

IEA International Smart Grid Action Network Annex 6: Elektrizitäts- Transport- und Verteilsysteme

Arbeitsperiode 2019 - 2020

S. Windischberger, B. Herndler,
A. Zegers, H. Brunner

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

25/2021

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe
unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

IEA International Smart Grid Action Network Annex 6: Elektrizitäts- Transport- und Verteilsysteme

Arbeitsperiode 2019 - 2020

Dr. Susanne Windischberger, MSc Barbara Herndler,
DI Antony Zegers, DI MSc Helfried Brunner
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Wien, Dezember 2021

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage www.nachhaltigwirtschaften.at gewährleistet wird.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	8
2	Abstract.....	10
3	Ausgangslage.....	12
4	Projekthalt.....	15
5	Ergebnisse	17
5.1.	TSO-DSO Interaktionen.....	17
5.1.1.	Was sind die wichtigsten Herausforderungen der TSO-DSO-Integration?.....	18
5.1.2.	Was waren die wichtigsten Erfolge der TSO-DSO-Integration?	20
5.1.3.	Welche Lehren lassen sich aus den TSO-DSO-Interaktionen ziehen?	21
5.1.4.	Was sind die Empfehlungen für künftige TSO-DSO-Interaktionen?.....	21
5.2.	Flexibilität in zukünftigen Energiesystemen	23
5.3.	micro vs MEGA grids	26
5.4.	Netzdienstleistungen aus verteilten Energiequellen.....	28
5.5.	Zusammenfassung der Arbeiten des Annex 6 2019-20	30
6	Vernetzung und Ergebnistransfer	31
6.1.	Kommunikationskanäle	31
6.2.	Zielpublikum.....	31
7	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	34

1 Kurzfassung

Die Verwendung von intelligenten Stromnetzen (Smart Grids) ist ein entscheidender Schritt, um die Stabilität und Resilienz des Energiesystems bei der Integration eines hohen Anteils erneuerbarer und dezentral erzeugter Energie zu erhalten. Durch stärkere Integration von erneuerbaren Energien auf unterschiedlichen Netzebenen, sowie neue legislative Rahmenbedingungen (z.B. Energiegemeinschaften im Erneuerbaren Ausbaugesetz (EAG)) wird die Interaktion zwischen Übertragungs- (Englisch: Transmission System Operator - TSO) und Verteilnetzbetreibern (Englisch: Distribution System Operator - DSO) immer wichtiger.

In diesem Projekt wurden relevante Erkenntnisse aus technisch-wissenschaftlichen Projekten sowie erfolgreiche Vorgehensweisen aus nationalen und internationalen Projekten zum Thema Wechselwirkung von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern gesammelt und analysiert. Die Ergebnisse wurden für unterschiedliche StakeholderInnen aufbereitet und kommuniziert.

Die Problemstellungen und Lösungsmethoden wurden dazu auf breiter internationaler Ebene diskutiert und innerhalb des Netzwerks ISGAN (International Smart Grid Action Network) ausgearbeitet. Zielpublikum für die gewonnenen Erkenntnisse waren vor allem Länder mit Entwicklungsbedarf bzw. Wachstumsmärkten für Smart-Grids-Technologien wie zum Beispiel Indien, China, Südafrika und USA, aber auch weiter entwickelte Länder, die an laufenden Entwicklungen und Aktivitäten interessiert sind. Für die Kommunikation und Verbreitung der Ergebnisse außerhalb ISGANs werden die Erkenntnisse je nach Zielgruppe als wissenschaftliche Publikationen, Policy Briefs oder Präsentationen bei öffentlichen Konferenzen aufbereitet. Ein besonderes Highlight ist die Kommunikation der Ergebnisse in Form eines Videos, das die Inhalte des Projekts allgemeinverständlich erklärt sowie Interviews zu erfolgreichen Beispielprojekten enthält. Das Video ist dafür geeignet, einem interessierten Publikum das Thema „Smart Grids“ näher zu bringen, aber auch ExpertInnen neue Informationen über aktuelle Projekte zu geben.

Die Lehren und Empfehlungen aus dem Projekt, die die Interaktion zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber erleichtern, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Es ist unerlässlich, die Vorschriften auf nationaler und EU-Ebene dahingehend zu prüfen und Prozesse und Methoden für die Koordinierung der Interaktion festzulegen und damit die Beschaffung von Netzdienstleistungen zu ermöglichen.
- Die Interaktion zwischen TSO und DSO erfordert ein integriertes System für Ausgleichsenergie, das Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und KundInnen mit flexiblen Anlagen koordiniert.
- Die Definition von Produkten und Dienstleistungen ist kein trivialer Prozess und hängt von den Bedürfnissen, Standorten und Wertvorstellungen ab.
- Wirtschaftliche Anwendungsfälle sind wichtig, um Rahmenbedingungen für Demonstratoren, Systembetreibern und KundInnen zu definieren
- Die Identifizierung von KPIs (Key Performance Indicators) ist notwendig, um den Erfolg des Projekts zu bewerten.
- Eine feinere Granularität der (über den Übertragungsnetzbetreiber beschafften) Regelleistungsprodukte (Zeithorizont, ortspezifische Präferenzen, niedrigere

Mindeststromanforderungen) würden die verfügbare Gesamtflexibilität des Verteilernetzes erhöhen.

- Das koordinierte Engpassmanagement des TSOs und der vermaschten DSO-Netze erfordert eine koordinierte Transformatoreinstellung an der Schnittstelle zwischen TSO und DSO.
- Potenzielle Engpässe innerhalb des gekoppelten TSO-DSO-Netzes können durch die Schätzung der Lastflüsse über den Transformator auf einer Day-ahead-Basis durch den Austausch aggregierter Netzparameter zwischen TSO und DSO erreicht werden.

2 Abstract

The use of Smart Grids is a decisive step towards maintaining the stability and resilience of the energy system when integrating a high share of renewable and decentralized energy. The interaction between transmission (TSO) and distribution system operators (DSO) is becoming increasingly important due to the increased integration of renewable energies at different grid levels and new legal frameworks (e.g. energy communities).

In this project, therefore, highly relevant findings from technical-scientific projects as well as successful approaches from national and international projects on the interaction of transmission and distribution system operators were collected and analyzed. The results were prepared and communicated in a way that was suitable for different Stakeholders.

The problems and solution methods were discussed on a broad international level and elaborated within the ISGAN network. The target audience for the insights gained were primarily countries with development needs or growth markets for smart grid technologies such as India, China, South Africa and the USA, but also more developed countries interested in ongoing developments and activities. For the communication and dissemination of the results outside ISGAN, the findings will be prepared as scientific publications, policy briefs, presentations at public conferences and in a film, depending on the target group.

A special highlight is the Deliverable in the form of a video, which explains the contents of the project in a generally understandable way and contains interviews on successful example projects. The video is excellently suited to introduce the topic of Smart Grids to an interested audience, but also to provide experts with new information on current projects.

The lessons learned and recommendations from the project that facilitate the interaction between the TSO-DSO can be summarized as follows:

- It is essential to review the rules at national and EU level in order to establish procedures and coordination systems and enable the procurement of network services.
- The interaction between TSO and DSO requires an integrated reserve system for balancing energy that coordinates transmission system operators, distribution system operators and customers with flexible systems.
- Defining products and services is not a trivial process and depends on the needs, locations and values of the electrical systems community.
- Business use cases are important to define the framework of demonstrators, system operators and customers.
- The identification of KPIs is necessary to evaluate the success of the project.
- A finer granularity of the reserve products procured by the TSO (time horizon, location preferences, lower minimum power requirements) would increase the available flexibility of the DSO network as a whole.
- The coordinated congestion management of the TSO and the meshed DSO networks requires a coordinated transformer setting at the interface between TSO and DSO.

- Potential bottlenecks within the coupled TSO-DSO network can be addressed by estimating transformer flows on a day-ahead basis by exchanging aggregated network parameters between TSO and DSO.

3 Ausgangslage

Die Strukturen des Elektrizitätssektors sind sehr komplex und reichen von der Stromerzeugung auf allen Spannungsebenen, der Übertagung im Höchstspannungsnetz und der Verteilung auf Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsebene bis zu den EndnutzerInnen. Die Aktivitäten des **International Smart Grid Action Network (ISGAN)** konzentrieren sich in diesem komplexen System auf Bereiche, in welchen Staaten Regulierungsaufsicht bzw. andere Hebelwirkung besitzen. ISGAN wird gemeinsam von der Internationalen Energieagentur (IEA) und dem Clean Energy Ministerial (CEM) getragen (siehe Abbildung 1), an die regelmäßig berichtet wird. Das CEM setzt sich aus Ministerien von aktuell 24 Ländern zusammen und trifft sich einmal im Jahr (CEM Meeting). Bei diesem Treffen werden auch jeweils Key Messages aus IEA ISGAN vorgestellt und es finden Side-Events statt, die von ISGAN organisiert werden. 2020 fand das 11. derartige Meeting statt, das von Saudi-Arabien geleitet wurde (Details: <https://www.cleanenergyministerial.org/>).

Die Mitglieder von ISGAN setzen sich aktuell (Stand Q4/2020) aus folgenden Ländern zusammen: Österreich, Australien, Belgien, Brasilien, China, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Indien, Irland, Italien, Japan, Kanada, Korea, Mexico, Norwegen, Niederlande, Russland, Spanien, Schweden, Schweiz, Singapur, Südafrika UK und die USA. Innerhalb der Projektlaufzeit sind die Länder Brasilien und Großbritannien als neue Mitglieder dazugekommen. Das steigende Interesse zeigt die hohe Relevanz und den anerkannten Wert des Netzwerks.

Während in Entwicklungsländern grundlegende Energieversorgungssicherheit die höchste Priorität hat, spielt in Europa die verstärkte und kosteneffiziente Integration dezentraler, erneuerbarer Energie eine große Rolle.



Abbildung 1: Struktur und Einbettung IEA ISGAN

ISGAN hat sich zum Ziel gesetzt, das Verständnis der Smart-Grid-Technologien zu verbessern und die Entwicklung und Verbreitung dieser Technologien weltweit voranzutreiben. Das beinhaltet auch die Änderung von regulatorischen Rahmenbedingungen, so dass ein günstiges Umfeld für Smart Grids geschaffen wird. ISGAN ist ein Netzwerk von nationalen StakeholderInnen, welches einen dynamischen Wissensaustausch und technologische Unterstützung in allen Annexen gewährleistet. Zunächst werden Informationen über Smart-Grid-Projekte, Praktiken und Richtlinien gesammelt, zusammengeführt und dann der Öffentlichkeit in geeigneter Form zur Verfügung gestellt. Um die Ergebnisse für unterschiedliche StakeholderInnen gut zugänglich zu machen, hat ISGAN eine

Kommunikationsstrategie entwickelt. Dadurch ist gewährleistet, dass die Information über geeignete Kanäle im richtigen Detaillierungsgrad an die anvisierten StakeholderInnen gebracht wird.

