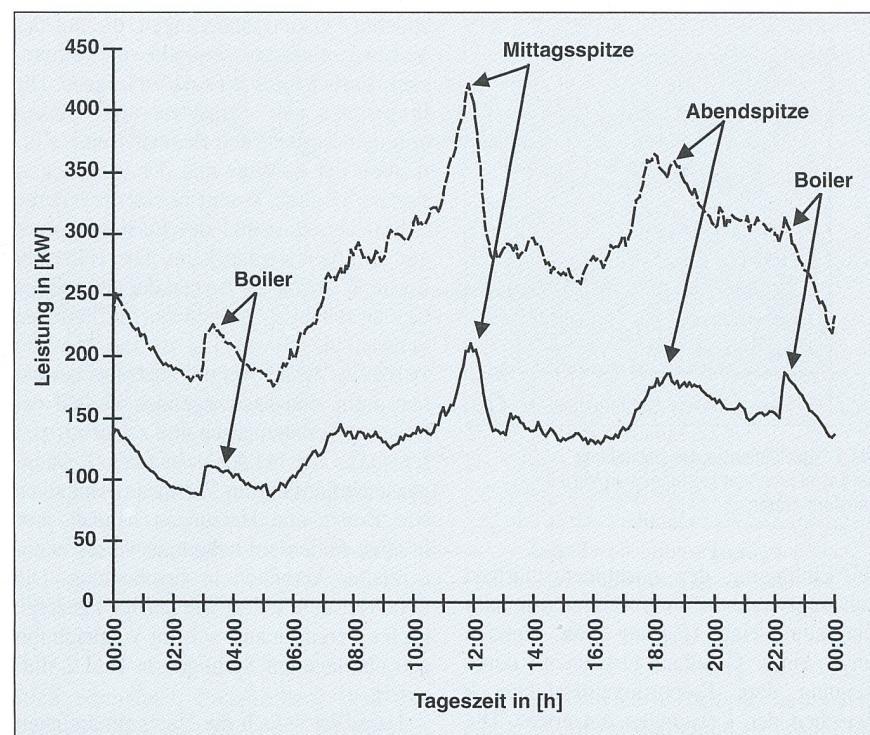


Bild 2 Tagesbelastungskurven zweier benachbarter Verteiltransformatoren

denen aus der Literatur bekannten Ansätze zur Lastprognose. Die wesentliche Frage geht dahin, welche Messungen im voraus durchgeführt werden müssen, damit eine aussagekräftige Analyse der verschiedenen Einflüsse möglich ist, um schliesslich eine genügend genaue Reproduktion des Lastverlaufes bewerkstelligen zu können.

Messungen

Im Vordergrund stehen die Messungen des Leistungs- und Stromverlaufs an den Verteiltransformatoren, und zwar aufgezeichnet in Zeitabständen von 5 oder 15 Minuten, die für das Verbraucherverhalten als charakteristisch angesehen werden. Elektrisch ist die Blindleistung, die Spannung und der Leistungsfaktor ebenso von Bedeutung, jedoch muss man sich von Anfang im klaren sein, dass aus praktischen Gründen nur eine begrenzte Zahl von Messgrößen zugänglich ist. Aus anderen Untersuchungen ist hinreichend bekannt, dass die Periode Dienstag bis Donnerstag für sich, der Montag und der Freitag für sich und die Tage des Wochenendes für sich betrachtet werden müssen. Bei den Anlagen, die ausgemessen wurden, war von vornherein bekannt, dass die Abgänge in den Unterwerken oder Schaltstationen auf der Mittelspannung auch im Betrieb mess- technisch erfasst werden. Daher werden diese Messungen auch in den Messreihen mitgeführt und in das spätere Modellie- rungskonzept miteinbezogen. Abgesehen

von Einzelheiten, die eher sekundärer Natur sind, gilt für die Ausführung der Messungen das Schema in Bild 1, das einen Abgang auf der Mittelspannung mit mehreren Verteiltransformatoren darstellt, an dem die Leistung oder der Strom an der Einspeisestelle und an den Niederspannungsabgängen der Verteiltransformatoren zu messen sind. Die nachfolgenden Erläuterungen arbeiten mit der Leistung als zu analysierende Größe des Tagesverlaufs von Verteiltransformatoren. Die gleichen Ansätze gelten jedoch auch für den Strom.

Es wurden jeweils Messungen über drei Wochen zu verschiedenen jahreszeitlichen Perioden in Netzen zweier Elektrizitätsversorgungsunternehmen während dreier Jahre durchgeführt. Zur Illustration werden in Bild 2 zwei Tagesbelastungskurven gezeigt, die für zwei benachbarte Verteiltransformatoren gemessen wurden. Dabei ist der Gleichgang der Belastung im Grundverlauf einerseits und die Überlagerung von sprungförmigen Belastungen zu bestimmten Zeiten andererseits zu beachten. Die gleichartige Periodizität der Verläufe ist zu erwarten, ebenso wie die Belastungssprünge zu Zeitpunkten, an denen Steuerbefehle wirksam werden.

Erster Ansatz – Lastfaktor

Betrachtet man die beiden Kurvenverläufe in Bild 2 und setzt die näherungsweise Proportionalität der Leistungen zu gleichen Zeitpunkten voraus, so lässt sich

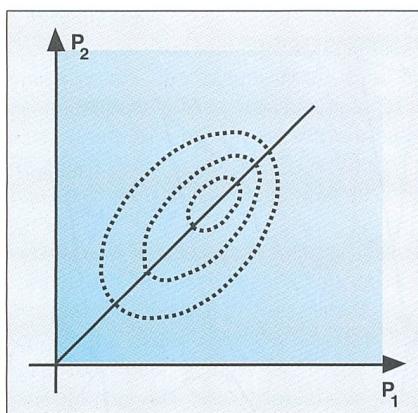


Bild 3 Zweidimensionale Darstellung der Korrelation von Leistungen an Verteiltransformatoren

bei Eintragung der zusammengehörigen Leistungswerte in ein zweidimensionales Diagramm eine Häufung von Punkten längs einer Geraden feststellen, deren Neigung dem Proportionalitätsfaktor k zwischen den Leistungen entspricht. Die Verteilung der Punkte längs der Geraden ist auf die Änderung der Leistungsamplituden im Tagesverlauf zurückzuführen. Ein Beispiel für eine solche Häufung von Punkten ist in Bild 3 wiedergegeben.

