

KONTINUIERLICHE ZUSTANDSÜBERWACHUNG ELEKTRISCHER BETRIEBSMITTELN ALS UNTERSTÜTZUNG DER ENERGIEWENDE

Christof RIEDMANN¹, Bernhard SCHOBER¹, Uwe SCHICHLER¹

Einleitung

In großen Teilen Europas befindet sich die Energiewende in der Umsetzung. Einhergehend erfolgte eine Dezentralisierung der Energieerzeugung und die Anforderungen an eine sichere und zuverlässige Energieübertragung stieg kontinuierlich [1].

Neben der Planung des Netzausbaus, dem korrekten und fehlerfreien Betrieb sowie der optimierten Regelung der Lastflüsse im elektrischen Übertragungs- und Versorgungsnetz ist die optimale Nutzung vorhandener Ressourcen ein wesentlicher Aspekt in der Elektrizitätswirtschaft. Eine optimale Nutzung der Ressourcen ist nur dann möglich, wenn Instandhaltungsmaßnahmen nicht nur zeitgerecht, sondern darüber hinaus nur im notwendigen Ausmaß umgesetzt werden. Hierfür ist eine Grundvoraussetzung, dass der aktuelle Zustand, die Restlebensdauer sowie die Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten bzw. der gesamten Anlage bekannt ist [1, 2].

Zustandsüberwachung

In den letzten Jahren wurde deutlich, dass es von großem Vorteil ist, die Historie eines Betriebsmittels zu kennen und sich anbahnende Fehler frühzeitig zu erkennen. Durch die kontinuierliche Überwachung des Betriebsmittelzustands kann dieser genauer bestimmt und Instandhaltungsmaßnahmen können effektiver geplant werden. Dies führt zu einer besseren Allokation der verfügbaren monetären und materiellen Ressourcen und zu einer Erhöhung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems [2].

Im Anlagen-Management von Infrastrukturunternehmen auf dem Energiesektor im Allgemeinen und in der Hochspannungstechnik im Speziellen sind die Teilentladungsüberwachung (TE-Monitoring) sowie die kontinuierliche Gas-in-Öl-Analyse (online DGA) die am häufigsten angewandten Verfahren [3]. In diesem Beitrag werden deren Grundlagen, Vorteile und Herausforderungen bei der Umsetzung im Zuge der Energiewende beschrieben.

Online DGA

Durch die Analyse der im Öl gelösten Gase lässt sich der aktuelle Zustand des Transformators bestimmen. Für die Interpretation der Daten gibt es verschiedene Ansätze, wie beispielsweise die Festlegung von Schwellwerten. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers in einem Transformator bei Gaskonzentrationen unterhalb dieser Schwellenwerte gering ist. Beim Überschreiten muss der Zustand des Transformators im Detail analysiert werden. Vergangene Ereignisse in den letzten Jahren zeigten, dass die Betrachtung von Gasänderungsraten im Vergleich zur Betrachtung von absoluten Konzentrationen zu besseren Ergebnissen führen kann [2, 4, 5].

Die Beurteilung des Transformatorzustands auf der Grundlage absoluter Gaskonzentrationen kann zu falschen Einschätzungen führen. Die gleiche Menge an gelöstem Gas kann in verschiedenen Transformatoren unterschiedlich kritisch bewertet werden. Außerdem können die Gaskonzentrationen in verschiedenen Transformatoren auf unterschiedliche Ursachen zurückgeführt werden [2, 5].

Es gibt Transformatoren mit stark erhöhten Gaskonzentrationen, die seit vielen Jahren stabil betrieben werden und keinen oder nur einen sehr geringen weiteren Anstieg aufweisen. Dies kann auf einen inaktiven Fehler hinweisen, der bei erneuter Entwicklung innerhalb kurzer Zeit zu einem Ausfall führen kann. Es ist ratsam, eine kontinuierliche Überwachung des Transformators anzustreben. Andere Transformatoren zeigen einen sehr schnellen Anstieg der gelösten Gase in sehr kurzer Zeit, der durch regelmäßige Probenahmen nicht rechtzeitig erkannt werden kann [4].

¹ Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement. TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Österreich, Tel.: +43 316 873 7411, christof.riedmann@tugraz.at, www.ihs.tugraz.at

TE-Monitoring

Neben der Gas-in-Öl-Analyse stellt die Teilentladungsmessung (TE-Messung) eine weitere wichtige Diagnosemethode dar, um den Zustand der Isolation von elektrischen Betriebsmitteln zu analysieren. Ferner ist die TE-Diagnostik seit Jahrzehnten die am meist genutzte und etablierteste Methode hierzu. Teilentladungen stellen kleine Schwachstellen im Isolationssystem dar und können in weiterer Folge zum Komplettausfall des Betriebsmittels führen. Auf Basis der gemessenen Teilentladungen können TE-Defekte, bevor es zu einem Ausfall kommt, erkannt und Risikoabschätzungen durchgeführt werden [6, 7]. Die Erfassung der Teilentladungen kann einerseits in definierten Intervallen im Rahmen einer zeitorientierten Instandhaltung oder andererseits im Zuge einer zustands- und zuverlässigkeitsorientierter Instandhaltung erfolgen. Bei einer zeitorientierten Instandhaltung werden die elektrischen Betriebsmittel vom Netz genommen und mit Hilfe eines TE-Messkreises und meist anhand eines menschlichen Experten analysiert. Hier haben sich für Wechselspannung phasenaufgelöste TE-Muster und für Gleichspannung Pulssequenz-Analysen wie das NoDi* Diagramm bewährt (Bild 1a) [8].