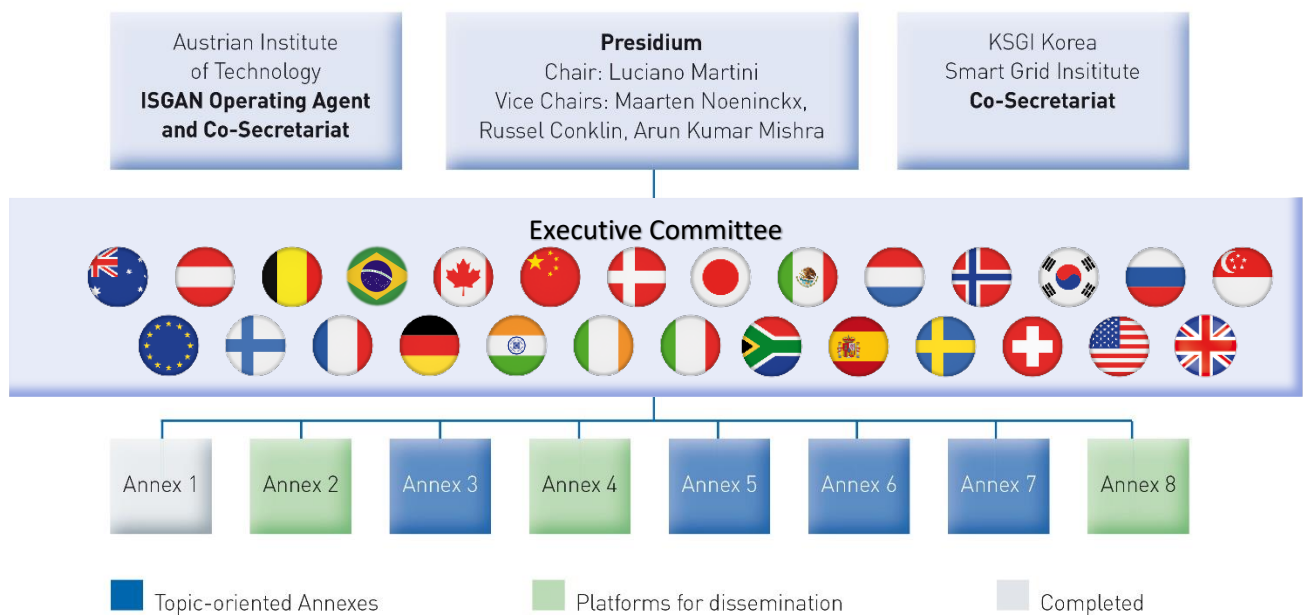


Abbildung 2: Struktur von ISGAN

Aktuell hat ISGAN sieben laufende Annexe (Arbeitsgruppen), die in Kommunikationsplattformen (Annex 2, 4 und 8) und themenorientierte Annexe (3, 5, 6, 7) unterschieden werden. Annex 1 ist abgeschlossen. Ein weiterer Annex zum Thema Flexibilitätsmärkte ist gerade in Entstehung.

Tabelle 1: ISGAN Annexes

Annex	Title
Annex 1	Smart Grids Bestandsaufnahme (abgeschlossen)
Annex 2	Smart Grid Fallstudien
Annex 3	Kosten-Nutzen-Analyse
Annex 4	Synthese von Erkenntnissen für Entscheidungsträger
Annex 5	Internationales Smart-Grid-Forschungsinfrastruktur-Netzwerk (SIRFN)
Annex 6	Übertragungs- und Verteilnetze
Annex 7	Institutionelle und sozio-technische Fragestellungen
Annex 8	ISGAN Smart Grids Akademie

Nationale ExpertInnen der Mitgliedsländer arbeiten an den Annexen mit, welche von sogenannten Operating Agents und Leads geführt werden. Zwei Mal jährlich findet ein Treffen des Executive

Committees von ISGAN, der VertreterInnen der Länder und Operating Agents statt. Dabei erfolgen strategische Diskussionen zur Ausrichtung des Netzwerks, es wird die Kooperation mit anderen Netzwerken gepflegt. Die Annexe berichten über die im vergangenen Jahr getane Arbeit, präsentieren und diskutieren Ergebnisse und planen die nächsten Schritte. Im Rahmen dieser Treffen finden auch Veranstaltungen, Workshops und interne Sitzungen der Annexe statt.

Hauptziel des **Annexes 6 „Elektrizitäts- Transport- und Verteilsysteme“** ist eine langfristige Vision für die Entwicklung eines intelligenten Elektrizitätssystems über alle Spannungsebenen zu etablieren. Die Anforderungen an das Netz haben sich in den letzten Jahren grundlegend geändert: es muss mit intermittierender Erzeugung und aktiven KonsumentInnen umgehen können, muss Netzdienstleistungen anbieten und es braucht flexible Ausgleichsmöglichkeiten wie Speichertechnologien.

4 Projektinhalt

Annex 6 adressiert die wichtigsten Aspekte in Bezug auf Netzplanung und -betriebsführung wie Risikomanagement, Auslastungssteigerung, Senkung der Wartungskosten und eine erhöhte Betriebszuverlässigkeit durch die Einführung von neuen Technologien. Bewährte Ansätze und Methoden von Smart-Grid-Technologien werden erfasst und Berichte bzw. Positionspapiere mit Systembezug erarbeitet.

Der Annex ist in vier Schwerpunktbereiche gegliedert. Die Leitung des vierten Bereichs, Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilungssystem, liegt bei Österreich. Die Hauptinhalte der Schwerpunktbereiche sind in folgender Tabelle aufgelistet:

Tabelle 2: Schwerpunktbereiche des Annex 6

Schwerpunktbereich 1: Expansionsplanung und Marktanalyse	Untersuchung der Funktionsweise der Elektrizitätsmärkte (Day-Ahead und Echtzeit) und Analyse der Entwicklung der Übertragungs- und Verteilungsnetze und ihrer Planungsmodalitäten.
Schwerpunktbereich 2: Technologietrends und Einsatz	Identifizierung des Potenzials und der Machbarkeit innovativer Lösungen zur Unterstützung des Netzbetriebs und der Netzkapazität, Abgabe von Empfehlungen und Unterstützung der Demonstration, Förderung und Einführung neuer vielversprechender Technologien weltweit.
Schwerpunktbereich 3: Systembetrieb und Sicherheit	Bewertung der verfügbaren Methoden und Instrumente für die operative Überwachung und Kontrolle, insbesondere zur Ermittlung des Bedarfs an neuen Instrumenten und Methoden zur Bewältigung künftiger Herausforderungen bei der ausgleichenden Kontrolle.
Schwerpunktbereich 4: Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilungssystem	Studien darüber, wie Verteilungs- und Übertragungsnetze in Zukunft interagieren könnten, um einen stabilen Netzbetrieb bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien zu gewährleisten

Inhalt der österreichischen Beteiligung im Annex 6:

Konsolidierung und Vertiefung der Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber (Annex 6 Task 5 Leitung): Zentraler Inhalt des Tasks ist die vertiefende Analyse der möglichen Interaktion von TSOs und DSOs. Generell sind dabei drei Aspekte relevant: die technische Interaktion, der Datenaustausch und regulatorische und wirtschaftliche Betrachtungsweisen.

Bei der internationalen Bearbeitung des Themas werden derzeit erste Demoprojekte abgewickelt. Die Erfahrungen und Ergebnisse dieser Projekte zu sammeln und für zukünftige Vorhaben zugänglich zu machen, ist eine zentrale Aufgabe und im internationalen Netzwerk für alle Beteiligten von hohem

Wert. Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden in Form eines ISGAN Videos und eines ausführlichen Berichts verarbeitet. Der Schwerpunkt der österreichischen Beteiligung lag auf:

- Spannungsebenenübergreifende Ansätze unter Berücksichtigung des Hochspannungsnetzes
- Methoden und Ansätze um die Aufnahmekapazität für dezentrale Energieerzeugungsressourcen (Stromerzeugung, Demand Response, Demand Side Management und Speicher) in bestehenden elektrischen Verteilnetzstrukturen zu erhöhen
- Darstellung und Analyse der Ergebnisse hinsichtlich der Möglichkeiten einer Teilnahme von dezentralen Energieerzeugungsressourcen im elektrischen Verteilnetz an Ausgleichs- und Regelenergiemärkten

Die wesentlichen Erkenntnisse und Erfahrungen wurden international positioniert und finden sich in den strategischen Papieren von ISGAN für strategische und politische Entscheidungsträger wieder.

Zur Erhebung der Ergebnisse für das Video und das zugehörige Paper wurden Experteninterviews mit den Projektleitern sowie ProjektmitarbeiterInnen der Demonstrationsprojekte durchgeführt und die Ergebnisse regelmäßig mit allen ExpertInnen des Annex 6 abgestimmt. Die Projekte und deren befragte ProjektmitarbeiterInnen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 3: Projekte und ProjektmitarbeiterInnen für die Datenerhebung

Contributor	Institut	Projekt
Gianluigi Migliavacca	Ricerca sul Sistema Energetico RSE	SmartNet
José Pablo Chave Ávila	ComillasUniversity	CoordiNet
Marco Baron	Enel Global Infrastructure and Networks	CoordiNet
Helfried Brunner	AIT-Austrian Institute of Technology GmbH	INTERPLAN
Sergio Potenciano-Menci	AIT-Austrian Institute of Technology GmbH	InteGrid
Clemens Korner	AIT-Austrian Institute of Technology GmbH	InteGrid
Alexander Fuchs	ETH Zürich, Research Center for Energy Networks	Switzerland
Emil Hilberg	RISE Research Insitutes of Sweden	Reviewer
Kjetil Uhlen	Norwegian University of Science and Technology	Reviewer

5 Ergebnisse

Die Arbeiten des Annex 6 gliedern sich in die folgenden vier thematischen Felder:

- TSO-DSO Interaktionen
- Flexibilität in zukünftigen Energiesystemen
- micro vs MEGA grids
- Netzdienstleistungen aus verteilten Energiequellen

Im Folgenden sind die wichtigsten Erkenntnisse zu diesen Teilbereichen dargestellt.