Dass eine solche Proportionalität grundsätzlich besteht, kann aufgrund einer grösseren Stichprobenzahl bestätigt werden. Dies ist nun ein erster Ansatzpunkt, der erlaubt, die Leistungen eines Abganges durch wenige Parameter – ein Proportionalitätsfaktor, die Leistung der anderen Abgänge und die Summenleistung – zu charakterisieren. Und zwar kann man diese Idee ohne weiteres auf mehrere solcher Abgänge ausdehnen, indem die Proportionalität bezogen auf die gemessene Abgangsleistung, die eingangs als vorhanden vorausgesetzt wird, als Faktor genommen wird. Das heisst, dass alle Leistungen eines Abganges sich proportional zur gemessenen Abgangsleistung verhalten.

Man muss sich von vornherein im klaren sein, dass diese Annahme nur eine erste Näherung darstellen kann, zumal in den meisten Fällen bedeutende Überlagerungen feststellbar sind, die zu klar identifizierbaren Zeitpunkten auftreten und von denen nicht angenommen werden kann, dass sie in allen Verteiltransformatoren proportional in Erscheinung treten. Wie später gezeigt wird, ist die Konzeption des Lastfaktors aber nicht so abwegig.

Gesteuerte Einflüsse identifizieren

Wie soeben erwähnt, sind zu bestimmten Zeitpunkten Leistungsprüge feststellbar, die eindeutig auf die Rundsteuerung zurückzuführen sind. Diese deterministischen Einflüsse sind dementsprechend von den

anderen Leistungsänderungen, die auf das Verhalten einer grossen Zahl von Verbrauchern zurückzuführen sind, zu trennen. Die Programme der Rundsteuerung können ermittelt werden, und damit ist eine Korrelation der Sprünge und der Rundsteuersignale möglich, womit in einem weiteren Schritt der Zeitpunkt des Leistungssprunges ermittelt werden kann. Die Höhe der Leistung ist von der Anzahl der gesteuerten Geräte abhängig, die jedoch mit geringen Schwankungen von Tag zu Tag reproduzierbar ist. Eine weitere Aufgabe besteht nun darin, den nachfolgenden Verlauf der Leistung vorherzusagen und zu identifizieren. Da es sich bei den gesteuerten Leistungen mehrheitlich um Wärmeanwendungen wie Boiler und Heizungen handelt, tritt in allen Fällen ein näherungsweises exponentielles Verhalten in Erscheinung. Die Grundverläufe sehen, wie in Bild 4 gezeigt, nach e-Potenzen aus, wie ein Vergleich mit den überlagerten Sprüngen in Bild 2 illustriert.

Damit ist jedoch die Unregelmässigkeit der Leistung und die Abweichung des Lastfaktors von einem idealen Wert noch nicht erklärt. Es ist daher notwendig, weitere Lasten von der gemessenen Kurve zu trennen. Diese Möglichkeit wird offenbar, sobald Messreihen aus verschiedenen jahreszeitlichen Perioden vorliegen. Bei Vergleich

von Messungen zu gleichen Tageszeiten, jedoch unterschiedlichen Tagen im Jahr wird klar, dass sich am Abend der Lichteinfluss durch einen Leistungsblock bemerkbar macht, der sich mit variierendem Sonnenstand zeitlich verschiebt. Interesanterweise bleibt die Höhe des Blockes weitgehend konstant, so dass sich der Zeitpunkt dieser Überlagerung, die Dauer und die Höhe klar identifizieren lassen. Demnach kann auch hier von einem «gesteuerten» Einfluss gesprochen werden.

Weitere Einflüsse deterministischer Art sind durch Pausen in industriellen und gewerblichen Betrieben sowie durch das elektrische Kochen zu Mittag und am Abend gegeben. Dadurch entstehen deutliche Spitzen oder Absenkungen im Leistungsverlauf.

Die einzelnen Einflüsse unterscheiden sich je nach Wochentag oder Gruppe von Wochentagen, sind jedoch so, dass sie mit wenigen Parametern identifizierbar sind. Damit wird eine erste grobe Trennung von Einflüssen möglich, die das Konzept des Lastfaktors klarer in Erscheinung treten lassen, wie später noch deutlich werden wird.

Erweiterter Ansatz – Zerlegung der Lastkurven

Aus den bisherigen Erläuterungen geht hervor, dass bei der Analyse der Lasten auf eine Trennung von Einflüssen abgezielt wird, die als deterministisch oder zu äusseren Parametern in Beziehung stehend eingestuft werden können. Es sind die Lasten, die durch die Rundsteuerung ausgelöst werden, die Lichtlast, die jahreszeitlich schwankt, aber eindeutig bezüglich Höhe und Zeitpunkt identifiziert werden kann, sowie gewerbliche und industrielle Lasten. Die Lastkurve, die nach Abzug dieser Leistungskomponenten übrigbleibt, röhrt offensichtlich von einer grossen Anzahl von Verbrauchern her, und dies sind die Haushalte oder Lasten der Allgemeinversorgung.

Es hat sich bei der Anwendung dieses Konzepts herausgestellt, dass diese «Restkurve» eine gewisse Invarianz aufweist, das heisst von Tag zu Tag in der Woche und von Monat zu Monat sich nur wenig ändert. Sie wird deshalb im Sinne einer weiteren Arbeitshypothese als Haushaltsgrundkurve bezeichnet.

Damit ist eine Trennung von wichtigen Komponenten der Lastkurven möglich, und es kann nun begonnen werden, das ursprüngliche Konzept des Lastfaktors zu verfeinern. Wenn nämlich die deterministischen Lasten getrennt werden können und die Grundkurve reproduzierbar ist, kann aus den Komponenten ein synthetischer Lastfaktor berechnet werden, der für jeden

