

Verfahren zur automatischen Phasenerkennung mit fernausgelesenen Elektrizitätszählern

die vorliegende Erfindung betrifft die Identifikation einer lokalen Bezugsphase einer Verbrauchsstelle in einem mehrphasigen Energieverteilungsnetz.

Elektrische Energieverteilungsnetze nutzen überwiegend Wechselstrom und sind häufig mehrphasig, insbesondere dreiphasig ausgeführt. Die elektrische Energie wird hierbei idealisiert über drei Außenleiter übertragen, denen ein sinusförmiger Spannungsverlauf aufgeprägt ist, der um einen definierten zeitlichen Bezug phasenverschoben ist. Dabei werden üblicherweise sowohl die Außenleiter, als auch die zeitliche Beziehung der ihnen aufgeprägten Spannungsverläufe als Phase bezeichnet. Diese Doppeldeutigkeit des Begriffs Phase wird im Folgenden übernommen, da sie dem Fachmann geläufig, und somit kein Hindernis für das Verständnis ist. Dreiphasiger Wechselstrom hat für den Energietransport zahlreiche Vorzüge, insbesondere niedrige Übertragungsverluste. Dazu ist eine möglichst symmetrische Belastung der Phasen von Vorteil. Dies ist trivial zu erreichen, wenn alle Verbrauchsstellen dreiphasig angeschlossen sind und die Phasen gleichmäßig belasten. In der Realität ist eine unsymmetrische Leistungsaufnahme jedoch die Regel, wobei Verbrauchsstellen häufig sogar nur einphasig angeschlossen sind. Einem Energieversorgungsunternehmen (EVU) stellt sich damit die Aufgabe, eine Mehrzahl von Verbrauchsstellen mit unsymmetrischer Leistungsaufnahme so an das Versorgungsnetz anzuschließen, dass sich in der Summe eine annähernd symmetrische Belastung des Versorgungsnetzes ergibt. Erschwert wird diese Aufgabe dadurch, dass sich die Lastverhältnisse an den Verbrauchsstellen im Laufe eines Tages, wie auch im Laufe der Jahre verändern. Der besonders wichtige Spezialfall der dreiphasigen Ausführung wird hier vertieft, obgleich sich das erfindungsgemäße Verfahren problemlos auch auf Energieverteilungsnetze mit abweichender Phasenzahl anwenden lässt.

Moderne Elektrizitätszähler sind in der Lage, die Energieentnahme an Verbrauchsstellen nach Phasen getrennt aufzuschlüsseln. Dabei wird die Bezugsphase an einer Verbrauchsstelle typischerweise bei der Installation des Elektrizitätszählers festgelegt. Entsprechend wird beim einphasigen Anschluss einer Verbrauchsstelle physisch festgelegt, welcher Phase dort Leistung entnommen wird. Die durchgängig richtige Zuordnung der Phasen erfordert erheblichen Aufwand für Markierung und Verwaltung. Um diese Zuordnung auch bei fehlerhafter oder fehlender Markierung nachträglich zu ermitteln, sind Messverfahren vorgeschlagen worden, die mit Hilfe dezidierter Messmittel eine Zuordnung der Phasen über größere Entfernungen hinweg ermöglichen. Es sind Lösungen bekannt, bei denen zwei räumlich entfernte Messgeräte jeweils mit einer Phase verbunden werden, um den zeitlichen Bezug der zu vergleichenden Phasen zu ermitteln. Dabei wurden

unterschiedliche Mittel zur Synchronisation von Messungen, zur Übertragung von Referenzsignalen bzw. zur Übertragung von Messergebnissen vorgeschlagen. Übertragung eines Referenzsignals mit Modems und Telefonleitung (US 4.626.622) Synchronisation per GPS-Signal, Übertragung mit weiterem Kommunikationskanal (US 6,130,531). Synchronisation per GPS- Signal, Übertragung der Messergebnisse auf Papier zu Fuß (US 7,031,859), siehe auch JP002000162258AA.

