

Weitbereichsmessung und Demand Side Management : eine kosteneffektive Anwendung für effektivere Netznutzung

Autor(en): **John, Andreas / Westermann, Dirk**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **96 (2005)**

Heft 10

PDF erstellt am: **24.04.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-857809>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Weitbereichsmessung und Demand Side Management – Eine kosteneffektive Anwendung für effektivere Netznutzung

Aus der Kombination von Weitbereichsmessung und Rundsteuerung für das Demand Side Management ergibt sich ein Regelungssystem für Energiesysteme, das Netzregelungsfunktionen für eine effektivere Netznutzung bietet. In einer Fallstudie für einen Windpark werden die Vorteile skizziert, die von der Verringerung von Verlusten über die Einsparungen bei Energiezukauf bis hin zum potenziellen Aufschub von Investitionen in die Übertragungsinfrastruktur reichen.

■ Andreas John und Dirk Westermann

Einleitung

Steigende Preise für fossile Energie und ökologische Motivation führen dazu, dass in zunehmendem Masse dezentrale und regenerative Umwandlungseinheiten wie Wind- und Solarenergieanlagen gebaut werden. Die heutigen Energieübertragungssysteme sind nicht für diese Einspeisungen ausgelegt, die eine Umkehrung des Energieflusses bewirken können. Die Einspeisung aus regenerativen Energieumwandlungsanlagen kann nur schwer vorhergesagt werden und bedingt somit, dass konventionelle Kraftwerke im Standbybetrieb gehalten werden müssen, sofern der Systembetrieb nicht mit Hilfe von Demand Side Management-Systemen (DSM) in einen Modus mit herabgesetztem Lastfolgeverhalten überführt werden kann. Auf Grund der daraus resultierenden Lastflüsse und der erforderlichen Zuverlässigkeitsmargen sind möglicherweise sogar Investitionen in neue Übertragungsanlagen erforderlich [1].

Ein gesteuerter Bedarf auf der Abnehmerseite kann die Belastung des Übertra-

gungs- und Verteilungsnetzes egalisieren, sodass Investitionen in neue Übertragungsanlagen aufgeschoben werden können. Technisch kann er quasi als ein virtuelles Kraftwerk dienen, um Fluktuationen bei Energieverträgen zu kompensieren. Auf diese Weise lassen sich Kosten für Reserveenergie einsparen, die auf dem Spotmarkt eingekauft wird. Dies gilt nicht nur für spezielle Netzbereiche, sondern auch für ganze Regionen, in denen elektrische Energie über dedizierte Korridore transportiert wird. Die aus einem Weitbereichsmesssystem gewonnenen Echtzeitinformationen des Übertragungsnetzes machen das DSM zu einer leistungsstarken Anwendung, die eine effektivere Netznutzung ohne Investitionen in neue Übertragungseinrichtungen und mit geringerer Einspeisung von Reserveenergie aus konventionellen Kraftwerken ermöglicht.

Wenn man den Netzbetrieb und die Netzauslegungskriterien von heute und vor 30 Jahren miteinander vergleicht,

zeigt sich, wie sich die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Entscheidungsparameter geändert haben. Auf der Bedarfsseite finden sich Massenverbraucheranwendungen zur Verbesserung des persönlichen Komforts wie beispielsweise Klimaanlage im Wohnbereich. Diese Anwendungen trifft man nicht nur in wohlhabenden Industrienationen, sondern auch in Schwellen- und Entwicklungsländern immer häufiger an. Durch diesen Effekt kann die Spitzenlast, die in der Vergangenheit traditionell im Winter erreicht wurde, heute auch zur warmen Jahreszeit mit einem höheren Wert auftreten [2].

Auf der Versorgungsseite nimmt der Anteil der Einspeisung aus regenerativen Energiequellen stetig zu. Des Weiteren werden dezentrale Energieumwandlungsanlagen für elektrische Energie in Kombination mit Fernheizung immer interessanter. Dieses veränderte Erzeugungsschema, das die Ursache für eine Umkehrung von Energieflüssen im Vergleich zur ursprünglichen Systemauslegung sein kann, und die kurzfristige und unvorhersagbare Einspeisung von Energie aus Solar- oder Windparks stellen neue Herausforderungen für den Betrieb dar und bringen Übertragungs- und Verteilungsnetze an ihre Grenzen [3].

