

IEA International Smart Grid Action Network (ISGAN) Working Group 9: Marktdesign für Flexibilität im Stromversorgungssystem

Arbeitsperiode 2023 – 2025

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 49/2026

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Kontakt zu „IEA Forschungsk Kooperation“: Mag.^a Sabine Mitter

Autorinnen und Autoren: Regina Hemm, Mihai Calin, Sarah Fanta, Barbara Herndler

Wien, 2025. Stand: 16. Juli 2026

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an iii3@bmimi.gv.at.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts im Rahmen der IEA Forschungsk Kooperation. Es wurde vom Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) initiiert, um österreichische Forschungsbeiträge zu den Kooperationsprojekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu unterstützen.

Die IEA Forschungsk Kooperationen umfassen eine breite Palette an Energiethemen mit dem Ziel Energiesysteme, Städte, Mobilitäts- und Industriesysteme fit für eine nachhaltige Zukunft bis 2050 zu machen. Auch Themen wie Gendergerechtigkeit oder Ressourcen- und Kreislaufwirtschaftsaspekte werden berücksichtigt.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen und Unternehmen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch die vielen IEA-Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und neue internationale Standards. Auch in der Marktumsetzung konnten richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Daher werden alle Berichte nach dem Open Access Prinzip in der Schriftenreihe des BMIMI über die Plattform nachhaltigwirtschaften.at veröffentlicht.

Inhalt

Impressum.....	2
Rechtlicher Hinweis	3
Vorbemerkung.....	4
Inhalt.....	5
1 Kurzfassung.....	6
2 Abstract	8
3 Ausgangslage	10
4 Projektinhalt	14
5 Ergebnisse.....	18
6 Vernetzung und Ergebnistransfer.....	22
7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	24
Tabellenverzeichnis.....	27
Literaturverzeichnis	28
Abkürzungen.....	31

1 Kurzfassung

Motivation und Forschungsfrage: Die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie die rasche Verbreitung dezentraler Erzeugung stellen Verteilnetzbetreiber (VNBs) vor große Herausforderungen, da traditionelle Netze nicht für die erhöhten und bidirektionalen Energieflüsse ausgelegt sind. Um kostspielige Netzerweiterungen zu reduzieren und die Integration erneuerbarer Energien zu gewährleisten, ist die aktive Nutzung von Flexibilitäten im Stromversorgungssystem essenziell. Die zentrale Forschungsfrage ist, wie Märkte und Mechanismen gestaltet werden müssen, um lokale Flexibilität effektiv zu identifizieren, zu beschaffen und in die operative sowie langfristige Netzplanung zu integrieren.

Ausgangssituation/Status Quo: Weltweit werden diverse Mechanismen zur Flexibilitätsbereitstellung erprobt, darunter variable und leistungsbasierte Tarife (Belgien, Schweiz, Kanada), Demand Response Programme (Korea, Kanada), Peer-to-Peer (P2P) Handel (Niederlande) und flexible Netzzugangsvereinbarungen (Deutschland, Österreich). Im europäischen Kontext fordern Regulierungen (EU 2019/943, 2019/944) die Einführung von Marktmechanismen zur Beschaffung von Flexibilität durch VNBs. Trotz dieser Entwicklung bestehen Herausforderungen hinsichtlich der Marktliquidität bei den mitunter nur sehr lokal auftretenden Flexibilitätsbedarfen für Verteilernetze und einer einheitlichen Definition von Flexibilität als handelbares Produkt.

Projekt-Inhalte und Zielsetzungen: Das Projekt ist der österreichische Beitrag zur IEA ISGAN Working Group 9: Flexibility Markets (2024–2025). Die AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) leitete gemeinsam mit der Schweiz den internationalen **Task 1: Flexibility-aware long-term system planning**, generelle österreichische Ziele des Projektes waren:

1. **Weiterentwicklung des Verständnisses** für lokale Flexibilitätsmärkte und deren Interaktion mit nationalen Märkten.
2. Untersuchung der Rolle von Flexibilität in der **Langfristplanung** von Verteilnetzen.
3. Analyse international existierender und potenzieller **Kapazitätsmechanismen** und deren Auswirkungen.
4. Analyse des Designs von Verteilernetztarifen für Endverbraucher:innen