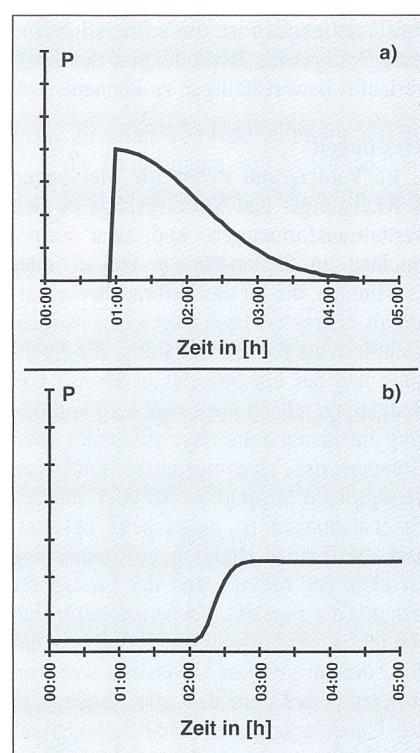
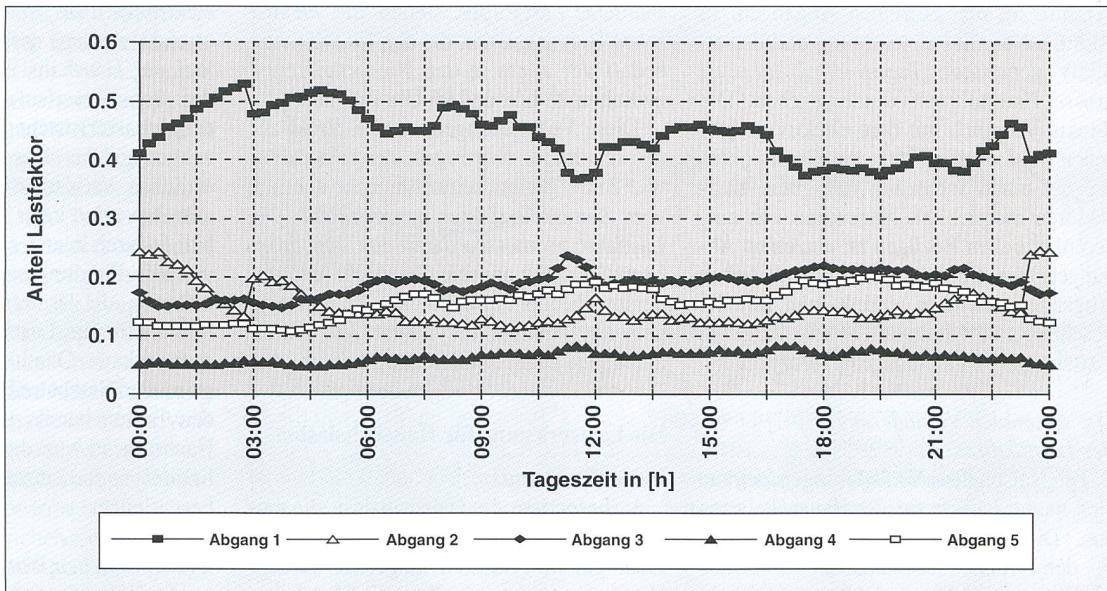


Bild 4 Modellkurven für die von der Rundsteuerung ausgelösten Lasten

- a Boilerlasten
- b Heizungen

Bild 5 Lastfaktorverläufe



Zeitpunkt des Jahres bestimmt werden kann und eine hohe Genauigkeit erreicht. Dieser Lastfaktor lässt sich für die Planung, für die Lastprognose und für die Netzführung anwenden und ersetzt weitgehend die Online-Messung.

Die ausgeführten Messungen und die darauf aufbauende Analyse werden nun zeigen, in welchem Masse dieses Konzept erfüllt wurde.

Realisierung des Lastmodells

Datenanalyse – Basis der Modellentwicklung

Ein bedeutender Vorteil bei der Entwicklung des Lastmodells besteht darin, dass die theoretischen Überlegungen anhand von realen Messungen überprüft und entsprechend weiterentwickelt oder gegebenenfalls verworfen werden können. Dazu stehen sowohl Abgangsmessungen der Verteiltransformatoren wie auch detaillierte Messungen von Teillasten zur Verfügung.

Das Ziel der Auswertungen besteht in einer ersten Phase darin, die verfügbaren Messreihen unter möglichst vielen Gesichtspunkten zu analysieren und sich rasch ein Bild von den Gegebenheiten im Verteilnetz zu verschaffen, um anschliessend das theoretische Modell zielgerichtet entwickeln zu können. Nachfolgend beschränkt man sich auf die Darstellung der Resultate, die für die Beschreibung des gewählten Lastmodells grundlegend und wichtig sind.

Die Lastfaktoren

Aus Rohdaten bestimmte Lastfaktoren

Als Lastfaktor wird der Anteil der Last an einem Verteiltransformator im Verhältnis zur Summe aller Lasten am betrachteten

Stich bezeichnet. Entsprechend dem gewählten Zeitintervall der verfügbaren Messreihen bleiben sie jeweils 5 oder 15 Minuten unverändert. In Bild 5 sind die Lastfaktorverläufe über 24 Stunden für alle fünf Verteiltransformatoren eines Stiches für die Periode Dienstag bis Donnerstag aufgetragen.

Diese Periode weist diejenigen Tagesverläufe auf, die sich innerhalb der Woche am ähnlichsten verhalten. Definitionsgemäss ergibt die Addition sämtlicher Faktoren zu einem bestimmten Zeitpunkt den Wert 1. Der Faktorverlauf eines Abganges hängt damit nicht nur von der eigenen Last, sondern gleichzeitig auch vom Verhalten der restlichen Lasten ab. Ausgeprägte Veränderungen, die gleichzeitig nur bei einer Last auftreten, sind deshalb im Lastfaktorverlauf anderer Lasten eindeutig feststellbar. Als Beispiel seien die gesteuerten Warmwasserboiler morgens um 3 Uhr und abends um 23.30 Uhr am Abgang 2 erwähnt. Der plötzliche Zuwachs des Lastfaktors am Abgang 2 wird durch eine Abnahme der anderen Lastfaktoren, vornehmlich des Lastfaktors 1, ausgeglichen. Augenfällig ist der, im Vergleich mit den Elektrizitätsbezügen der anderen Abgänge, grosse Verbrauch am Abgang 1, hervorgerufen durch einen Industriebetrieb. Die übrigen Lastfaktorenverläufe sind über weite Strecken des Tages sehr gleichmässig. Diese Ausgeglichenheit kann dahingehend interpretiert werden, dass sich die Lasten an den verschiedenen Abgängen tendenziell ähnlich verhalten. Damit ist eine grobe Lastabschätzung mit konstant bleibenden Lastfaktoren für den ganzen Tag möglich.

