

DTR-SOPF-HC

Dynamic Thermal Rating and Stochastic OPF-Based Hosting Capacity for Austrian MV Distribution System Operators

Programm / Ausschreibung	Dissertationen FH OÖ, Dissertationsprogramm FH OÖ, Dissertationsprogramm der FH OÖ 2026	Status	laufend
Projektstart	01.10.2026	Projektende	30.09.2029
Zeitraum	2026 - 2029	Projektlaufzeit	36 Monate
Barwert der Projektförderung	€ 119.964		
Keywords	Dynamic Thermal Rating, Optimal Power Flow, Hosting Capacity, Distribution Networks, Stochastic, Optimization, Renewable Integration, Grid Flexibility		

Projektbeschreibung

1. Forschungsmotivation und Forschungslücke

Das österreichische Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG 2021) sieht bis 2030 einen Zubau von 27 TWh erneuerbarer Stromerzeugung vor, davon 11 TWh Photovoltaik. Auf Verteilnetzebene führen die resultierenden bidirektionalen Lastflüsse bereits heute zu Betriebsengpässen: Die Netz Oberösterreich GmbH, einer der größten österreichischen Verteilnetzbetreiber (VNB), musste in mehreren Versorgungsgebieten wegen thermischer und spannungsbezogener Grenzwertverletzungen auf Mittelspannungsabgängen (MS) temporäre Einspeisestopps verhängen. Angesichts des zu rund 95 % abgeschlossenen Smart-Meter-Rollouts und des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG), das die Netzentwicklungsplanpflicht auf VNB ausweitete, benötigen Netzbetreiber analytische Werkzeuge zur Erschließung latenter Netzkapazitäten ohne kostenintensiven Ausbau sowie zur Priorisierung erforderlicher Ausbaumaßnahmen.

Dynamic Thermal Rating (DTR) ist hierfür der vielversprechendste Ansatz. Durch Berechnung der Strombelastbarkeit aus aktuellen meteorologischen und elektrischen Bedingungen statt konservativer statischer Annahmen erhöht DTR die Kapazität von Freileitungen während typischer Betriebszeiten um bis zu 30 % [1]. Der Übersichtsartikel von Ye und Teh [1] zeigt jedoch, dass sich die bisherige DTR-Forschung überwiegend auf Hochspannungsnetze der Übertragungsnetzbetreiber konzentriert. Die Autoren identifizieren offene Forschungslücken (Tabelle 19):

- i. Anwendung von DTR auf Verteilnetze mit kürzeren Spannweiten, abweichenden Leitertypen und urbanen Abschattungseffekten;
- ii. kostenoptimierte Sensorplatzierung;
- iii. Skalierbarkeit der DTR-Integration in Optimal-Power-Flow-Formulierungen (OPF) inkl. sicherheitsbeschränkter Varianten (SCOPF);

- iv. Unsicherheitsquantifizierung unter Extremwetter;
- v. markt- und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für DTR auf Verteilnetzebene.

Frühere Übertragungsnetz fokussierte Übersichten [2], [3] bestätigen dieses Ungleichgewicht. Nur vereinzelte Arbeiten behandeln Verteilnetzfreileitungen [4], [5] oder das thermische Management von Verteiltransformatoren [6], [7]; eine Kopplung von DTR mit OPF-basierter Bewertung der Aufnahmefähigkeit (Hosting Capacity) auf MS-Ebene fehlt bislang. Engpässe durch dezentrale PV lassen sich durch Abregelung (Curtailment) beherrschen; die für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen erforderliche Kapazität kann durch DTR insbesondere in kalten Perioden mit hohem Heiz- und Ladebedarf bei begrenzter PV-Erzeugung erhöht werden.

Die vorliegende Dissertation schließt diese Lücken durch Entwicklung und Validierung DTR-erweiterter, OPF-basierter Methoden zur Aufnahmefähigkeitsbewertung für österreichische MS-Verteilnetze.

