

Framework zur risikobasierten Entscheidungsunterstützung und Netzregelung in Niederspannungsnetzen



Sarah Fayed, Frank Schuldt, Karsten von Maydell

German Aerospace Center (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg, Deutschland

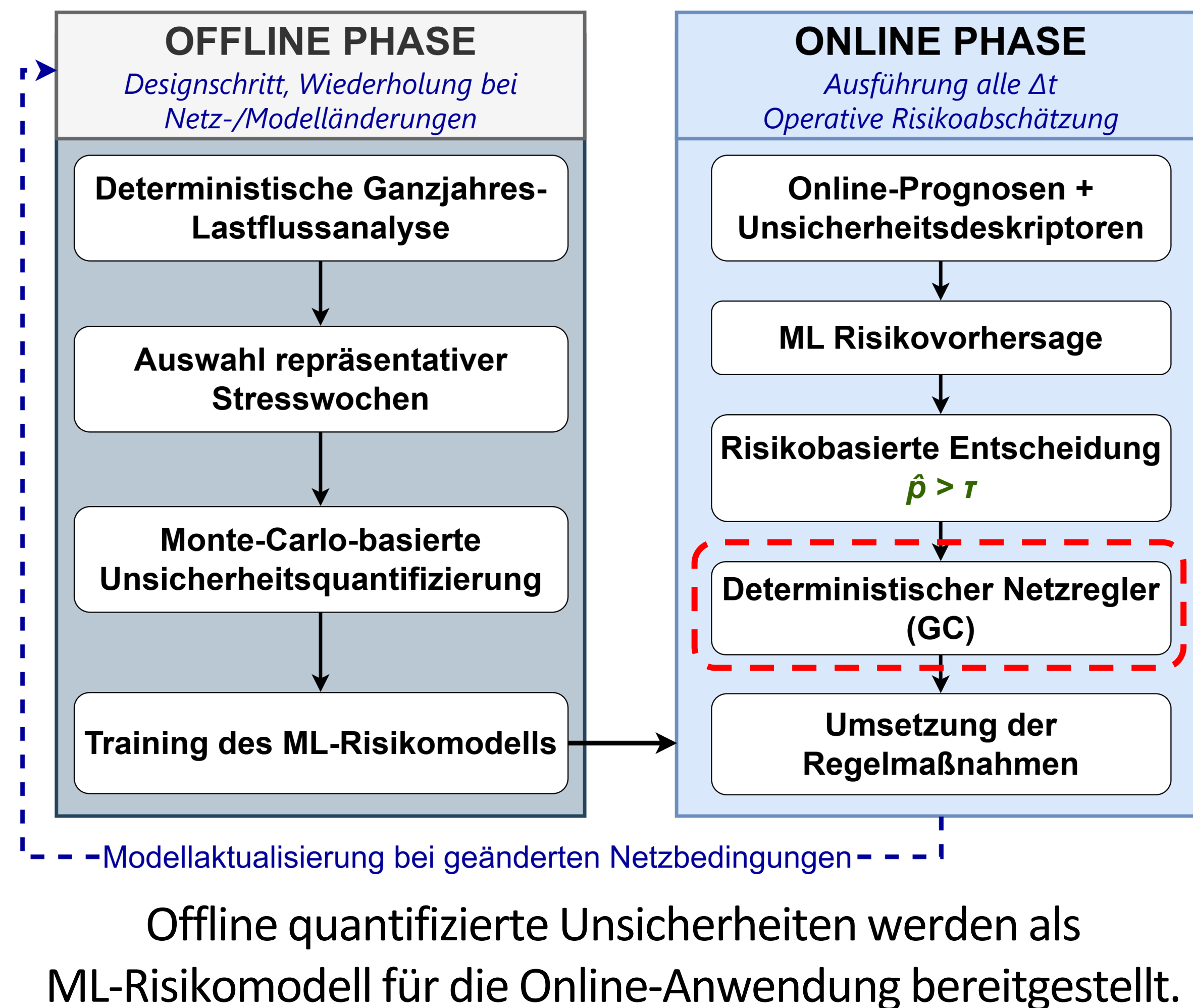
HERAUSFORDERUNG

- Zunehmende dezentrale Einspeisung und elektrifizierte Lasten.
- Gleichzeitige Spannungs- und Leitungsengpässe.
- Unsicherheiten erschweren die Betriebsführung.
- Reaktive Maßnahmen greifen oft zu spät.



ML-Risikomodell aktiviert bei Bedarf einen deterministischen Netzregler (GC) für präventive Regelmaßnahmen.

