

Schlussbericht

STAWESOM

Stabilitätsbezogene Weiterentwicklung von Energiesystem- Optimierungsmodellen

Stability-aware Energy System Optimization
Models

Gemeinsamer Schlussbericht

Berichtszeitraum / Projektlaufzeit:
01.01.2023 – 31.12.2025

Förderkennzeichen:

03EI1055A (Universität Stuttgart)

03EI1055B (Deutsches Zentrum für Luft-
und Raumfahrt)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Universität Stuttgart

Institut für Energieverfahrenstechnik
und Dynamik in Energiesystemen



DLR

**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt**

Dokumenteigenschaften

Titel	<u>STAWESOM - STABILITÄTSBEZOGENE WEITERENTWICKLUNG VON ENERGIESYSTEM-OPTIMIERUNGSMODELLEN</u>
Autoren	<u>Benedikt Jahn, Gereon Recht, Karl-Kiên Cao, Hendrik Lens</u>
Weitere Projektbeteiligte	<u>Oussama Alaya, Hans Christian Gils</u>
Geprüft von	<u>-</u>
Freigabe von	<u>-</u>
Zugänglichkeit	<u>Stufe 1: Allgemein zugänglich</u>
	<u></u>
Datum	<u>06.07.2026</u>
Version	<u>1.0</u>
Info	<u>Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren</u>

Inhalt

I.	Kurze Darstellung	4
I.1	Aufgabenstellung	4
I.1.1	IED (Universität Stuttgart)	4
I.1.2	DLR	4
I.2	Voraussetzungen	5
I.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	5
I.3.1	IED	5
I.3.2	DLR	8
I.4	Wissenschaftlich-technischer Stand, an den angeknüpft wurde	10
I.4.1	Verfahren und Schutzrechte	10
I.4.2	Verwendete Fachliteratur, Informations- und Dokumentationsdienste	10
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	10
II.	Eingehende Darstellung	11
II.1	Verwendung der Zuwendung	11
II.1.1	Schaffung einer transparenten Datengrundlage (IED)	12
II.1.2	Methode zur Berücksichtigung dynamischer Netzstabilität für die Energiesystemplanung (IED)	12
II.1.3	Verfahren zur Ermittlung der stabilitätskritischen Netzsituationen und Störungen (IED)	13
II.1.4	Bereitstellung eines Verfahrens zur Reduktion von Untersuchungsszenarien (DLR)	13
II.1.5	Methodische Erweiterung von ESOMs (DLR)	14
II.1.6	Anwendung der Methoden für ausgewählte Szenarien, Vergleich mit herkömmlichen ESOMs und Überprüfung der Skalierbarkeit der Methodik (DLR)	15
II.2	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	16
II.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	16
II.4	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses	17
II.4.1	IED	17
II.4.2	DLR	18
II.5	Bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	19
II.6	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen	20

I. Kurze Darstellung

I.1 Aufgabenstellung

Energiesystemoptimierungsmodelle (ESOMs) werden regelmäßig zur Planung des Infrastrukturbedarfs für eine zukünftige Energieversorgung eingesetzt (Systemausbauplanung). Zur Untersuchung systemischer Effekte und Wechselwirkungen integrieren sie große Bandbreiten im Hinblick auf typisch unterscheidbare Modelldimensionen, wie Zeit, Raum und Technologie. Durch den damit verbundenen hohen Abstraktionsgrad werden allerdings wichtige operative Aspekte, wie die Gewährleistung der Systemstabilität, bisher vernachlässigt. Allerdings bringt der Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen im Gegensatz zur konventionellen Stromerzeugung mit rotierenden Maschinen keine intrinsische Netzstabilisierung mit sich. In der Praxis ist ein sequentieller Ansatz gängig. Dabei wird zuerst eine Systemausbauplanung durchgeführt. Basierend auf deren Ergebnis werden Stabilitätsaspekte gesondert betrachtet und stabilisierende Maßnahmen ermittelt, ohne mögliche Synergien mit der Systemausbauplanung zu nutzen¹. Hieraus ergibt sich der Bedarf einer Integration netzstabilisierender Maßnahmen in ESOM.

Zentrale Aufgabe des Vorhabens STAWESOM war daher die Beantwortung folgender Frage:

Inwiefern ist eine integrierte Systemausbauplanung mit einem ESOM unter Berücksichtigung von Stabilitäts-Nebenbedingungen vorteilhaft gegenüber des sequentiellen State-Of-The-Art-Ansatzes?²

I.1.1 IED (Universität Stuttgart)

Die Aufgabenstellung des IED bestand aus **i)** der Schaffung einer transparenten Datengrundlage unter Berücksichtigung dynamischer Aspekte der Systemkomponenten, sowie deren Integration in einen konsistenten Datensatz, **ii)** der Bereitstellung einer Methode zur Berücksichtigung dynamischer Netzstabilität für die Energiesystemplanung und zur Weiterentwicklung von ESOMs sowie **iii)** der Entwicklung eines Verfahrens zur Identifikation stabilitätskritischer Netzsituationen und Störungen, um Stabilitätsuntersuchungen gezielt auf relevante kritische Fälle zu fokussieren. Begleitendes Ziel war die Einbringung und Diskussion der erzielten Ergebnisse in Wissenschaft und Industrie. Aus Punkt i) wurde die Entwicklung eines Tools zur automatisierten Erzeugung dynamischer RMS-Zeitsimulationsmodelle aus statischen Modellen des europäischen Übertragungsnetzes auf Basis von PyPSA-Eur-Datensätzen abgeleitet³. Mit diesem Tool wurden in STAWESOM entsprechende Benchmark-Datensätze erzeugt.

I.1.2 DLR

Die wissenschaftlich-technischen Aufgaben des DLR umfassten **i)** die Bereitstellung von Verfahren zur Reduktion von Untersuchungsszenarien, **ii)** die methodische Erweiterung von Energiesystemoptimierungsmodellen (ESOMs) und **iii)** den Vergleich der neu entwickelten Methoden anhand ausgewählter Szenarien mit State-Of-The-Art Modellierungsansätzen zur Stromsystemplanung unter Berücksichtigung von Aspekten der Systemstabilität. Ein Schwerpunkt lag hierbei auf Punkt ii), wo das DLR die Entwicklung geeigneter ESOM-Instanzen (*Mashup*) und Implementierung der Nebenbedingungen für Frequenz- und Spannungsstabilität in ebendiese verantwortete. Darüber hinaus oblag dem DLR die Durchführung von Modellierungsexperimenten und Tests, um die Praxistauglichkeit der neu entwickelten Methoden für typische Anwendungszwecke von ESOM sicherzustellen. Weiterhin unterstützte das DLR die Projektkoordination bei der Planung und Moderation regelmäßiger Austauschtermine und Stakeholder-Workshops, z.B. durch Vorbereitung von Präsentations- und Informationsmaterialien (Folien, Umfragen, Dokumentation).

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Roadmap Systemstabilität: Fahrplan zur Erreichung eines sicheren und robusten Betriebs des zukünftigen Stromversorgungssystems mit 100% erneuerbaren Energien*. Berlin, Germany: BMWK, Dec. 2023.

² Zunächst Systemausbauplanung ohne Stabilitäts-Nebenbedingungen und anschließende Ermittlung von Stabilitätsmaßnahmen anhand nachgelagerter Netzanalysen

³ J. Hoersch, F. Hofmann, D. Schlachtberger and T. Brown, „PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system,“ *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 207-215, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.012.

I.2 Voraussetzungen

Voraussetzungen für die Durchführung des Vorhabens waren **i)** die Verfügbarkeit skalierbarer Netz- und Erzeugungs- und Nachfragedaten (z. B. PyPSA-Eur-Netze), welche die Basis für die Parametrierung der Stabilitäts-Nebenbedingungen in den neu entwickelten ESOMs *Mashup* und *PowerModelsSTAWESOM* waren. Außerdem war **ii)** eine fundierte Fachexpertise in der Modellierung von sowohl großskaligen Stromversorgungssystemen als auch bei der Simulation dynamischer Effekte in ebendiesen notwendig, um mit Hilfe von Literaturwerten (z. B. CIGRE-Studien, Fachaufsätze zu netzfolgenden und netzbildenden Stromrichtern) und projektinternen Annahmen (z. B. Trägheitskonstanten) zweckdienliche Modellparameter definieren zu können. Analog dazu erforderte die Parametrierung des dynamischen Netzmodells eine sorgfältige Auswahl von Modellparametern (z.B. Dämpfungsfaktoren). Darüber hinaus war **iii)** die Nutzbarkeit umfassender Software-Tools unabdingbar: die Optimierungs- und Simulationsaufgaben wurden mit Solver-Lizenzen (z. B. Gurobi für GAMSPy- und PowerModels-Formulierungen) sowie mit Open-Source-Frameworks wie PowerModels.jl und PowerSystems.jl (für die stationäre Modellierung) und PowerSimulationsDynamics.jl (für die dynamische Analyse) durchgeführt. Das **iv)** gegenseitige Verständnis und die Definition klarer Standards (z.B. Datenformate) und Schnittstellen waren Voraussetzung, um diese Softwaretools in einem Workflow zu integrieren. Hierfür war **v)** vorhandenes Know-How aus den Vorhaben INTEEVER und INTEEVER2, die bereits umfassende Analysen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Einbeziehung von Versorgungssicherheit und dezentralen Flexibilitäten geliefert hatten, ein entscheidender Faktor. Die dort entwickelten Methoden zu Modellkopplung und Reduktion von Szenariodatensätzen bildeten die methodische Basis für das Vorhaben.

I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Projektplanung war in fünf fachliche Arbeitspakete gegliedert: **AP1 Aufbau eines dynamischen Benchmark-Netzmodells**, wo ein sektorübergreifendes Benchmark-Netzmodell entwickelt werden sollte, welches Lasten, Erzeugungsanlagen, Sektorenkopplung und stabilisierende Maßnahmen dynamisch abbildet, **AP2 Entwicklung von Stabilitätsmetriken**, wo auf Basis des Benchmark-Modells Stabilitätsmetriken entwickelt werden sollten, um Stabilitätseigenschaften in vereinfachter Form als Nebenbedingungen in ESOM integrieren zu können, **AP3 Integration in das Optimierungsmodell REMix**, was die Integration der entwickelten Stabilitätsmetriken in das Energiesystemmodell REMix verfolgte, **AP4 Validierung und Sensitivitätsanalysen**, wo anhand ausgewählter Netzsituationen die entwickelte Methodik überprüft werden sollte und **AP5 Anwendung auf Szenarien und Übertragbarkeit**, in welchem Szenarioanalysen durchgeführt und die Skalierbarkeit der entwickelten Methoden untersucht werden sollte. Zudem war vorgesehen, die Konzepte auf weitere offene Energiesystemmodelle zu übertragen. Die Aufgaben der jeweiligen Projektbeteiligten sind in den nachfolgenden Unterabschnitten beschrieben.