In Mitteleuropa wurde DSM bereits in den vierziger Jahren eingeführt. Das Regelungsziel bestand darin, den maximalen Energiebedarf für elektrische Heizanwendungen wie Elektroboiler und Fussbodenheizungen, grosse Pumpenan-

Adressen der Autoren
 Andreas John
 Enermet-Gruppe
 Leiter Geschäftsentwicklung
 CH-8320 Fehraltorf, Schweiz
 ajohn@enermet.ch

Prof. Dirk Westermann
 Technische Universität Ilmenau
 Leiter FG Elektrische Energieversorgung
 D-98693 Ilmenau, Deutschland
 dirk.westermann@tu-ilmenau.de

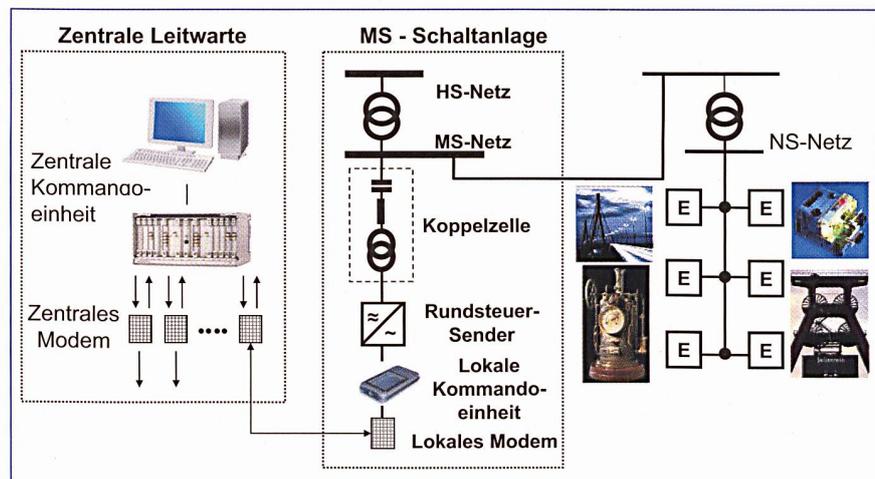


Bild 1 Rundsteuerung – traditionelle Konfiguration.

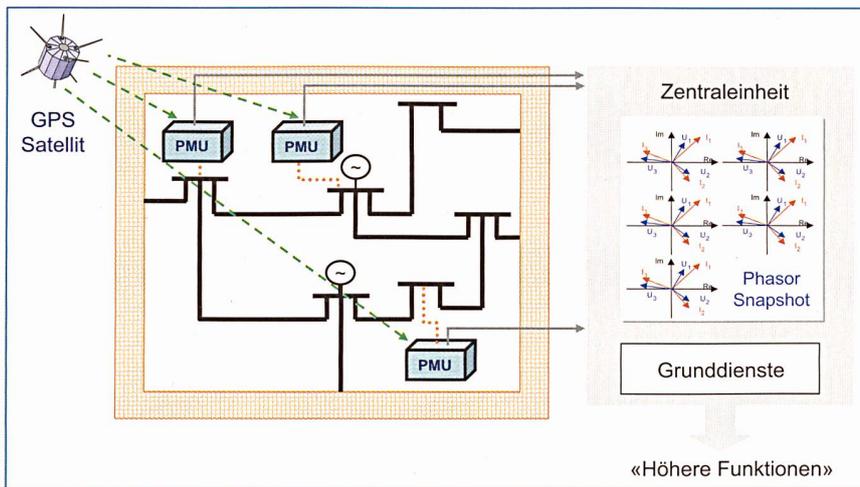


Bild 2 Konfiguration einer Weitbereichsplattform auf der Grundlage synchronisierter Vektormessungen.

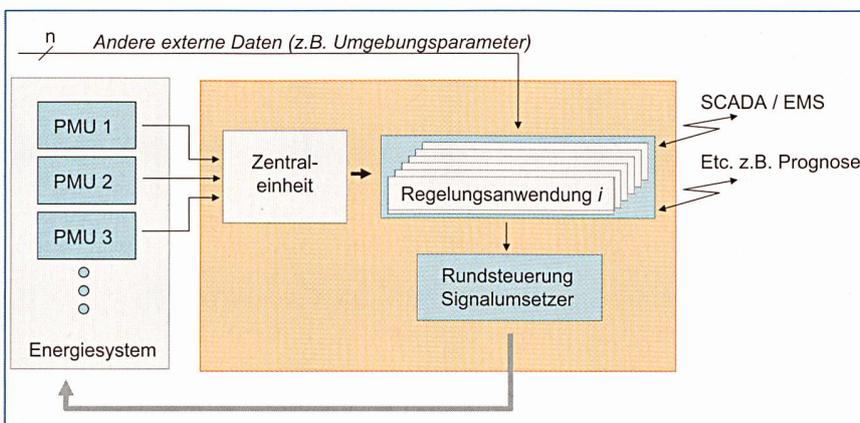


Bild 3 Funktionsarchitektur für die Netzoptimierung durch Rundsteuerung in Kombination mit einem WAMS.

gen durch direktes Lastmanagement zu begrenzen sowie Strassenbeleuchtung zu schalten. Damit waren die Energieversorgungsunternehmen in der Lage, die Erzeugung sowie die Netzressourcen gründlich zu planen und zu verwalten. Bereits in dieser frühen Phase führten Anbieter wie Zellweger und Brown Boveri Rundsteuerungssysteme ein, die ein Steuerungssignal von einer Umspannanlage über das bestehende Energieübertragungs- und -verteilungsnetz an die Endkunden übertragen [4].