Eine separate Betrachtung erfordert die Montage und Freitage, die eine Sonderstellung einnehmen. Das gilt vor allem für die Abgänge mit Industrie- und Gewerbelasten. Am Montag sind an den entsprechenden Abgängen Mehrbezüge, verursacht durch den Ablauf von Prozessen, die während dem Wochenende ruhen, zu beobachten. Am Freitag nachmittag sind dagegen Minderbezüge gegenüber dem Durchschnitt der Periode Dienstag bis Donnerstag, hervorgerufen durch vorgezogenen Arbeitsende, auszumachen. Diese Verschiebungen innerhalb der Elektrizitätsbezüge wirken sich auch auf die Lastfaktorenverläufe aus, die entsprechend nachgeführt werden müssen, um eine gute Lastabschätzung zu gewährleisten.

Eine veränderte Situation findet man auch am Wochenende vor. Industrie und Gewerbelasten beziehen nur noch ein absolutes Minimum an Elektrizität. Die Haushaltlasten werden zur dominierenden Last. Gerade an Sonntagen ist der Elektrizitätsbezug sehr stark von der Witterung abhängig. Die meteorologischen Verhältnisse unterscheiden sich jedoch im Versorgungsgebiet eines Stiches kaum. Damit kann ein homogenes Verhalten der Haushalte erwartet werden, das mit Hilfe der Lastfaktoren zu einer guten Lastschätzung führt.

Die Lastabschätzung mit Hilfe der erarbeiteten Lastfaktoren

Die Lastabschätzung kann nur erfolgreich sein, wenn die Lasten über längere Perioden, zum Beispiel während des Sommers, einen ausgeprägten Wiederholeffekt aufweisen. Die gemachten Erfahrungen deuten darauf hin, dass diese Grundvoraussetzung erfüllt ist. Aus der Multiplikation der gewonnenen Lastfaktoren mit der gemessenen Summenleistung am Anfang des Stiches resultieren die geschätzten Tages-

Verteilnetz

verläufe an den einzelnen Abgängen. In Bild 6 ist die Lastabschätzung und der effektiv gemessene Tagesverlauf für eine grosse Haushaltlast wiedergegeben. Der direkte Vergleich mit dem effektiv gemessenen Tagesverlauf zeigt die Genauigkeit, die bei einer Schätzung mit guten Lastfaktoren möglich ist. Abgesehen von ausserordentlichen Bezügen an einzelnen Abgängen, die sich auch auf die restlichen Abgänge auswirken, erzielt man mit der beschriebenen Methode für alle Abgänge Lastabschätzungen mit guter Genauigkeit.

Die saisonalen Veränderungen der Lastfaktoren

Die saisonalen Veränderungen wirken sich hauptsächlich auf die Haushaltlasten aus. Die grössten Veränderungen treten in den frühen Abendstunden zwischen 17 Uhr und 20 Uhr auf, hervorgerufen in erster Linie durch den zusätzlichen Bedarf für das elektrische Licht. Eine zweite we-

sentliche Lastgruppe stellen die elektrischen Heizungen dar, die den Elektrizitätsbedarf vor allem in den Niedertarifzeiten zwischen 22 Uhr und 06 Uhr erhöhen.

Diese Veränderungen werden direkt auf den Lastfaktor übertragen, der sich damit, wie Bild 7 zeigt, zeitweise recht deutlich vom Sommerlastfaktor unterscheidet. Die Lastfaktoren müssen damit den saisonalen Veränderungen angepasst werden. Als vielversprechender Ansatz bietet sich hier eine genauere Analyse der Lasten und darauf aufbauend eine Lastzerlegung an.

elektrische Licht. Mit diesem Vorgehen soll erreicht werden, dass der Wintertagesverlauf der Haushaltlast auf der Grundlage des Sommerverlaufes durch Hinzufügen der charakteristischen Verläufe für die Heizungen und das elektrische Licht, die an die örtlichen Verhältnisse angepasst sind, ermittelt werden kann. Der Netzbetreiber erhält dadurch in erster Linie typische Tagesverläufe für die einzelnen Verteiltransformatoren, die er dann allerdings in das Modell für die Lastfaktorberechnung einspeisen kann. Damit hat sich der Wissensstand der Netzbetreiber über die anliegenden Lasten bereits wesentlich verbessert. Nachfolgend wird die Zerlegung der Haushaltlast in die einzelnen Lastanteile näher beschrieben.

Die Lastzerlegung für Haushaltlasten

Gewählter Ansatz

Insbesondere die Haushaltlast, die saisonalen Schwankungen unterliegt, kann recht gut in Teillasten aufgeteilt werden. Von Interesse ist vor allem die Haushaltgrundlast sowie die Zusatzzlasten, verursacht durch die Boiler, Heizungen und das