An die hier aufgezählten Mittel werden durchaus erhebliche Anforderungen gestellt. Damit gehen aufwändige Arbeitsabläufe einher. So wird in US 7,031,859 beschrieben, dass sich ein Arbeiter zur Messung vor Ort begibt, Messergebnisse mit einem Dispatcher austauscht, um dann auf Grund der von einem Dispatcher erhaltenen Informationen in einer Unterverteilung einzelne Leitungen den verfügbaren Phasen neu zuzuordnen. Damit zeichnet sich der Stand der Technik durch folgende Nachteile aus:

- Es werden dezidierte, im wesentlichen nur für die genannte Aufgabenstellung nützliche Messmittel sowie Kommunikationseinrichtungen benötigt.
- Es wird an diesen Messmitteln geschultes Personal benötigt.
- Die messtechnische Zuordnung jeder Verbrauchsstelle ist kaum realisierbar und auch nicht vorgesehen, lediglich komplette Leitungsabschnitte und damit Gruppen von Verbrauchsstellen können überprüft werden.
- Die erzielbaren Ergebnisse sind vorab kaum planbar, da erst durch die Messung vor Ort erkennbar wird, ob sich wesentliche Verbesserungen bereits durch Änderungen von Zuordnungen in einer Unterverteilung erzielen lassen werden, oder ob beispielsweise an einer einzigen Leitung angeschlossene Verbrauchsstellen auf mehrere, ggf. neu zu verlegende Leitungen aufgeteilt werden müssen.
- Von Stromunterbrechungen zwecks Änderungen in Unterverteilungen betroffene Verbraucher können nur dann gezielt vorab informiert werden, wenn Messungen und Änderungen in zeitlichem Abstand erfolgen, wofür zwei Arbeitseinsätze vor Ort erforderlich wären.

Aufgabe der Erfindung ist, diesen Nachteilen abzuhelpfen.

Erfindungsgemäß wird die Aufgabe durch ein Verfahren mit den Merkmalen aus Anspruch 1 gelöst, unter Verwendung eines fernabgelesenen Elektrizitätszählers mit den Merkmalen aus Nebensanspruch 10 oder 11

An Stelle von dezidierten, nur für die genannte Aufgabenstellung nützlichen Messmitteln werden kostengünstige Verbesserungen fernabgelesener Elektrizitätszähler vorgeschlagen. Fernabgelesene Elektrizitätszähler sind bekanntermaßen bereits mit heute verfügbarer Technik, also ohne die erfindungsgemäßen Vorteile, wirtschaftlich vorteilhaft

einsetzbar. Mit ihrer erfindungsgemäßen Weiterbildung wird die Möglichkeit eröffnet, die lokale Bezugsphase jeder Verbrauchsstelle messtechnisch der entsprechenden übergeordneten Bezugsphase zuzuordnen. Hierzu wird ein automatisiertes Verfahren vorgeschlagen, das ohne besonders geschultes Personal, und insbesondere ohne jeglichen Personaleinsatz vor Ort auskommt. Damit können ggf. notwendige Arbeitseinsätze zur Veränderung der Struktur eines Energieverteilungsnetzes langfristig zentral geplant werden, und betroffene Verbraucher können rechtzeitig informiert werden.

An Hand der Inbetriebnahme einer Mehrzahl von Elektrizitätszählern wird das erfindungsgemäße Verfahren beispielhaft erklärt. In einer Trafostation, die eine Mehrzahl von Verbrauchsstellen versorgt wird ein Datenkonzentrator installiert, der über ein Weitbereichsnetzwerk, kurz WAN mit dem Verwaltungszentrum eines EVU verbunden wird. Weiterhin wird ein erster Zähler installiert, der die von der Trafostation in die 3 Phasen eingespeisten Elektrizitätsmengen getrennt erfasst. Eine hervorgehobene Bezugsphase des ersten Zählers wird dabei an eine hervorgehobene lokale Bezugsphase der Trafostation angeschlossen. Diese Bezugsphase der Trafostation ist vorbekannt. Sie kann ggf. durch eine sinngemäße Durchführung des erfindungsgemäßen Verfahrens auf höherer Ebene ermittelt worden sein, oder auch willkürlich gesetzt sein. Der Datenkonzentrator sendet mit einer Datenübertragungseinrichtung zyklisch ein Datentelegramm, das eine Aufforderung zur Anmeldung in einem Netzwerk ausdrückt. Der erste Zähler weist eine gleichartige Datenübertragungseinrichtung auf, und empfängt mit dieser das genannte Datentelegramm, identifiziert sich gegenüber dem Datenkonzentrator durch die Aussendung eines Antworttelegramms etc. Derartige Prozesse zur Netzwerkbildung sind bekannt und gut erforscht. Als Beispiel dient DE102004062157A1. Selbstverständlich können auch Verfahren verwendet werden, in denen die Netzwerkbildung durch den anzumeldenden Teilnehmer initiiert wird.