Am Standort des Kunden nimmt ein Empfänger das Signal auf und führt den angeforderten Schaltbefehl durch. Die Systeme aus den vierziger Jahren unterscheiden sich signifikant von der heutigen Technologie. Wurden vor Jahrzehnten Rundsteuerungssignale mit einer Frequenz von etwa 1000 Hz durch mechanische rotierende Umrichter erzeugt und empfangen, wird diese Aufgabe heute durch statische und sehr zuverlässige Geräte, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, mit Frequenzen bis 400 Hz übernommen. Bild 1 zeigt die Struktur eines traditionellen Tonfrequenz-Rundsteuerungssystems.

Im Laufe der Zeit wurden weitere Methoden für das direkte Lastmanagement wie Funk- oder Pagingssysteme eingeführt. Als Ergänzung dafür werden auch Zeitschaltuhren verwendet, um den Kundenbedarf zu steuern. Obwohl die traditionelle Rundsteuerung altmodisch erscheinen mag, ist sie zurzeit dennoch das ausgereifteste, wirtschaftlichste und zuverlässigste System für die direkte Laststeuerung in einem DSM-Programm. Die Signalübertragung und die Signalausbreitung werden durch die eigene Netzinfrastruktur des Energieversorgungsunternehmens gewährleistet. Es sind keine Dritten – mit Ausnahme des Energieversorgungsunternehmens selbst – beteiligt, wenn ein Schaltbefehl ausgeführt werden muss. Abhängig von der gewählten Rundsteuerspur werden die Signale innerhalb von 7 Sekunden ausgeführt.

Steuerungsbefehle können je nach Bedarfs-/Versorgungssituation vom zentralen Dispatcher manuell oder durch Zeitsteuerungsprogramme, durch SCADA-Systeme oder einem automatischen Netzbetriebsalgorithmus eingeleitet werden. Sogar die lokale Steuereinheit kann so programmiert werden, dass sie unabhän-

gig von der gesamten Netzsituation agiert. Bei Bedarf kann auf diese Weise noch schneller auf lokale Engpässe reagiert werden [5]. Heute wird die direkte Laststeuerung mit Hilfe von Rundsteuerung weltweit in etwa 30 Ländern angewendet. Der Wunsch von Kunden, diese Systeme zu vergrößern und zu unterhalten, liefert den besten Grund, weiterhin in diese Technologie zu investieren. Die Kombination von traditioneller Rundsteuerung mit neuen Technologien wie der Weitbereichsmessung ist nur einer von mehreren Schritten, die durchgeführt werden müssen, um den Bedarf der Energieindustrie von morgen zu decken.

Weitbereichsmessung und Rundsteuerung

Mit der Einführung von Vektormessgeräten (Phasor Measurement Units, PMU) und Hochleistungskommunikationsverbindungen stehen so genannte Weitbereichsmesssysteme zur Verfügung. Eine PMU misst Spannungen und Ströme an einem bestimmten Knoten und zu einem bestimmten Zeitpunkt im Netz. Ein Satz Messdaten wird mit einem Zeitstempel versehen. Dieser wird aus einem GPS-Signal abgeleitet, welches das Vektormessgerät empfängt. Aus mindestens zwei PMU-Messsätzen können Spannungs- und Stromvektoren abgeleitet werden, die die Effektivwerte und die zugehörigen Phasenwinkel darstellen. Für die Berechnung ist kein zugrunde liegendes Netzmodell erforderlich. Mit Hilfe dieser Technologie lässt sich ein Weitbereichsmesssystem konfigurieren. Dieses wurde erstmals von ABB für die Weitbereichsüberwachung und die Weitbereichsregelung eingeführt [6], [7]. Die Grundkonfiguration eines PMU-basierten Weitbereichsmesssystems (Wide Area Measurement System, WAMS) besteht aus folgender Hardware:

- Vektormessgeräte (PMU)
- Kommunikationsverbindungen (z. B. TCP/IP)
- Zentraleinheit (Personalcomputer mit entsprechender Software)

Erforderliche Softwarekomponenten stellen «Grunddienste» zur Verfügung, mit denen Daten erfasst und Vektoren ermittelt werden. Zusätzlich werden typischerweise einige andere Funktionen wie Datenbankmanagement, Benutzeroberfläche usw. bereitgestellt (Bild 2).