I.3.1 IED

Für das IED war Mitwirkung in sechs Arbeitspaketen geplant. Den Ausgangspunkt bildete **AP1 Erstellung eines dynamischen Benchmark-Netzmodells für Energiesystemoptimierungsmodelle**. Hierfür sollten modulare dynamische Simulationsmodelle entwickelt werden, die sich skriptbasiert in unterschiedliche Netztopologien integrieren lassen. Neben der Modellierung der dynamischen Eigenschaften von Erzeugungsanlagen waren Annahmen zur Netzanbindung, zum dynamischen Verhalten von Verbrauchern sowie zu erforderlichen Dynamikparametern zu treffen und durch Simulationen zu plausibilisieren. Auf dieser Datengrundlage wurden in **AP2 geeignete Stabilitätsmetriken** entwickelt, die eine Berücksichtigung dynamischer Netzstabilität in ESOM ermöglichen. Hierzu waren bestehende Ansätze aus der Literatur zu recherchieren und weiterzuentwickeln. Ziel war die Entwicklung einer Methodik zur a-priori-Bewertung ausgewählter Stabilitätskategorien auf Basis systemtheoretischer Metriken sowie die Ableitung von Nebenbedingungen, die in Optimierungsmodelle integriert werden können. Die in AP2 entwickelten Stabilitätsmetriken sollten anschließend in **AP3 in ESOM integriert** werden. Die am DLR angesiedelte Entwicklung des Modellierungsworkflows sollte unterstützt und die entwickelten Stabilitätsnebenbedingungen gegebenenfalls an die Anforderungen der Optimierungsumgebung angepasst werden. In **AP4 sollte die Validierung der entwickelten Methoden** erfolgen. Hierfür war vorgesehen, die Ergebnisse der Energiesystemoptimierung anhand dynamischer Simulationen des Benchmark-Netzmodells zu überprüfen. Der

Fokus lag dabei auf kritischen Betriebszuständen und Netzsituationen. **AP5 adressierte die Übertragbarkeit der entwickelten Ansätze** auf unterschiedliche Modellierungsplattformen. Neben der Implementierung im DLR-ESOM REMix sollte ein weiteres Open-Source-ESOM um Stabilitäts-Nebenbedingungen erweitert werden. Die organisatorischen Aufgaben wurden in **AP6 Projektmanagement** gebündelt. Diese umfassten die Organisation von Stakeholder-Workshops, die Koordination des Austauschs mit dem Projektpartner sowie Aufgaben des Datenmanagements. Über die Projektlaufzeit waren drei Stakeholder-Workshops vorgesehen, um die entwickelten Methoden und Zwischenergebnisse mit Vertretern aus Wissenschaft, Industrie und Netzbetrieb zu diskutieren und kontinuierlich fachliches Feedback in die Projektarbeiten einfließen zu lassen.

Beim Kick-off-Treffen der beiden Projektpartner im Februar 2023 wurden regelmäßige Austauschtermine vereinbart, sowie die Vorbereitung des ersten Stakeholder-Workshops koordiniert. Dieser fand am 10.03.2023 in Frankfurt unter Beteiligung des Projektbeirats statt. Neben Gastvorträgen zu Stabilitätsanalyse und Modellierung aus Industrie und Wissenschaft wurden Status Quo und geplante methodische Erweiterungen für ESOM vorgestellt und diskutiert. Dabei wurde besonders auf Daten, Toolkette und Modellannahmen eingegangen. Im Bereich der wissenschaftlich-technischen Arbeiten stand zunächst die Entwicklung der Datengrundlage und des Dynamisierungsworkflows im Vordergrund. Hierzu wurde ein Workflow entwickelt, mit dem stationäre Netzsituationen und aggregierte Netztopologien aus den Datensätzen von PyPSA-Eur für frei wählbare Regionen und räumliche Auflösungen erzeugt werden können. Die resultierenden Netzmodelle wurden in die dynamische Simulationsumgebung PowerSimulationsDynamics.jl⁴ überführt und um dynamische Modelle konventioneller Erzeugungsanlagen sowie stationäre und dynamische Lastmodelle erweitert. Bei diesem Dynamisierungsworkflow traten zunächst häufig Konvergenzprobleme bei der Initialisierung auf. Im März 2023 wurde das Vorhaben im Rahmen des Open Energy Modelling Workshops in Laxenburg vorgestellt. Darüber hinaus erfolgte eine Präsentation auf dem Symposium der Forschungsnetzwerke „Energieforschung vernetzt“ im Juni 2023 in Berlin. Die Rückmeldungen aus beiden Veranstaltungen bestätigten das Interesse an der Verknüpfung von Energiesystemoptimierung und Netzstabilität und führten zu neuen Kontakten für den weiteren Projektverlauf. Zur Vertiefung einzelner Fragestellungen wurden mehrere studentische Arbeiten betreut. Diese befassten sich mit der Bewertung von Netzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung der n-1-Sicherheit, der Prädiktion von Stabilitätseigenschaften auf Basis statischer Indikatoren sowie der Bottom-up- und Top-down-Modellierung des dynamischen Verhaltens von Verteilnetzen. Damit wurden Vorarbeiten geliefert für die Entwicklung von Stabilitätsmetriken und die dynamische Modellierung.

Im Jahr 2024 verlagerte sich der Schwerpunkt der Arbeiten zur Entwicklung und Implementierung von Stabilitätsmetriken und -nebenbedingungen für ESOM. Gleichzeitig wurden das entwickelte Dynamisierungs-Werkzeug weiterentwickelt und der Fachöffentlichkeit vorgestellt. Am 04.03.2024 fand ein Online-Stakeholder-Workshop unter Beteiligung des Projektbeirats zum Thema Stabilitätsmetriken statt. Neben Gastvorträgen wurden der entwickelte Dynamisierungsworkflow, Ansätze für Stabilitätsmetriken und aktuelle Arbeiten präsentiert und diskutiert. Auf Grundlage linearer Modelle der Netzdynamik wurde eine Metrik zur Bewertung der Stabilität von Stromsystemen mit gemischter Einspeisung aus Synchronmaschinen und umrichterbasierten Erzeugungsanlagen entwickelt. Besonderes Augenmerk lag dabei auf der Beschreibung der Wechselwirkungen zwischen beiden Technologien und ihrer Auswirkung auf das dynamische Systemverhalten. Es wurde ein Ansatz entwickelt, der die verfügbare Momentanreserve knotenscharf erfasst und als Nebenbedingung in Ausbauplanungsmodellen berücksichtigt. Hierfür wurden unterschiedliche Störungsszenarien definiert und daraus Anforderungen an die minimale Momentanreserve einzelner Netzbereiche abgeleitet. Die Methodik wurde im Open-Source-Framework PowerModels.jl⁵ implementiert und anhand veröffentlichter Netzmodelle validiert. Die Ergebnisse flossen in den wissenschaftlichen Beitrag „Considering Disturbance Scenarios in Clustered Inertia-Aware Generation Expansion Planning“ ein, der auf der IEEE PES ISGT Europe 2024 vorgestellt wurde⁶. Parallel zur Entwicklung eines an REMix angelehnten ESOM (*Mashup*) am DLR erweiterte das IED das Framework PowerModels.jl um zusätzliche Funktionalitäten zur Ausbauplanung. Diese Arbeiten resultierten in das ESOM PowerModelsSTAWESOM auf. Dadurch konnten Stabilitätsnebenbedingungen in zwei unterschiedlichen Optimierungsumgebungen

⁴ J. D. Lara, R. Henriquez-Auba, M. Bossart, D. S. Callaway and C. Barrows, "PowerSimulationsDynamics.jl – An open source modeling package for modern power systems with inverter-based resources," *arXiv preprint arXiv:2308.02921*, 2023.

⁵ C. Coffrin, R. Bent, K. Sundar, Y. Ng and M. Lubin, "PowerModels.jl: An open-source framework for exploring power flow formulations," *Proc. 2018 Power Systems Computation Conf. (PSCC)*, Dublin, Ireland, Jun. 2018, doi: 10.23919/PSCC.2018.8442948.

⁶ O. Alaya, T. A. Ali, B. Jahn and H. Lens, "Considering Disturbance Scenarios in Clustered Inertia-Aware Generation Expansion Planning," 2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), Dubrovnik, Croatia, 2024, doi: 10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863371.

implementiert und untersucht werden, wodurch die Übertragbarkeit der entwickelten Methoden auf verschiedene Modellierungsplattformen demonstriert werden konnte. Die wissenschaftlichen Arbeiten wurden durch fünf studentische Abschlussarbeiten unterstützt. Die Themen umfassten die Formulierung von Netzausbauproblemen als Optimal-Control-Aufgabe, die Implementierung von Momentanreserve-Nebenbedingungen in PowerModelsSTAWESOM, die Entwicklung systemtheoretischer Stabilitätsmetriken, die Erweiterung des Dynamisierungsworkflows zur Berücksichtigung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen sowie die Analyse von Flexibilitätspotenzialen durch Elektrofahrzeuge. Im März 2024 wurde auf dem Workshop der Open Energy Modelling Initiative in Grenoble der entwickelte Workflow zur Dynamisierung von PyPSA-Netzmodellen mit Fachleuten aus der Energiesystemmodellierung diskutiert. Zur Beobachtung aktueller Entwicklungen in der Energiesystemanalyse erfolgte außerdem im November eine Teilnahme am 1. STRise-ISESA-Symposium in Stuttgart.

Im März 2025 fand in Frankfurt der dritte Stakeholder-Workshop mit Projektbeirat statt. Im Rahmen des Workshops wurden der Dynamisierungsworkflow zur Erzeugung dynamischer Benchmark-Netzmodelle sowie die entwickelten Nebenbedingungen zur Berücksichtigung von Frequenzstabilität und Blindleistungsflüssen in ESOM vorgestellt. Ergänzt wurde das Programm durch Fachvorträge externer Referenten bezüglich der Bewertung und Bemessung von Spannungsstabilität bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie der Funktionalitäten zur Berücksichtigung von Netzrestriktionen in einem kommerziellen ESOM. Im Bereich der Methodenentwicklung wurden verschiedene Ansätze zur Abbildung von Anforderungen an die Kleinsignal-Spannungsstabilität untersucht. Auf Basis aktueller wissenschaftlicher Arbeiten wurde eine geeignete Nebenbedingung ausgewählt und in die bereits entwickelten ESOM-Erweiterungen integriert. Damit konnten neben den zuvor entwickelten Anforderungen an die Frequenzstabilität auch Ansätze zur Berücksichtigung spannungsstabilitätsrelevanter Aspekte in ESOM umgesetzt werden. Die Arbeiten zur Berücksichtigung von Trägheit und RoCoF-Anforderungen wurden ebenfalls weiterentwickelt. Die im Vorjahr vorgestellte Formulierung des Erzeugungsausbauproblems wurde erweitert und hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit auf größere Modellinstanzen verbessert. Die bisher verwendete konservative Abschätzung des RoCoF im Fall von Netzauftrennungen wurde durch eine szenarienbasierte Vorgehensweise ersetzt. Zusätzlich wurde die Möglichkeit zum Ausbau von Übertragungskapazitäten in die Modellierung integriert. Die entwickelten Erweiterungen wurden im vom DLR entwickelten ESOM implementiert und getestet. Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Bewertung der praktischen Relevanz unterschiedlicher Stabilitätsszenarien. Im Projektverlauf zeigte sich, dass die Identifikation kritischer Netzauftrennungen eine zentrale Voraussetzung für die sinnvolle Formulierung von Stabilitätsnebenbedingungen für den Fall einer Netzauftrennung darstellt, der insbesondere bei der Betrachtung der Frequenzstabilität als wichtiger Auslegungsfall heranzuziehen ist. Die Arbeiten konzentrierten sich daher zunehmend auf die Entwicklung geeigneter Verfahren zur Bestimmung solcher Szenarien und deren Einbindung in die Optimierungsmodelle. Die wissenschaftlichen Arbeiten wurden durch weitere studentische Abschlussarbeiten unterstützt, die sich mit dem optimalen Einsatz von Momentanreserve unter extremen Leitungsausfällen und der damit einhergehenden Identifikation dynamisch kritischer System Splits sowie mit der Sensitivität der Spannungsstabilität gegenüber unterschiedlichen Lastfluss- und Einsatzsituationen befassten. Eine weitere im August 2025 abgeschlossene Abschlussarbeit setzte sich mit dem Nutzen von netzbildenden Batteriespeichersystemen und Windkraftanlagen für die Erfüllung von RoCoF-Nebenbedingungen auseinander. Im März 2025 wurden aktuelle Ergebnisse im Rahmen des Inno-Forums der TransnetBW präsentiert. Im Mai 2025 erfolgte die Vorstellung des Projektstands auf dem Netzwerktreffen des Forschungsnetzwerks Systemanalyse in Berlin. Darüber hinaus wurden die entwickelten Methoden zur Berücksichtigung von Trägheitsanforderungen in Erzeugungs- und Übertragungsausbauproblemen mit dem Beitrag „Convex capacity expansion planning under inertial response constraints“ auf der IEEE PES ISGT Europe 2025 vorgestellt.