2. Forschungsziele und methodischer Ansatz

Das Vorhaben basiert auf dem Open Distribution System Model (ODSM), einem repräsentativen, anonymisierten österreichischen MS/NS-Verteilnetzmodell, das im Rahmen der Masterarbeit des Kandidaten [8] in Kooperation mit Netz OÖ entwickelt und publiziert wurde [9]. Es wurde aus realen Netzdaten mittels KD-Tree-Nearest-Neighbor-Algorithmus durch Auswahl repräsentativer Ortsnetzstationen aus 8.029 Lastflusssimulationen über 63 Merkmale abgeleitet. Ein mehrstufiger Aggregationsalgorithmus reduziert das Vollmodell (9.269 Objekte) auf 3.131 bzw. 1.433 Objekte bei Spannungsgenauigkeit innerhalb von 3 %. Das Modell bildet die österreichische MS/NS-Netzarchitektur ab und umfasst Erzeugungs- und Lastszenarien für 2021, 2025 und 2030.

Abstract

1. Research motivation and gap

Austria's Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG 2021) mandates an additional 27 TWh of renewable electricity generation by 2030, with photovoltaics only contributing 11 TWh. At the distribution level, the resulting surge in bidirectional power flows is already causing operational constraints: Netz Oberösterreich, one of Austria's largest distribution system operators (DSOs), has been forced to impose temporarily feed-in stops in multiple supply areas due to thermal and voltage violations on medium-voltage (MV) feeders. With Austria's smart meter rollout nearing 95% completion and the new Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) extending network development plan obligations to DSOs. Operators urgently need analytical tools that exploit available measurement data to unlock latent grid capacity without costly reinforcement and for planning required reinforcement, based on the most urgent demands.

Dynamic thermal rating (DTR) is the most promising enabler. By computing conductor ampacity from actual meteorological and electrical conditions rather than conservative static assumptions, DTR increases overhead line capacity up to 30 percent during typical operating hours [1]. However, the comprehensive review by Ye and Teh [1], demonstrates that the vast majority of DTR research has focused on high-voltage transmission networks operated by TSOs. They explicitly identify several open research gaps (Table 19) that motivate this proposal:

- i. application of DTR to distribution networks, where shorter spans, different conductor types, and urban shielding create fundamentally different thermal environments;
- ii. cost-constrained sensor placement strategies for distribution grids;
- iii. scalability of DTR integration with optimal power flow (OPF) formulations, including security-constrained variants;
- iv. uncertainty quantification under extreme weather; and
- v. market and economic frameworks for distribution-level DTR.

Earlier transmission-focused reviews [2, 3] confirm this imbalance. Only isolated studies address distribution overhead lines [4, 5] or distribution transformer thermal management [6, 7], and none couple DTR with OPF-based hosting capacity assessment at MV level. Constraints resulting from distributed PV installations can be resolved by curtailment. The capacity required for charging electric vehicles and operating heat pumps can be increased by DTR during cold terms when heating is needed, the demand from vehicles significantly rises and local generation from PV is limited.

This PhD project addresses these gaps by developing and validating DTR-enhanced, OPF-based hosting capacity methods specifically designed for Austrian MV distribution grids.

2. Research objectives and approach

The project builds on a unique computational foundation: the Open Distribution System Model (ODSM), a representative, anonymized Austrian MV/LV distribution grid developed during the candidate's master's thesis [8] in collaboration with Netz OÖ [9]. ODSM was derived from real Netz OÖ grid data using a KD-tree nearest-neighbor algorithm to select representative secondary substations from 8,029 load-flow simulations across 63 features. A multi-stage aggregation algorithm reduces the full model (9,269 objects) to tractable representations of 3,131 and 1,433 objects while preserving voltage fidelity within 3%. The model covers the MV/LV Austrian grid hierarchy, includes generation and load scenarios for 2021, 2025, and 2030.

Projektpartner

- FH OÖ Forschungs & Entwicklungs GmbH