Ein zweiter erfindungsgemäßer Elektrizitätszähler wird an einer Verbrauchsstelle installiert. Der Datenkonzentrator sendet unverändert zyklisch Datentelegramme, die eine Aufforderung zur Anmeldung in einem Netzwerk ausdrücken. Der zweite Elektrizitätszähler meldet sich wie zuvor beschrieben in dem Netzwerk an. Die Phasenbeziehung des zweiten Elektrizitätszählers zur Bezugsphase des ersten Elektrizitätszählers ist zunächst unbekannt und zu klären. Der Datenkonzentrator sendet hierzu ein Datentelegramm, das als Startsignal zur Phasenmessung dient, und von den Elektrizitätszählern empfangen wird. Die Elektrizitätszähler beginnen mit Erhalt dieses Datentelegramms die ablaufende Zeit zu messen, die bis zum darauf folgenden positiven Nulldurchgang ihrer jeweiligen Bezugsphase verstreicht. Sie senden jeweils einen Zahlenwert an den Datenkonzentrator zurück, der diese Zeit repräsentiert. Der Datenkonzentrator vergleicht diese beiden Zeiten. Stimmen sie überein, dann stimmen die Bezugsphasen der Elektrizitätszähler überein. Ist

die vom zweiten Elektrizitätszähler gemessene Zeit um 7 ms grösser / kleiner als die Zeit der ersten Zähler ist, eilt seine Bezugsphase gegenüber derjenigen des ersten Zählers um 120° nach / vor (Beispiel für eine Netzfrequenz von 50Hz). Der Datenkonzentrator speichert das Ergebnis dieses Vergleichs in geeigneter Form. Die erforderliche Präzision bei der Zeitmessung ist keineswegs trivial zu erfüllen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Zähler mit Spannungswandlern zum Einsatz kommen, die durch Montagefehler verpolt sein können, und somit einen Phasenfehler von 180° bewirken können. In diesem Fall müssen u.U. die Phasendifferenzen 60° , 120° , 180° , 240° , 300° und 360° unterschieden werden, was Zeitdifferenzen entspricht, die Vielfache von 3,33 ms sind (bei einer Netzfrequenz von 50Hz), bzw. Vielfache von 2,78 ms sind (bei einer Netzfrequenz von 60Hz). Für eine sichere Zuordnung werden die Zeitdifferenzen zweckmäßigerweise so genau bestimmt, dass die Messunsicherheit die Hälfte von 2,78 ms nicht übersteigt.

Auf die Messunsicherheit haben die Laufzeiten des Signals im Medium und diesbezügliche Unterschiede auf Grund unterschiedlicher Entfernungen vom Datenkonzentrator zu den Elektrizitätszählern keinen nennenswerten Einfluß. Bei typischen Entfernungen von unter 1KM betragen die Laufzeiten unter 10 Mikrosekunden. Entscheidend für die Messgenauigkeit ist die günstige Gestaltung der senderseitigen Signalverarbeitung. Hierfür ist wichtig, dass das Datentelegramm, das als Startsignal zur Phasenmessung dient, in beiden Elektrizitätszählern bis auf eine maximale Abweichung von rund 1 ms gleichzeitig empfangen und ausgewertet wird. Dies kann durch den Einsatz eines geeigneten ASIC mit Schaltkreisen zum Empfang von Datentelegrammen und von Schaltkreisen zur Zeitmessung erreicht werden. Die Schaltkreise zur Zeitmessung beinhalten dazu ein Capture-Register, in das der Inhalt eines freilaufenden Timers als Zeitstempel kopiert wird, sobald ein Datentelegramm empfangen wird. Die Auflösung des Timers und damit des Zeitstempels hat dabei eine Auflösung von deutlich unter 1ms.