5.1. TSO-DSO Interaktionen

Durch die Integration erneuerbarer Energiequellen wird die Interaktion zwischen TSOs und DSOs immer wichtiger, um der hohen Volatilität der Erzeugung und dem unerwarteten Lastanstieg in den Stromnetzen zu begegnen. Darüber hinaus erfordern neue Marktmechanismen und die damit verbundenen Flexibilitäten ein engeres Zusammenspiel zwischen TSOs und DSOs.

Im ersten Teil dieses Themenbereichs wurden die Anforderungen an das IKT-System sowie der Datenaustausch bei der verstärkten **Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber** analysiert. Der zugehörige Bericht basiert auf einem Fragebogen zu den IKT-Aspekten der TSO-DSO-Interaktion (z.B. technische Verbindungspunkte zwischen TSO und DSO in den Ländern), regulatorischen Aspekten, Flexibilitätsmärkten, Treibern und Barrieren für die TSO-DSO-Interaktion. Es wurden internationale Erfahrungen aus Projekten zu den genannten Aspekten erhoben. Folgende Länder haben mit ausführlichen Antworten zu diesen Themen beigetragen: Belgien, Deutschland, Italien, Finnland, Schweden, die Vereinigten Staaten, China, Indien und Österreich. Hauptziel des Berichts war es, die künftigen Anforderungen an den Datenaustausch und die IKT in Bezug auf das Zusammenwirken von Verteil- und Übertragungsnetzen zu bewerten, indem die wichtigsten Herausforderungen ermittelt werden. Die Ergebnisse sind im Paper "ICT aspects of TSO-DSO interaction Data exchange and ICT requirements along organizational interaction between TSO and DSO: Discussion Paper" publiziert [1].

Im zweiten Teil des Projekts wurden die Erkenntnisse aus fünf europäischen Forschungsprojekten zusammengeführt und die folgenden Schlüsselfragen analysiert:

- 1 Was sind die wichtigsten Herausforderungen der TSO-DSO-Integration?
- 2 Was waren die wichtigsten Erfolge der TSO-DSO-Integration?
- 3 Welche Lehren lassen sich aus den TSO-DSO-Interaktionen ziehen?
- 4 Was sind die Empfehlungen für künftige TSO-DSO-Interaktionen?

Die Projekte, die zu dieser Studie beigetragen haben, sind in Tabelle 4 kurz skizziert.

Tabelle 4: Forschungsprojekte zur TSO-DSO-Interaktion

SmartNet http://smartnet-project.eu/	SmartNet ist ein europäisches H2020-Projekt, das zum Ziel hatte, verschiedene TSO-DSO-Koordinationsschemata und Echtzeit-Marktarchitekturen für den Erwerb von Zusatzdiensten aus verteilten Ressourcen zu vergleichen.
CoordiNet https://coordinet-project.eu/projects/project	CoordiNet ist ein europäisches H2020-Projekt, das zeigt, wie TSO und DSO koordiniert vorgehen sollten, um Netzdienstleistungen möglichst zuverlässig und effizient zu beschaffen und zu aktivieren.
InterPlan https://interplan-project.eu/	Das Hauptziel des InterPlan-Projekts ist es, ein integriertes Planungsinstrument für das gesamteuropäische Stromnetz bereitzustellen, wobei der Schwerpunkt auch auf den TSO-DSO-Schnittstellen liegt, um die Europäische Union bei der Erreichung der geplanten CO ₂ -Reduktions-Ziele zu unterstützen.
InteGrid https://integrid-h2020.eu/	Das InteGrid-Projekt ist ein europäisches H2020-Projekt, das darauf abzielt, die Kluft zwischen BürgerInnen, Technologieanbietern und anderen TeilnehmerInnen innerhalb des Energiesystems zu überbrücken. Das Projekt untersucht, welche Rolle Verteilnetzbetreiber haben, wenn eine aktive Beteiligung aller StakeholderInnen innerhalb des Energiemarktes ermöglicht wird.
Switzerland https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/345835	Das Schweizer Stromnetz besteht aus einem TSO (Swissgrid) und 800 DSOs. Im Jahr 2019 wurde von der ETH Zürich eine Analyse der aktuellen und zukünftigen Interaktion zwischen TSO und DSO in der Schweiz durchgeführt. Ergebnisse daraus wurden auch in diese Arbeit einbezogen.

Die Beiträge verschiedener Interessengruppen wurden zusammengetragen und analysiert. Die wichtigsten Herausforderungen wurden weiter in vier Schwerpunktbereiche kategorisiert, welche die funktionale, wirtschaftliche, IKT- und Regulierungsperspektive umfassen.

5.1.1. Was sind die wichtigsten Herausforderungen der TSO-DSO-Integration?

Zu diesem Thema wurde ein öffentlicher Workshop mit dem Titel „**Bedürfnisse, Herausforderungen und Möglichkeiten der TSO-DSO-Interaktion**“ durchgeführt (3.10.2019, Montreux, Schweiz; 13:00-18:00; ca. 200 Teilnehmende). Folgende Diskussionen wurden geführt sowie Ergebnisse und Erkenntnisse hervorgebracht:

Der Workshop wurde von verschiedenen InteressensvertreterInnen sowohl aus der Forschung als auch aus der Industrie besucht. Die Präsentationen und Diskussionen drehten sich um aktuelle und erwartete zukünftige Interaktion zwischen dem TSO und dem DSO. Eine Einführung in den Workshop zeigte, wie es in der Stromversorgung zu einem Paradigmenwechsel gekommen ist, bei dem sich die traditionellen Merkmale der zentralisierten Erzeugung, der festen Lasten und des unidirektionalen Stromflusses in Systeme verwandelt haben, die dezentralisiert und steuerbar sind und wo bidirektionale Stromflüsse auftreten.

Diese Verlagerung hin zu verteilter und erneuerbarer Elektrizität stellt sowohl für den TSO als auch für den DSO eine Herausforderung dar. Dadurch ist auf beiden Seiten das Bewusstsein für die Bedürfnisse, Herausforderungen und Möglichkeiten im Zusammenhang mit der Umsetzung der notwendigen Lösungen gewachsen. Eine erfolgreiche Koordinierung zwischen TSO und DSO erfordert die Berücksichtigung verschiedener Perspektiven der technischen, marktbezogenen und regulatorischen Aspekte, um den potentiellen Nutzen der dezentralen Energieerzeugungsressourcen (DERs) zu maximieren, wozu auch Überlastungsschutz, Blindleistungs- und Spannungsregelung sowie Frequenzreserven gehören.

Es wurde ein Überblick über die internationalen Aktivitäten zur Interaktion zwischen TSO und DSO im Zeitraum von 2014 bis 2019 gegeben. Da die Ergebnisse verschiedener Projekte in Bezug auf die TSO-DSO-Interaktion allmählich verfügbar werden, wurden Untersuchungen zu den "Lessons learned on international projects on TSO-DSO interaction" durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Projekte wurden konsolidiert und in Form eines Videos präsentiert.

Zu den weiteren Höhepunkten des Workshops gehörte eine Zusammenfassung des Berichts der sich auf die Interaktion zwischen DSO/TSO beim Engpassmanagement und Ausgleich von Engpässen konzentrierte. Das Streben nach einer verstärkten Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber wurde auch in Ländern wie Irland hervorgehoben, wo das Ziel einer 75%igen Stromerzeugung aus Nichtsynchronmaschinen erreicht werden soll. Dabei wurde die Frage aufgeworfen, wer für die Bereitstellung der erforderlichen Blindleistung zur Erreichung dieses Ziels verantwortlich ist. Es wurden auch Informationen zur Entwicklung von Business Use Cases vorgestellt, die die TSO-DSO-Koordination ermöglichen. Eine interessante Analogie zwischen dem Energiesystem und dem menschlichen Körper zeigte, dass es notwendig ist, den optimalen Zustand des Energiesystems sicherzustellen, was oft eine systematische Verhaltensänderung erfordert. In diesem Zusammenhang wurde deutlich, dass das Management der Nachfrageseite eine wichtige Rolle in Bezug auf marktbezogene Aspekte spielt und dass ausreichende Anreize zur Optimierung eingeführt werden sollten, wenn es um die DER-Flexibilität geht.

Die wichtigsten Herausforderungen sind in der folgenden Grafik dargestellt:



Abbildung 3: Herausforderungen der TSO-DSO-Integration [2]

Die gesammelten Herausforderungen wurden in vier Kategorien geordnet:

- Funktionale Herausforderungen:
 - Einsatz von Flexibilitätsressourcen
 - operative Netzwerkzuverlässigkeit und Einsatz von Flexibilitätsressourcen
 - Identifikation von Simulationsplattformen für Projektdemonstration
- Wirtschaftliche Herausforderungen:
 - Unsicherheit der Netzwerkplanung aufgrund langer Genehmigungszeiten
 - Kosten für Netzsanierung, Flexibilitätsintegration und Eigenverbrauch
 - Day ahead, Intraday- und Spotmarkt-Implementierung
- IKT Herausforderungen:
 - Risiken der Netzwerksicherheit
 - Begrenzter Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern
 - Mangelnde Transparenz, Datenaustausch, Autonomie der Netzsteuerung (von Seiten der DSO)
- Regulatorische Herausforderungen:
 - Definition von Produkten und Dienstleistungen, die mit den geltenden Vorschriften kompatibel sind
 - Mangel an festgelegten Betriebsverfahren
 - Mangel an definierten Rollen und Verantwortlichkeiten bei TSO/DSO

5.1.2. Was waren die wichtigsten Erfolge der TSO-DSO-Integration?

Die wichtigsten Vorteile, die für die TSO-DSO-Interaktion ermittelt wurden, sind:

- Verbesserte Entwicklung von Marktmechanismen und Plattformen für die Implementierung und Erprobung von Netzdienstleistungen mittels Live-Versuchen

- Mehrwert durch die direkte Beteiligung der lokalen TSO-DSO, die Flexibilitätsszenarien in die Realität umsetzen
- Nutzung der aus früheren Projekten gewonnenen Erkenntnisse
- Verbesserte langfristige Netzplanungsverfahren, die durch den Einsatz von Arbeitsgruppen entwickelt wurden
- Verbesserte Koordination von ungeplanten Ereignissen durch verbesserte Kommunikation zwischen Kontrollzentren
- Erfolgreiches Netzengpässe-Management und Redispatch

