Leerlauf vermeiden

Autor(en): **Zehnder, Samuel / Buff, Denys**

Objekttyp: **Article**

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

Band (Jahr): **109 (2018)**

Heft 6

PDF erstellt am: **04.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856953

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.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Bild: Arbon Energie AG

Leerlauf vermeiden

Reduktion von Energie und Kosten bei Transformatoren | Schweizer Unterstationen sind häufig mit mehreren parallelen Transformatoren ausgerüstet. Energie kann gespart werden, wenn bei Schwachlast Transformatoren weggeschaltet werden und somit die zugehörigen Leerlaufverluste wegfallen. Aber wie geschieht dies am kostengünstigsten?

TEXT SAMUEL ZEHNDER, DENYS BUFF

Im Verteilnetz der Arbon Energie AG sind insgesamt 71 Transformatorstationen in Betrieb. Davon sind 38 mit mehreren Transformatoren ausgerüstet. Typisch sind zwei parallele 630 kVA Transformatoren. Eine Studie der FHNW untersuchte nun das Energie- und Kosteneinsparpotenzial bei mehreren Transformatoren in einem Unterwerk.

Trafoverluste verstehen

Zur Modellierung der Transformatorverluste wird die Ersatzschaltung gemäss **Bild 1** verwendet. Die Kupfer- und Streuverluste, zusammengefasst als Kurzschlussverluste, werden durch die Längselemente abgebildet. Die Verluste dieser Elemente nehmen quadratisch mit der Belastung des Transformators zu. Die Eisen- und Magnetisierungsverluste, auch Leerlaufverluste, werden durch die Querelemente abgebildet. Diese sind abhängig von der anliegenden Spannung und sind im Normalbetrieb konstant.

Werden zwei Transformatoren parallel betrieben, so teilt sich der Strom proportional zur Nennleistung und umgekehrt proportional zur Kurzschlussimpedanz auf. Bei mehreren Transformatoren mit denselben Nenngrössen teilt sich der Strom gleichmässig auf. Für eine Station mit zwei gleichen, parallel betriebenen Transformatoren beispielsweise resultieren die halben Kupfer- und Streuverluste und die doppelten Eisen- und Magnetisierungsverluste gegenüber dem Betrieb mit einem einzelnen Transformator.

So ergibt sich für jeden Betriebspunkt eine optimale Konfiguration einer Station. Bei schwacher Belastung ist es von Vorteil, nur wenige Transformatoren gleichzeitig in Betrieb zu haben. Bei hoher Belastung sind die Gesamtverluste minimal, wenn mehrere Transfor-

matoren in Betrieb sind. Der Schnittpunkt der beiden Verlustkurven wird als Umschaltpunkt bezeichnet.

Potenzial und Randbedingungen

Lastprofile der Arbon Energie AG zeigen eine tiefe Belastung der Transformatorstationen – siehe **Bild 3** als Referenz. Typisch sind mittlere Belastungen in einem Bereich von 10–20 %. Die maximalen Belastungen liegen unter 50 %. Würde man diese Stationen optimal betreiben, könnte man durchschnittlich 2,2 MWh pro Station und Jahr einsparen. Bei insgesamt 38 Transformatorstationen entspricht dies dem Stromverbrauch von etwa 16 Einfamilien-Haushalten.

Schaltanlagen altern im normalen Betrieb nur gering. Deshalb sind beispielsweise noch ältere Stationen mit Trennmessern auf der Niederspannungsseite in Betrieb. Solche Stationen können nicht motorisiert werden. Insgesamt betrifft das 18 der 38 Transformatorstationen. Dadurch wird das Potenzial eines automatisierten Betriebs um etwa die Hälfte reduziert. Bei häufigen Umschaltungen, wie sie bei einem automatisierten Betrieb vorkommen können, altern die Anlagen schneller, was die eingesetzten Betriebsmittel an ihre Grenzen stossen lässt. So sind die mittelspannungsseitigen Lasttrennschalter nur für 1000 Schaltspiele ausgelegt. Bei einer geplanten Lebensdauer der Anlage von 40 Jahren entspricht dies 25 Schaltspielen jährlich. Die Leistungsschalter auf der Niederspannungsseite sind für bis zu 20 000 Schaltspiele ausgelegt – dies würde tägliche Umschaltungen erlauben.