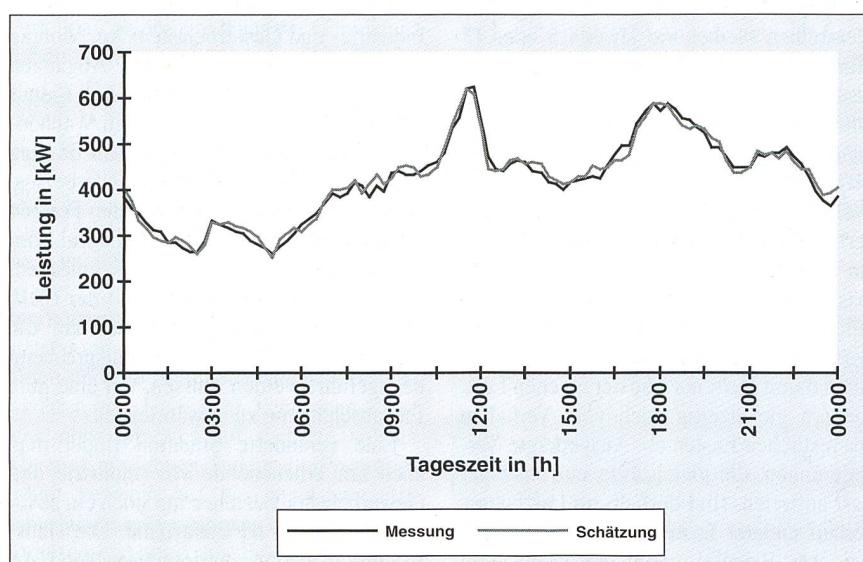


Bild 6 Lastabschätzung mit Lastfaktoren

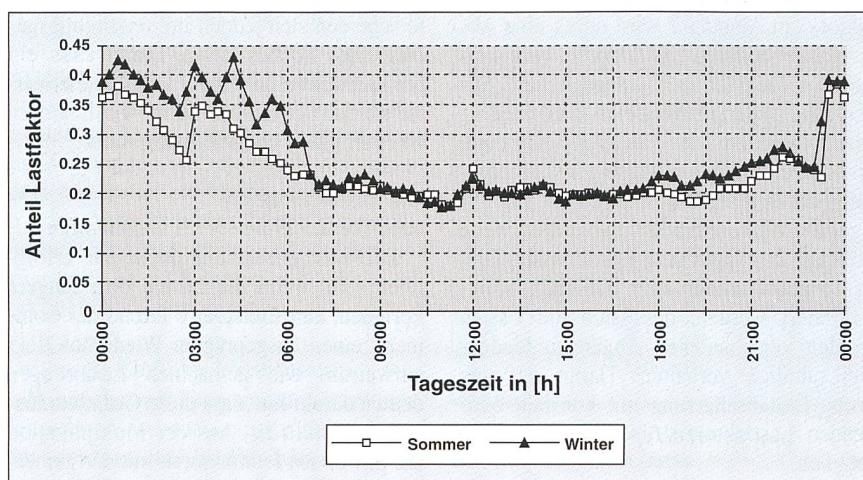


Bild 7 Unterschiede zwischen Sommer- und Winterlastfaktoren

Die elektrischen Warmwasserboiler

Die Warmwasserboiler beziehen nur in der Niedertarifzeit elektrische Energie. Für den zeitgerechten Einsatz sind die Rundsteuerprogramme der Elektrizitätswerke verantwortlich. Diese Rundsteuerprogramme weisen einen Wochenzyklus auf, der über das ganze Jahr unverändert bleibt. Innerhalb der Woche sind Unterschiede zwischen den Arbeitstagen und dem Wochenende möglich.

Der Elektrizitätsbezug durch die Boilerlast verändert sich zwischen Sommer und Winter nur geringfügig. Durch verändertes Verbraucherverhalten resultiert im Winter eine kleinere maximale Amplitude, die auf das Umschalten einiger Boiler von Elektrizität auf Öl zurückzuführen ist.

Die typische, abfallende Flanke der Boilerladekurve wird durch den unterschiedlichen Warmwasserverbrauch der einzelnen Haushalte hervorgerufen. Dieser Vorgang wiederholt sich täglich in ähnlicher Weise und kann deshalb modellmäßig beschrieben werden. Der gemeinsame Einschaltzeitpunkt ist genau genommen ein Zeitintervall von etwa 5 Minuten. Dieses teilweise verzögerte Einschaltkommando führt zu einem sanfteren Lastanstieg. Für das Modell ist diese Verzögerung belanglos, weil nur mit 5-Minuten- oder gar 15-Minuten-Mittelwerten gearbeitet wird. Eingesetzt werden von den Elektrizitätswerken 8-h-, 6-h- und 3-h- oder 4-h-Boiler, benannt nach der maximalen Aufladungszeit. Für jeden Boilertyp ist ein charakteristischer Verlauf zu bestimmen. Die Verwendung der charakteristischen Verläufe zu den vom Rundsteuerprogramm vorgegebenen Zeitpunkten ermöglicht die einfache Identifikation der Boilerlasten innerhalb der Tagesverläufe.

Die Heizungen

Unübersehbar ist der Einfluss der Heizungen auf den Tagesverlauf im Winter.

Dabei kann man verschiedene Einsatzmöglichkeiten unterscheiden. Die direkte Heizung und mit ihr auch die Wärmepumpen können mit Ausnahme von kurzen Sperrzeiten – 11–12 Uhr und 8–8.50 Uhr teilweise – durchgehend am Netz hängen. Dies kann bei grösseren Abgängen zu einer merklichen Anhebung des Tagesverlaufes im Vergleich zur Sommerlastkurve führen.

Im Tagesverlauf eindeutig feststellbar sind die Blöcke der Akku-Heizungen. Dabei unterscheidet man zwischen Vorwärts- und Rückwärtssteuerung. Bei der Vorwärtssteuerung laden alle Akku-Heizungen vom Zeitpunkt der Freigabe an bis zur Vollladung. Bei der Rückwärtssteuerung wird zuerst der Energiebedarf mit einer Temperaturmessung der Restwärme bestimmt und so innerhalb des möglichen Zeitintervalles ein individueller Startzeitpunkt festgelegt. Am Ende des Zeitintervalles fallen alle rückwärtsgesteuerten Heizungen gemeinsam ab.

Das Prinzip der Vorwärts- und Rückwärtssteuerung der Heizungen ermöglicht durch eine geschickte Aufteilung der Akku-Heizungen auf die beiden Steuerkommandos eine Lastglättung, die für den Einsatz der Elektrizitätserzeugungsanlagen von Bedeutung ist. Der charakteristische Verlauf der Ladekurve vorwärts- oder rückwärtsgesteuerter Akkuheizungen kann durch einen exponentiellen Anstieg oder Abfall und einem konstanten Block reproduziert werden. Die unterschiedliche Aufladedauer hängt direkt vom Temperaturprofil der vorhergehenden Tage ab und kann mit einem entsprechenden Modell nachvollzogen werden.

Der Lichtblock

Die Überlegungen zu den jahreszeitlichen Veränderungen des Lichtblockes sind mit Hilfe von Bild 8 leicht darstellbar. Diese Abbildung zeigt den Sommer-, Winter- und Frühjahrstagesverlauf als Mittelwert der Periode Dienstag bis Donnerstag der jeweiligen Messperiode.