DAS ZWEI-PHASEN-FRAMEWORK



KERNEIGENSCHAFTEN

- Präventive Regelung** durch ML-Risikosignal und deterministischen Netzregler.
- Koordinierte Behandlung** von Spannungs- und Leitungsgrenzen.
- Reduzierter operativer** Rechenaufwand durch gezielten Einsatz des GC.
- Modular und skalierbar** für verschiedene Netztopologien und Betriebskonfigurationen.
- Nachvollziehbare** Entscheidungslogik durch Risikoschwellwert $\hat{p} > \tau$.

GRID CONTROLLER (GC)

- Sensitivitätsbasierte Regelung verfügbarer Flexibilitäten.
- Simultane Behandlung von Spannungs- und Leitungsgrenzen.
- Adaptive Gewichtung entsprechend der Verletzungsschwere.

Eingangsdaten: Netzzustand, Prognosen, Grenzwerte, Flexibilitäten, Risikosignal

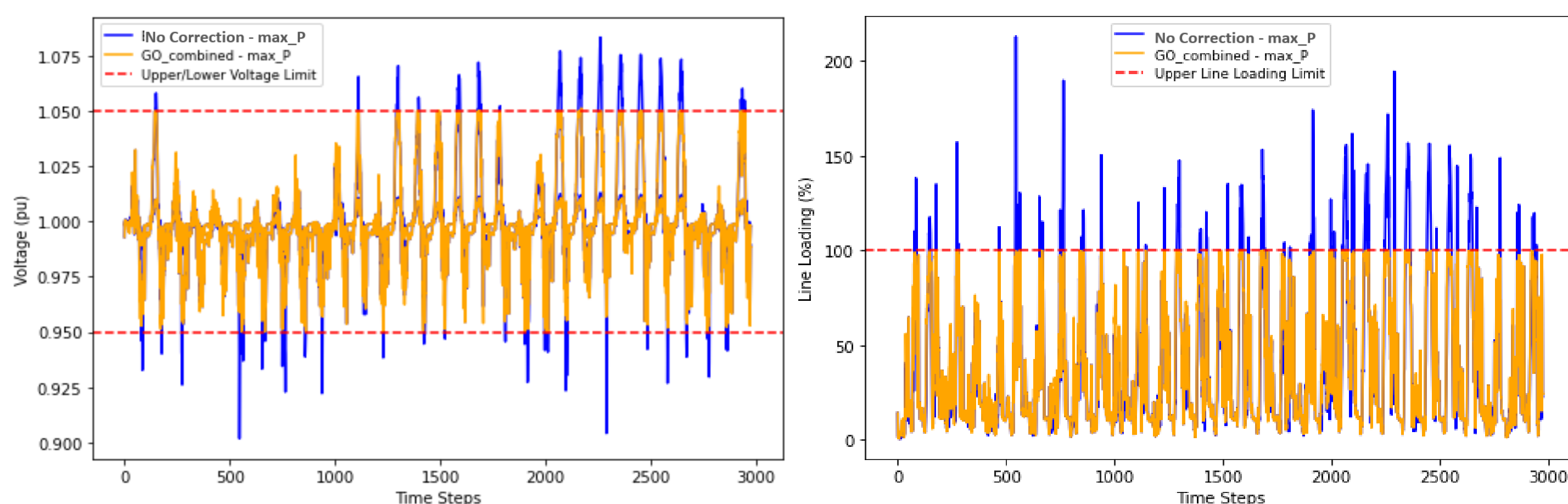


Abb. 1: Simultane Begrenzung von Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen durch den kombinierten Grid Controller (GC) in einem hochbelasteten Netzbetriebsszenario. mit hoher PV-Durchdringung und elektrifizierten Lasten (März 2020, 392 EVs) ¹.

ANWENDUNGSFALL

- Deutsches Wohngebietsnetz.
- 49 Knoten mit PV & EV.
- 15-minütige Betriebsführung.
- PV-Stressszenarien: nominal & erhöhte Prognosefehler.
- 12 Wochen erfassen 41,9 % der jährlichen Verletzungszeitpunkte.
- Prognose: Saisonale Persistenz (Tag- & Wochen-Lag) für PV, EV & Last.
- Unsicherheitsquantifizierung: Monte-Carlo-Simulation mit stochastischen PV- und EV-Prognosefehlern (N = 200).