Nach dem Grundkonzept eines WAMS werden die PMUs in Schaltanlagen angeordnet, um einen Teil des Systems unter allen Betriebsbedingun-

gen zu beobachten (Netzinseln, Ausfall von Leitungen, Generatoren usw.). In diesem Zusammenhang muss ein bestimmter Grad an Redundanz berücksichtigt werden, um ausreichende Ergebnisse für den Fall bereitzustellen, in dem einige Daten nicht verfügbar sind (PMU-Ausfall, Kommunikationsfehler usw.) [5].

Die Messdaten werden an eine Zentraleinheit übertragen und dort synchronisiert und sortiert. Hieraus entsteht ein Satz von Messwerten, welche allesamt zum selben Zeitpunkt durchgeführt wurden. Der Schritt von der Weitbereichsmessung zur Weitbereichsregelung mit Hilfe von Rundsteuerung liegt nahe. Auf der Grundlage der ermittelten Vektoren können Indikatoren des elektrischen Energiesystems abgeleitet werden. Diese werden als Eingangsgrößen für verschiedene Steuerungsanwendungen eingesetzt, um die Last entsprechend einer bestimmten Steuerungsfunktion zu schalten. Beispiele für Indikatoren sind aktuelle Korridorbelastung, Topologiewarnungen und Übertragungsreserveinformationen.

Wie in Bild 3 dargestellt, müssen zwei wesentliche Komponenten der Rundsteuerung eingeführt werden, um einen Regelkreisbetrieb der Weitbereichsregelung mittels Rundsteuerung einrichten zu können. Auf der Grundlage der Ausgabe der WAMS-Zentraleinheit (Bild 2) verarbeiten Regelungsanwendungen die bereitgestellten Vektorinformationen entsprechend der obigen Beschreibung.

Für den Netzbetrieb könnte es nützlich sein, andere Daten wie Wettervorhersage, Lastvorhersage usw. für dedizierte Regionen oder Netzwerkbereiche einzubeziehen. Aus diesem Grund empfiehlt sich eine Verbindung zu SCADA-/EMS- und/oder verschiedenen Vorhersagesystemen. Wenn viel Energie aus einem Windpark eingespeist wird, ist es für die Netzregelung besonders hilfreich, in den einzelnen Regelungsanwendungen meteorologische Daten zu verwenden.

Das Rundsteuerungsschema gemäß Bild 1 arbeitet als Schalter und beeinflusst die steuerbare Last abhängig von den tatsächlichen Bedingungen im Netz. Typische Ziele dieser Regelung sind:

- Minimierung der Netzverluste durch Harmonisierung der Lastflüsse in einem Übertragungspfad über einem bestimmten Zeitraum; Aktivierung durch die Weitbereichsbeobachtung.
- Begrenzung der Spitzenlast von Übertragungsanlagen, indem Lasten durch die Direktmessung der Istbelastung dedizierter Korridore von Spitzenlastzeiten auf Schwachlastzeiten verschoben werden.

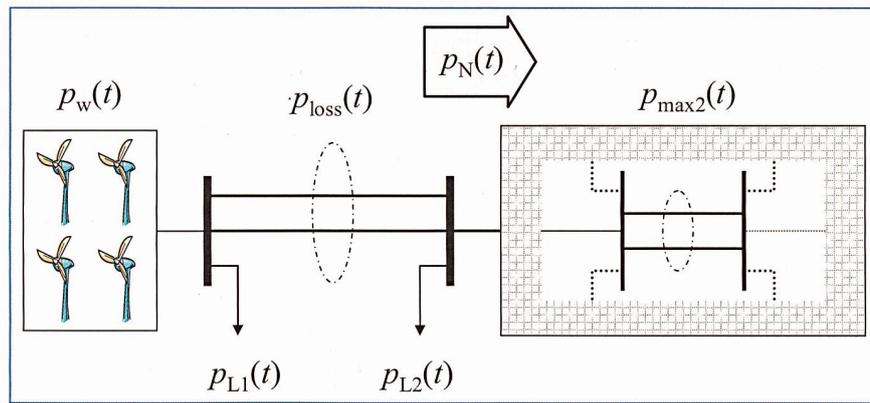


Bild 4 Referenzsystem mit Einspeisung aus Windpark, Übertragungskorridor und Nachbarsystem.