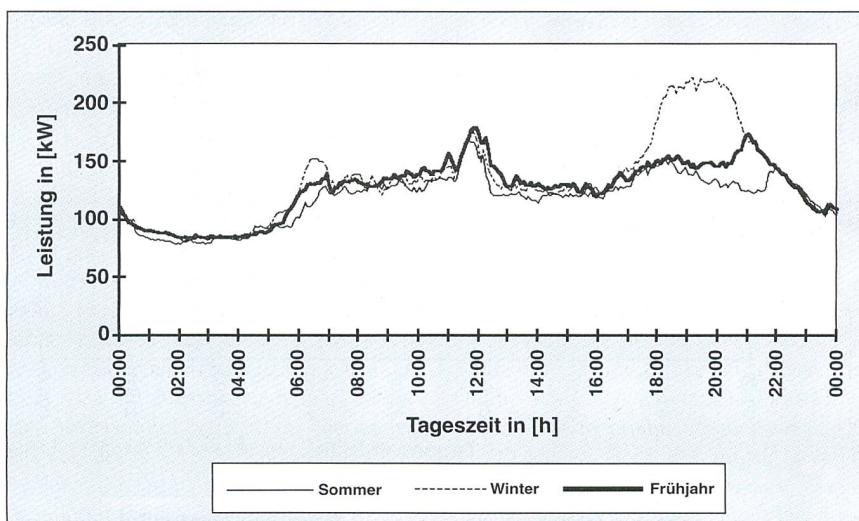


Bild 8 Modellierung des Lichtblockes

Den Ausgangspunkt der Betrachtungen stellt die Sommermessung dar. Gegen 21.30 Uhr resultiert ein deutlicher Lastanstieg, der auf das Abendlicht zurückzuführen ist. Bei der Frühjahrsmessung macht sich dieser Anstieg schon viel früher – um etwa 20 Uhr – bemerkbar.

Der Verbrauch zwischen 17 Uhr und 19 Uhr verändert sich nur unwesentlich. Diese Feststellung läuft der Erwartung entgegen, dass im Frühjahr wesentlich mehr Elektrizität für das Kochen verbraucht wird als im Sommer. Der Frühjahrsverlauf erreicht sein Maximum gegen 21 Uhr, fällt dann ab und ist schliesslich nach 22 Uhr praktisch identisch mit dem Sommerverlauf.

Modellmäßig kann das Verhalten der Haushaltslasten in den Abendstunden durch eine Haushaltsgrundkurve ohne Lichteinflüsse und einen überlagerten Lichtanteil realisiert werden. Der Lichtblock verändert sich dabei jahreszeitlich, während die Restlast für den betrachteten Zeitraum zwischen 17 Uhr und 22 Uhr praktisch unverändert bleibt. Diese Inter-

pretation steht im Einklang mit der Winterlastkurve. Die Höhe des Lichtblockes hängt von der Grösse der Last ab und damit direkt von der Anzahl der Haushalte.

Das tendenzielle Verhalten des Lichtblockes über die Jahreszeit ist damit dargelegt. Zusätzliche Lichtblöcke treten in den einzelnen Tagesverläufen als Folge von kurzfristigen Wetterveränderungen auf und verursachen einen Teil der zu beobachteten Streuung der Tagesverläufe innerhalb einer Messperiode.

In ähnlicher Weise lässt sich auch das Morgenlicht behandeln. Der Einfluss der Industrie- und Gewerbebetriebe mit frühem Arbeitsbeginn muss hier allerdings berücksichtigt werden.

Die Haushaltsgrundkurve

Verteiltransformatorabgänge mit einer reinen Haushaltlast sind im schweizerischen Verteilnetz eher selten. Viel öfters findet man Abgänge, die ein Wohnquartier und zusätzlich auch noch einige Kleingewerbe- oder Dienstleistungsbetriebe versorgen. Neben der detaillierten Untersuchung der Haushaltlasten stellt sich hier auch die Frage nach einer genaueren Analyse der Nicht-Haushaltlasten. Die verschiedenen Lasttypen sind generell um so einfacher und mit grösserer Sicherheit zu bestimmen, je ausgeprägter ihr Wiederholereffekt ist. Unter diesem Blickwinkel zeichnen sich erneut die Haushaltlasten als ideale Basis für eine weiterführende Untersuchung aus. Neben den einzelnen bereits bekannten Teillasten der Haushaltlast – Boiler, Heizungen, Licht – interessiert auch der charakteristische Verlauf der verbleibenden Haushaltsgrundlast. Der Vergleich von mehreren Haushaltlasten an verschiedenen Abgängen unter Abzug der bereits bekannten Teillasten führt schliesslich auf