5.1.3. Welche Lehren lassen sich aus den TSO-DSO-Interaktionen ziehen?

Die Lehren und Empfehlungen aus dem Projekt, die die Interaktion zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber erleichtern, sind im Folgenden aufgelistet:

- Es ist unerlässlich, die Vorschriften auf nationaler und EU-Ebene dahingehend zu prüfen und Prozesse und Methoden für die Koordinierung der Interaktion festzulegen und damit die Beschaffung von Netzdienstleistungen zu ermöglichen.
- Die Interaktion zwischen TSO und DSO erfordert ein integriertes System für Ausgleichsenergie, das Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und KundInnen mit flexiblen Anlagen koordiniert.
- Die Definition von Produkten und Dienstleistungen ist kein trivialer Prozess und hängt von den Bedürfnissen, Standorten und Wertvorstellungen ab.
- Wirtschaftliche Anwendungsfälle sind wichtig, um Rahmenbedingungen für Demonstratoren, Systembetreibern und KundInnen zu definieren.
- Die Identifizierung von KPIs (Key Performance Indicators) ist notwendig, um den Erfolg des Projekts zu bewerten.
- Eine feinere Granularität der (über den Übertragungsnetzbetreiber beschafften) Regelenergieprodukte (Zeithorizont, ortspezifische Präferenzen, niedrigere Mindeststromanforderungen) würden die verfügbare Gesamtflexibilität des Verteilernetzes erhöhen.
- Das koordinierte Engpassmanagement des TSOs und der vermaschten DSO-Netze erfordert eine koordinierte Transformatoreinstellung an der Schnittstelle zwischen TSO und DSO.
- Potenzielle Engpässe innerhalb des gekoppelten TSO-DSO-Netzes können durch die Schätzung der Lastflüsse über den Transformator auf einer Day-ahead-Basis durch den Austausch aggregierter Netzparameter zwischen TSO und DSO erreicht werden.

5.1.4. Was sind die Empfehlungen für künftige TSO-DSO-Interaktionen?

Die Lehren und Empfehlungen aus den Projekten, die die Interaktion zwischen dem TSO-DSO erleichtern, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Netzengpässe können durch den Einsatz von Flexibilität und Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber abgemildert werden.
- Das koordinierte Engpassmanagement des TSO- und des DSO-Netzes erfordert eine koordinierte Transformatoreinstellung an der TSO-DSO-Schnittstelle.

- Die Anzahl und der Standort der verfügbaren Flexibilitäten sind der entscheidende Faktor für die Optimierung des Netzbetriebs.
- Es ist von wesentlicher Bedeutung, dass eine angemessene Transparenz aus der Sicht aller Betreiber umgesetzt wird.
- Die gemeinsame Nutzung und Handhabung von Netzdaten kann durch die Verwendung zentraler Datenknotenpunkte erleichtert werden.
- Eine feinere Granularität der vom TSO beschafften Reserveprodukte würde die allgemeine Flexibilität im Übertragungsnetz erhöhen.
- Genaue Prognoseverfahren sind wesentlich, um die erforderlichen Flexibilitäten zu aktivieren.
- Flexibilitätsanbieter müssen wissen, ob die Investition in Planung, Prozessentwicklung und technische Infrastruktur wirtschaftlich tragfähig ist.
- Die Koordinationsschemata zwischen TSO und DSO sind der Schlüssel zur Festlegung von Betriebsverfahren und zur Beschaffung von Netzdienstleistungen.

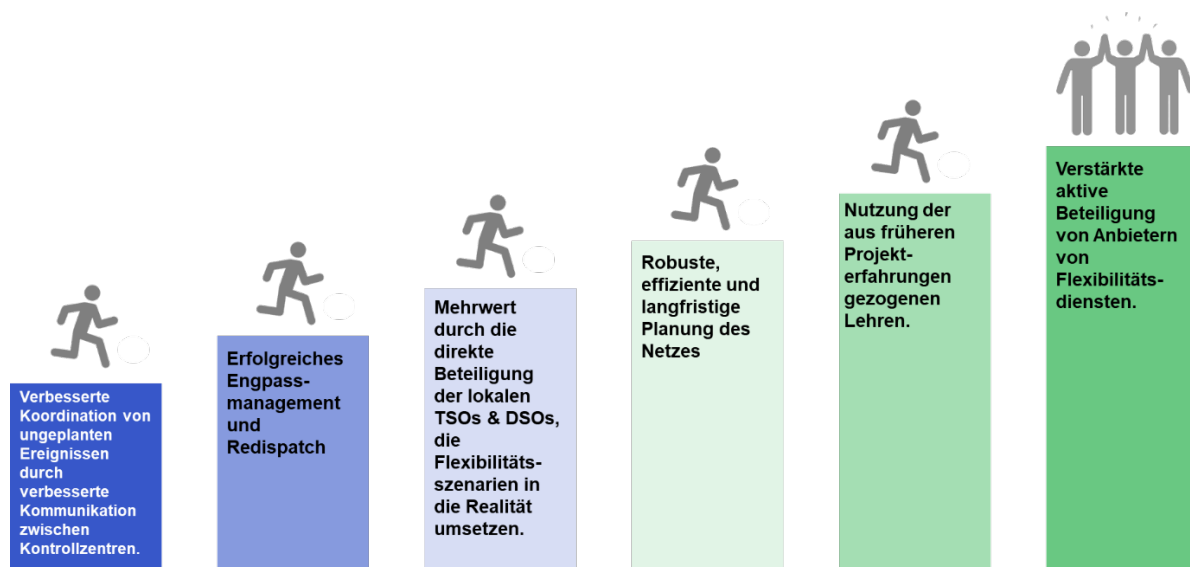


Abbildung 4: Erfolgsfaktoren für die Interaktion zwischen DSOs und TSOs [2]

Obwohl die Ergebnisse der vier Schlüsselfragen für jedes Projekt spezifisch sind, wurde gezeigt, dass in allen Fällen die Möglichkeit einer verstärkten Entwicklung der Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber besteht. Die Erfolgsfaktoren sind in Abbildung 4 zusammengefasst.

Aus operativer Sicht zeigte sich, dass die Integration und (mangelnde) Einbindung flexibler Ressourcen einen großen Einfluss auf die Demonstrationsprojekte haben. Aufgrund der Art der Innovationen der Projekte wurde ferner hervorgehoben, dass die Implementierung innovativer Lösungen in die Demonstrationsnetzwerke eine der größten Herausforderungen für EU-Projekte darstellt.

Diese Ergebnisse wurden in Form eines Videos und eines schriftlichen Berichts für unterschiedliche StakeholderInnen (FachExpertInnen und interessierte Laien) aufbereitet:

Das leicht verständliche Video umfasst zwei Teile. In einem allgemeinen Teil werden die Grundlagen über intelligente Stromnetze erklärt. Im vertiefenden Teil werden die Ergebnisse aus den Untersuchungen zur Interaktion von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern ausführlich erläutert.

Die Detailergebnisse wurden zusätzlich in einem Bericht veröffentlicht [2]. Dieses Diskussionspapier zeigt, dass das Bewusstsein für die Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern in Europa gestiegen ist. Die Ergebnisse der Demonstrationsprojekte, sowie eine in der Schweiz durchgeführte Untersuchung [3], zeigen, dass die Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern trotz der zahlreichen Herausforderungen erfolgreich umgesetzt werden kann und für die verschiedenen Interessengruppen im Stromnetz von größerem Nutzen ist. Darüber hinaus besteht ein hohes Potenzial für die Entwicklung und Verbesserung der Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern, so dass diese Techniken in künftigen Stromversorgungssystemen auf der ganzen Welt eingesetzt werden können.

5.2. Flexibilität in zukünftigen Energiesystemen

Lösungen, die mehr Flexibilität für das Energiesystem erlauben, sind von höchster Bedeutung für die immer stärker werdende Integration erneuerbarer Energieressourcen. Flexibilität ist kein einheitlicher Begriff, sondern ein Sammelbegriff für verschiedene Bedürfnisse im integrierten Energiesystem, wodurch die Diskussion in diesem Themenbereich erschwert wird und nach Differenzierung verlangt. ISGAN Annex 6 schlägt daher eine Kategorisierung der Flexibilitätsbedürfnisse im Stromnetz vor (siehe Tabelle 5).

In einer Gesamtsystembetrachtung können die Flexibilitätsbedürfnisse folgende Aspekte umfassen: Stabilität, Frequenz und Energieversorgung. In einer lokalen/regionalen Sicht betreffen Flexibilitätsanforderungen die Übertragungskapazität, Spannung- und Versorgungsqualität. Zur Unterstützung des Betriebs und der Planung kann Flexibilität in folgenden Zeiträumen erforderlich sein:

- Bruchteile von Sekunden: für Stabilitäts- und Frequenzunterstützung
- Minuten bis Stunden: Thermische Belastung und Neuverteilung der Erzeugung (Generation Dispatch) sowie Spannungshaltung
- Monate und Jahre: saisonaler Ausgleich und Planung neuer Investitionen

Entsprechend der Bedürfnisse, für die Flexibilität im Energiesystem gebraucht wird, wurde von ISGAN Annex 6 die folgende Kategorisierung der Flexibilitäten vorgeschlagen:

Tabelle 5: Kategorisierung der Flexibilitäten im Stromsystem

Flexibilitätsbedürfnis	Kurzbeschreibung:	Hauptbegründung:	Aktivierungs-Zeitskala:
Flexibilität für die Systemstabilität:	Kurzfristiges Gleichgewicht zwischen Leistungsangebot und Leistungsbedarf, eine systemweite Anforderung zur Aufrechterhaltung der Frequenzstabilität.	Erhöhte wetterabhängige Stromversorgung im Erzeugungsmix.	Sekundenbruchteile bis zu einer Stunde
Flexibilität für die Energiebereitstellung	Mittel- bis langfristiges Gleichgewicht zwischen Energieangebot und Energienachfrage, eine systemweite Voraussetzung für Verbrauchsszenarien im Zeitablauf.	Verminderte Energiebereitstellung auf Brennstofflagerbasis im Erzeugungsmix	Stunden bis mehrere Jahre
Flexibilität für die Übertragungskapazität	Kurz- bis mittelfristige Fähigkeit zur Stromübertragung zwischen Angebot und Nachfrage, wo lokale oder regionale Beschränkungen Engpässe verursachen, die zu Kosten führen.	Erhöhte Auslastung, Spitzennachfrage und Spitzenangebot.	Minuten bis mehrere Stunden
Flexibilität für die Spannungshaltung	Kurzfristige Fähigkeit, die Knotenspannungen innerhalb vordefinierter Grenzen zu halten, eine lokale und regionale Anforderung.	Steigende Mengen an dezentraler Stromerzeugung im Verteilernetz und daraus folgende bidirektionale Stromflüsse sowie eine erhöhte Variabilität der Betriebsszenarien.	Sekunden bis mehrere zehn Minuten