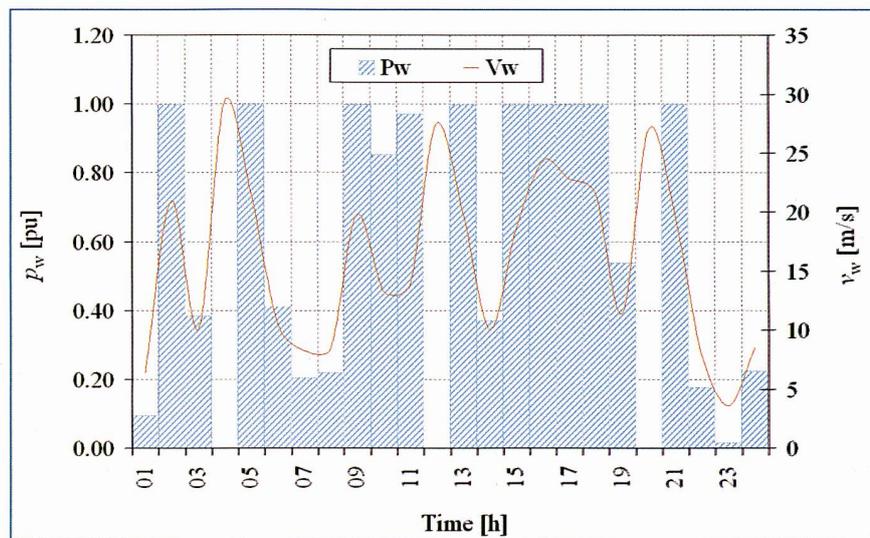


Bild 5 Windgeschwindigkeit (v_w) über die Zeit und entsprechende Ausgangsleistung des Windparks (p_w) unter Berücksichtigung der Umwandlungskennlinie.

- Minimierung der auf dem Spotmarkt eingekauften Energie, indem die Grundlast einer Netzregion durch Überwachung von Fernübertragungskorridoren mit umfangreicher Einspeisung nicht deterministischer regenerativer Energie maximiert wird.

Dies sind lediglich Beispiele für die Anwendung des vorgeschlagenen Systems. Erwähnenswert ist noch, dass die Systemanwendung nicht nur auf eine einzelne Regelungsfunktion begrenzt ist. Es können viele Regelungsfunktionen gleichzeitig ausgeführt werden.

Fallstudie

Bei Windparks ist eines der Hauptprobleme das nicht deterministische Verhalten der Energieeinspeisung in das Netz. Um Systemstörungen auf Grund unerwünschter Ausfälle von Übertragungsleitungen zu vermeiden, müssen alle angeschlossenen Nachbarsysteme in der Lage sein, die maximal mögliche ab-

gegebene Leistung des Windparks unter allen Lastbedingungen im Netz zu führen, um eine Drosselung der vom Windpark abgegebenen Leistung zu vermeiden. Um diese Bedingung erfüllen zu können, besteht eine Lösung darin, in zusätzliche Übertragungskapazitäten zu investieren. Alternativ kann die Lastregelung die Spitzenbelastung eines Korridors absenken, indem die Systemlast in einem gewissen Umfang gesteuert wird. Zweitens müssen als Folge des nicht deterministischen Verhaltens eines Windparks konventionelle Erzeugungsrerren bereitgestellt oder optional auf dem Energiemarkt eingekauft werden.

In der nachstehenden Fallstudie werden die beiden genannten Probleme behandelt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Windpark ein Energiesystem speist und dass überschüssige Energie, die lokal nicht verbraucht werden kann, über einen Korridor in ein benachbartes Versorgungsnetz gespeist wird. Ein mögliches Einspeisungs-Abnahme-Defizit wird durch Zukäufe aus dem Spotmarkt gedeckt (Bild 4).

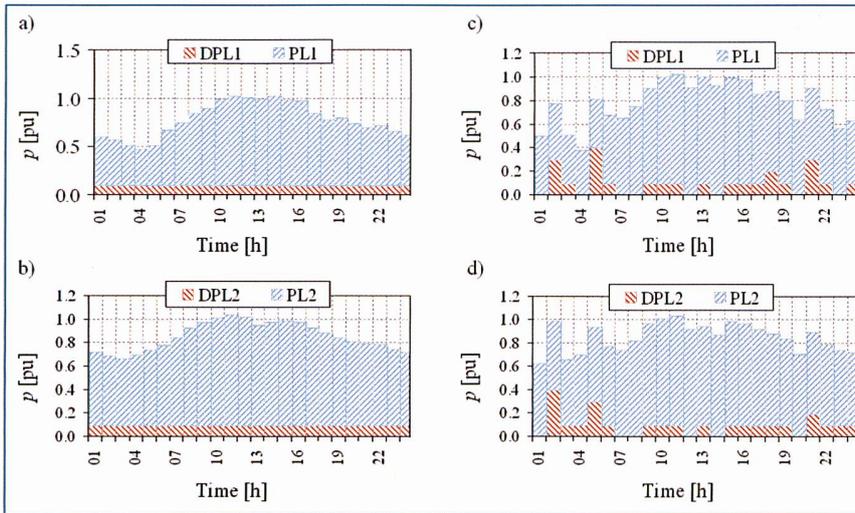


Bild 6 Lastdifferenz an betrachteten Netzknoten ohne (a, b) und mit (c, d) Auswirkungen eines WAMS-basierten Rundsteuerungsschemas.