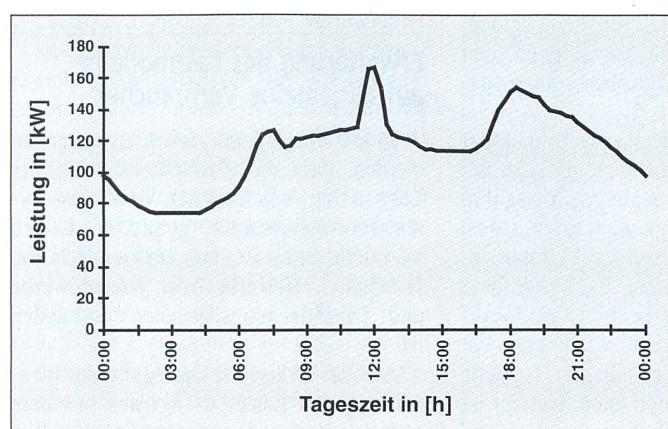


Bild 9 Die Haushaltsgrundkurve

Verteilnetz

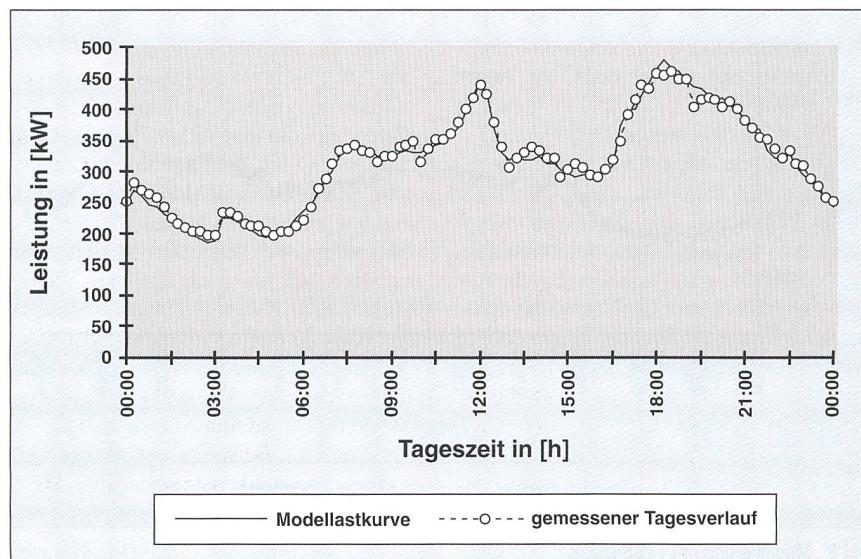


Bild 10 Modellastkurve im Vergleich zum gemessenen Tagesverlauf

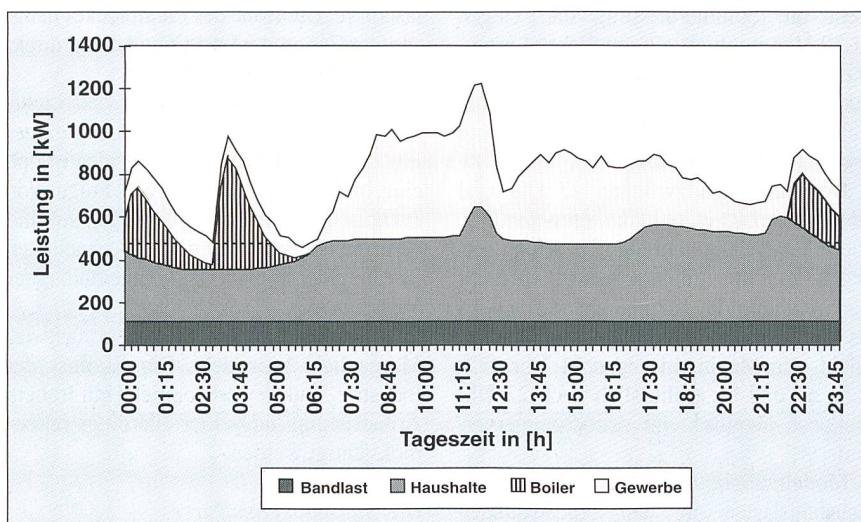


Bild 11 Lastzusammensetzung an einem Verteiltransformator

die sogenannte Haushaltsgrundkurve. Diese in Bild 9 dargestellte Kurve beinhaltet die wesentlichen Grundbezüge der Haushalte unabhängig davon, ob es sich um Haushalte in Ein- oder Mehrfamilienhäusern handelt. Diese Grundkurve kann als Fundament der Zerlegung der Verteiltransformatorlast in einzelne typische Verbraucherkurven betrachtet werden.

Der Weg zu einer möglichen Rekonstruktion der Winterlastfaktorenverläufe führt deshalb über eine detaillierte Analyse sämtlicher Abgangslasten. Von zentraler Bedeutung ist dabei, wie oben bereits erwähnt, die genaue Kenntnis der Haushaltslasten.

Lastfaktorbildung mit Modellastkurven

Für die Bestimmung der Lastfaktoren eröffnen sich damit neue Möglichkeiten.

Bisher konnten die saisonal schwankenden Lastfaktoren nur mittels einer mehrtägigen saisonalen Messung ermittelt werden. Die so gewonnenen Lastfaktoren führen zu einer Lastabschätzung mit guter Genauigkeit. Generell kann festgehalten werden, dass die erforderliche Genauigkeit den Aufwand für die Lastfaktorbestimmung definiert.

Kann sich der Betreiber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten auch mit einer geringeren Genauigkeit begnügen, muss ihm die Möglichkeit geboten werden, ohne Messungen die gewünschten Verläufe rekonstruieren zu können. Es ist deshalb naheliegend, dem Netzbetreiber ein Werkzeug anzubieten, mit dem er beliebig viele und beliebig unterschiedliche typische Tagesverläufe generieren kann. Gefragt ist also ein Werkzeug, das in der Lage ist, aus

vorgegebenen typischen Verbraucherkurven, die aus Messungen bestimmt wurden, Tageslastverläufe von Verteiltransformatoren – sogenannte Modellastkurven – zu ermitteln und daraus die Lastfaktorenverläufe der Verteiltransformatoren des gesamten, betrachteten Stiches für eine beliebige Periode des Jahres zu erzeugen. Bild 10 zeigt die gewonnene Modellastkurve für einen Verteiltransformator, aufgebaut auf dem bekannten Sommertagesverlauf unter Berücksichtigung der saisonalen Veränderungen, im Vergleich mit einem gemessenen Wintertagesverlauf. Die Figur gibt auch Auskunft über die gute Genauigkeit, die solche Modellastkurven erreichen können.

Die Verwendung von eigenen Messreihen ermöglicht zudem jedem Elektrizitätswerk, Modellastkurven zu ermitteln, die den regionalen Gegebenheiten besonders Rechnung tragen. Dem Netzbetreiber stehen damit für die Lastabschätzung zwei Vorgehensweisen zur Verfügung:

- Bekannte Lasten mit einem guten Wiederholeffekt kann er unter Einbezug der Liste der Elektrizitätsbezüger und mit Hilfe der typischen Verbraucherkurven rekonstruieren.
- Hingegen müssen Lasten, die sich den vorhandenen typischen Verbrauchertypen nicht ohne weiteres zuordnen lassen, neu ausgemessen werden. Die Messreihen können anschliessend zielgerichtet ausgewertet werden, was im Idealfall zu einer zusätzlichen typischen Verbraucherlast führt.

Ob die Lastfaktoren nun mit Hilfe einer eigens durchgeföhrten 2–3 Wochen dauernden Messung am Stich ermittelt werden oder durch Einbezug der Modellastkurven und der Verbraucherzusammensetzung, hängt nur von der gewünschten oder benötigten Genauigkeit ab. Denkbar ist auch eine Zwischenstufe, bei der die Modellastkurven mit Hilfe von kurzen Messungen – zwei bis drei Tage – an die realen Verhältnisse angepasst werden.

Erweiterung des Lastmodells auf allgemeine Verbraucher

In der Praxis kann davon ausgegangen werden, dass die Zusammensetzung der Last an den verschiedenen Verteiltransformatoren mehrheitlich gemischte Lasten sind. Dies bedeutet, dass ein Gemisch von Haushalts-, Gewerbe oder Kleingewerbe und Dienstleistungsbetrieben vorhanden ist.