Um die Energiewende und deren Herausforderungen bestmöglich umzusetzen, ist klar eine zustands- und zuverlässigkeitsorientierter Instandhaltung mit einem kontinuierlichen (online) TE-Monitoring zu präferieren. Der Vorteil einer kontinuierlichen Überwachung stellt die frühzeitige Erkennung von TE-Defekten während des Betriebs dar. Aufgrund der großen Datenmengen bei einer kontinuierlichen Überwachung und der Notwendigkeit die Messergebnisse zu analysieren, rückt die TE-Identifikation mit Machine (ML) in den Vordergrund. Solche Systeme existieren bereits für die Drehstromübertragung, jedoch noch nicht für die Übertragung mit Gleichspannung (HGÜ und MGÜ), welche essentiell für den Erfolg der Energiewende ist. Die Machine Learning-Algorithmen können trainiert werden die Messdaten automatisch zu analysieren und vorhandene TE-Defekte selbstständig zu klassifizieren (Bild 1b) [8].

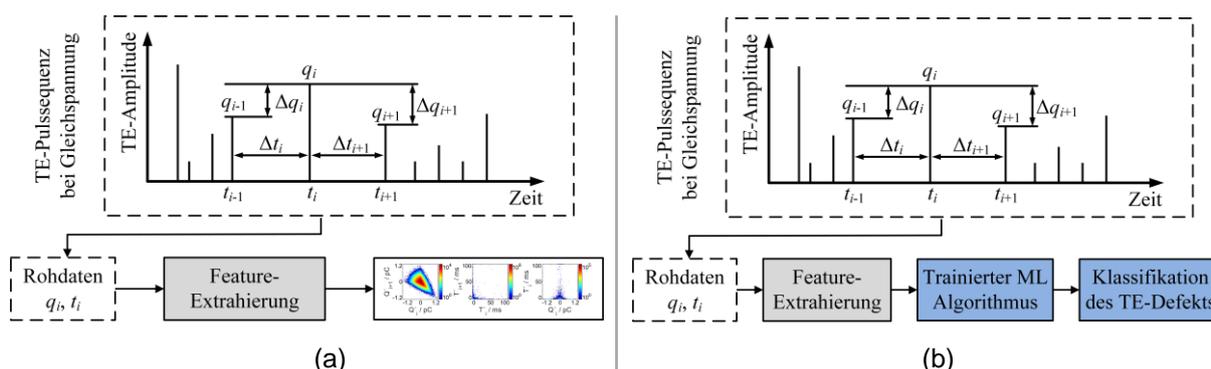


Bild 1: (a) TE-Monitoring von elektrischen Betriebsmitteln bei Gleichspannung mit NoDi* Diagrammen und (b) online TE-Monitoring mit Machine Learning und einer automatischen Klassifikation

References

- [1] C. Riedmann, A. Pirker, U. Schichler: "Monitoring elektrischer Betriebsmittel im Übertragungsnetz," 15. Symposium Energieinnovationen, Graz, Österreich, 2018
- [2] C. Riedmann, U. Schichler, W. Häusler, W. Neuhold: "Online Dissolved Gas Analysis on Transformers – Opportunities, Experiences and Limitations," Elektrotech. Inftech., No. 1, 2022
- [3] G. C. Montanari, P. Morshuis, A. Cervi: "Monitoring HV transformer conditions: the strength of combining various diagnostic property observations", EIC, Seattle, Washington, USA, 2015
- [4] S. A. Ward: "Evaluating transformer condition using DGA oil analysis," 2003 annual report, Albuquerque, NM, USA, 2003
- [5] H. Ding, R. Heywood, J. Lapworth, R. Josebury, A. Roxborough, E. McCulloch: "Practical experience of dissolved gas in transformer oil for the detection of incipient faults," ICDL, 2017
- [6] G. C. Montanari, A. Cavallini: "Partial Discharge Diagnostics: From Apparatus Monitoring to Smart Grid Assessment", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 29, No. 3, 2013
- [7] L-V. Badicu, W. Koltunowicz, U. Broniecki, B. Battle: "Increased operation Reliability through PD monitoring of stator winding", INSUCON, Birmingham, UK, 2013
- [8] B. Schober, U. Schichler: "HVDC GIS/GIL – Classification of PD defects using NoDi* pattern and machine learning", ISH, Xi'an, China, 2021