Der gleiche Zweck kann auch durch den Einsatz eines Mikrocontrollers mit peripheren Schaltkreisen zum Empfang von Datentelegrammen und mit peripheren Schaltkreisen zur Zeitmessung erreicht werden. Dabei kann der Datenempfang einen Interrupt des Mikrocontrollers auslösen, bei dessen Behandlung einem freilaufenden Timer ein Zeitstempel entnommen wird. Hierzu sind die Interrupt-Latenzen entsprechend kurz zu halten, was durch geeigneten Programmcode erreicht wird.

Sobald der Spannungsverlauf der Referenzphase dann einen positiven Nulldurchgang aufweist, das Vorzeichen der Spannung also von - nach + wechselt, wird entsprechend ein zweiter Zeitstempel generiert. Die Differenz dieser Zeitstempel entspricht der gesuchten Zeit.

Zur Erhöhung der Genauigkeit kann die beschriebene Phasenmessung mehrfach wiederholt werden, wobei unplausible Ergebnisse gestrichen und die verbleibenden gemittelt werden.

Weiterhin kann die Genauigkeit der Phasenmessung gesteigert werden durch eine digitale Filterung der jeweiligen Bezugsphase vor der Bestimmung des positiven Nulldurchgangs. Nachdem sich der dritte Elektrizitätszähler in dem Netzwerk angemeldet hat, wird in gleicher Weise dessen Phasenbeziehung zur Bezugsphase des ersten Elektrizitätszählers geklärt, und so fort. Die gleichzeitige Phasenmessung an mehreren neu angemeldeten Elektrizitätszählern ist sinngemäß möglich.

Wird ein Elektrizitätszähler in dem Netzwerk angemeldet, der nicht mehr in Reichweite des Datenkonzentrators ist, dann wird ein bereits angemeldeter Elektrizitätszähler in Reichweite des neuangemeldeten Zählers die zuvor beschriebene Rolle des Datenkonzentrators übernehmen, also beispielsweise das Datentelegramm senden, das als Startsignal zur Phasenmessung dient.

Die bisher beschriebene Ausführung verknüpft in anschaulicher Weise eine zeitliche Synchronisation zweier Elektrizitätszähler mit der Messung des Nulldurchgangs von deren jeweiliger Bezugsphase. In einer bevorzugten Ausführung stellen die Synchronisation zweier Elektrizitätszähler und die Messung des Nulldurchgangs von deren jeweiliger Bezugsphase getrennte Vorgänge dar. Dies ist von Vorteil, da jeweils auf bekannte Verfahren zurückgegriffen werden kann. Für das neuere Gebiet der Synchronisation in einem Netzwerk sei beispielhaft genannt der Beitrag „Time Synchronization“ von Marcel Busse, Thilo Streichert (Algorithms for Sensor and Ad Hoc Networks, Eds.: D. Wagner and R. Wattenhofer, LNCS 4621, pp. 359-380, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007)

In einem ersten Schritt werden die internen Uhren der Zähler synchronisiert. Als Ergebnis dieses Vorgangs kann beispielsweise jeder der beteiligten Zähler den Gangunterschied einer internen Zeitmesseinrichtung bezogen auf die Zeitmesseinrichtung eines Referenzzählers als Zahlenwert speichern. Als Referenzzähler dient ein Zähler mit bekannter Phasenbeziehung zur übergeordneten Referenzphase, also beispielsweise der eingangs genannte erste Zähler. Der Referenzzähler bestimmt dann den Zeitpunkt eines positiven Nulldurchgangs der übergeordneten Referenzphase, und sendet dann ein Datentelegramm, das diesen Zeitpunkt in numerischer Form ausdrückt. Daraufhin bestimmen die Zähler mit unbekannter Phasenbeziehung zur übergeordneten Referenzphase den Zeitpunkt eines positiven Nulldurchgangs ihrer lokalen Referenzphase, wobei sie den Gangunterschied zum Referenzzähler verrechnen. Dann ziehen sie den Zeitpunkt der Nulldurchgänge von lokaler und übergeordneter Referenzphase voneinander ab, und bestimmen hieraus wie zuvor beschrieben die gesuchte Phasenbeziehung.