Die Arbeiten des IED konnten im Projektverlauf weitgehend wie geplant umgesetzt werden. Die wesentlichen Projektziele wurden erreicht und die entwickelten Methoden leisten einen Beitrag zur Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten in ESOM. Insbesondere wurden ein Workflow zur automatisierten Erzeugung dynamischer Benchmark-Netzmodelle auf Basis von PyPSA-Eur entwickelt, neue Stabilitätsmetriken und -nebenbedingungen für Frequenz- und Spannungsstabilität untersucht und implementiert sowie deren Anwendbarkeit in unterschiedlichen ESOM demonstriert. Darüber hinaus konnte die Übertragbarkeit der entwickelten Ansätze auf verschiedene Modellierungsplattformen nachgewiesen werden. Die im Projekt entwickelte Software wird nach Abschluss der Arbeiten als Open-Source-Software veröffentlicht und damit für die weitere Nutzung in Forschung und Praxis zur Verfügung gestellt. Mit zwei Ausnahmen wurden alle geplanten Meilensteine erreicht. Beide nicht erreichten

Meilensteine wurden im Projektverlauf gemeinsam mit dem Projektpartner neu bewertet und zunächst aufgrund neu gelegter Prioritäten verschoben, dann aus fachlichen Gründen nicht weiterverfolgt. Die daraus resultierenden Anpassungen hatten keinen wesentlichen Einfluss auf die Erreichung der übergeordneten Projektziele.

1. Zunächst war die Entwicklung eines Anforderungskatalogs für eine stabilitätsbewusste zeitliche Dimensionsreduktion vorgesehen. Im Verlauf der Arbeiten zeigte sich jedoch, dass eine solche Auswahl vor dem Treffen von Ausbaurentscheidungen nicht förderlich für das Erreichen der Projektziele ist. Welche Netzsituationen für die Stabilität kritisch sind, hängt unmittelbar von den durch das ESOM ermittelten Ausbau- und Einsatzentscheidungen ab und kann daher nicht unabhängig von diesen bestimmt werden. Eine a-priori-Auswahl wäre allenfalls im Rahmen eines sequentiellen Vorgehens möglich. Ein solcher Ansatz widerspricht jedoch dem im Projekt verfolgten Ziel einer integrierten Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten bei der Optimierung. Alternative Formulierungen des ESOM als Bilevel-Optimierungsproblem hätten die zugrunde liegende Modellklasse verändert und die Lösbarkeit großer Modellinstanzen eingeschränkt. Der Meilenstein wurde daher im Einvernehmen der Projektpartner nicht weiterverfolgt.
2. Ursprünglich war die Erzeugung generischer stabilitätskritischer Zeitreihen angestrebt. Durch die Entwicklung des Dynamisierungsworkflows konnten jedoch plausible Zeitreihen und Netzsituationen aus PyPSA-Eur direkt für die Analysen genutzt werden. Damit stand eine konsistente und offene Datengrundlage zur Verfügung, welche die Nutzung der ursprünglich vorgesehenen generischen Zeitreihen ersetzte.

Insgesamt konnten die angestrebten wissenschaftlich-technischen Ergebnisse erreicht werden. Die entwickelten Methoden, Datensätze und Softwarewerkzeuge bilden eine Grundlage für zukünftige Arbeiten zur Integration dynamischer Stabilitätsaspekte in die langfristige Planung von Energiesystemen und leisten einen Beitrag zur stärkeren Verknüpfung von Energiesystemoptimierung und Netzstabilitätsanalyse.

I.3.2 DLR

Das DLR übernahm in den fünf inhaltlichen Arbeitspaketen des Vorhabens in Wesentlichen folgende Aufgaben:

AP1: Parametrierung von ESOM-Instanzen unter Berücksichtigung neuer Komponenten bzw. Betriebsmittel wie Blindleistungskompensationsanlagen oder Batteriespeichern mit netzbildenden Umrichtern

AP2: Bereitstellung einer Methode zur (zeitlichen) Dimensionsreduktion

AP3: Integration der vereinfachten Metriken in ein ESOM und Erstellung eines Workflows zur Auswahl stabilitätskritischer Situationen und Generierung eines Optimierungsproblems mit Stabilitätsnebenbedingungen

AP4: Erweiterung des Workflows zur Generierung von Optimierungsproblemen mit Stabilitätsnebenbedingungen zur Bewertung des Trade-Offs von Kosten und Stabilität bzw. hinsichtlich der benötigten Infrastruktur

AP5: Definition von Szenarien, Aufbereitung von Szenariendaten und Durchführen von Szenarioanalysen mittels des erstellten Workflows

Geplant und zusammen mit dem IED durchgeführt wurden außerdem die vier Stakeholder-Workshops mit Netzbetreibern, Energieunternehmen und Forschenden, um die Ergebnisse kontinuierlich zu diskutieren und praxisnah weiterzuentwickeln.

Nach dem Kick-off im Februar 2023 und einem ersten Stakeholder-Workshop im März wurden die Grundlagen für die Modellentwicklung geschaffen. Im Sommer 2023 begann eine Masterarbeit zur Integration von Stabilitätsnebenbedingungen im Modellierungsframework des DLR, REMix. Die Besetzung einer geplanten Promotionsstelle verzögerte sich bis Juli 2023. Im zweiten Halbjahr 2023 standen die Entwicklung erster Modellierungsansätze und die Vorbereitung einer ersten wissenschaftlichen Veröffentlichung auf der EnnInnov

2024 in Graz¹⁵ im Vordergrund. Hierfür wurden die vom IED ausgewählten Benchmark-Netze in die Arbeiten integriert.

Im Jahr 2024 wurden zwei studentische Arbeiten abgeschlossen. Dazu gehörten Untersuchungen zur Spannungsstabilität in Energiesystemoptimierungsmodellen sowie zur Bereitstellung von Primärregelleistung durch Elektrofahrzeuge. Die Ergebnisse wurden gemeinsam mit dem Projektpartner IED diskutiert. Die Modellierung konzentrierte sich anschließend insbesondere auf die Abbildung der Frequenzstabilität durch so genannte RoCoF-Constraints und die Untersuchung von vereinfachten Ansätzen zur Lastflussmodellierung zur Berücksichtigung von Blindleistungsflüssen, welche potentiell als Voraussetzung zur Modellierung der Spannungsstabilität betrachtet wurden. Parallel wurden erste Konzepte für Werkzeuge zur Zeitreihenreduktion diskutiert. Die Umsetzung des vorgesehenen Software-Tools zur zeitlichen Dimensionsreduktion blieb allerdings hinter dem ursprünglichen Zeitplan zurück. Der entsprechende Meilenstein wurde verschoben, aber weiterhin für inhaltlich notwendig erachtet.

Im Jahr 2025 lag der Arbeitsschwerpunkt auf der Integration von Frequenz- und Spannungsstabilitätsaspekten in die weiterentwickelte GAMSPy-Version von REMix. Es wurden Szenarioanalysen unter Nutzung der RoCoF-Constraints durchgeführt und auf der Fachkonferenz IEEE PES ISGT 2025 vorgestellt. Die entsprechenden Fallstudien für das kontinentaleuropäische Stromversorgungssystem zeigten, dass netzbildende Umrichter die Systemkosten nur geringfügig erhöhen, wenn diese in einer integrierten Systemplanung als Investitionsoption berücksichtigt werden. Weitere stabilitätsbezogene Metriken zur Berücksichtigung der Frequenzstabilität wurden mit dem Projektpartner IED intensiv diskutiert und in die GAMSPy-Version von REMix integriert. Die Arbeiten zur Untersuchung der Eignung unterschiedlicher Ansätze zur Modellierung von Lastflüssen mündeten in einem neuen methodischen Ansatz zur Sicherstellung der Betriebszulässigkeit von Ausbauplanungsergebnissen. Hierfür wurden u.a. Methoden entwickelt, um Ausbauplanungen hinsichtlich Blindleistungsversorgung und Betriebszulässigkeit (AC-zulässige Lösung) praxisnäher abzubilden. Diesem Ansatz wurde ein hoher wissenschaftlicher Neuheitswert beigemessen, insbesondere in Bezug auf die Plausibilisierung und Bewertung der ESOM-Ergebnisse unter Berücksichtigung von Stabilitätsnebenbedingungen. Die Ergebnisse wurden deshalb in einen wissenschaftlichen Fachaufsatz überführt⁷ und zur Veröffentlichung bei einer renommierten Fachzeitschrift eingereicht.

Die Übertragbarkeit der implementierten Stabilitäts-Nebenbedingungen in unterschiedliche ESOMs wurde für die Frequenzstabilität gezeigt. Numerische Experimente wurden sowohl im GAMSPy-basierten ESOM des DLR und im PowerModels.jl-basierten ESOM des IED durchgeführt und mittels des vom IED entwickelten Dynamisierungsansatzes plausibilisiert. Eine vollständige, wechselseitige Übertragung mehrerer Stabilitätsnebenbedingungen konnte innerhalb der Projektlaufzeit hingegen nicht mehr demonstriert werden, da vor allem die Umsetzbarkeit und Zweckmäßigkeit einer Reihe diskutierter theoretischer Konzepte (ESCR, gSCR, „ σ -Constraint“, „isolierte Spannungsstabilität nach Böttcher et al. 2023⁸) zur Berücksichtigung der Spannungsstabilität deutlich aufwändiger war, als ursprünglich geplant.

Eine wesentliche Projektabweichung betrifft die Entwicklung des Software-Tools zur zeitlichen Dimensionsreduktion (Meilenstein 2.3). Dessen Fertigstellung wurde zunächst mehrfach verschoben, da Ressourcen vorübergehend auf die Arbeiten zur Frequenzstabilität konzentriert wurden. In der Projektplanung wurde die Entwicklung eines neuartigen zeitlichen Reduktionsverfahrens dennoch bis Mitte 2025 als notwendig erachtet, um hohe Rechenzeiten bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Spannungsstabilitäts-Nebenbedingungen zu beherrschen. Entsprechende Implementierungskonzepte wurden diskutiert und State-of-the-Art-Aggregationsverfahren (z. B. tsam⁹) getestet. Im Oktober 2025 wurde sich allerdings aus den folgenden zwei Gründen abschließend gegen die Umsetzung entschieden: i) Die notwendige Vorgehensweise mit Vorprozessierung zur Identifikation kritischer Zeitpunkte (mit einem ESOM-artigen Modellierungsansatz) und anschließender Anwendung von ESOM mit Stabilitätsnebenbedingungen stellt erneut einen sequenziellen Planungsansatz dar. ii) Die Rechenzeiten der ESOM-Instanzen unter Berücksichtigung der abschließend implementierten Nebenbedingung für Spannungsstabilität waren unter Nutzung existierender Verfahren zur zeitlichen Dimensionsreduktion beherrschbar. Die hierdurch frei gewordenen Fördermittel wurden zum Großteil nicht in Anspruch genommen bzw. sind in sehr geringem Umfang in die abschließende Entwicklung des Ansatzes zur AC-Zulässigkeit geflossen. Die

⁷ Recht, G., Alaya, O., Jahn, B., Cao, K. K., & Lens, H. (2026). Improving Operational Feasibility in Large-Scale Power System Planning. *arXiv preprint arXiv:2604.01771*.

⁸ Böttcher, P. C., Gorjão, L. R., & Witthaut, D. (2023). Stability bounds of droop-controlled inverters in power grid networks. *IEEE access*, 11, 119947-119958.

⁹ <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/tsam>

Anpassung hatte keine nachteiligen Auswirkungen auf die Erreichung der übergeordneten Projektziele. Zur Sicherstellung des fristgerechten Projektabschlusses wurde das DLR-Team Mitte 2025 personell verstärkt.

Die zentralen Forschungsziele – Entwicklung von Stabilitätsmetriken, Integration in ESOM und Validierung anhand dynamischer Modelle – wurden erreicht.

I.4 Wissenschaftlich-technischer Stand, an den angeknüpft wurde

I.4.1 Verfahren und Schutzrechte

Für die Durchführung des Vorhabens wurden etablierte Verfahren und Softwarewerkzeuge zur Modellierung, Optimierung und Simulation elektrischer Energiesysteme eingesetzt. Zur Formulierung und Analyse von Netz- und Energiesystemmodellen wurden auf Seiten des IED die Open-Source-Frameworks PowerModels.jl⁵, PowerSimulationsDynamics.jl⁴ und PowerSimulations.jl verwendet. Darüber hinaus wurde das europäische Energiesystemmodell PyPSA-Eur³ auf Basis des Modellierungsframeworks PyPSA¹⁰ als Referenz- und Untersuchungsmodell für großskalige Energiesystemanalysen genutzt.