Bei den ölgekühlten Transformatoren hängen Alter und verbleibende Lebensdauer von der Qualität und Zusammensetzung des Öls ab. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Öl bei Überlast des Transformators schneller altert und die verbleibende Lebensdauer so reduziert. Bei Überstrom, beispielsweise während eines Einschaltvorgangs, wird der Transformator durch die entstehenden Kräfte strapaziert. Dadurch hat ein häufiges Zu- und Abschalten einen negativen Einfluss auf die Lebensdauer. Ob Spannung am Transformator anliegt, hat keinen merklichen Einfluss auf die Lebensdauer. Es treten auch keine Standschäden im spannungslosen Zustand auf, sofern die Umgebungsbedingungen den Anforderungen entsprechen.

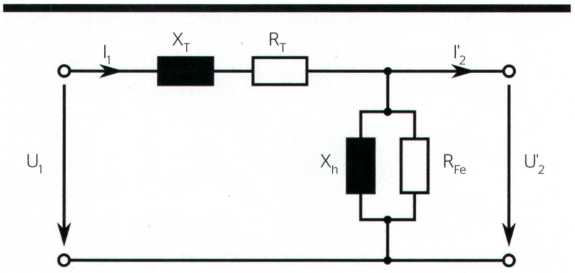


Bild 1 Ersatzschaltung eines Transformators.

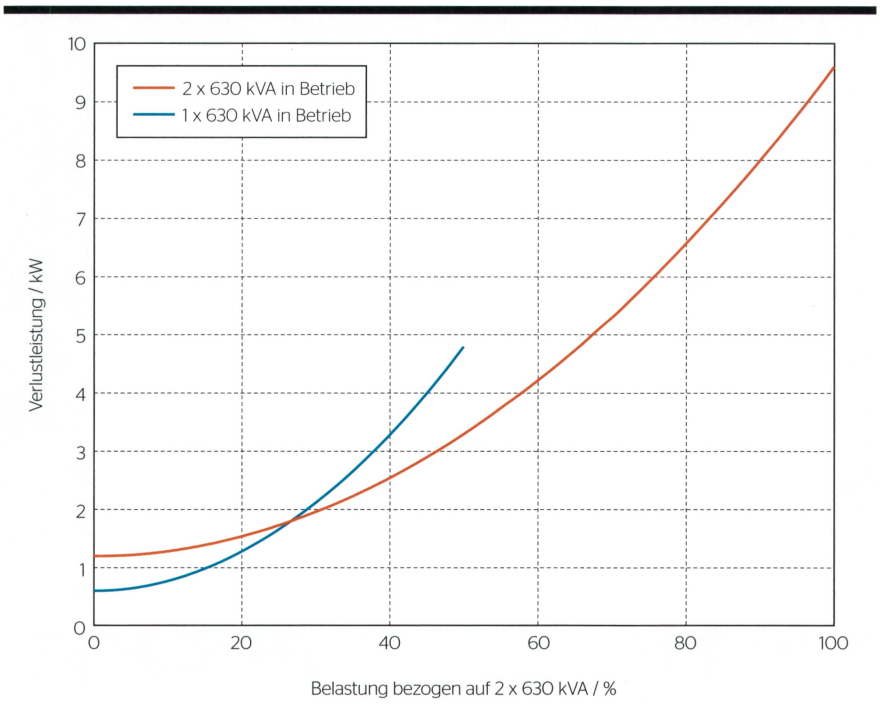


Bild 2 Typische Verlustkurven einer Transformatorstation.