In einer bevorzugten Weiterbildung stellen Elektrizitätszähler und Kommunikationseinheit getrennte Geräte dar. Diese weisen jeweils eigene Zeitmesseinrichtungen mit zunächst unbekanntem Gangunterschied auf. In diesem Fall umfasst die Synchronisation zweier Elektrizitätszähler jeweils die Schritte Synchronisation der Elektrizitätszähler mit der jeweils angeschlossenen Kommunikationseinheit, und dann die Synchronisation der Kommunikationseinheiten miteinander. Dies kann sinngemäß auch auf den Fall erweitert werden, dass mehrere Elektrizitätszähler mit einer einzigen Kommunikationseinheit verbunden sind.

In einer Weiterbildung wird der Nulldurchgang der Referenzspannung von der zur Fernablesung vorgesehenen Kommunikationseinheit ermittelt. Dies ist insbesondere bei Kommunikationseinheiten für Powerlinecommunication (PLC) von Interesse, da diese bereits für den Empfang von Datentelegrammen den Spannungsverlauf der Netzspannung auswerten.

In einer bevorzugten Weiterbildung übermitteln die Elektrizitätszähler im Rahmen der zyklischen Abfrage von Verbrauchswerten auch die Zuordnung der Verbrauchswerte zur übergeordneten Referenzphase. In der Folge summiert der Datenkonzentrator die in definierten Zeitintervallen an den verschiedenen Verbrauchsstellen entnommenen Elektrizitätsmengen jeweils phasenweise getrennt auf, und vergleicht diese mit der vom ersten Zähler ermittelten an der Trafostation jeweils eingespeisten Elektrizitätsmenge. Bei einer Abweichung, die auf einen technischen Defekt oder eine Manipulation hindeutet, wird ein Alarm ausgelöst. Die phasenweise getrennte Auswertung verbessert die bei diesem Vergleich erzielbare Empfindlichkeit wesentlich. Die getrennte Auswertung kann mit dem erfindungsgemäßen Verfahren automatisch erzielt werden, ohne die Notwendigkeit einer manuellen Konfiguration.

Ansprüche

1. Verfahren zur Erkennung der Phasenbeziehung zwischen einer lokalen Bezugsphase einer mit fernabgelesenem Elektrizitätszähler ausgestatteten Verbrauchsstelle und einer übergeordneten, räumlich entfernten Bezugsphase **dadurch gekennzeichnet**, dass in einer ersten Messung eine zur Fernablesung von Elektrizitätsmengen vorgesehene Datenübertragungseinrichtung eingesetzt wird, um den Gangunterschied einer Zeitmesseinrichtung zweier Elektrizitätszähler zu ermitteln und dass in einer zweiten Messung die Messmittel der Elektrizitätszähler eingesetzt werden um den jeweiligen zeitlichen Bezug zwischen den Zeitmesseinrichtungen der Elektrizitätszähler und der jeweiligen lokalen Bezugsphase der jeweiligen Verbrauchsstelle zu ermitteln, dass mindestens eines der gewonnenen Messergebnisse über die genannte Datenübertragungseinrichtung zu einer Auswertestelle übertragen wird, die einen geeigneten Entscheider aufweist, der anhand der genannten Messergebnisse entscheidet ob die lokalen Bezugsphasen übereinstimmen, oder in welcher anderen Phasenbeziehung sie ggf. stehen.
2. Verfahren nach Anspruch 1 **dadurch gekennzeichnet**, dass die erste Messung vor oder nach der zweiten Messung, oder gleichzeitig mit dieser abläuft.
3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2 **dadurch gekennzeichnet**, dass die erste Messung und/oder die zweite Messung jeweils aus einer Vielzahl von Einzelmessungen besteht.
4. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 3 **dadurch gekennzeichnet**, dass die Zeitmesseinrichtungen eines Elektrizitätszählers mit seiner Bezugsphase gekoppelt ist (Netzführung) und die zweite Messung bei diesem Zähler im Rahmen der Netzführung durchgeführt wird.
5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4 **dadurch gekennzeichnet**, dass es Bestandteil eines Verfahrens zur logischen Vernetzung fernabgelesener Elektrizitätszähler ist, und bei jedem neu in ein logisches Netzwerk eingebuchten Zähler dessen Bezugsphase identifiziert.
6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5 **dadurch gekennzeichnet**, dass die Bezugsphasen zyklisch und/ oder nach Stromausfällen ermittelt werden.
7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6 **dadurch gekennzeichnet**, dass die Daten durch die genannte Datenübertragungseinrichtung leitungsgebunden oder drahtlos übertragen werden.
8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7 **dadurch gekennzeichnet**, dass ein für unterschiedlichste Anwendungen offener Übertragungskanal verwendet wird, dessen Übertragungseigenschaften für die Übertragung eines Referenzsignals unzureichend wären.