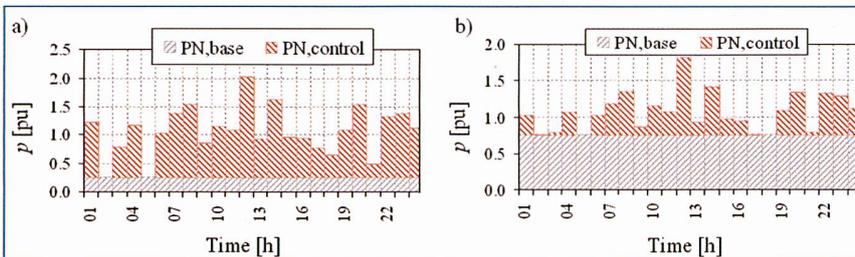


Bild 7 Grundlast und vom Nachbarsystem eingespeiste gesteuerte Last ohne (a) und mit WAMS-basiertem Rundsteuerungssystem (b).

In diesem typischen Referenzsystem stellt die aggregierte Last $p_{L1}(t)$ die Summe aller lokalen Verbraucher dar, die direkt an das vom Windpark gespeiste System angeschlossen ist. Die aggregierte Last $p_{L2}(t)$ repräsentiert einen Verbraucherbereich am anderen Ende des Übertragungskorridors. Beide Versorgungsbereiche werden von verschiedenen Energieversorgungsunternehmen mit unterschiedlichen SCADA-/EMS-Systemen versorgt. Der Windpark ist als einzelne aggregierte Windturbine mit typischer Kennlinie modelliert. Für die Windgeschwindigkeit wird eine typische Weibull-Verteilung angenommen, die zu der in Bild 5 dargestellten Erzeugerkurve des Windparks führt.

Die aggregierte Last ist durch typische Lastkurven dargestellt, und das betrachtete WAMS wurde zur Beobachtung der realen Korridorlast installiert. Es wird die Leistung gemessen, die aus dem Nach-

barsystem entnommen bzw. in das Nachbarsystem eingespeist wird. Diese bestimmte über einen Zeitraum summierte Leistung stellt die Energie dar, die auf dem Spotmarkt eingekauft werden muss, um die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Es wird davon ausgegangen, dass der Korridor zwischen den beiden Versorgungsgebieten über eine maximale Kapazität verfügt, die der installierten Leistung des Windparks entspricht (1 pu). Die Verluste im Korridor werden bei Nennstrom entsprechend der typischen quadratischen Funktion mit 5% der tatsächlichen Leitungsbelastung angenommen.

Die beiden Lasten werden durch das DSM mit Rundsteuerung so gesteuert, dass zwei Zielfunktionen erfüllt werden. Das erste Ziel besteht darin, die Lastspitzen im Übertragungskorridor zu minimieren, um die Systemverluste zu verringern. Die aus dem Nachbarsystem bezo-

gene Leistung setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: aus der zeitlich konstanten Grundleistung ($p_{N, Grund}$) die mit Grundlastverträgen preiswert eingekauft werden kann, und aus der Regelleistung ($p_{N, Regel}$), die dem nicht deterministischen Restanteil des Systems entspricht und auf dem teuren Spotmarkt eingekauft werden muss. Folglich besteht das zweite Ziel darin, die Grundleistung zu maximieren und die Spitze der Regelleistung zu minimieren.

Für diese Untersuchung wurde für jeden Lastbereich eine steuerbare Last von 0,1 pu angenommen. In einer ersten Simulation wurde das Systemverhalten ohne Rundsteuerung untersucht. Im zweiten Szenario wird ein installiertes Rundsteuerungssystem angenommen, dass mit den Eingabedaten des WAMS entsprechend der obigen Beschreibung betrieben werden kann. Ohne Steuerung betragen die Energieverluste des Korridors 0,24 pu/Tag (1 pu x 24 h als Grundlage) (Tabelle 1). Die Grundlast, die aus dem System eingespeist wird, beträgt 0,26 pu, und der Spitzenwert der Regelleistung beträgt 1,78 pu, wenn der Windpark keine Energie liefert (siehe auch Bild 6, Bild 7). Durch die Einführung des vorgeschlagenen Regelungssystems könnten die Verluste um fast 30% gesenkt und die Grundleistung annähernd um den Faktor 3 angehoben werden. Der Spitzenwert der Regelleistung wurde um fast 40% verringert.