Nennleistung	630 kVA
Kurzschlussimpedanz	4 %
Übersetzungsverhältnis	16,8 kV / 420 V
Leerlaufverluste	600 W
Kurzschlussverluste bei 25 % Nennlast	263 W
Kurzschlussverluste bei 50 % Nennlast	1050 W
Kurzschlussverluste bei 100 % Nennlast	4200 W

Tabelle 1 Kenndaten eines typischen Verteiltransformators (Verluste unterhalb Stufe 1 Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG).

Für einen automatisierten Betrieb müssen die Transformatoren motorisch sowohl auf ihrer Ober- als auch auf der Unterspannungsseite geschaltet werden können. Die verwendeten Schaltelemente sind heute gewöhnlich nicht motorisiert. Die Kosten für eine Nachrüstung mit Motoren, inklusive Material und Arbeitsaufwand, betragen etwa CHF 4500.– pro Transformator. Bei Neuanlagen muss mit Zusatzkosten in der gleichen Grössenordnung gerechnet werden.

Bei einer Station mit zwei Trafos fallen somit für die Motorisierung CHF 9000.– an. Mit einer Restlaufzeit von 30 Jahren zu einem Zinssatz von 2,5 % sind CHF 430.– jährliche Einsparungen notwendig, um die Investitionen finanziell zu rechtfertigen.

Unterschiede in der Verfügbarkeit von Stationen mit parallel gegenüber einzeln betriebenen Transformatoren

Bilder: FHNW

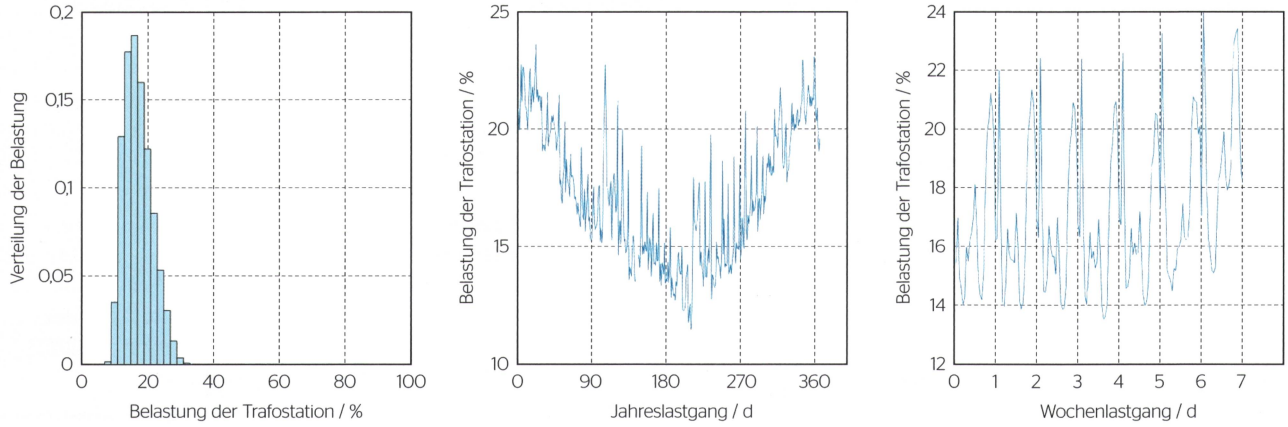


Bild 3 Beispiel: Jahreslastprofil einer Transformatorstation der Arbon Energie AG.

Szenario	Jährliche Einsparungen pro Station	Erforderliche Investitionen	Jährliche Umschaltungen
2: Dauernder Einzelbetrieb (Stationen gezielt ausgewählt)	CHF 300.–	-	0
3: Saisonaler Einzelbetrieb (Stationen gezielt ausgewählt)	CHF 200.–	-	2
4: Optimierter Betrieb ohne Hysterese im Durchschnitt	CHF 250.–	CHF 4500.– pro Transformator	> 25
5: Optimierter Betrieb mit Hysterese im Durchschnitt	CHF 150.–	CHF 4500.– pro Transformator	< 25

Tabelle 2 Szenarienübersicht.

können vernachlässigt werden, da im Fehlerfall bei beiden Konfigurationen manuelle Schaltaktionen durchgeführt werden müssen.