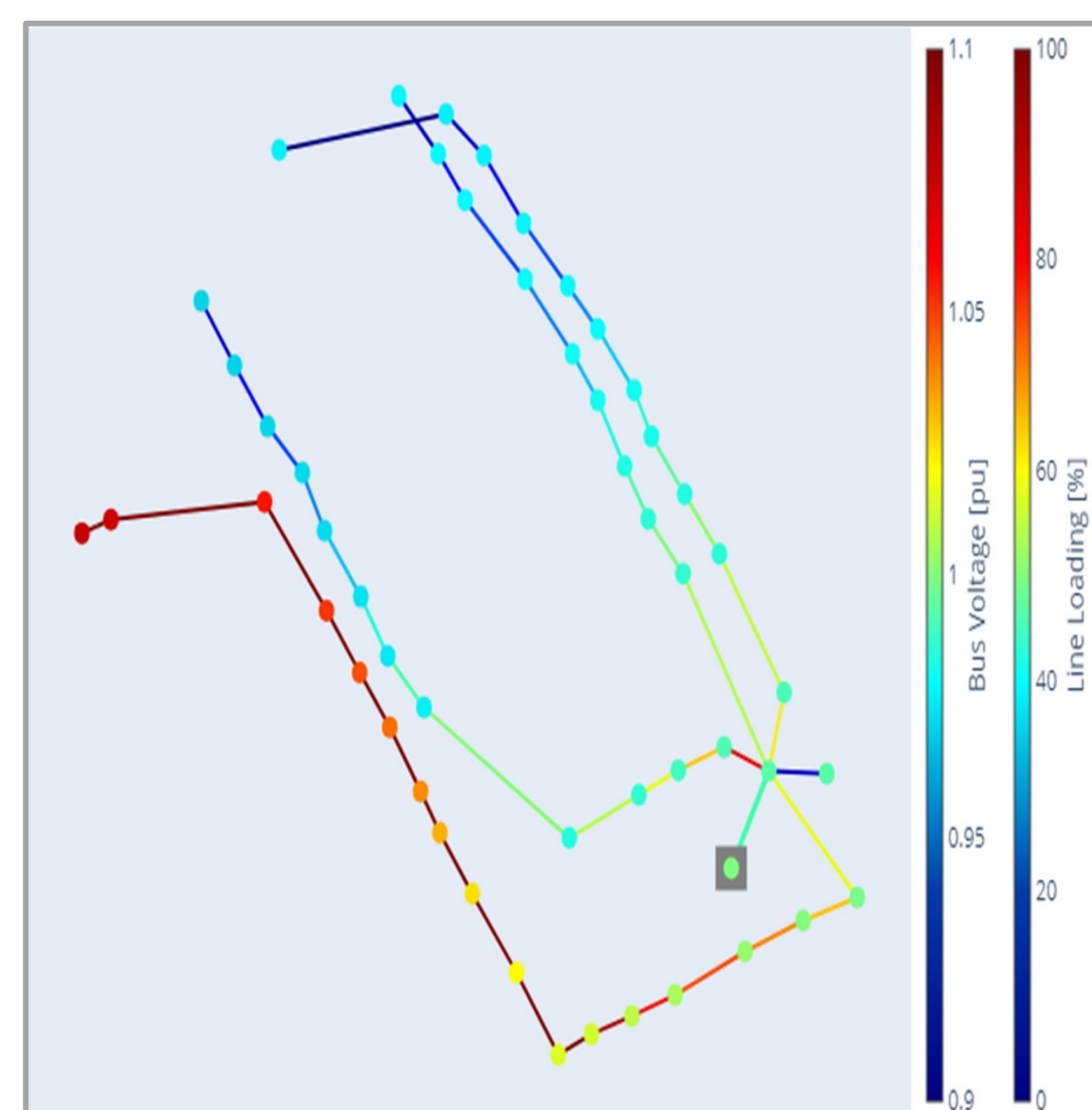


Abb. 2: Netztopologie mit Knotenspannungen und Leitungsauslastungen.

Bewertete Strategien

- Reaktiv** : Eingriff nach Grenzverletzung
- Deterministisch präventiv**: Prognosebasierte Lastflussanalyse
- ML-Risikobasiert präventiv**: Aktivierung über Risikosignal