Diese Flexibilitätsbegriffe sind in Abbildung 5 bezüglich System-Level und Aktivierungszeit gegenübergestellt:

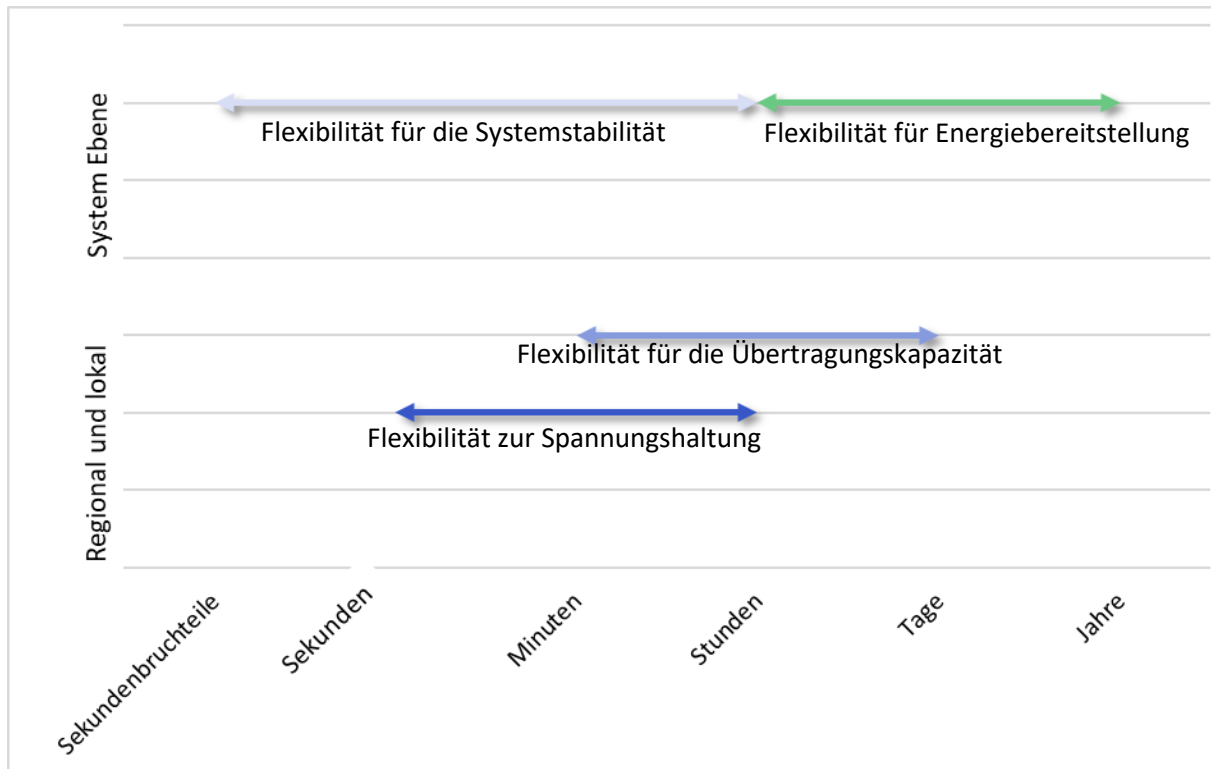


Abbildung 5: Zeitliche Gegenüberstellung der unterschiedlichen Flexibilitätsanforderungen

Lösungen für Flexibilitätsbedürfnisse können die folgenden Dienstleistungen und Technologien beinhalten:

- **Systemdienstleistungen:** Frequenzregelung, virtuelle Schwungmasse, Spannungshaltung
- **Flexibilitätsbereitstellung durch Netzkomponenten:** Power System Stabiliser, Demand Side Response, Batterie-Energiespeichersystem, Flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem (FACTS), Spannungsverstärker, Phasenschiebertransformator, On-Load Tap-Changer, automatischer Spannungsregler, Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Back-up-Erzeugung,
- **Betriebsverfahren:** Koordinierte Spannungssteuerung, Umplanung, Topologieänderung, Optimierung,

Lösungen werden auf verschiedenen hierarchischen Ebenen im System implementiert, von der lokalen über die Verteilungs- und Übertragungsebene bis hin zur systemweiten Implementierungsebene, und können mehrere der Kategorien des Flexibilitätsbedarfs unterstützen.

Diese Aktivität führte zu mehreren Veröffentlichungen mit Beiträgen von Schweden, Österreich, Kanada, Frankreich, Deutschland, Italien, Norwegen und die Schweiz.

- Im Factsheet **Grid Evolved - Power System Flexibility** [4] wurden in Zusammenarbeit mit

Mission Innovation Erkenntnisse aus dieser Aktivität für das 10. Clean Energy Ministerial in Vancouver, Kanada, im Mai 2019 veröffentlicht.

- Im Diskussionspapier **Flexibility Needs in the future Power System** [5] wird der vollständige Bericht über diese Tätigkeit einschließlich der Beschreibung der Flexibilitätskategorien vorgelegt: Flexibilität für Strom, Flexibilität für Energie, Flexibilität für Übertragungskapazität und Flexibilität für Spannung.
- Die Broschüre **Power system flexibility – the ability to manage change** [6] stellt eine Zusammenfassung des Diskussionspapiers dar und gibt einen guten Einblick in die Arbeit.
- Die wissenschaftliche Arbeit **Flexibility to support the future power systems** [7] basiert auf dem Diskussionspapier.

5.3. micro vs MEGA grids

Das Elektrizitätsnetz ändert sich aufgrund der steigenden Integration erneuerbarer verteilter Energieträger. Das führte zur Entwicklung zweier gegensätzlicher Trends:

Mikroperspektive: fokussiert sich auf lokale Lösungen, wobei die Netzentwicklung bottom-up geplant wird. Diese Perspektive wird durch Fortschritte in lokalen BürgerInnen- und Energiegemeinschaften charakterisiert sowie durch lokale Investitionen und Lösungen, die das Engagement der KundInnen und die Nutzung lokaler Ressourcen ermöglichen. Dazu zählen lokale Energiegemeinschaften, dezentrale Erzeugung, lokale Batteriespeichersysteme, die dazu beitragen, das Subsidiaritätsprinzip bei der lokalen Bilanzierung des Systems zu ermöglichen, soweit dies technisch und wirtschaftlich machbar ist. Dies wird durch lokale Märkte und andere intelligente Netzlösungen erreicht. Investitionen und Entwicklungen, die sich auf kleinräumige lokale Lösungen konzentrieren, werden als Mikroperspektive bezeichnet.

Megaperspektive: von oben nach unten verlaufende, systemweite Entwicklungen, die den internationalen Handel und die Gesamtnutzung von Ressourcen ermöglichen. Die Erweiterung des integrierten Stromsystems durch Hochspannungswechselstrom (HVAC) und Hochspannungsgleichstrom (HVDC)-Fernverbindungen, Stromerzeugungsanlagen durch erneuerbare Energien in großem Maßstab und Batteriespeichersysteme sowie die multinationale Integration der Strommärkte werden unter diesem Aspekt betrachtet. Investitionen und Entwicklungen, die das Großsystem oder systeminterne Lösungen umfassen, werden als MEGA-Perspektive bezeichnet.

Die Zuordnung des Stromsystems auf diese beiden Perspektiven ist in der Abbildung 6 dargestellt.

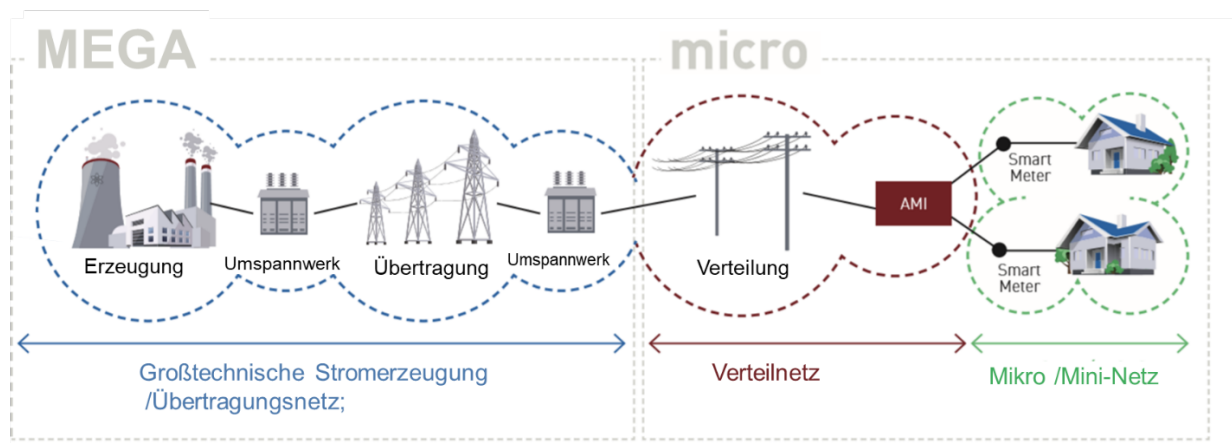


Abbildung 6: Zuordnung des Stromsystems auf Micro- und Mega-Perspektive [8]

Es hat sich gezeigt, dass diese beiden Trends einen großen Einfluss aufeinander und auf die Entwicklung des Energiesystems haben. Investitionen auf der Mikro- und der MEGA-Ebene betreffen ganz unterschiedliche Bereiche in der Stromversorgungskette und dienen sehr unterschiedlichen Bedürfnissen. Ein wahrscheinliches Szenario ist, dass die Mikro- und die MEGA-Perspektive im künftigen integrierten Energiesystem in unterschiedlicher Form nebeneinander existieren werden.