Wenn ein Transformator einer Station weggeschaltet wird, so wird die Kurzschlussleistung und somit der potenzielle Kurzschlussstrom niederspannungsseitig reduziert. Grundsätzlich ist es möglich, dass Leitungsschutzschalter bei zu geringen Kurzschlussströmen im Fehlerfall nicht mehr auslösen, da der auftretende Kurzschlussstrom unter die Ansprechschwelle des Leistungsschalters fallen kann. Im Fall des Verteilnetzes von Arbon können diese Überlegungen vernachlässigt werden, da Arbon städtisch ist und kaum hochohmige Leitungen zu abgelegenen Verbrauchern vorhanden sind.

Lösungsvarianten

Insgesamt sind 5 Betriebsarten bei parallelen Transformatoren denkbar:

- Szenario 1 – Dauernder Parallelbetrieb (heutige Situation)
- Szenario 2 – Dauernder Einzelbetrieb
- Szenario 3 – Saisonaler Einzelbetrieb (Handbetrieb)
- Szenario 4 – Optimierter Betrieb ohne Hysterese (Automatikbetrieb, Referenzszenario)
- Szenario 5 – Optimierter Betrieb mit Hysterese (Automatikbetrieb)

Ein optimierter Betrieb mit automatischer Schaltung exakt im Umschaltpunkt ohne Hysterese (Szenario 4) würde die grösste Energieeinsparung bringen. Dieser Fall wird jedoch grundsätzlich ausgeschlossen, da Schalter eine begrenzte Anzahl an Schaltspielen aufweisen. Deshalb wurden alternative Szenarien erarbeitet und bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit geprüft.

Szenario 2: Die Analyse mit Jahres-Lastgangdaten zeigt, dass die Trafostationen der Arbon Energie AG zu keinem Zeitpunkt mit über 50 % der Nennbelastung betrieben werden. Daher ist es naheliegend, jeweils die Hälfte der Transformatoren jeder Station manuell und dauernd abzuschalten. Vorteil: Die Leerlaufverluste der abgeschalteten Transformatoren fallen weg. Nachteil: In Zeiten höherer Belastung entstehen mehr Betriebsverluste. Es kann gezeigt werden, dass dieses Szenario bei einem Lastprofil unterhalb des theoretischen Umschaltpunktes vorteilhaft ist, oberhalb hingegen nachteilig. Typischerweise liegt der Umschaltpunkt zwischen 10 % und 20 % der Nennbelastung. Wird dieses Szenario gezielt bei den Stationen mit tiefer Auslastung angewandt, so lassen sich pro solcher Transformatorstation rund CHF 300.– jährlich einsparen.

Szenario 3: Ebenfalls geringe Investitionskosten bringt eine saisonale, manuelle Umschaltung. Typischerweise steigt der Stromverbrauch im Winterhalbjahr. Liegt nun die mittlere Belastung während der Sommermonate unter und während der Wintermonate über dem Umschaltpunkt, so kann von einer saisonalen Umschaltung profitiert werden. Die Transformatorstation wird dazu während der Wintermonate mit parallelen Transformatoren betrieben. Im Frühling werden einzelne Transformatoren weggeschaltet und im Herbst wird wieder zurück auf den Parallelbetrieb gewechselt. Mit dieser Methode resultiert lediglich ein Schaltspiel jährlich, was keinen nennenswerten Einfluss auf die Lebensdauer der Schaltelemente und der Transformatoren hat. Auch eine Motorisierung der Schaltelemente ist nicht erforderlich. Bei manuellen Schalthandlungen muss aber mit Personalkosten gerechnet werden. Die mittleren Einsparungen dieser Variante von rund CHF 200.– jährlich decken in der Regel den Aufwand für die manuellen Schalthandlungen nicht.