9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7 **dadurch gekennzeichnet**, dass in einer ersten Messung der Gangunterschied der internen Uhren zweier Elektrizitätszähler ermittelt wird, indem deren Gangunterschied zur internen Uhr eines weiteren Gerätes, wie beispielsweise eines Datenkonzentrators, ermittelt wird, und diese Gangunterschiede miteinander verrechnet werden.
10. Fernabgelesener Elektrizitätszähler ausgestattet für ein Verfahren zur Erkennung der Phasenbeziehung von Verbrauchsstellen nach Anspruch 1 **dadurch gekennzeichnet**, dass er mit Hilfe einer ersten Messung den Gangunterschied zwischen einer internen Uhr und der internen Uhr eines zweiten Elektrizitätszählers ermittelt und dass er in einer zweiten Messung mit den für das Zählen von Elektrizität vorgesehenen Messmitteln den zeitlichen Bezug zwischen einer internen Uhr und der lokalen Bezugsphase ermittelt, und dass er die derart gewonnenen Messergebnisse über eine für die Fernablesung vorgesehene Datenübertragungseinrichtung zu einer Auswertestelle überträgt.
11. Fernabgelesener Elektrizitätszähler ausgestattet für ein Verfahren zur Erkennung der Phasenbeziehung von Verbrauchsstellen nach Anspruch 1 **dadurch gekennzeichnet**, dass er mit Hilfe einer ersten Messung den Gangunterschied zwischen einer internen Uhr und der internen Uhr eines zweiten Elektrizitätszählers ermittelt und dass er in einer zweiten Messung mit den für das Zählen von Elektrizität vorgesehenen Messmitteln den zeitlichen Bezug zwischen einer internen Uhr und der lokalen Bezugsphase ermittelt, dass er Messergebnisse über eine für die Fernablesung vorgesehene Datenübertragungseinrichtung von einem zweiten Elektrizitätszähler empfängt, und dass er eine Auswertestelle aufweist, die die gemessenen und empfangenen Werte verrechnet, und die Phasenbeziehung der lokalen Bezugsphasen beider Elektrizitätszähler ermittelt.
12. Fernabgelesener Elektrizitätszähler nach einem der Ansprüche 10 oder 11 **dadurch gekennzeichnet**, dass er eine Zeitmesseinrichtung aufweist, deren Maßverkörperung in Form eines Schwingquarzes vorliegt.
13. Fernabgelesener Elektrizitätszähler nach einem der Ansprüche 10 bis 12 **dadurch gekennzeichnet**, dass er eine Zeitmesseinrichtung aufweist, die über das Spannungssignal eines Außenleiters synchronisiert wird.
14. Fernabgelesener Elektrizitätszähler nach einem der Ansprüche 10 bis 13 **dadurch gekennzeichnet**, dass er aus einem Elektrizitätszähler mit einer abgesetzten Kommunikationseinheit besteht.
15. Fernabgelesener Elektrizitätszähler nach einem der Ansprüche 10 bis 13 durch einstückige Herstellart gekennzeichnet.

Zusammenfassung

Verfahren, das die Messmittel und die Datenübertragungseinrichtung fernablesbarer Elektrizitätszähler nutzt, um die lokalen Referenzphasen von Verbrausstellen in einem Energieverteilungsnetz räumlich entfernten übergeordneten Referenzphasen zuzuordnen.