Die Modellierung am DLR erfolgte unter anderem mit GAMSPy. Zum Lösen der formulierten Optimierungsmodelle kamen die Solver Gurobi und IPOPT zum Einsatz. Die verwendeten Werkzeuge implementieren etablierte Verfahren der mathematischen Optimierung und Energiesystemanalyse, insbesondere lineare und nichtlineare Optimierungsverfahren, Optimal-Power-Flow-Methoden sowie zeitbereichsbasierte dynamische Simulationen elektrischer Energiesysteme.

I.4.2 Verwendete Fachliteratur, Informations- und Dokumentationsdienste

Auf die wichtigsten verwendeten wissenschaftlichen Veröffentlichungen aus den Bereichen Energiesystemmodellierung, Stromnetzoptimierung, mathematische Optimierung sowie dynamische Simulation elektrischer Energiesysteme, die zur Durchführung des Vorhabens herangezogen wurden, wird in diesem Bericht an gegebener Stelle verwiesen. Die Literaturrecherche erfolgte unter Nutzung wissenschaftlicher Informations- und Dokumentationsdienste, insbesondere Google Scholar. Darüber hinaus wurden die technische Dokumentation der im Projekt eingesetzten Softwarewerkzeuge und weiterer Open-Source-Modellierungswerkzeuge für die Implementierung genutzt.

I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen.

In STAWESOM wurde durch die jährlichen Stakeholder-Workshops ein kontinuierlicher fachlicher Austausch mit Akteuren aus Wissenschaft und Energiewirtschaft ermöglicht. Dabei wurde Anforderungen diskutiert und Feedback zu (Zwischen-)Ergebnissen eingeholt. Die Workshops dienten insbesondere der Einordnung der Ergebnisse in aktuelle energiewirtschaftliche Fragestellungen sowie der Identifikation praxisrelevanter Anwendungsfälle.

Von besonderer Bedeutung für die wissenschaftliche Bearbeitung des Vorhabens war der fachliche Austausch mit den Forschungsgruppen von Dr. Frank Hellmann am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) sowie von Prof. Dr. Dirk Witthaut am Forschungszentrum Jülich (FZJ). Die Zusammenarbeit umfasste Diskussionen zu methodischen Fragestellungen der Stabilitätsbewertung- und Modellierung sowie den Austausch zu aktuellen wissenschaftlichen Entwicklungen. Darüber hinaus fand am DLR ein regelmäßiger fachlicher Austausch zwischen den Projekten STAWESOM und BesGASa, welches durch die mit den Forschungsgruppen *Netztechnologie* und *Flexibilitäten und Systemdienstleistungen* der Abteilung Energiesystemtechnologie am Institut für Vernetzte Energiesysteme bearbeitet wird, statt. Im Rahmen der Ergebnisverwertung wurde nach Projektende ein informeller fachlicher Austausch mit Experten der Bundesnetzagentur zu Fragestellungen Modellierung von Systemstabilität durchgeführt. Weitere Impulse ergaben sich aus dem Dialog mit Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber sowie

¹⁰ T. Brown, J. Hörsch and D. Schlachtberger, "PyPSA: Python for Power System Analysis", *Journal of Open Research Software*, 2018, arXiv:1707.09913, doi:10.5334/jors.188

mit weiteren Akteuren aus dem Umfeld der Roadmap Systemstabilität der Bundesregierung, insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Anforderungen an die Stabilität elektrischer Energiesysteme.

II. Eingehende Darstellung

II.1 Verwendung der Zuwendung

Im Rahmen des Projektes wurde eine Kette von Software-Tools entwickelt und verwendet, über die Abbildung 1 einen Überblick gibt. Die Open-Source-Veröffentlichung der Entwicklungen erfolgt im Nachgang (zusammen mit entsprechenden wissenschaftlichen Publikationen) und gliedert sich in drei Teile – die beiden ESOMs Mashup¹¹ und PowerModelsSTAWESOM¹², sowie der Workflow zur Erzeugung dynamischer, RMS-fähiger Modelle aus statischen ESOM-Ergebnissen¹³. Als konsistente Datenquelle werden für die Eingangsdaten, d.h. bestehende Infrastruktur, Investitionsoptionen und Potentialzeitreihen, Parameter-Sets etablierter ESOM herangezogen. Als nachvollziehbare und offene Datenquelle wurde hierzu PyPSA-Eur³ genutzt. Nach der Stromsystemplanung unter Stabilitätsnebenbedingungen in Mashup oder PowerModelsSTAWESOM erfolgt der Export und die Transformation der Resultate in eine Sammlung von Dateien im CSV-Format. Das Dynamisierungstool importiert diese Dateien und übernimmt dabei nicht nur den Kraftwerkspark, sondern z.B. auch die Verfügbarkeit von Synchronmaschinen in den verschiedenen Netzsituationen. Im Dynamisierungstool werden zusätzliche Annahmen zu Dynamik und Regelung der konventionellen Kraftwerke und Wechselrichter getroffen. Für AC-Feasibility der Netzsituationen, die auf den relaxierten Lastflussbedingungen der ESOM beruhen, sorgt die Lösung eines passenden AC-OPF-

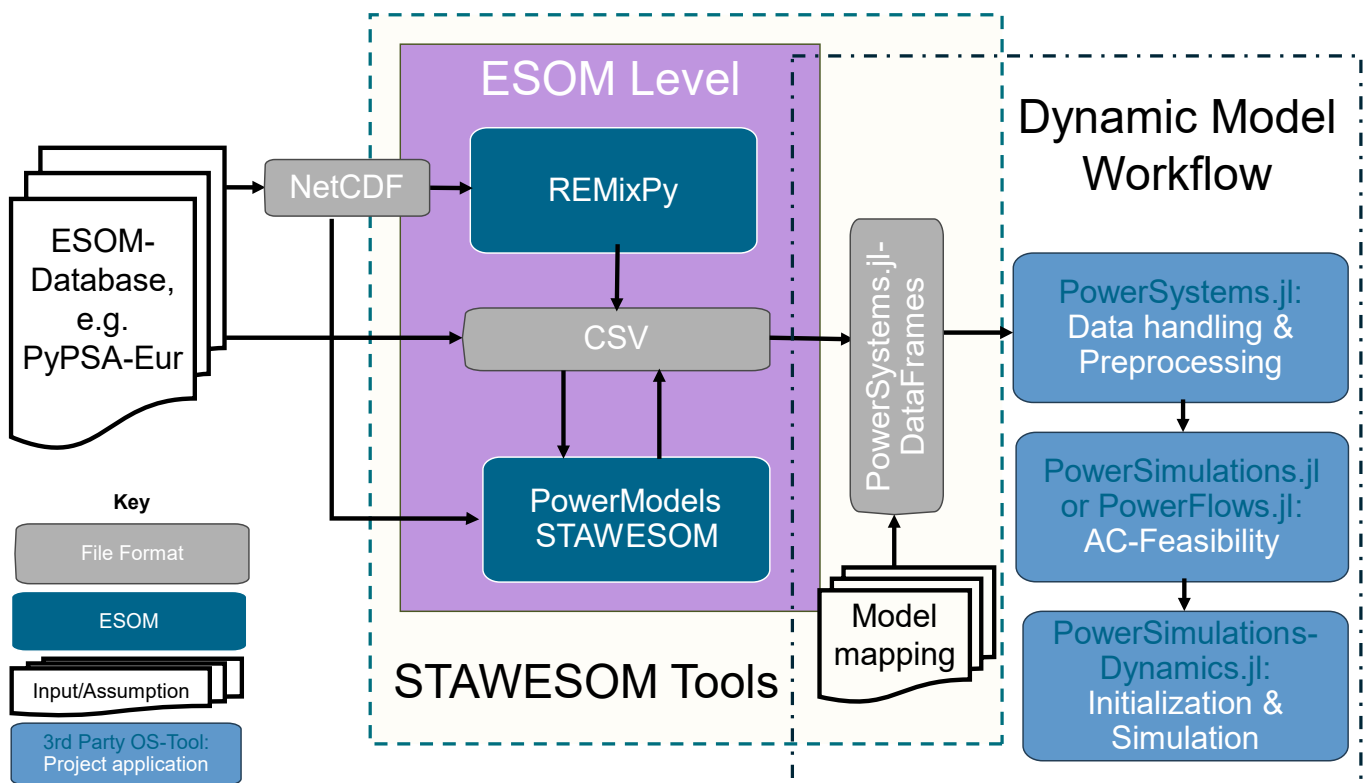


Abbildung 1: Übersicht des realisierten STAWESOM-Workflows

¹¹ <https://openenergyplatform.org/factsheets/models/341/>

¹² <https://openenergyplatform.org/factsheets/models/337/>

¹³ <https://openenergyplatform.org/factsheets/models/342/>

Optimierungsproblems. Zuletzt werden in PowerSimulationsDynamics.jl⁴ RMS-fähige Modelle erzeugt und initialisiert, die für die simulative Validierung der Stabilitätsnebenbedingungen Anwendung finden.

Im Folgenden werden die vorgegebenen Ziele der Projektpartner als Unterkapitel aufgeführt und die in diesem Bereich erreichten Ergebnisse vorgestellt und diskutiert. Weiterführende Informationen können den jeweilig referenzierten wissenschaftlichen Fachpublikationen der Projektpartner entnommen werden.

II.1.1 Schaffung einer transparenten Datengrundlage (IED)

Eine wesentliche Voraussetzung für die Entwicklung und Bewertung stabilitätsbewusster ESOM ist die Verfügbarkeit geeigneter dynamischer Netzmodelle, um eine simulative Validierung der Optimierungsergebnisse zu ermöglichen. Damit ist gemeint, dass auf der Grundlage dieser Modelle überprüft wird, dass das aus dem ESOM resultierende System tatsächlich dynamisch stabil ist. Diese dynamischen Netzmodelle müssen dabei auf einer konsistenten Datenbasis aufbauen, die auch für die Parametrierung des ESOM selbst geeignet ist. Im Rahmen des Projekts wurde hierfür ein Workflow entwickelt, der stationäre Netzmodelle und Betriebszustände aus den quelloffenen Datensätzen von PyPSA-Eur automatisiert um dynamische Modelle relevanter Systemkomponenten ergänzt und in RMS-Simulationsmodelle auf Basis von PowerSimulationsDynamics.jl überführt. Der entwickelte Workflow ermöglicht die konsistente Integration dynamischer Eigenschaften von Erzeugungsanlagen in ein Simulationsmodell. Hierfür wurden geeignete Modellstrukturen und fehlende Dynamikparameter aus Literaturquellen abgeleitet. Die durchgeführte Literaturrecherche zu dynamischen Parametern und Modellierungsansätzen floss in wissenschaftliche Veröffentlichungen ein^{6,16}. Durch die direkte Anbindung an PyPSA-Eur stehen realistische Netzmodelle, Betriebspunkte und Zeitreihen auf einer transparenten und reproduzierbaren Datengrundlage zur Verfügung. Dadurch wird die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse verbessert, da sämtliche verwendeten Daten und Modelle auf offenen Quellen basieren. Bei der Entwicklung wurden verschiedene Herausforderungen bei der Initialisierung und Durchführung dynamischer Simulationen identifiziert. Insbesondere bei der Berücksichtigung zeitvariabler Betriebszustände und umrichterbasierter Erzeugung traten Konvergenzprobleme auf, die teilweise behoben werden konnten. Konvergenzprobleme wurden z.B. im Rahmen des Netzwerktreffens Systemanalyse in Berlin mit anderen Forschungsgruppen diskutiert.

Mit dem entwickelten Workflow wurde eine transparente und flexible Datengrundlage geschaffen, welche die Berücksichtigung dynamischer Systemeigenschaften in den weiteren Projektarbeiten ermöglicht hat und gleichzeitig die Reproduzierbarkeit und weitere Verwertbarkeit der Ergebnisse unterstützt.