Szenario 5: Bei einem Umschaltpunkt von 15 % und mit Hysterese von ±5 % würde ein Transformator bei einer aktuellen Belastung von unter 10 % weggeschaltet und erst bei 20 % wieder zugeschaltet werden. Damit lässt sich

Bild: Arbon Energie AG

die Anzahl der Umschaltungen begrenzen. Bei korrekt gewählter Hysterese kann die Limitierung von maximal 1000 Schalthandlungen über 40 Jahre eingehalten werden. Wie hoch die Hysterese gewählt werden sollte, ist einerseits abhängig vom Lastprofil, andererseits auch vom Umschaltpunkt der Station. So muss bei der Arbon Energie AG im Mittel eine Hysterese von etwa ±10 % gewählt werden, damit die Einschränkungen eingehalten werden. Eine Hysterese reduziert die erzielbaren Einsparungen. Bei ±10 % beispielsweise wird das Potenzial bereits um einen Viertel reduziert, sodass rund CHF 150.– pro Transformatorstation jährlich bleiben. Berücksichtigt man den Investitionsbedarf, so zeigt sich, dass sich diese Variante nur in Einzelfällen lohnt.

Empfehlungen

Ein automatisch optimierter Betrieb mit Hysterese lohnt sich bei bestehenden Anlagen nur in Einzelfällen. Es wird nicht empfohlen, Schaltelemente zu motorisieren, um einen automatisch optimierten Betrieb bei bestehenden Anlagen zu implementieren.

Schwach belastete Stationen bieten grosses Einsparpotenzial. Liegt die mittlere Belastung einer Station unter dem jeweiligen Umschaltpunkt, so sollte ein Transformator permanent abgeschaltet werden. Insgesamt lassen sich bei der Arbon Energie AG so Einsparungen von zirka 56 MWh jährlich erzielen. Dies entspricht etwa dem Stromverbrauch von elf Einfamilienhaushalten.

Bei der Planung von Neuanlagen sollte das voraussichtliche Lastprofil abgeschätzt und bei der Auswahl der Komponenten berücksichtigt werden. Auch Transformatoren mit Verlusten gemäss Stufe 2 der Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG sollten in Betracht gezogen werden. Der Einsatz von motorisierten Trennelementen empfiehlt sich nicht.

Zusatzgedanken

Die «Energieperspektiven 2050» des Bundes prognostizieren für die Schweiz einen etwa gleichbleibenden Stromverbrauch für 2050. Dies bestärkt die Aussage dieser Arbeit, dass einzelne Transformatoren bei schwach belasteten Stationen abgeschaltet werden sollten. Die Automatisierung des Trafobetriebs wird wieder ein Thema, falls die Strompreise markant steigen.

Parallele Transformatoren bieten Reserven für Gebiete mit zukünftig stark fluktuierendem Strombedarf, beispielsweise bei hohem Leistungsbezug durch EV-Ladestationen oder bei dezentraler Erzeugung aus PV oder WKK im Rückspeisefall.

Autoren

Samuel Zehnder hat diese Thematik im Rahmen seiner Masterthesis an der FHNW für die Arbon Energie AG analysiert.
→ samuel.zehnder@mail.ch

Denys Buff, Stabsstelle Technik/Dienste.
→ Arbon Energie AG, 9320 Arbon
→ info@arbonenergie.ch

Diese Studie ist im Rahmen des Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure (SCCER-FURIES) durchgeführt worden – mit finanzieller Unterstützung der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse – SCCER-Programm). Industriepartner in diesem Demonstratorprojekt sind Arbon Energie AG und Siemens AG.