ERGEBNISSE: RISIKOBASIERTER BETRIEB

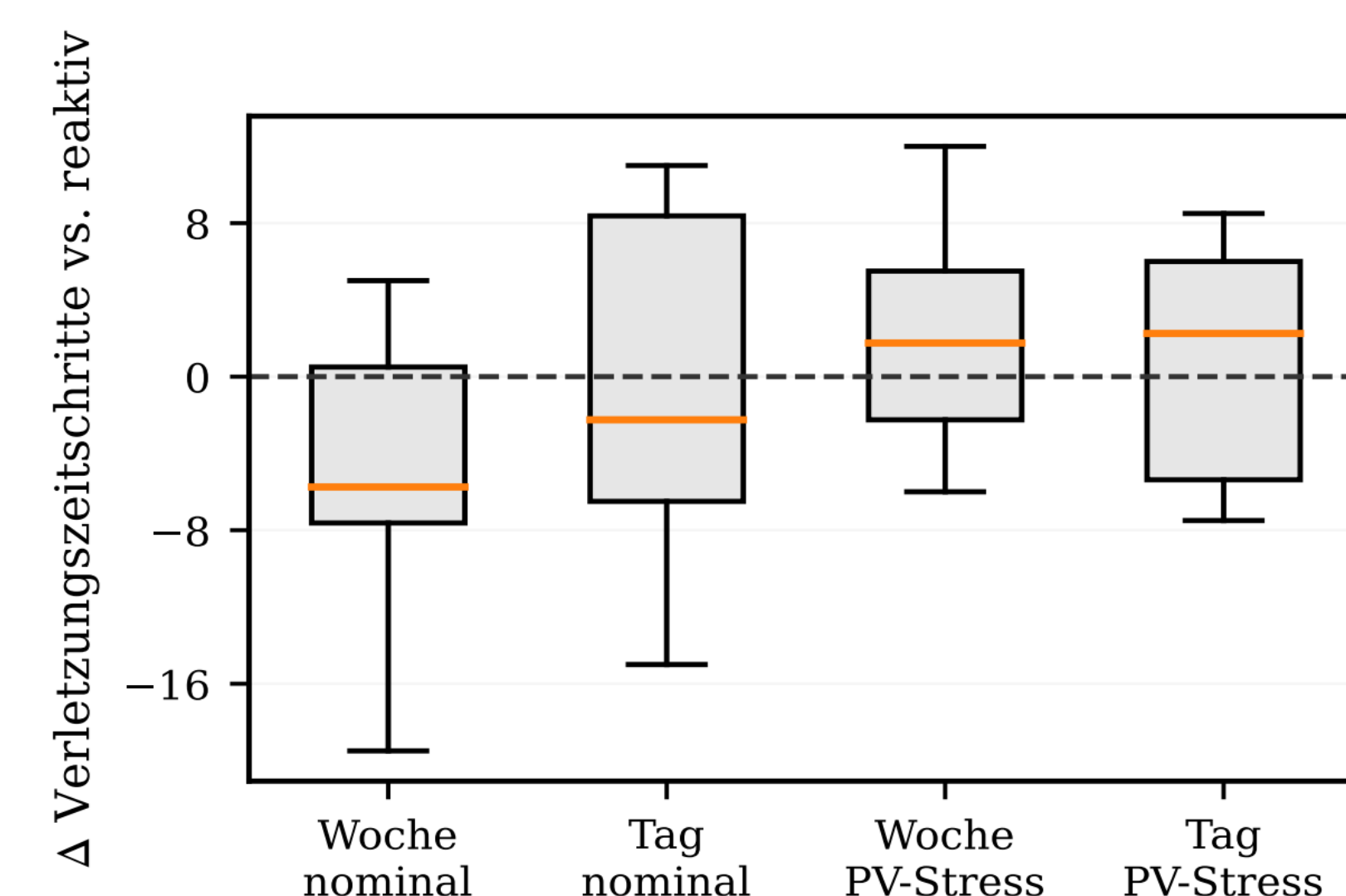


Abb. 3: Vergleich der verbleibenden Verletzungsexposition über acht Bewertungsregime ².

- Kein präventiver Ansatz dominiert über alle Betriebsregime.
- Größte Vorteile unter erhöhtem PV-Prognosestress.
- Negative Werte entsprechen einer geringeren Verletzungsexposition als bei reaktiver Regelung.