II.1.2 Methode zur Berücksichtigung dynamischer Netzstabilität für die Energiesystemplanung (IED)

Ein wesentlicher Schwerpunkt der Arbeiten des IED lag auf der Entwicklung von Methoden, mit denen Anforderungen der dynamischen Netzstabilität in ESOM integriert werden können. Ziel war die Formulierung von Stabilitätskriterien in einer konvexen Form, die innerhalb großskaliger Optimierungsmodelle berücksichtigt werden kann. Die Arbeiten konzentrierten sich zunächst auf die Berücksichtigung von Frequenzstabilitätsaspekten. Hierzu wurde die im System verfügbare Trägheit (Momentanreserve) als Maß für die Widerstandsfähigkeit gegenüber plötzlichen Leistungsungleichgewichten betrachtet. Aufbauend auf vereinfachten Modellen der Frequenzdynamik wurden Nebenbedingungen entwickelt, die Mindestanforderungen an die Trägheit einzelner Netzbereiche formulieren. Diese Nebenbedingungen wurden zunächst für Einsatzoptimierungsprobleme entwickelt und anschließend auf Fragestellungen der Erzeugungs-⁶ und Übertragungsausbauplanung¹⁶ übertragen. Der Ansatz basiert auf knotenscharfen Anforderungen an die verfügbare Trägheit. Dabei wurde zunächst angenommen, dass einzelne Netzbereiche im Fall einer Netzauftrennung temporär als Inselnetze betrieben werden müssen. Die erforderliche Trägheit wurde aus der lokalen Leistungsbilanz und den zulässigen Frequenzänderungsraten abgeleitet. Da diese Vorgehensweise insbesondere für großräumige Systeme sehr konservative Anforderungen erzeugt, wurden im weiteren Verlauf verschiedene Relaxierungen eingeführt. Hierzu gehörten die Berücksichtigung der Lastverteilung bei der Priorisierung der Trägheitsverteilung sowie die Konzentration auf ausgewählte auslegungsrelevante System-Split-Szenarien.

Die entwickelten Nebenbedingungen wurden in PowerModelsSTAWESOM sowie in das am DLR weiterentwickelte ESOM integriert und untersucht. Darüber hinaus wurde die Formulierung des Einsatzplanungsproblems relaxiert,

um die Lösbarkeit großer Modellinstanzen sicherzustellen^{6,16}. Bezüglich der Spannungsstabilität wurden neben den Erweiterungen der Lastflussformulierung zur Darstellung von Spannung und Blindleistung auch Ansätze zur Berücksichtigung der Kleinsignal-Spannungsstabilität untersucht. Weil sich die Integration von darauf ausgerichteten Nebenbedingungen als aufwändiger herausstellte als erwartet, konnte nur eine Formulierung auf Basis einer Arbeit von Sharafutdinov et al.¹⁴ in der Projektlaufzeit implementiert werden. Diese wurde in das DLR-ESOM integriert und hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit für die Energiesystemplanung bewertet.

II.1.3 Verfahren zur Ermittlung der stabilitätskritischen Netzsituationen und Störungen (IED)

Verschiedene Ansätze zur Identifikation stabilitätskritischer Störungen und Netzsituationen wurden untersucht. Ziel war es ursprünglich, bereits vor der Durchführung einer Energiesystemoptimierung diejenigen Situationen zu bestimmen, die für die nachgelagerte Stabilitätsbewertung besonders relevant sind und im ESOM stark zu gewichten sind. Hierzu wurden zunächst systemtheoretische Metriken und Verfahren aus der Literatur analysiert. Die Arbeiten wurden durch studentische Abschlussarbeiten ergänzt, in denen sowohl die Eignung statischer Indikatoren zur Vorhersage dynamischer Stabilität als auch die Entwicklung neuer stabilitätsbezogener Metriken untersucht wurden. Darüber hinaus wurden Verfahren zur Bestimmung besonders kritischer Ausfallereignisse betrachtet. Eine Bachelorarbeit beschäftigte sich mit der Identifikation maximal kritischer Leistungsausfälle, während eine Masterarbeit die Bestimmung kritischer Störungen unter Berücksichtigung des Trägheitseinsatzes als Bilevel-Optimierungsproblem formulierte und untersuchte.

Die ursprünglich geplante Entwicklung eines allgemeinen Verfahrens zur a-priori-Auswahl stabilitätskritischer Netzsituationen mit dem Ziel der Reduktion von Inputzeitreihen für das ESOM wurde jedoch im Projektverlauf verworfen. Die Stabilitätsrelevanz einer Netzsituation ist maßgeblich von den durch das ESOM bestimmten Ausbau- und Einsatzentscheidungen abhängig. Kritische Situationen können daher nicht unabhängig von den Optimierungsergebnissen identifiziert werden. Eine solche Vorgehensweise wäre allenfalls im Rahmen eines sequentiellen Ansatzes möglich, bei dem zunächst eine Ausbauplanung durchgeführt und anschließend die kritischen Situationen bestimmt werden. Daher wurde auf die weitere Verfolgung dieses Ansatzes verzichtet und stattdessen die Entwicklung direkt in die Optimierungsmodelle integrierter Stabilitätsnebenbedingungen priorisiert.

Im Verlauf der Arbeiten zeigte sich insbesondere für die Frequenzstabilität, dass System Splits die dimensionierenden Ereignisse darstellen. Daher wurden Verfahren zur Identifikation kritischer Auftrennungsszenarien untersucht. Auf Basis von Spektralclustering wurden potenziell kritische System Splits identifiziert und für die Formulierung von RoCoF-Nebenbedingungen in Energiesystemoptimierungsmodellen eingesetzt¹⁵. Die entwickelten Methoden ermöglichen eine deutlich gezieltere Auswahl relevanter Störungsszenarien als die zuvor verwendeten konservativen Annahmen einer hypothetischen Auftrennung beliebiger Netzregionen⁶.

II.1.4 Bereitstellung eines Verfahrens zur Reduktion von Untersuchungsszenarien (DLR)

Ein Ziel des Vorhabens war es, die Rechenzeiten großskaliger Energiesystemoptimierungsmodelle unter Berücksichtigung von Spannungsstabilitäts-Nebenbedingungen zu reduzieren und dadurch die praktische Anwendbarkeit der entwickelten Methoden auf umfangreiche Szenariensätze sicherzustellen. Im Projektverlauf wurden Konzepte für eine ursprünglich vorgesehene zeitliche Aggregation mehrfach diskutiert, vereinzelt untersucht und bewertet. Die Untersuchungen zeigten jedoch, dass für die betrachteten Fragestellungen zunächst eine Vorprozessierung der Szenariodaten erforderlich ist, um stabilitätskritische Betriebszustände und insbesondere räumlich lokalisierte Ereignisse wie System-Splits zuverlässig zu identifizieren. Für diese Vorprozessierung wäre ein ESOM-artiger Modellierungsansatz mit ähnlichen Limitierungen hinsichtlich der zu beherrschenden Rechenzeiten notwendig gewesen. Die ursprünglich vorgesehene Entwicklung eines eigenständigen zeitlichen Reduktionsverfahrens wurde anschließend nicht weiterverfolgt. Ausschlaggebend hierfür war zum einen die Erkenntnis, dass eine Kombination aus Vorprozessierung und anschließender

¹⁴ K. Sharafutdinov, L. R. Gorjão, M. Matthiae, T. Faulwasser and D. Witthaut, "Rotor-angle versus voltage instability in the third-order model for synchronous generators," *Chaos*, vol. 28, no. 3, Art. no. 033117, Mar. 2018, doi: 10.1063/1.5002889

Energiesystemoptimierung mit Stabilitätsnebenbedingungen weiterhin einen sequenziellen Planungsansatz erfordert hätte und damit nur begrenzte zusätzliche wissenschaftliche Erkenntnisse erwarten ließ. Zum anderen zeigte sich im Rahmen der Implementierung der Spannungsstabilitäts-Nebenbedingungen, dass die Rechenzeiten der entwickelten Modelle auch ohne zusätzliche zeitliche Aggregationsverfahren beherrschbar blieben.

In geringem Umfang wurde ein Teil der verfügbaren Ressourcen in die Entwicklung des Verfahrens zur Sicherstellung der Betriebszulässigkeit (AC-Feasibility) von Energiesystem- und Netzausbauplanungsergebnissen investiert. Das entwickelte Verfahren ermöglicht die systematische Überführung von Ergebnissen großskaliger Energiesystemmodelle in physikalisch zulässige Netzzustände und gewährleistet unter vergleichsweise schwachen Annahmen die Einhaltung stationärer Betriebsgrenzen einschließlich der Spannungsstabilität. Gleichzeitig schafft es die Voraussetzungen für nachgelagerte dynamische Netzsimulationen und die Untersuchung zukünftiger, zunehmend leistungselektronikdominierter Energiesysteme. Aus Sicht des Projektkonsortiums weist dieser Ansatz einen deutlich höheren wissenschaftlichen Neuheitsgrad und ein größeres Verwertungspotenzial auf als die ursprünglich vorgesehene Entwicklung eines weiteren Verfahrens zur zeitlichen Dimensionsreduktion.

Das Verfahren wurde in einem wissenschaftlichen Fachaufsatz⁷ beschrieben und unter dem Titel *Improving Operational Feasibility in Large-Scale Power System Planning* bei einer renommierten Fachzeitschrift zur Begutachtung eingereicht. Es liefert einen unmittelbaren Beitrag zur Integration von Stabilitätsanforderungen in Energiesystemmodelle und unterstützt die übergeordnete Zielsetzung des Vorhabens, die ESOM-integrierte Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten zu bewerten, in größerem Umfang als ursprünglich erwartet, da es als automatisierte Schnittstelle zwischen Systemausbauplanung und dynamischen Netzanalysen bilden kann (siehe auch Verwertbarkeit der Ergebnisse).

II.1.5 Methodische Erweiterung von ESOMs (DLR)

Im Verlauf des Vorhabens wurde eine Reihe unterschiedlicher methodischer Erweiterungen für ESOMs entwickelt, in das ESOM Mashup implementiert und in numerischen Experimenten evaluiert. Hierzu zählen:

- 1) Integration unterschiedlicher konvexer Approximationen der Lastflussgleichungen, u.a. zur Abbildung von Blindleistungsflüssen in ESOMs. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden 2024 auf der EnInnov Graz unter dem Titel *Considering Reactive Power in Generation Expansion Planning for Energy System Design* vorgestellt und als Conference Paper veröffentlicht¹⁵.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wurde untersucht, inwieweit die Berücksichtigung von Blindleistungsflüssen in Energiesystemmodellen die physikalische Realisierbarkeit von Ergebnissen der Systemausbauplanung verbessert. Ausgangspunkt der Arbeit ist die Beobachtung, dass viele Energiesystemmodelle auf vereinfachten DC-Leistungsflussdarstellungen basieren und Blindleistungsflüsse vernachlässigen, wodurch die resultierenden Systementwürfe (bestehend aus Infrastruktur und Einsatzplanung) häufig nur eingeschränkt zulässig („AC-feasible“) sind. Anhand eines europäischen Energiesystemmodells wurde gezeigt, dass die Verwendung einer Leistungsflussapproximation mit Berücksichtigung von Blindleistung die AC-Zulässigkeit der resultierenden Ausbaupläne deutlich erhöht. Gleichzeitig führte die verbesserte Abbildung netztechnischer Restriktionen zu höheren Investitions- und Betriebskosten, was darauf hindeutet, dass vereinfachte Modellansätze Netzengpässe und den tatsächlichen Ressourcenbedarf systematisch unterschätzen können. Die Ergebnisse unterstreichen die Bedeutung einer stärkeren Integration netztechnischer Randbedingungen in großskalige Energiesystemmodelle und lieferten wichtige methodische Erkenntnisse für die im Projekt entwickelten Ansätze zur Sicherstellung der Betriebszulässigkeit und Stabilität zukünftiger Energiesysteme.