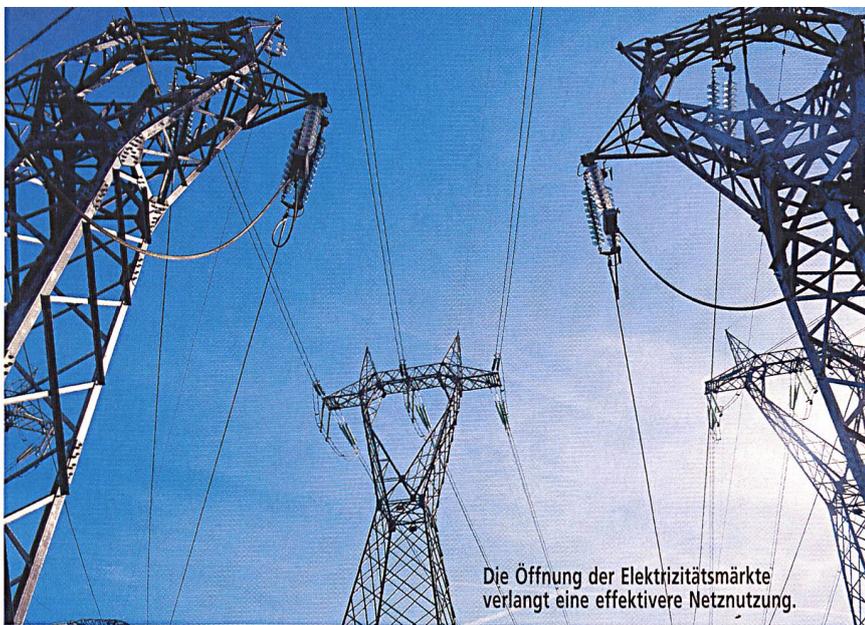
Das Ergebnis dieser sehr allgemeinen Studie verdeutlicht, dass die Steuerung von Lastbereichen mit nicht deterministischer Einspeisung attraktiv wird, insbesondere wenn in einer wirtschaftlichen Auswertung die realen Preise des Energiemarktes auf die Verlustenergie und den Spitzenwert der Regelleistung angewendet werden. Im hier gezeigten Beispiel konnten die Kosten der Verluste um fast 30% und die Kosten für die eingekaufte Energie gesenkt werden. Eine andere Überlegung ist die Analyse der erforderlichen Investitionen in die Übertragungsinfrastruktur. Da die Spitzenlast verringert werden konnte, sind geringere Übertragungsreserven erforderlich, um eine ausreichende Kapazität bereitzustellen, die das Erzeugungsverhalten des Windparks auffangen kann.

| | Ohne Steuerung | WAMS und DSM | Δ |
|---------------------------------|----------------|--------------|----------|
| Steuerbare Last | – | 0,1 pu | – |
| Energieverluste im Korridor | 0,24 pu/Tag | 0,17 pu/Tag | –29% |
| Grundleistung aus dem Netz | 0,26 pu | 0,76 pu | 290% |
| Steuerungsleistung aus dem Netz | 1,78 pu | 1,08 pu | –39% |

Tabelle 1 Fallstudie – Zusammenfassung.

Schlussfolgerung

Aus der Kombination von Weitbereichsmessung und Rundsteuerung für das Demand Side Management ergibt sich ein Regelungssystem für Energiesysteme, das Netzregelungsfunktionen für



Die Öffnung der Elektrizitätsmärkte verlangt eine effektivere Netznutzung.

eine effektivere Netznutzung bietet. Mit Hilfe dedizierter Messungen von Fernstandorten – selbst in Bereichen, die nicht an ein SCADA-/EMS-System angeschlossen sind – können Lastwerte so angepasst werden, dass die Belastung verbundener Übertragungskorridore ausgeglichen wird. Wenn mehrere nicht deterministische Einspeisungen (beispielsweise Windparks) eingerichtet werden, kann das vorgeschlagene Regelungssystem die Auswirkung auf die benachbarten Übertragungsnetze mildern, indem es die Spitzenbelastung der Korridore mit Hilfe einer Laststeuerung senkt. In der Fallstudie werden diese Vorteile skizziert, die von der Verringerung von Verlusten über die Einsparungen bei Energiezukauf bis hin zum potenziellen Aufschub von Investitionen in die Übertragungsinfrastruktur reichen. Alle diese Aspekte unterstreichen die potenziellen wirtschaftlichen Vorteile bei einem Einsatz eines Weitbereichsregelungssystems mit Rundsteuerungstechnik.