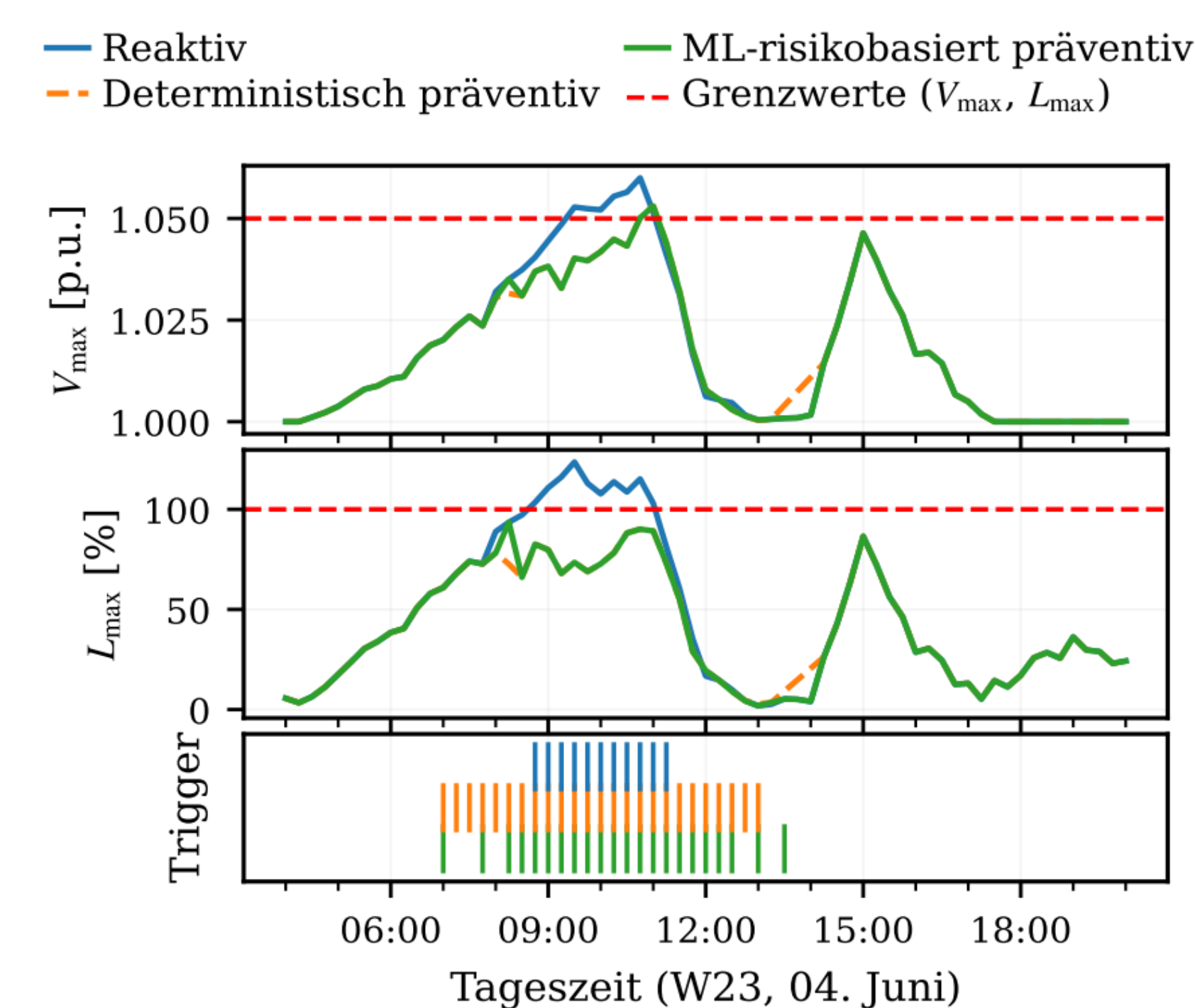


Abb. 4: Spannungs-, Auslastungs- und Triggersignale für unterschiedliche Regelstrategien im Hochlastfall unter erhöhten PV-Prognosefehlern ².

- ML-risikobasierte Aktivierung reduziert die Verletzungsexposition um 51 % gegenüber reaktiver Regelung.
- Präventive Aktivierung erfolgt während der Rampenphase.
- ~4x weniger Lastflussberechnungen als die deterministisch präventive Lastflussvorschau (700–900 vs. ~3.000/Woche).

Kernaussagen und Ausblick

- Präventive Regelung bietet den größten Nutzen bei zeitlich gebündelten Hochstressereignissen.
- Verfügbare Flexibilität begrenzt das erreichbare Verbesserungspotenzial.
- ML-Risikobewertung ermöglicht präventive Aktivierung ohne Online-Monte-Carlo-Simulation.
- **Ausblick: Adaptive Triggerstrategien, erweiterte Unsicherheitsmodelle und Laborvalidierung.**

¹ S. Fayed et al., "An integrated open-source algorithmic approach for comprehensive operating limit management in LV grids," WIW 2024, Helsinki. DOI: 10.1049/icp.2024.3895.

² S. Fayed et al., "Operational Risk Quantification for Preventive Control in Low-Voltage Grids with Distributed Energy Resources," CIRE2026 Workshop, Brussels, accepted for publication.