RÉSUMÉ

Éviter le fonctionnement à vide

Réduction de l'énergie et des coûts pour les transformateurs

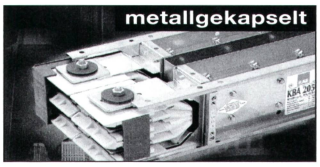
Les postes de transformation suisses sont souvent équipés de plusieurs transformateurs raccordés en parallèle. Il est possible de réduire les pertes en découplant certains transformateurs en cas de faible charge afin d'exclure les pertes de fonctionnement à vide qui y sont liées. Cela permet d'économiser de l'énergie et, à première vue, également de l'argent. Cet article analyse différents types d'exploitation (couplage en parallèle automatique/manuel) sur la base des postes de transformation exploités par la société Arbon Energie AG et présente des méthodes visant à minimiser les frais dus aux pertes en tenant compte du coût du matériel supplémentaire. Bilan : avec le bas prix de l'électricité aujourd'hui en vigueur, l'automatisation n'est pas rentable, contrairement à une commutation manuelle judicieuse. NO

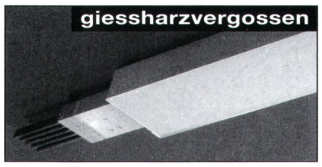
Schweizweit die einzigartige modulare Weiterbildung

Elektromagnetische Verträglichkeit EMV Elektrobiologie

Basis-Grundwissen (EMV/EMF) 06.09.18
EMV Vermeiden und reduzieren 20.09.18
Neue Techniken Beeinflussungen 27.09.18
Messtechnik EMF richtig messen 25.10.18

Information und Anmeldung:
www.bildungszentrumbaubio.ch





LANZ Stromschienen 25 A – 6000 A unsere Kernkompetenz

lanz ist der marktführende Schweizer Stromschienenhersteller mit langjähriger Erfahrung und komplettem Lieferprogramm:

Verlangen Sie Beratung und Offerte:
lanz oensingen ag 4702 Oensingen Tel. 062 388 21 21

STS8_1

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen Südringstrasse 2
www.lanz-oens.com info@lanz-oens.com
Tel. ++41/062 388 21 21 Fax ++41/062 388 24 24

powertage
5.–7. Juni 2018, Messe Zürich

Partnerschaft zwischen GridSense und Swistec im Energiemanagement

Swistec deckt neu den Vertrieb und Betrieb der Produktepalette von GridSense bei Verteilnetzbetreiber ab. Somit kann Swistec den Schweizer Elektrizitätswerken – neben Strom-Auslesung und Kommunikationsanbindung von Smart-Metern – neu auch ein intelligentes Energiemanagement mit selbstlernenden Algorithmen anbieten. Diese Technologie ist besonders für die Verteilnetzbetreiber bei der aufkommenden Elektromobilität von grosser Bedeutung.

Swistec

Swistec ist ein weltweit tätiges Unternehmen und der führende Anbieter von Produkten für das Energiemanagement: Rundsteuersysteme, Breitband-Powerline für Smart-Metering und Smart-Grid sowie Leistungstransformatoren.

Swistec Systems AG
Allmendstr. 30, CH-8320 Fehraltorf, T +41 43 355 70 50,
info@swistec.ch, www.swistec/gridsense.ch

GridSense

GridSense – ursprünglich ein Startup der Alpiq – beschäftigt sich mit Energy-Management-Systemen, Energiedienstleistungen sowie der Integration von erneuerbaren Energien und Elektromobilität in die Verteilnetze.

GridSense
Hohlstrasse 188, 8004 Zürich, T+41 44 247 44 44,
info@gridsense.ch, www.gridsense.ch

GridSense

Weltpremiere: Smart Energy Optimiser für eine intelligente Netzintegration von Elektromobilität und Photovoltaik

powertage
5.–7. Juni 2018, Messe Zürich

Bereit für Ihren Besuch bei unseren Partnern:

Swistec
Halle 5, Stand B02

ALPIQ
Halle 6, Stand H26