Bibliographie

- [1] Ernst, B., Hoppe-Kilpper, M., Rohrig, K.: Integration of large Offshore Wind Power into Energy Supply. Fourth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, Dänemark, Oktober 2003.
- [2] Gillespie, A.: Solutions to the Challenges of Air Conditioning and Peak Demand Growth. Energy Users Association of Australia, EUAA National Conference, 2004.
- [3] Amora, M.A.B., Bezerra, U.H.: Assessment of the effects of wind farms connected in a power system. Proceedings of the IEEE Power Tech, Porto, 2001.
- [4] Burkhard, H.: Von der Rundsteuerung zum modernen Energiemanagement. Bulletin SEV/VSE 82 (1991)19, 9. Oktober 1991.
- [5] Nilsson, H.: The many faces of demand-side management. Power Engineering Journal, Vol. 8, Iss. 5, Oktober 1994.
- [6] Rehtanz, Ch., Westermann, D.: Wide Area Measurement and Control for Increasing Transmission Capacity in Deregulated Markets. 14th Power System Computation Conference (PSCC), Sevilla, Spanien, 2002.
- [7] Bertsch, J., Zima, M., Suranyi, A., Carnal, C., Rehtanz, C.: Experiences with and perspectives of the system for wide area monitoring of power systems. CIGRE/IEEE PES International Symposium: Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003.

Kabelverschraubungen PG und metrisch ab Lager



Sicherheit- und Brandverhalten nach UL94 V0 und EN 50262

pr.ch 550_1g

HUMMEL
SafetyMarking
SignSystems
BRADY
deutronic
SEDLBAUER

Schärer + Kunz AG
Hermetschlostr.73
Postfach 757
CH-8010 Zürich

SK
Schärer+Kunz
www.suk.ch

Tel. 044 434 80 80
Fax 044 434 80 90
sales@suk.ch

Mesure de larges secteurs et gestion de la demande

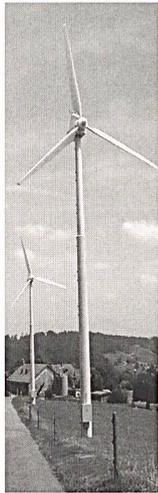
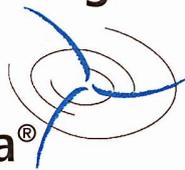
Cet article présente les avantages de l'association du système de contrôle et de surveillance de larges secteurs avec des applications de gestion de la demande pour une utilisation plus rationnelle du réseau. En plus de la description générale de l'association de ces deux technologies efficaces, on souligne l'intérêt économique dans le contexte de l'opération de systèmes énergétiques. Un cas présentant un parc éolien qui approvisionne le système voisin et le comportement aléatoire de la production de puissance éolienne à la base d'achats d'énergie coûteux sur le marché spot montre l'influence du système de mesure proposé pour un large secteur muni d'un contrôle des fluctuations pour la gestion de la demande. Cet exemple souligne les secteurs d'application pour une configuration typique de réseaux avec une production d'énergie décentralisée ou des passages réservés aux systèmes voisins. En outre, il montre le potentiel des schémas de contrôles de charge proposés en tenant compte des systèmes d'opération plus économiques, écologiques et plus fiables dans un contexte où le nombre d'unités de production décentralisées et d'énergie renouvelable est en augmentation.

Aventa Leichtwindanlagen®

leise, effizient, schön

Éoliennes pour vents faibles Aventa®

silencieuses, efficaces, esthétique



- Entwicklung und Produktion in der Schweiz
- développement et production en Suisse
- fügt sich harmonisch ins Landschaftsbild ein
- respect du paysage et de l'environnement
- Masthöhe max. 18 m – 24 m
- hauteur du mât max. 18 m – 24 m
- Imagrträger
- support publicitaire de marque
- zertifiziert mit dem Label «naturemade star»
- certifiée au label «naturemade star»

Aventa AG

Zürcherstrasse 58, 8406 Winterthur
Tel.: 052 204 00 04; Fax: 052 204 00 09
www.avena.ch; info@avena.ch

Produktion, Betrieb, Unterhalt, Finanzierung
Production, exploitation, entretien, financement

Wie stehen Sie über den Dingen?

Als führender Energiedienstleister setzen wir auf Lösungen nach Mass, um Ihnen neue Perspektiven zu verleihen. Absichert durch 110 Jahre Erfahrung und ur-schweizerische Partnerschaft.

Damit Sie den Herausforderungen an der Spitze rundum gelassener entgegen sehen können.

www.atel.ch

atel
Energy is our business

Wir helfen Ihnen bereits bei der Planung, die richtigen Werte zu ermitteln.

- Messung und Berechnung der magnetischen Felder
- Planung von Neu- und Umbauten
- Beratung und Überprüfung
- unabhängige und neutrale Expertise
- Sanierung

Electrosuisse, W. Schöller
Luppmenstrasse 1, 8320 Fehraltorf
Tel. 044 956 11 84
Fax 044 956 16 84
walter.schoeller@electrosuisse.ch

SEV Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik

NIS-Verordnung



electrosuisse 