Signifikante Entwicklungen aus beiden Perspektiven sind erforderlich, um die maximale Nutzung erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaziele zu nutzen. Investitionsstrategien müssen mehrere Alternativen in Betracht ziehen, die den größtmöglichen sozioökonomischen Wohlstand bieten und die Auswirkungen auf die Umwelt minimieren. Technologie- und Marktentwicklungen und Politik beeinflussen weitgehend die Entscheidungen, die im Rahmen des Evolutionsprozesses der Stromnetze getroffen werden.

Die Ergebnisse dieser Arbeit wurden in einem sehr ausführlichen Papier herausgegeben [9].

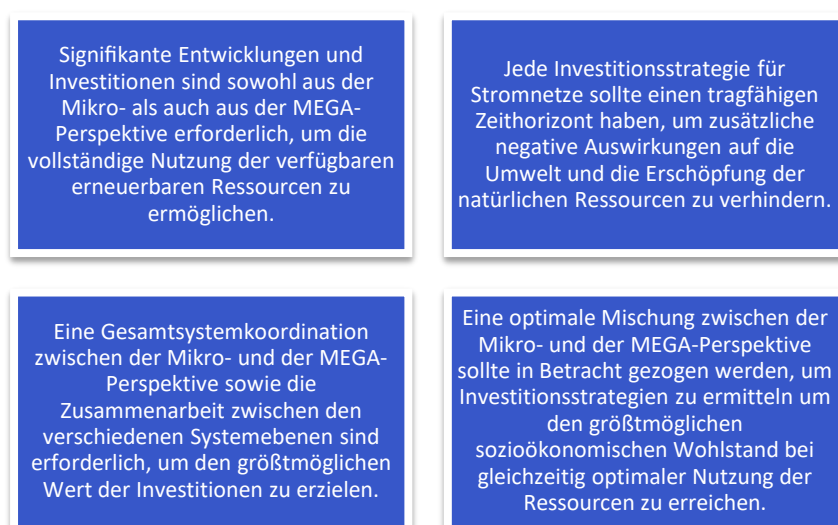


Abbildung 7: Empfehlungen an politische EntscheidungsträgerInnen

Die wichtigsten Ergebnisse wurden in einem Policy-Brief [8] kurz zusammengefasst, in dem die folgenden Empfehlungen für politische EntscheidungsträgerInnen gegeben werden:

Ein Ergebnis dieser Untersuchungen war, dass beide Trends staken Einfluss aufeinander und auf die weitere Entwicklung des Energiesystems haben.

Investitionen in Mikro- und Mega-Trends des Energiesystems bedienen sehr unterschiedliche Bedürfnisse. Das wahrscheinlichste Szenario laut dieser Studie ist, dass beide Trends auch im zukünftigen Energiesystem nebeneinander existieren werden. Bei Investitionen in diese beiden Trends sollte ein optimaler Mix zwischen Micro- und Megaperspektive entstehen, der folgende Kriterien erfüllt:

- die sozioökonomischste Wohlfahrt, wobei die Entscheidungen auf der Optimierung des Gesamtsystems basieren,
- erhöhte Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung,
- optimale Nutzung der Ressourcen, um eine maximale Nutzung und Integration erneuerbarer Quellen zu ermöglichen und die Auswirkungen auf die Umwelt zu minimieren.

Es ist wahrscheinlich, dass erneuerbare Energiequellen in Zukunft die wichtigste Stromquelle sein werden. Energiesysteme werden sich weiterentwickeln müssen, um dieser Herausforderung gerecht zu werden. Sowohl auf der Mikro- als auch auf der MEGA-Ebene sind beträchtliche Investitionen erforderlich, um die vollständige Nutzung der verfügbaren erneuerbaren Ressourcen zu ermöglichen.

Die Zuverlässigkeitsniveaus und Kriterien, die heute für den Betrieb und die Planung des Energiesystems verwendet werden, sind möglicherweise nicht das Optimum für das zukünftige Energiesystem. Für die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Energieversorgung werden in Zukunft vermutlich neue Entscheidungen getroffen werden, und zu einer Neuausrichtung der Entwicklung des Energiesystems führen.

5.4. Netzdienstleistungen aus verteilten Energiequellen

In Europa steigt der Bedarf an Regelenenergieprodukten, um mit der variablen Erzeugung, die durch einen stetig steigenden Anteil an erneuerbarer Energie entsteht, umzugehen. Die größte Herausforderung ist die Erweiterung der Netzdienstleistungen für flexiblen Anlagen im Verteilnetz. Dabei handelt es sich um Services wie Frequenz- und Spannungsregelung sowie Engpassmanagement. In der Europäischen Union sind die entsprechenden Regelungen bereits beschlossen und befinden sich aktuell in nationaler Umsetzung. Von ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) wurden Netzkodizes und -regulierungen unter Anleitung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) erarbeitet, um die Harmonisierung, Integration und Effizienz des europäischen Strommarktes zu erleichtern. Jeder Netzkodex ist ein integraler Bestandteil der Bemühungen, um die Vollendung des Energiebinnenmarktes und das Erreichen der Energieziele der Europäischen Union zu erreichen. Ziel der Netzkodizes und -regulierungen sind:

- Harmonisierung von Anforderungen und Verfahren in der EU
- Erleichterung des Stromhandels und Förderung des Wettbewerbs
- Integration erneuerbarer Energieträger

- Gewährleistung der Systemsicherheit

In Österreich befinden sich die Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO) und Netzkodex für Lastanschluss (DCC-VO) in Umsetzung.

Die Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO) betreffen neue Erzeugungssanlagen. Der DCC enthält Anforderungen an Verbrauchsanlagen und Verteilernetzanlagen mit Übertragungsnetzanschluss, Verteilernetze einschließlich geschlossener Verteilernetze und Verbrauchseinheiten, die von einer Verbrauchsanlage oder einem geschlossenen Verteilernetz genutzt werden, um für relevante Netzbetreiber und relevante ÜNB Laststeuerungsdienste zu erbringen.

Diese Themen wurden auch innerhalb des europäischen Forschungsprojekts SmartNet (<http://smartnetproject.eu/>) untersucht, indem Interaktionsschemata von TSO und DSO verglichen wurden. Zusätzlich wurden verschiedene Echtzeit-Marktarchitekturen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus flexiblen, dezentralen Anlagen hinsichtlich des besten Kompromisses zwischen Kosten und Nutzen für das System analysiert. Ziel dieses dreieinhalbjährigen Projekts (2016-2019) war die Entwicklung einer Ad-hoc-Simulationsplattform, die alle drei Ebenen (physisches Netz, Markt und IKT) modelliert und drei nationale Fälle (Italien, Dänemark und Spanien) analysiert.

Zusätzlich zu den Erfahrungen aus dem Projekt wurden im Rahmen der ISGAN-Aktivitäten Informationen über den Status quo der Beschaffung von Netzdienstleistungen in ausgewählten Ländern analysiert. Dazu wurde ein Fragebogen mit folgenden Fragen ausgeschickt:

- Welche Netzdienstleistungen werden in Ihrem Land angeboten? (Spannungsregelung, Frequenzregelung bzw. Regelenergiebereitstellung, Inertia, Unterstützung der Versorgungsqualität...)
- Wodurch werden diese Services zur Verfügung gestellt? (Erzeuger und/oder Lasten)
- Modalitäten zur Sammlung von Netzdienstleistungen (über Märkte, Verträge, obligatorische unbezahlte Dienstleistungen...)
- Sind im Verteilnetz befindliche Erzeuger und/oder Lasten zur Erbringung von Systemdienstleistungen zugelassen? Wenn ja, wie wird die Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber durchgeführt?
- Gibt es Pläne der nationalen Regulierungsbehörde, das Demand Side Management zu aktivieren oder Inputs von Erzeugern, die an das Verteilnetz angeschlossen sind, in Zukunft zu sammeln? Welcher Zeitrahmen? Sind bereits Pilotprojekte aktiv?

Antworten wurden von den folgenden Ländern erhalten: Österreich, Belgien, Frankreich, Schweden, Kanada und Südafrika.

Um die Performance von unterschiedlichen Interaktionsschemata zu vergleichen, wurde eine Simulationsplattform entwickelt, in der Netze und Märkte für Netzdienstleistungen eingehend modelliert werden können. Zusätzlich können sehr detaillierte Datensätze von Generatoren und Lasten implementiert werden. Es wurden Simulationen zu mittelfristigen Szenarien (Zeithorizont 2030) für Spanien, Dänemark und Italien durchgeführt, um das beste TSO-DSO-Koordinationschema für jedes Land zu ermitteln. Dieselbe Plattform wurde auch in eine Laborumgebung implementiert. Die TSO-DSO-Koordinierungsschemata wurden anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse mit den folgenden Indikatoren verglichen:

- Kosten der automatischen Frequenzwiederherstellungsreserve (Automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR), die auf dem entsprechenden Markt erworben wurde;
- Kosten der manuellen Frequenzwiederherstellungsreserve (mFRR) zur Bewältigung des verbleibenden Systemungleichgewichts, das durch die automatische Frequenzwiederherstellungsreserve aufgrund einer vereinfachten Systemdarstellung, von Prognosefehlern und Netzverlusten nicht gelöst wurde;
- Notfall-Maßnahmen (z. B. Lastabwurf), die im Falle eines weiteren, unlösbaren Ungleichgewicht genommen werden müssen;
- Kosten für den IKT-Einsatz.

Der finanzielle Einfluss der letzten beiden Indikatoren erwies sich als wesentlich geringer als jener der ersten beiden. Daher kann der Vergleich zwischen den verschiedenen Koordinierungsschemata in den meisten Fällen allein unter Berücksichtigung der automatischen Frequenzwiederherstellungsreserve und der Kosten für die manuelle Frequenzwiederherstellungsreserve durchgeführt werden.

Insgesamt wurden fünf Interaktionsschemata untersucht, die unterschiedliche Ansätze (zentralisiert oder dezentralisiert,) und unterschiedliche Rollen von Netzbetreibern (DSO und TSO) hatten. Die Ergebnisse wurden in einem Paper über die Netzdienstleistungen aus verteilten Energiequellen für ein sicheres und erschwingliches europäisches System publiziert: **Hauptergebnisse des SmartNet-Projekts** [10]. Durch die Teilnahme des AIT am SmartNet-Projekt, die Statuserhebung aus Österreich und Mitgestaltung des genannten Papers konnte die Expertise aus Österreich in Bezug auf den möglichen künftigen systemdienlichen Einsatz von dezentralen flexiblen Anlagen, wie bspw. zur Regelenenergie- oder Ausgleichsenergiebereitstellung einem internationalen Publikum vorgestellt werden.