- 2) Integration eines linearisierten Unit-Commitment-Ansatzes zur Modellierung des Betriebszustands von thermischen Kraftwerken als Voraussetzung für Berücksichtigung von Momentanreserve bzw. zur Integration des so genannten RoCoF-Constraints zur Berücksichtigung der Frequenzstabilität in ESOM. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden 2025 auf der ISGT in Valletta (Malta) unter dem Titel *Convex capacity*

¹⁵ Recht, G., Cao, K. K., Alaya, O., Jahn, B., & Lens, H. (2024). Considering reactive power in generation expansion planning for energy system design. 18. *Symposium Energieinnovation*.

expansion planning under inertial response constraints vorgestellt und als Conference Paper veröffentlicht¹⁶. Teil dieser Veröffentlichung ist ein Verfahren zur Ermittlung von System Splits.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wurde untersucht, wie Anforderungen an die Frequenzstabilität bereits in großskaligen Energiesystem- und Netzausbaumodellen berücksichtigt werden können. Hierzu wurde ein konvexes ESOM zur Systemausbauplanung vorgestellt, das neben dem Ausbau von Erzeugungsanlagen, Speichern und Übertragungsnetzen die Nebenbedingungen zur Einhaltung von Frequenzstabilitätsanforderungen enthält. Insbesondere wurden linearisierte Beschränkungen für die zulässige Frequenzänderungsgeschwindigkeit (Rate of Change of Frequency, RoCoF) nach Störungen wie Erzeugungsausfällen oder Netzauftrennungen in die Optimierung integriert. Die entwickelte Methodik wurde für hochaufgelöste europäische Energiesystemszenarien angewendet und berücksichtigt sowohl die Trägheitsbereitstellung durch konventionelle Synchrongeneratoren als auch durch umrichterbasierte Anlagen. Die Ergebnisse zeigen, dass Batteriespeicher mit netzbildenden Wechselrichtern (Grid-Forming Inverters) bereits unter heutigen Randbedingungen einen Beitrag zur Bereitstellung von Trägheit leisten können und dadurch den Bedarf an konventioneller Erzeugung reduzieren. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass zukünftige klimaneutrale Energiesysteme die erforderlichen Frequenzstabilitätsanforderungen mit nur geringen zusätzlichen Systemkosten erfüllen können, sofern ein Teil der Batteriespeicher mit netzbildenden Wechselrichtern ausgestattet wird.

- 3) Integration von Stabilitätsnebenbedingungen für Frequenz- und Spannungsstabilität in ESOM. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden erstmals auf dem Abschlussworkshop dem Begleitkreis des STAWESOM-Forschungsprojekts vorgestellt und sind zur Veröffentlichung im Rahmen eines akzeptierten Konferenzbeitrags für die OR2026 in Passau sowie gemäß dem Green-Open-Access-Standard als Preprint auf arXiv unter dem Titel *The Benefits of an Integrated Approach for Stability-Constrained Power System Planning* vorgesehen¹⁷.

Diese Veröffentlichung stellt einen zentralen wissenschaftlichen Beitrag des Vorhabens dar. In ihr wurde untersucht, welche Auswirkungen die direkte Berücksichtigung von Frequenz- und Spannungsstabilität auf die langfristige Planung zukünftiger Energiesysteme hat. Gleichzeitig wird darin die zentrale Fragestellung des Vorhabens beantwortet, in dem der sequentielle Ansatz, wo Maßnahmen zur Sicherstellung der Stabilität erst nachträglich identifiziert werden, mit dem integrierten STAWESOM-Ansatz verglichen wird. In Detail wurden hierfür die Ergebnisse zweier konvexer Modelle zur Systemausbauplanung (Ausbau von Stromerzeugungs-, Speicher- und Übertragungsnetzkapazitäten) miteinander verglichen. Während ersteres dem etablierten sequentiellen Ansatz folgt, integriert zweiteres die Stabilitäts-Nebenbedingungen, wofür erstmals eine Spannungsstabilitäts-Nebenbedingung direkt in ein großskaliges ESOM eingebunden wurde. Die Ergebnisse für die Anwendung auf ein europäisches ESOM zeigen, dass die integrierte Berücksichtigung von Stabilitätsanforderungen zu geringeren Gesamtsystemkosten führt. Gleichzeitig bleibt der zusätzliche Rechenaufwand auf einem beherrschbaren Niveau. Die Arbeit liefert damit einen wichtigen Nachweis dafür, dass das Einbringen von Stabilitätsanforderungen in den Planungsprozess wirtschaftliche Vorteile mit sich bringen kann.

II.1.6 Anwendung der Methoden für ausgewählte Szenarien, Vergleich mit herkömmlichen ESOMs und Überprüfung der Skalierbarkeit der Methodik (DLR)

Die im Vorhaben entwickelten Methoden wurden auf ausgewählte Szenarien des europäischen Stromsystems angewendet, die auf einer erweiterten Datengrundlage von PyPSA-Eur basieren. Hierfür wurden ESOM-Instanzen in stündlicher und mit hoher räumlicher Auflösung (zwischen 50¹⁵, 128¹⁶ und 354⁷ Modellknoten) genutzt, die sowohl den Ausbau von Erzeugungsanlagen, Speichern und Übertragungsnetzen als auch ausgewählte Stabilitätsanforderungen und damit netzbildende Umrichter als Investitionsoption berücksichtigen. Die Untersuchungen umfassten verschiedene Ausprägungen zukünftiger Energiesysteme mit hohen Anteilen

¹⁶ Recht, G., Jahn, B., Alaya, O., Cao, K. K., & Lens, H. (2025, October). Convex Capacity Expansion Planning Under Inertial Response Constraints. In *2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)* (pp. 1-5). IEEE.

¹⁷ Recht, G., Cao, K. K., Alaya, O., Jahn, B., & Lens, H. The Benefits of an Integrated Approach for Stability-Constrained Power System Planning. Zu erscheinen auf arXiv.

erneuerbarer Energien (teilweise forciert durch eine Begrenzung der CO₂-Emissionen) und zunehmendem Einsatz leistungselektronisch gekoppelter Erzeugungs- und Speichertechnologien. Zur Unterscheidung von Szenarien mit hohen und geringen Anteilen an vorinstallierter Momentanreserve wurden Greenfield- und Brownfield-Szenarien unterschieden.

Ein Schwerpunkt lag auf dem Vergleich der entwickelten ESOM-Instanzen mit herkömmlichen Modellen, in denen Stabilitätsanforderungen typischerweise nicht oder nur nachgelagert berücksichtigt werden. Die in den o.g. wissenschaftlichen Publikationen veröffentlichten Ergebnisse zeigen, dass die explizite Berücksichtigung von Frequenz- und Spannungsstabilitätsaspekten zu veränderten Ausbauentscheidungen führen kann. Insbesondere ergaben sich Unterschiede hinsichtlich des Einsatzes von Speichertechnologien, der Bereitstellung stabilitätsrelevanter Systemdienstleistungen sowie der räumlichen Verteilung von Erzeugungs- und Netzausbaumaßnahmen. Gleichzeitig konnte gezeigt werden, dass eine integrierte Betrachtung von Stabilitätsanforderungen die Notwendigkeit nachträglicher Korrektur- und Verstärkungsmaßnahmen reduzieren kann. Die durchgeführten numerischen Experimente belegen, dass die methodischen Erweiterungen auch für größere ESOM-Instanzen mit vielen Netzknoten sowie stündliche Zeitreihenanalysen über einen Jahreszeitraum anwendbar sind. Trotz der zusätzlichen Modellkomplexität durch Stabilitätsnebenbedingungen blieben die Rechenzeiten im Rahmen der verfügbaren Rechenressourcen beherrschbar, wodurch grundsätzlich die Skalierbarkeit sowohl für integrierte Stabilitätsnebenbedingungen als auch für das nachgelagerte Verfahren zur Überprüfung der AC-Betriebszulässigkeit anhand europäischer Modellszenarien für praxisrelevante Energiesystemanalysen nachgewiesen werden konnte.

II.2 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der überwiegende Teil der Zuwendung wurde für wissenschaftliches Personal eingesetzt. Die Personalmittel dienten insbesondere der Entwicklung und Implementierung der Modellierungsmethoden, der Durchführung von Szenarioanalysen sowie der wissenschaftlichen Auswertung und Veröffentlichung der Projektergebnisse. Darüber hinaus wurden Personalmittel für Projektmanagement (ab Mitte 2025 agil), Vernetzungsaktivitäten und Supervision von Doktorarbeiten verwendet.

Sachmittel wurden insbesondere für projektbezogene Reisekosten und die Durchführung der Stakeholder-Workshops in Präsenz mit den Vertretern des Projektbeirats verwendet.

II.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die durchgeführten Arbeiten waren erforderlich, um ESOM so erweitern zu können, dass sie einerseits neue, praxisrelevante Aspekte wie Anforderungen an die Systemstabilität berücksichtigen, aber andererseits rechenzeittechnisch beherrschbar bleiben. Ein wesentlicher Teil der Arbeiten entfiel auf die Konzeptentwicklung, Modellimplementierung und das Testen unterschiedlicher Ansätze, sowie die Aufbereitung und Erweiterung der Datensätze zur Durchführung europäischer Fallstudien. Im Fall der Konzipierung der zu implementierenden Nebenbedingungen mussten anhaltend Abwägungen zwischen Aufwand und Nutzen unterschiedlicher Vorgehensweisen getroffen werden. Auf beispielhaft entwickelten und getesteten Methoden aus studentischen Abschlussarbeiten konnte so auch nur aufgebaut werden, wenn eine Skalierbarkeit auf großskalige europäische Szenariostudien möglich erschien. Zentrale Aspekte waren dabei die Beibehaltung der linearen Programmierung als Optimierungsmethode für die Systemausbauplanung sowie das Vermeiden einer sequentiellen Vorgehensweise, wobei einander ähnliche Optimierungsmodelle nacheinander hätten gelöst werden müssen. Wie 2021 vom Global Power System Transformation Consortium in einer Übersichtspräsentation vorgestellt¹⁸, standen die hierfür notwendigen Modellierungsansätze und Softwarekomponenten zu Projektbeginn im Jahr 2023 nicht in der erforderlichen Form zur Verfügung und mussten im Rahmen des Vorhabens neu entwickelt beziehungsweise wesentlich erweitert werden.

Der Umfang der geleisteten Arbeiten war angesichts der Komplexität der Fragestellung und der Größe der betrachteten Modellsysteme angemessen. Die eingesetzten personellen Ressourcen ermöglichten die erfolgreiche

¹⁸ <https://globalpst.org/wp-content/uploads/Tools-Team-Presentation.pdf>

Bearbeitung der Projektziele sowie die Erstellung mehrerer wissenschaftlicher Veröffentlichungen. Anpassungen einzelner Arbeitsschwerpunkte erfolgten auf Grundlage der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse und dienten einer stärkeren Fokussierung auf die Leitfrage des Vorhabens. Insbesondere die Entwicklung von Verfahren zur Sicherstellung der Betriebszulässigkeit und zur Integration von Stabilitätsanforderungen in Energiesystemmodelle erwies sich als wissenschaftlich wertvoller aber auch anspruchsvoller als ursprünglich vorgesehene Alternativansätze und führte zu Ergebnissen mit hoher Relevanz für Forschung und energiewirtschaftliche Praxis.

II.4 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

ESOM mit Stabilitätsnebenbedingungen: Bei den Übertragungsnetzbetreibern besteht zunehmend Bedarf an Methoden zur systematischen Bewertung der Systemstabilität und Planung von stabilisierenden Maßnahmen. Konkret werden für den wiederkehrend zu erstellenden Stabilitätsbericht¹⁹ solche Methoden benötigt. Ein integrierter Ansatz wie der im Projekt entwickelte verspricht dabei Effizienzgewinne durch Nutzung von Synergien. Diese Effizienzgewinne können sich über die Übertragungsnetzbetreiber hinaus auch gesamtwirtschaftlich bemerkbar machen. Auch bei Regulierungsbehörden wie der Bundesnetzagentur können ESOM mit Stabilitätsnebenbedingungen für eigene Untersuchungen eingesetzt werden, etwa zur unabhängigen und vergleichbaren Beurteilung von Ausbauplänen. Schließlich wären auch die Ergebnisse von Studien zu Entwicklungspfaden für das Stromversorgungssystem, beispielsweise zur Politikberatung, näher an der tatsächlichen technischen Realisierbarkeit und somit belastbarer.