Aus der bisherigen Darlegung der Identifikation der Lasten drängt sich in einem ersten Schritt auf, an jedem Abgang die

Haushaltslasten zu identifizieren und in Abzug zu bringen. Dazu stehen neben den typischen Verbraucherkurven und den gemessenen Tageslastverläufen auch die Rundsteuerprogramme zur Verfügung. Die typische Verbraucherkurve der Haushalte weist eine sehr gute Genauigkeit auf, so dass die Identifikation der Haushaltslasten in einem gemessenen Tageslastverlauf mit gemischten Verbrauchern mit hoher Sicherheit ausführbar ist. Von der Restlast kann anschliessend ein über den ganzen Tag anliegender minimaler Anteil als Bandlast angesprochen werden. Unter Bandlast versteht man in diesem Zusammenhang die permanenten Elektrizitätsbezüge wie beispielsweise den Minimalverbrauch von Rechenzentren oder Industrie- und Gewerbebetrieben sowie die Bezüge für klimatisierte Räume und Kühl-Anlagen in Verkaufszentren. Auch die Unterschiede in der Elektrifizierung von Haushaltungen in Ein- oder Mehrfamilienhäusern scheinen in dieser Bandlast auf.

Die verbleibende Restlast wird entsprechend der übrigen Verbraucher einer Verbraucherkategorie, zum Beispiel Gewerbe, Industrie, Kleingewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft usw. zugewiesen. Anfänglich kann diese Zuweisung nur grob erfolgen. Durch die Zerlegung von mehreren Stichen erhält man für jede Verbraucherkategorie eine Vielzahl von Lastverläufen, die wieder auf Gemeinsamkeiten hin analysiert und weiteren Untergruppen zugeteilt werden können.

Der Netzbetreiber entscheidet selber, wie detailliert er seine Lasten aufschlüsseln will. Er hält damit ein Werkzeug in der Hand, das ihm eine an seine Bedürfnisse angepasste Lösung ermöglicht. In Bild 11 ist eine erste Aufteilung der Last an einem Verteiltransformator mit einer gemischten Haushalts-/Gewerbelast wiedergegeben. Aus den gemachten Darlegungen und Erläuterungen ist ersichtlich, dass nun ein Werkzeug vorhanden ist, mit dessen Hilfe

- die gemessenen Lasten der Verteiltransformatoren, mit beliebigen Verbrauchern, den entsprechenden Verbraucherkategorien zugeordnet werden können
- sich Modellastkurven für Verteiltransformatoren durch Zusammensetzung von gewichteten typischen Verbraucherkurven generieren lassen
- die Modellastkurven den jahreszeitlichen Veränderungen angepasst werden können, ohne dazu mehrere über das Jahr hinweg verteilte Messreihen durchführen zu müssen
- auch die Lastfaktoren auf der Basis der nachgeführten Modellastkurven den jahreszeitlichen Gegebenheiten angepasst werden können

- nicht zuletzt auch wertvolle Grundlagen, in Form von typischen Verbraucherkurven, für die Planung erstellt werden können.

Zusammenfassung

Aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Online-Messungen im Verteilnetz wird ein Schätzverfahren für die Belastungen der Verteiltransformatoren konzipiert und erprobt, das auf Messungen beruht, die zu verschiedenen Zeitperioden im Jahr an den entsprechenden Abgängen durchgeführt werden. Die Modellvorstellung für das Verfahren geht davon aus, dass am Mittelspannungsabgang im Betrieb die Leistung oder der Strom erfasst wird und im weiteren die Lasten der Verteiltransformatoren eine näherungsweise Proportionalität zur Last am Abgang aufweisen. Diese Vorstellung erlaubt, die Lasten in einer ersten Näherung durch einen Lastfaktor zu schätzen. Davon ausgehend wird das Modell verfeinert, indem die gesteuerten Lasten wie Boiler und Heizungen identifiziert und von den gemessenen Lasten getrennt werden. Weitere Lastblöcke können durch Korrelation mit dem über die Jahreszeit

sich verändernden Tageslicht bestimmt werden.

Auf diese Weise gelingt es, die Restlast als Haushaltsgrundkurve herauszuarbeiten, die über das Jahr hinweg für den Wochentag und für einen bestimmten Abgang invariant bleibt. Gewerbelasten können ebenso durch weitere Überlegungen ausgeschieden werden. Damit existiert ein Lastmodell, das nun erlaubt, einerseits Lastprognosen für die einzelnen Abgänge zu erstellen und andererseits Lastfaktoren synthetisch zu bestimmen, so dass eine Online-Schätzung der einzelnen Lasten der Verteiltransformatoren möglich wird. Die verschiedenen Beispiele zeigen, welcher Grad an Genauigkeit durch diese Vorgehensweise erreicht wird.

Randbemerkung

Der Bericht basiert auf den Arbeiten des Forschungsprojektes «Führung des Verteilnetzes und Lastbestimmungsmodells», das von folgenden Ämtern und Gesellschaften finanziert wird: Bundesamt für Energiewirtschaft, Amstein + Walther AG, Aargauisches Elektrizitätswerk, Bernische Kraftwerke AG und St.Gallisch-Appenzelische Kraftwerke AG.

Modèle de charge pour le réseau de distribution

Par identification des blocs de charges on peut estimer les courbes d'allure journalière des transformateurs de distribution

En raison de la non-disposition de mesures online dans le réseau de distribution, on élaboré et teste une méthode d'estimation des charges des transformateurs de distribution, basée sur des mesures effectuées au cours de différentes périodes de l'année sur les départs concernés. Le concept du modèle pour la méthode suppose que l'on enregistre la puissance ou l'intensité sur le départ de l'installation moyenne tension en service et qu'en outre les charges des transformateurs de distribution présentent approximativement une proportionnalité en rapport avec la charge sur le départ. Ce concept permet d'évaluer les charges en première approximation grâce à un facteur de charge. Partant de cela, on affine le modèle en identifiant les charges générées que sont par exemple les chauffe-eau et les chauffages et les sépare des charges mesurées. D'autres blocs de charges peuvent être déterminés par corrélation avec la lumière du jour qui se modifie au cours des saisons.

On arrive ainsi à dégager la charge résiduelle comme courbe de base pour les ménages, qui reste invariable sur l'année pour le jour de semaine et pour un départ déterminé. Les charges professionnelles peuvent être dégagées sur la base d'autres considérations. On dispose ainsi d'un modèle de charge qui permet, d'une part, d'établir les charges pour les différents départs, de l'autre de déterminer de manière synthétique des facteurs de charge, permettant ainsi une évaluation online des charges individuelles des transformateurs de distribution. Les différents exemples montrent le degré de précision obtenu grâce à cette procédure.