5.5. Zusammenfassung der Arbeiten des Annex 6 2019-20

Eine ausgezeichnete Zusammenfassung der Hauptaussagen und wichtigsten Empfehlungen der gesamten Arbeiten des Annex 6 in den letzten beiden Jahren bietet die Publikation **Key Messages ISGAN Annex 6: Power Transmission & Distribution Systems** [11].

In diesem Papier wird zusammengefasst, was Änderungen im Energiesystem jeweils für Erzeugung, Energiebedarf und das Netz vorantreibt. Stromsysteme auf der ganzen Welt sind durch das Ziel einer hohen Integration von erneuerbaren Energien ins Stromsystem mit einer Vielzahl von Herausforderungen konfrontiert.

Weiters werden die durch die Veränderung hervorgerufenen Konsequenzen im Bereich des Betriebs und der Planung des zukünftigen Energiesystems diskutiert, denn die Folgen betreffen den täglichen Betrieb und die langfristige Planung von Übertragungs- und Verteilungssystemen.

Die Anforderungen zur Gewährleistung von Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit werden in den Dimensionen Technologie, Markt und Politik zusammengefasst. Schließlich werden auch die Fähigkeit der Netzeigentümer und -betreiber, eine kontinuierliche, zuverlässige und hohe Qualität der Versorgung der KundInnen zu gewährleisten, beeinflusst. Die Bedürfnisse der einzelnen Akteure innerhalb der elektrischen Versorgungskette sind Triebfedern für die Überarbeitung der derzeitigen Praktiken und fördern künftige Anpassungen der funktionalen Komponenten und Systeme sowie der wirtschaftlichen und regulatorischen Bereiche.

6 Vernetzung und Ergebnistransfer

6.1. Kommunikationskanäle

Jede Aktivität, die innerhalb des Annexes durchgeführt wurde, bediente sich unterschiedlicher Methoden, wie Umfragen, Workshops aber auch das Sammeln schriftlicher Inputs und Diskussionen, um Inhalte zu erarbeiten. Daraus wurden Reports und Protokolle für die interne Kommunikation erstellt. Für die Kommunikation und Verbreitung der Ergebnisse außerhalb ISGANs werden die Erkenntnisse je nach Zielgruppe als wissenschaftliche Publikationen, Policy Briefs, Präsentationen und in Filmen aufbereitet.

6.2. Zielpublikum

Die Ergebnisse werden für das jeweilige Zielpublikum in einem geeigneten Detailierungsgrad vorbereitet und kommuniziert.

Für das gesamte Technology Cooperation Programme ISGAN wurde eine Kommunikationsstrategie entwickelt. Dabei wurde das Zielpublikum für das gesamte Programm identifiziert. Annex 6 spricht aus den identifizierten StakeholderInnen vor allem externe StakeholderInnen an und deckt dabei einen breiten Bereich von Nicht-ExpertInnen bis ExpertInnen ab. Die bearbeiteten Themen sind in der folgenden Grafik auf die Matrix des Zielpublikums aufgeteilt.

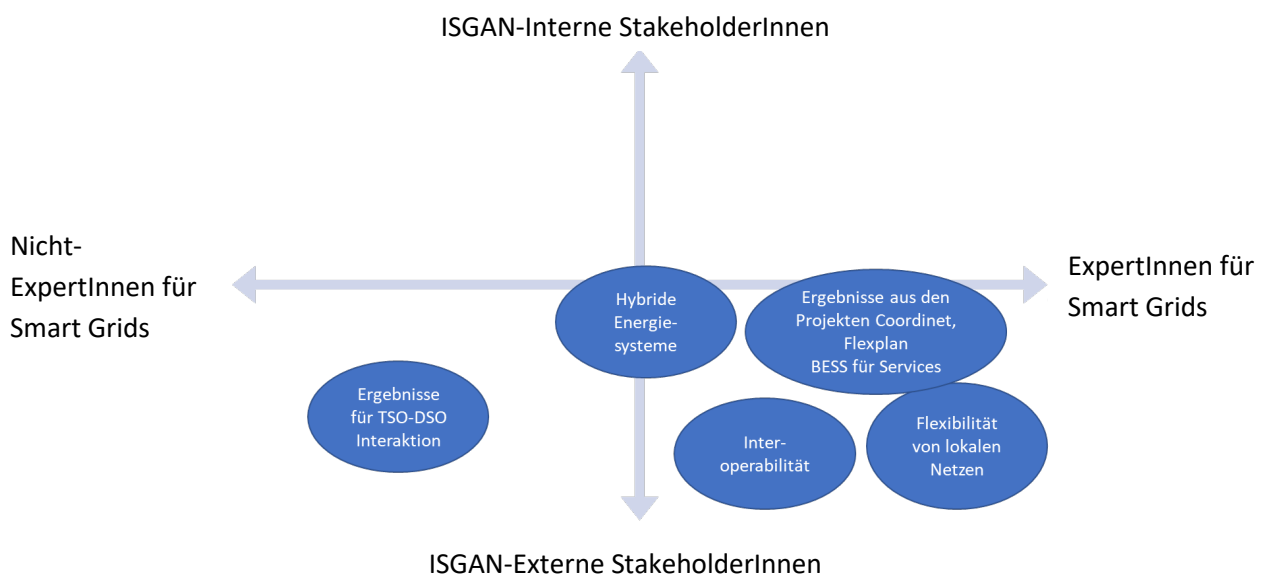


Abbildung 8: StakeholderInnen laut Kommunikationsstrategie

Ziele der Kommunikationsstrategie

Da sich zahlreiche internationale Organisationen mit unterschiedlichen Aspekten des Energiesystems befassen, ist ein Ziel der Kommunikationsstrategie, das Bewusstsein für Annex 6 bei anderen Interessensgruppen zu schärfen. Das passiert durch die Organisation von und Teilnahme an Workshops und Konferenzen und die Präsentation der Arbeit zu Annex 6.

Für die Verbreitung der Ergebnisse außerhalb ISGANs dienen Präsentation von Ergebnissen aus Diskussionspapieren in wissenschaftlichen Arbeiten, CEM-Botschaften und die Teilnahme an Konferenzen.

Wichtige StakeholderInnen werden bereits innerhalb ISGANs erreicht, da Ministerien, Fördergeber und ExpertInnen in ISGAN beteiligt sind. Für sie sind vor allem die Präsentationen der Ergebnisse bei den zweimal jährlich stattfindenden Treffen des Executive Committees relevant, sowie Workshops, die im Rahmen dieser Treffen stattfinden. Zusätzlich stehen Workshop-Protokolle und Meeting Minutes zur Verfügung. Die Verbreitung an ein breiteres Publikum wird durch die zahlreichen Publikationen erreicht, die über die ISGAN-Website zur Verfügung stehen.

Für ISGAN sind Kooperationen mit anderen Organisationen und Initiativen von hoher Bedeutung. Annex 6 hat sich insbesondere mit den folgenden Organisationen vernetzt:

- Mission Innovation Innovation Challenge 1 -Smart Grids (<http://www.mission-innovation.net/our-work/innovation-challenges/smart-grids/>),
- European Technology & Innovation Platform (ETIP) Smart Networks for Energy Transition (SNET) ETIP-SNET (<https://www.etip-snet.eu/>)

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Publikationen, an denen Österreich besonders intensiv beteiligt war.

Tabelle 6: Publikationen mit besonders starker Beteiligung Österreichs

Titel der Publikation	Autoren	Synopsis
Flexibility needs in the future power system	E. Hillberg, A. Zegers, B. Herndler, S. Wong, J. Pompee, J.-Y. Bourmaud, S. Lehnhoff, G. Migliavacca, K. Uhlen, I. Oleinikova, H. Phil, M. Norström, M. Persson, J. Rossi, G. Beccuti	Die Flexibilität des Stromversorgungssystems bezieht sich auf die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, Änderungen zu verwalten. Flexibilität ist jedoch kein einheitlicher Begriff und es fehlt eine allgemein akzeptierte Definition. Der Flexibilitätsbegriff wird als Oberbegriff verwendet, der verschiedene Bedürfnisse und Aspekte im Energiesystem System beschreibt. Diese Situation macht die Diskussion über Flexibilität im Stromversorgungssystem sehr komplex und verlangt nach einer Differenzierung. In diesem Bericht wurde die Lösung darin gefunden, den Flexibilitätsbegriff nach Bedürfnissen zu differenzieren und den Flexibilitätsbedarf in Kategorien einzuteilen.
ICT aspects of TSO-DSO interaction Data exchange and ICT requirements along organizational interaction between TSO and DSO	M. Stefan, A. Zegers, F. Kupzog	Das Hauptziel dieses Berichts ist es, die künftigen Anforderungen an den Datenaustausch und die IKT in Bezug auf das Zusammenwirken von Verteil- und Übertragungsnetzen zu bewerten.