Lokalisierte Sicherstellung der Frequenzstabilität in großskaligen Verbundsystemen: Im Rahmen des Projektes wurden aggregierte RoCoF-Constraints berücksichtigt, da die Darstellung generatorscharfer RoCoFs in einem Optimierungsproblem mit gleichzeitiger Kraftwerkseinsatzplanung weitaus schwieriger und somit nicht auf ESOM-Anwendungen skalierbar ist. Ein Nachteil der aggregierten Darstellung ist allerdings, dass dadurch hohe lokale RoCoFs nicht ausgeschlossen werden können. Existierende Ansätze zur Berücksichtigung lokaler RoCoFs greifen beispielsweise auf Methoden des maschinellen Lernens zurück oder auf die Interpolation von Werten aus einem Lookup-Table, welcher vor der Optimierung berechnet wird. Keiner dieser Ansätze ist aus Sicht des Konsortialteams geeignet für die Integration in ein ESOM. Stattdessen ist im Rahmen der Fortschreibung des Verwertungsplans ein Ansatz in Arbeit, der über stärkere Annahmen die Darstellung lokaler RoCoF-Nebenbedingungen in einem ESOM ermöglichen und in Form einer von IED und DLR gemeinsam verfassten, wissenschaftlichen Publikation bis Ende 2026 bei einer Fachzeitschrift eingereicht werden soll.

Für die Projektpartner ergeben sich zudem individuelle Verwertbarkeitspotentiale, die im Folgenden einzeln beschrieben werden.

II.4.1 IED

Die im Projekt entwickelten Methoden, Tools und wissenschaftlichen Erkenntnisse bilden eine Grundlage für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der stabilitätsbewussten Energiesystemplanung. Durch einen besonderen Fokus auf der Entwicklung offener und nachvollziehbarer Methoden wurde dabei eine langfristige Nachnutzung der Projektergebnisse ermöglicht.

Dynamisierungstool: Das entwickelte Dynamisierungstool ermöglicht die automatisierte Erzeugung dynamischer Netzmodelle auf Basis der offenen Datensätze von PyPSA-Eur. Dadurch steht eine transparente Datengrundlage für die Untersuchung dynamischer Fragestellungen in zukünftigen Energiesystemen zur Verfügung. Das Tool kann etwa in studentischen Arbeiten genutzt werden. Das gewonnene Know-How aus der Entwicklung und Parameterrecherche kann unabhängig von der Modellierungsumgebung in Nachfolgeprojekte einfließen, wie im Projekt SysStab2030²⁰ geschehen. Zur Förderung der wissenschaftlichen Nachnutzung ist eine Veröffentlichung als Open-Source-Software vorgesehen.

¹⁹ 50Hertz, Ampriion, TenneT, and TransnetBW, "Systemstabilitätsbericht 2025," German Transmission System Operators (ÜNB), Germany, 2025.

²⁰ Verbundvorhaben 01265579/1 – SysStab2030; Teilvorhaben: Methodik für die Ermittlung von systemischen Bedarfen für die Gewährleistung der Frequenz- und Spannungsstabilität, Förderkennzeichen 03EI6122K

Stabilitätsnebenbedingungen für Optimierungsprobleme: Die vorgestellten Stabilitätsnebenbedingungen stellen einen ersten Schritt zur systematischen Integration dynamischer Stabilitätsanforderungen in ESOM dar. Die entwickelten Ansätze sind nicht auf die im Projekt betrachteten Anwendungsfälle beschränkt, sondern können auf weitere Optimierungsprobleme übertragen werden. Insbesondere erscheinen Anwendungen zur Bestimmung von Bedarfen an Momentanreserve oder dynamischen Blindleistungsreserven vielversprechend. Die im Projekt entwickelten Methoden schaffen hierfür eine Grundlage, auf der zukünftige Forschungsarbeiten aufbauen können.

PowerModelsSTAWESOM: Mit der Erweiterung von PowerModels.jl um Funktionalitäten zur Erzeugungs- und Übertragungsausbauplanung wurde zudem ein erster Schritt hin zu einem offenen ESOM mit außergewöhnlich hoher Flexibilität hinsichtlich der mathematischen Formulierung von Lastfluss- und Netzmodellen geschaffen.

Wissenschaftliche Verwertung der Projektergebnisse: Die wissenschaftliche Verwertung der Projektergebnisse erfolgt durch die Veröffentlichung der entwickelten Methoden und Erkenntnisse in Fachzeitschriften und auf wissenschaftlichen Konferenzen. Über die bereits veröffentlichten Arbeiten zu stabilitätsbewusster Ausbauplanung hinaus sind weitere Veröffentlichungen geplant. Hierzu zählen insbesondere Arbeiten zur Formulierung von Netzausbauproblemen als Reglerentwurfsaufgabe sowie zur Verwendung der generalized Short Circuit Ratio (gSCR) als Grundlage für Spannungsstabilitätsnebenbedingungen in Optimierungsmodellen.

Lehre: Zuletzt leistete das Projekt auch einen Beitrag zur Ausbildung des wissenschaftlichen Nachwuchses. Die entwickelten Methoden und Softwarewerkzeuge können in der Lehre eingesetzt werden. Elf Studierende waren durch Bachelor- und Masterarbeiten an den Entwicklungen beteiligt. Zudem flossen die Projektergebnisse in zwei laufende Promotionsvorhaben am IED ein.

II.4.2 DLR

AC-Reinforcement als Bindeglied zwischen ESOM und dynamischen Netzanalysen: Dynamische Simulationen von Stromsystemen erfordern einen Startpunkt in Form eines stationären Zustands des Systems. Dafür ist es erforderlich das Problem des optimalen Lastflusses unter Berücksichtigung der AC-Lastflussgleichungen zu lösen. Wegen der Nichtlinearität und Nichtkonvexität dieses Problems ist es üblich, insbesondere in der Systemplanung, dass dieses approximiert wird. Durch die Approximation ist jedoch nicht sichergestellt, dass die bestimmte Lösung ebenfalls für das ursprüngliche Problem zulässig ist. An dieser Stelle ist ein Ansatz wie das AC-Reinforcement notwendig, um sowohl die Existenz einer AC-zulässigen Lösung sicherzustellen sowie um bereits Startpunkte für die dynamische Simulation zu bestimmen. Somit stellt der im Vorhaben entwickelte AC-Reinforcement-Ansatz eine Möglichkeit dar – auch unabhängig von der integrierten Berücksichtigung von Frequenz- und/oder Spannungsstabilität im ESOM (STAWESOM-Ansatz) – in der etablierten sequentiellen Vorgehensweise automatisiert ESOM-Outputs für anschließende dynamische Netzanalysen aufzubereiten.

Übertragung des linearisierten Unit-Commitment-Ansatzes und der RoCoF-Nebenbedingungen zur Untersuchung der Systemdienlichkeit von Wärmespeicherkraftwerken: In einem weiteren Forschungsvorhaben des DLR wurde die Integration von Wärmespeicherkraftwerken in ein sektorgekoppeltes Energiesystem erforscht, um neben techno-ökonomischen Analysen weitere Bewertungsperspektiven auf dieses Transformationskonzept für bestehende Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zu eröffnen. Dabei wurden die stabilisierenden Eigenschaften dieser Kraftwerke bislang nicht quantifiziert. Um diese durchführen zu können, soll eine Modellierung dieser Kraftwerke unter Berücksichtigung der in STAWESOM betrachteten Stabilitätsnebenbedingungen erfolgen.

Wissenschaftliche Verwertung der Projektergebnisse: Im ursprünglichen Verwertungsplan war die Veröffentlichung ausgewählter Ergebnisse in zwei Open-Access-Journalpublikationen vorgesehen. Der thematische Fokus sollte auf i) der Integration von Stabilitätsmetriken in ESOM und ii) der Analyse des inhaltlichen Mehrwerts durch ebendiese Integration liegen. Auf Grundlage der verstärkten thematischen Schwerpunktsetzung hinsichtlich der Entwicklung einer Methode zur Sicherstellung AC-zulässiger ESOM-Lösungen konnten die zeitintensiven Open-Access-Journalpublikationen nicht mehr während der Projektlaufzeit erstellt werden. Die Themen i) und ii) wurden deshalb auf alternativen Wegen wissenschaftlich verwertet, z.B. durch Poster und Konferenzbeiträge (siehe Abschnitt II.6). Die Ergebnisse zur Bestimmung AC-zulässiger Lösungen fanden zudem Eingang in das bei einer renommierten Fachzeitschrift eingereichte Manuskript, das gemäß dem Green Open-Access-Standard auf arXiv abrufbar ist⁷. Hierbei wurde sich bewusst für ein Closed-Access-Journal entschieden, das zu den international führenden

wissenschaftlichen Publikationsorganen im Bereich elektrischer Energiesysteme zählt und eine hohe Sichtbarkeit innerhalb der Fachgemeinschaft bietet. Darüber hinaus werden die zentralen Projektergebnisse zunächst im Rahmen der wissenschaftlichen Konferenzpublikation¹⁷ veröffentlicht. Diese dient der zeitnahen Dissemination der Ergebnisse sowie deren Diskussion innerhalb der internationalen Fachgemeinschaft. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse und Rückmeldungen können zugleich in die weitere wissenschaftliche Verwertung einfließen. Für einen weiteren Teil der Projektergebnisse ist die Erstellung einer zusätzlichen Journalpublikation vorgesehen, deren Ausarbeitung aufgrund des Umfangs der wissenschaftlichen Arbeiten über die Projektlaufzeit hinaus fortgeführt wird. Die zugrunde liegenden wissenschaftlichen Ergebnisse wurden bereits im Projekt erarbeitet; die Auswahl eines geeigneten Journals erfolgt im Rahmen der weiteren Verwertungsaktivitäten nach Projektende. Die im ursprünglichen Verwertungsplan für Publikationen nach dem Gold-Open-Access-Standard vorgesehenen Fördermittel wurden nicht in Anspruch genommen und es ergaben sich keine zusätzlichen Ausgaben gegenüber der ursprünglichen Planung.

Weitere Open-Science-Veröffentlichungen: Zu den weiteren Veröffentlichungen zählen die Bereitstellung von Modellparametern und Ergebnisdaten auf der Open Energy Plattform. Diese wurden und werden im Rahmen der wissenschaftlichen Verwertung publiziert, insofern die zugehörige wissenschaftliche Fachpublikationen veröffentlicht ist. Entsprechend sind die Metadaten der entwickelten Modelle sowie ein erster Datensatz⁷ auf der Open Energy Plattform abrufbar^{11,21,22,23}. Darüber hinaus wird der Quellcode der neuen, in GAMSPy implementierte Version eines ESOM mit Stabilitätsnebenbedingungen im Rahmen der Erstellung des zu veröffentlichenden Konferenzbeitrags¹⁷ als Gitlab-Repository unter einer Open-Source-Lizenz bis Ende 2026 bereitgestellt.

Wissenschaftliche Anschlussfähigkeit: Ausgehend von den neuen Modellierungsfähigkeiten der Projektpartner wurden Konzepte für innovative Anschlussvorhaben entwickelt und im Rahmen eines Posterbeitrags²⁴ zum E-Mobility Power System Integration Symposium (6.-7. Oktober 2025, Berlin) mit einer breiten Öffentlichkeit diskutiert. Im Rahmen einer studentischen Abschlussarbeit wurden erste beispielhafte Modellierungsansätze und Systemanalysen begonnen.