Ancillary services from distributed energy sources for a secure and affordable European system: main results from the SmartNet projects	G. Migliavacca, M. Rossi, D. Siface, H. Gerard, E. Rivero Puente, J. Vanschoenwinkel, M. Dzamarija, H. Madsen, R. Ebrahimi, A. Ghasem Azar, G. Leclercq, S. Horsmanheimo, L. Tuomimäki, C. Madina, R. Rodríguez-Sánchez, J. Merino, L. Ortolano, M. Palleschi, M. Pardo, I. Kockar, A. Morch, H. Svendsen, M. Marroquin, M. Herman, F. Pröbstl Andrén, C. Amtrup Andersen	In Europa steigt der Bedarf an Reserven, um mit der variablen Erzeugung, die durch einen stetig steigenden Anteil an erneuerbarer Energie entsteht, umzugehen. Die größte Herausforderung ist die Erweiterung der Netzdienstleistungen für Einrichtungen im Verteilnetz. Dabei handelt es sich um Services wie Frequenz- und Spannungsregelung sowie Engpassmanagement. Diese Themen wurden innerhalb des europäischen Forschungsprojekt SmartNet (http://smartnetproject.eu/) untersucht, indem Interaktionsschemata von TSO und DSO verglichen wurden. Zusätzlich wurden verschiedene Echtzeit-Marktarchitekturen hinsichtlich des besten Kompromisses zwischen Kosten und Nutzen für das System analysiert. Inhalt des Papiers sind Netzdienstleistungen aus verteilten Energiequellen für ein sicheres und erschwingliches europäisches System: Hauptergebnisse des SmartNet-Projekts.
Flexibility to support the future power systems	E. Hillberg, A. Zegers, G. Migliavacca, G. Beccuti, S. Lehnhoff, K. Uhlen, I. Oleinikova, J. Pompee, et al.	Lösungen, die mehr Flexibilität für das Energiesystem erlauben, sind von höchster Bedeutung für die immer stärker werdende Integration erneuerbarer Energieressourcen. Unter Flexibilität versteht man die Fähigkeit des Stromsystems auf Änderungen reagieren zu können. Flexibilität ist kein einheitlicher Begriff, sondern ein Sammelbegriff für verschiedene Bedürfnisse im integrierten Energiesystem, wodurch die Diskussion in diesem Themenbereich erschwert und nach Differenzierung verlangt. ISGAN Annex 6 schlägt daher eine Kategorisierung der Flexibilitätsbedürfnisse im Stromnetz vor. Die Entwicklung und der Einsatz innovativer Technologien, Kommunikations- und Monitoring-möglichkeiten sowie eine verstärkte Interaktion und ein verstärkter Informationsaustausch ermöglichen es, ganzheitlich Flexibilitätslösungen anzubieten.
ISGAN Key Messages	E. Hillberg G. Migliavacca K. Uhlen Antony Zegers & Barbara Herndler	Im Dokument Key Messages ISGAN Annex 6: Power Transmission & Distribution Systems, wurden die Arbeiten des Annex 6 zusammengefasst und die wichtigsten Empfehlungen und Hauptaussagen zu den einzelnen Arbeitspaketen angeführt.
Lessons learned from international projects on TSO-DSO-interaction	Barbara Herndler	Die Herausforderungen, Erfolge, Lehren und Empfehlungen aus verschiedenen internationalen Projekten (SmarNet, CoordiNet, InterPlan, InteGrid, Switzerland), die die Interaktion zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern betrafen wurden in einem Video zusammengefasst.
Lessons learned from international projects on TSO-DSO-interaction	Barbara Herndler	In diesem Diskussionspapier wurden die Erkenntnisse aus fünf europäischen Forschungsprojekten zusammengeführt und die folgenden Schlüsselfragen analysiert: Was sind die wichtigsten Herausforderungen der TSO-DSO-Integration? Was waren die wichtigsten Erfolge der TSO-DSO-Integration? Welche Lehren lassen sich aus den TSO-DSO-Interaktionen ziehen? Was sind die Empfehlungen für künftige TSO-DSO-Interaktionen?

7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Das elektrische Energiesystem erfährt einen Paradigmenwechsel bezüglich der Art und Weise, wie Elektrizität erzeugt, übertragen und verteilt wird. Traditionelle, zentrale und steuerbare Erzeugungsanlagen sind zu dezentralisierten Anlagen übergegangen, die als volatil gelten. Darüber hinaus können angeschlossene Lasten zur Steuerung und zeitlichen Verschiebung betrieben werden. Auch der Stromfluss im Netz hat sich durch die massive Einspeisung bei EndkundInnen und in den unteren Spannungsebenen von einem unidirektionalen in einem bidirektionalen gewandelt. Diese Veränderungen und auch Fortschritte bei technischen Innovationen, marktbasierten Interaktionen und Regulierungen wurden durch das Ziel, CO₂-Emissionen einzusparen, initiiert. Die Integration zusätzlicher erneuerbarer Energiequellen in das Netz hat zur Zunahme von Netzeinsparungen beigetragen, sowohl in den Übertragungs- als auch zunehmend in den Verteilnetzen. Der Bedarf an Flexibilität im Netz und die Entwicklung intelligenter Netze ermöglicht es VerbraucherInnen zu ProsumerInnen zu werden. Das äußert sich durch den Einsatz von dezentraler Erzeugung, Speicherung und von Elektrofahrzeugen.

Es wird erwartet, dass das Management dieser Veränderungen sowie die Erleichterung ihrer Wechselwirkungen eine entscheidende Rolle für den sicheren und zuverlässigen Betrieb eines aktiven Stromversorgungssystems aktuell und in Zukunft spielen wird. Dies führt zu einem erhöhten Bedarf und einer erhöhten Motivation für zusätzliche TSO-DSO-Interaktionen. Dieses Thema hat in lokalen und internationalen Netzwerken von TeilnehmerInnen am Energiesystem, wie TSOs, DSOs, Regulatoren und KonsumentInnen zunehmende Aufmerksamkeit erhalten und wurde in verschiedenen Demonstrationsprojekten betrachtet, wodurch eine breite Wissensbasis über diese Wechselwirkungen geschaffen wurde.

Bezüglich der beiden großen Trends hinsichtlich Mikro- und Megaperspektive wird in Zukunft eine optimale Mischung zwischen beiden Perspektiven notwendig sein. Bei Investitionsentscheidungen sollten die folgenden Aspekte in Betracht gezogen werden:

- den größtmöglichen sozioökonomischen Nutzen bieten, wobei die Entscheidungen auf der Optimierung des Gesamtsystems basieren,
- erhöhte Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung ermöglichen,
- optimale Nutzung der Ressourcen in einer Weise, die eine maximale Nutzung und Integration von erneuerbaren Quellen erlaubt und die Auswirkungen auf die Umwelt minimiert.

Hinsichtlich des Flexibilitätsbedarfs im integrierten Energiesystem wurde eine Klärung und Kategorisierung dieses Sammelbegriffs vorgeschlagen, um die Diskussionen zu diesem Thema zu erleichtern.

ISGAN Annex 6 ist eine wichtige Plattform für den Austausch von Wissen und Strategien zu den relevantesten Themen, die das Stromnetz der Zukunft betreffen. Für Österreich bietet sich dort die Möglichkeit, die Technologieführerschaft zu zeigen und auch von den Erfahrungen anderer Länder zu

lernen. Durch das gemeinsame Engagement der beteiligten Länder weltweit kann der Weg zu einem saubereren, resilienten Energiesystem mit leistbarer Energie für alle geebnet werden.

Es wird empfohlen, dass sich Österreich weiterhin intensiv an dem Technology Cooperation Programme ISGAN und insbesondere am Annex 6 beteiligt. Weiters sind Forschungsprojekte, welche die Themen Planung und Management von Flexibilität im Energiesystem, Neue Märkte im Energiesystem und die Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zu fördern.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur und Einbettung IEA ISGAN	12
Abbildung 2: Struktur von ISGAN	13
Abbildung 3: Herausforderungen der TSO-DSO-Integration [2]	20
Abbildung 4: Erfolgsfaktoren für die Interaktion zwischen DSOs und TSOs [2]	22
Abbildung 5: Zeitliche Gegenüberstellung der unterschiedlichen Flexibilitätsanforderungen	25
Abbildung 6: Zuordnung des Stromsystems auf Micro- und Mega-Perspektive [7]	27
Abbildung 7: Empfehlungen an politische EntscheidungsträgerInnen	27
Abbildung 8: StakeholderInnen laut Kommunikationsstrategie	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: ISGAN Annexes	13
Tabelle 2: Schwerpunktbereiche des Annex 6	15
Tabelle 3: Projekte und ProjektmitarbeiterInnen für die Datenerhebung	16
Tabelle 4: Forschungsprojekte zur TSO-DSO-Interaktion.....	18
Tabelle 5: Kategorisierung der Flexibilitäten im Stromsystem	24
Tabelle 6: Publikationen mit besonders starker Beteiligung Österreichs	32

Literaturverzeichnis

- [1] M. Stefan, A. Zegers und F. Kupzog, „ICT aspects of TSO-DSO interaction Data exchange and ICT requirements along organizational interaction between TSO and DSO: Discussion Paper,“ http://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/02/ISGAN_DiscussionPaper_ICTAspectsOfTSODSOInteraction_2019.pdf, 2019.
- [2] B. Herndler, „Lessons learned from international projects on TSO-DSO interaction_final,“ *IEA-ISGAN.org*, 2020.
- [3] A. Fuchs, „TSO-DSO: Zukünftige Aufgaben und Rollen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber,“ 06 Juni 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000345835>. [Zugriff am 7 January 2020].
- [4] E. Hilberg, „Grid Evolved: Power System Flexibility,“ https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/05/ISGAN_Factsheet_Flexibility-ExCo.pdf, 2019.
- [5] E. Hillberg, A. Zegers, B. Herndler, S. Wong, J. Pompee, J.-Y. Bourmaud, S. Lehnhoff, G. Migliavacca, K. Uhlen, I. Oleinikova, H. Phil, M. Norström, M. Persson, J. Rossi und G. Beccuti, „Flexibility needs in the future power system,“ 2019.
- [6] E. Hilberg, „Power system flexibility – the ability to manage change,“ *Konferenz: The Future of electricity markets in a low carbon economy*, 2019.
- [7] E. Hillberg, A. Zegers, G. Migliavacca, G. Beccuti, S. Lehnhoff, K. Uhlen, I. Oleinikov und e. a. J. Pompee, „Flexibility to support the future power systems,“ https://e-cigre.org/publication/SYMP_AAL_2019-symposium-aalborg-2019, 2019.
- [8] E. H. Irina Oleinikova, „Policy Brief: micro vs MEGA trends in power system development,“ https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2020/09/ISGAN_PolicyBrief_microvsMEGAGrids.pdf, 2020.

- [9] I. Oleinikova und E. Hilberg, „micro vs MEGA: trends influencing the development of the power system,“ https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2020/05/ISGAN_DiscussionPaper_Annex6_microVsMEGA_2020.pdf, 2020.
- [10] G. Migliavacca, J. Rossi, D. Siface, E. H. Gerard, R. Puente, J. Vanschoenwinkel, M. Dzamarija, H. Madsen, R. Ebrahimi, A. G. Azar, G. Leclercq, S. Horsmanheimo, L. Tuomimäki, C. Madina, R. Rodríguez-Sánchez, J. Merino, L. Ortolano und M. Palleschi, „Ancillary services from distributed energy sources for a secure and affordable European system: main results from the SmartNet projects,“ http://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/12/ISGAN_DiscussionPaper_SmartNet_2019.pdf, 2019.
- [11] E. Hillberg, G. Migliavacca, K. Uhlen, A. Zegers und B. Herndler, „Key Messages ISGAN Annex 6: Power Transmission & Distribution Systems,“ https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2020/11/ISGAN_Key_Messages_Annex_6_2020.pdf, 2020.



**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

bmk.gv.at