II.5 Bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Laufzeit des Vorhabens waren insbesondere im Bereich der Berücksichtigung von Frequenzstabilität in Optimierungsmodellen erhebliche Forschungsaktivitäten zu beobachten. Mehrere Arbeiten befassten sich mit der Integration von Trägheits- und RoCoF-Anforderungen in Einsatz- und Ausbauoptimierungsprobleme und entwickelten hierfür zunehmend räumlich differenzierte Modellierungsansätze. Neben systemweiten Trägheitsanforderungen wurden insbesondere lokale Frequenzdynamiken und die Auswirkungen netztopologischer Gegebenheiten auf die Frequenzstabilität untersucht. Hierzu zählen Arbeiten zu lokationsabhängigen Frequenzstabilitätsanforderungen in Unit-Commitment-Problemen, zur Berücksichtigung räumlicher Unterschiede der Frequenzdynamik sowie zur Bestimmung maximaler lokaler RoCoF-Werte unter Einbeziehung des Übertragungsnetzes^{25,26,27}. Gleichzeitig wurden verschiedene Methoden zur Formulierung linearer oder stückweise linearer Frequenzdynamikapproximationen entwickelt, um über den RoCoF hinaus auch den Frequenznadir in Optimierungsmodellen zu berücksichtigen^{28,29}.

Diese Entwicklung bestätigt die Relevanz der im Projekt untersuchten Fragestellung, inwieweit sich Stabilitätsanforderungen bereits während der Optimierung berücksichtigen lassen, anstatt sie ausschließlich

²¹ https://openenergyplatform.org/database/tables/power_source_parameters

²² https://openenergyplatform.org/database/tables/pq_capability_curves

²³ https://openenergyplatform.org/database/tables/hvdc_converter_stations_pypsa_eur

²⁴ Alaya, O., Cao, K. K., Miorelli, F., Ghaurane, V., & Jochem, P. (2025). Stable grid operation and cost-efficient scheduling of Heavy Duty Vehicle fleets by dynamic toll and electricity prices

²⁵ M. Tuo and X. Li, "Security-Constrained Unit Commitment Considering Locational Frequency Stability in Low-Inertia Power Grids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 5, pp. 4134-4147, Sept. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3215915.

²⁶ J. Liu, C. Wang, J. Zhao, and T. Bi, "RoCoF Constrained Unit Commitment Considering Spatial Difference in Frequency Dynamics," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 1, pp. 1111-1125, Jan. 2024.

²⁷ L. Wang, J. Ren, G. Huang, L. Xie, C. Feng and Y. Zhang, "Identifying the Largest RoCoF and Its Implications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 40, no. 1, pp. 1164-1167, Jan. 2025.

²⁸ C. J. Ferrandon-Cervantes, B. Kazemtabrizi and M. C. M. Troffaes, "Inclusion of frequency stability constraints in unit commitment using separable programming," *Electric Power Systems Research*, vol. 203, Art no. 107669, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.epr.2021.107669.

²⁹ S. E. Kim and Y. H. Chun, "Modeling of linearized generator inertia constraints for unit commitment," *Energies*, vol. 17, no. 5, Art. no. 1120, Jan. 2024, doi: 10.3390/en17051120.

nachgelagert im Rahmen eines sequentiellen Planungsansatzes zu überprüfen. Die zunehmende Zahl entsprechender Arbeiten zeigt, dass integrierte Ansätze zur Berücksichtigung von Frequenzstabilität gegenwärtig ein aktives Forschungsfeld darstellen. Gleichzeitig zeigte sich während der Projektlaufzeit eine zunehmende Verlagerung von rein systemweiten Betrachtungen hin zu regionalen und netztopologisch begründeten Stabilitätsanforderungen. Die im Projekt identifizierte Bedeutung lokaler RoCoF-Werte, kritischer System Splits und räumlich differenzierter Trägheitsanforderungen steht damit im Einklang mit aktuellen Entwicklungen der Fachliteratur.

Auch im Bereich der Spannungsstabilität und der Entwicklung geeigneter Stabilitätsmetriken wurden relevante Fortschritte erzielt. So wurden etwa Arbeiten vorgelegt über die Verfügbarkeit von Blindleistungsreserven in zukünftigen Energiesystemen³⁰ sowie aus systemtheoretischer Sicht über den Zusammenhang zwischen Netzstruktur, Spannungsdynamik und dynamischer Stabilität³¹. Ähnliche analytische Ansätze zur Beschreibung der gekoppelten Kleinsignalstabilität wurden weiterentwickelt, insbesondere für Systeme mit hoher Durchdringung umrichterbasierter Erzeugung³². Diese neueren Stabilitätsbedingungen wurden aufgrund starker notwendiger Annahmen zur Modellstruktur oder der resultierenden Modellklasse nicht für die Verwendung im Projekt ausgewählt.

Im Bereich der Energiesystemmodellierung wurde darüber hinaus die Frage untersucht, inwieweit sich Ergebnisse räumlich stark aggregierter Ausbauplanungsmodelle auf detailliertere Netzmodelle übertragen lassen³³. Die hierzu veröffentlichten Arbeiten verdeutlichen die Herausforderungen bei der Disaggregation von Ausbauentscheidungen und wurden im Projekt in Hinsicht auf die Bedeutung lokaler Netzrestriktionen für Fragestellungen der Spannungsstabilität und Blindleistungsversorgung diskutiert. Eine Verwendung der Ergebnisse war nicht im Scope des Projekts enthalten.

Ergänzend wurden während der Projektlaufzeit neue Open-Source-Tools entwickelt, welche Stabilitätsaspekte in netztechnischen Optimierungsproblemen berücksichtigen. Hervorzuheben ist hierbei insbesondere das Softwarepaket CbaOPF.jl³⁴, das auf PowerModels.jl basiert und im Rahmen einer Studie für die Europäische Kommission zur Modellierung von AC/DC-Hybridnetzen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien entwickelt wurde³⁵. Das Tool berücksichtigt Trägheitsanforderungen und frequenzstabilitätsbezogene Nebenbedingungen in Netzplanungs- und Bewertungsaufgaben. Diese Arbeit zeigt, dass frequenzbezogene Optimierungsansätze auch in angrenzenden Bereichen der Netzplanung und Netzbetriebsanalyse an Bedeutung gewinnen. Während im Projekt STAWESOM die Integration von Stabilitätsanforderungen in langfristige Energiesystem- und Ausbauplanungsmodelle untersucht wurde, liegt der Schwerpunkt von CbaOPF.jl auf netztechnischen Optimierungs- und Bewertungsaufgaben für AC/DC-Hybridnetze. Die Arbeiten sind daher als komplementäre Entwicklungen mit unterschiedlichem Anwendungsfokus zu verstehen.

Insgesamt zeigte sich während der Projektlaufzeit international eine deutliche Zunahme wissenschaftlicher Aktivitäten an der Schnittstelle von Energiesystemoptimierung und dynamischer Stabilitätsanalyse. Die beobachteten Entwicklungen bestätigen die Relevanz der im Projekt bearbeiteten Fragestellungen und verdeutlichen zugleich den weiterhin bestehenden Forschungsbedarf hinsichtlich der Integration dynamischer Stabilitätsanforderungen in großskalige Optimierungsmodelle.

II.6 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

- O. Alaya, K. K. Cao, J. Buschmann and H. Lens, "The impact of spatial resolution in energy system optimization models on AC-power flow convergence," *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, 2023, pp. 1-7.

³⁰ E. Davoodi, F. Capitanescu and L. Wehenkel, "A Methodology to Evaluate Reactive Power Reserves Scarcity During the Energy Transition," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 5, pp. 4355-4368, Sept. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3216639.

³¹ P. C. Böttcher, D. Witthaut, L. R. Gorjão, "Dynamic stability of electric power grids: Tracking the interplay of the network structure, transmission losses, and voltage dynamics," *Chaos*, May 2022, doi:10.1063/5.0082712.

³² J. Niehues, R. Delabays, A. Büttner and F. Hellmann, "Small-Signal Stability of Power Systems With Voltage Droop," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 41, no. 2, pp. 1429-1440, Mar. 2026, doi: 10.1109/TPWRS.2025.3613855.

³³ M. M. Frysztański, V. Hagenmeyer and T. Brown, "Inverse methods: How feasible are spatially low-resolved capacity expansion modelling results when disaggregated at high spatial resolution," *Energy*, vol. 281, Art. no. 128133, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128133.

³⁴ <https://github.com/Electa-Git/CbaOPF.jl>

³⁵ "AC/DC hybrid grid modelling enabling a high share of renewables", ENER/2021/OP/0008-B5/SER/2020-563/SI2.864123

- O. Alaya, K. K. Cao and H. Lens, "Stabilitätsbezogene Weiterentwicklung von EnergieSystem-OptimierungsModellen," *Posterbeitrag zum OpenMod Workshop 2023*, Wien, Austria, Mar. 2023.
- O. Alaya, K. K. Cao and H. Lens, "Stabilitätsbezogene Weiterentwicklung von EnergieSystem-OptimierungsModellen," *Posterbeitrag zum 1. Symposium der Forschungsnetzwerke Energie*, Berlin, Germany, Jun. 2023. 2023 Openmod Laxenburg (Oussama)
- G. Recht, K. K. Cao, O. Alaya, B. Jahn and H. Lens, "Considering Reactive Power in Generation Expansion Planning for Energy System Design," *18. Symposium Energieinnovation*, Graz, Austria, Feb. 2024.¹⁵
- O. Alaya, B. Jahn, G. Recht, K. K. Cao and H. Lens, "Dynamic modeling and stability analysis of energy system optimization results," *Workshop zum OpenMod Workshop 2023*, Grenoble, France, Feb. 2024.
- O. Alaya, T. A. Ali, B. Jahn and H. Lens, "Considering Disturbance Scenarios in Clustered Inertia-Aware Generation Expansion Planning," *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, Dubrovnik, Croatia, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863371.
- O. Alaya, B. Jahn, H. Lens, G. Recht and K. K. Cao, "Enhancing System Security in Large-scale Energy System Planning Using a Time-Dependent and Technology-Specific Power Flow Linearization," *Posterbeitrag zum 1st International Symposium on Energy Systems Analysis (ISESA)*, Stuttgart, Germany, Nov. 2024.
- O. Alaya, G. Recht, B. Jahn, K. K. Cao and H. Lens, "STAWESOM – Stabilitätsbezogene Weiterentwicklung von Energiesystemoptimierungsmodellen," *Posterbeitrag zum Inno-Forum Digitale Energiewende 2025*, Stuttgart, Germany, Mar. 2025.
- O. Alaya, G. Recht, B. Jahn, K. K. Cao and H. Lens, "STAWESOM – Stabilitätsbezogene Weiterentwicklung von Energiesystemoptimierungsmodellen," *Posterbeitrag zum Jahrestreffen 2025 des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse*, Berlin, Germany, May 2025.
- G. Recht, O. Alaya, K. K. Cao, B. Jahn and H. Lens, "STAWESOM: STability AWare Energy System Optimization Models," *Posterbeitrag zum 1. Energy Innovators Summit*, Berlin, Germany, Sep. 2025.
- G. Recht, B. Jahn, O. Alaya, K. K. Cao and H. Lens, "Convex Capacity Expansion Planning Under Inertial Response Constraints," *2025 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Valletta, Malta, 2025, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope64741.2025.11305559.¹⁶
- O. Alaya, K. K. Cao, F. Miorelli, V. Ghaiurane, and P. Jochem, "Stable grid operation and cost-efficient scheduling of Heavy Duty Vehicle fleets by dynamic toll and electricity prices," *9th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Berlin, Germany, Oct. 2025.
- G. Recht, O. Alaya, B. Jahn, K. K. Cao and H. Lens, "Improving Operational Feasibility in Large-Scale Power System Planning," *arXiv preprint arXiv:2604.01771*, Apr. 2026.⁷
- O Alaya, J. H. Santos Chávez, B. Jahn, G. Recht, K. K. Cao H. Lens, "Robust Dynamic-Aware Power Network Expansion Planning for Low-Inertia Grids, Power System Dynamic Summit PoSyDyS 2026, (akzeptiert), Graz, Austria, Sep. 2026
- G. Recht, K. K. Cao, O. Alaya, B. Jahn and H. Lens, „The Benefits of an Integrated Approach for Stability-Constrained Power System Planning,” *International Conference on Operations Research*, Passau, Germany, Sep. 2026 (eingereicht).¹⁷