Methodische Vorgehensweise: Die Arbeit stützt sich auf internationale Wissenssammlung und den Austausch von Best-Practice-Beispielen in WG9 im Rahmen von Expert:innen-Workshops (Partnerländer u.a.: Großbritannien, Kanada, Korea, Schweiz, Spanien). Methoden umfassen Literaturrecherchen, die Auswertung von Forschungsergebnissen aus nationalen Projekten (z.B. INNOnet, ORANGE, DigIPlat), und die Erstellung von Fact Sheets.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen: Das Projekt lieferte eine detaillierte Klassifizierung von Flexibilitätskonzepten anhand von Merkmalen wie Preissetzung, Art der Flexibilität und Teilnahme. Die Analyse zeigte, dass Flexibilität Netzinvestitionen **reduzieren oder aufschieben**, aber sie nicht vollständig ersetzen kann. Internationale Beispiele (UKPN, NODES) belegen, dass explizite Flexibilitätsmärkte messbare Netzeinsparungen ermöglichen. Für die Netzplanung ergibt sich daraus eine zentrale Erkenntnis: Verteilnetzbetreiber müssen **den Wert von Flexibilität systematisch und transparent bewerten**. Nur wenn dieser Nutzen **klar quantifiziert und gegenüber Marktteilnehmern und anderen Stakeholdern kommuniziert wird**, entstehen verlässliche Anreize, lokale Flexibilität tatsächlich zu aktivieren und als Alternative zum klassischen Netzausbau einzusetzen.

Die Arbeit wird zur Entwicklung integrierter und interoperabler Flexibilitätsmärkte beitragen. AIT veröffentlicht Fact Sheets zur Berücksichtigung flexibler Ressourcen in der Langfristplanung, der Beschreibung und Einteilung von verschiedenen Flexibilitätsmechanismen, sowie von Kapazitätsmechanismen. Die gewonnenen Erkenntnisse dienen als direkter Input für die österreichische FTI-Politik und die Gestaltung der nächsten Generation von Energie- und Tarifmodellen.

2 Abstract

Motivation and Research Question: The growing electrification of heating and mobility (EVs, HPs) coupled with the rapid proliferation of decentralized generation (PV) poses significant challenges to Distribution System Operators (DSOs) because traditional grids were not designed for the increased and bidirectional power flows. Actively utilizing flexibility within the electricity supply system is essential to reduce the need for costly network extensions and ensure the integration of renewables. The core research question is how markets and mechanisms must be designed to effectively identify, procure, and integrate local flexibility into both operational and long-term network planning.

Initial Situation/Status Quo: Various mechanisms for flexibility provision are being explored globally, including variable and capacity-based tariffs (Belgium, Switzerland, Canada), Demand Response (DR) programs (Korea, Canada), Peer-to-Peer (P2P) trading (Netherlands), and flexible connection agreements (Germany, Austria). Within the European context, regulations (EU 2019/943[2], 2019/944[1]) explicitly mandate the adoption of market mechanisms for DSOs to procure flexibility services. Despite these developments, challenges remain regarding market liquidity for highly localized bottlenecks, and the lack of a consistent definition of flexibility as a tradable product.

Project Contents and Objectives: This project represents the Austrian contribution to the IEA ISGAN Working Group 9: Flexibility Markets (2024–2025). The AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) led, together with Switzerland, the international Task 1: Flexibility-aware long-term system planning. General Austrian objectives of the project were:

1. Further development of understanding of **local flexibility markets** and their interaction with national markets.
2. Investigation of the **role of flexibility in long-term planning** of distribution networks.
3. Analysis of existing and **potential international capacity mechanisms** and their impacts.
4. Analysis of the **design of distribution network tariffs** for end users.

Methodical Procedure: The work relies on international knowledge gathering and the exchange of best-practice examples within WG9 in the context of expert workshops (partner countries include UK, Canada, Korea, Switzerland, Spain). Methods include literature reviews, evaluation of results from national projects (e.g., INNOnet, ORANGE, DiglPlat), and the creation of Fact Sheets.

Results and Conclusions: The project provided a detailed classification of flexibility concepts based on characteristics like pricing (Price input option vs. Price given), type of flexibility (Explicit vs. Implicit), and participation (Voluntary vs. Involuntary). Analysis showed that flexibility can **reduce or defer** network investments, but it cannot fully replace them. International examples (UKPN[9,10], NODES[12]) confirm that explicit flexibility markets enable measurable network savings. The most crucial conclusion for network planning is that DSOs must **transparently estimate the value of flexibility** and communicate this to stakeholders to incentivize the activation of local flexibility.

The work is expected to contribute to the development of integrated and interoperable flexibility markets. AIT publishes Fact Sheets on the consideration of flexible resources in long-term planning, the description and classification of various flexibility mechanisms, and capacity mechanisms. The gained knowledge serves as direct input for Austrian FTI policy and the design of the next generation of energy and tariff models.

3 Ausgangslage

Beschreibung der Ausgangssituation, Motivation und Projektziele

Die fortschreitende Elektrifizierung des Energiebedarfs und die zunehmende Dezentralisierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen gehören zu den zentralen Treibern der Energiewende. Gleichzeitig stellen sie die herkömmlichen Ansätze der Energieversorgungsunternehmen zur langfristigen Planung von Verteilernetzen grundlegend infrage. Während früher davon ausgegangen werden konnte, dass der Strombedarf – etwa durch Bevölkerungswachstum, Urbanisierung und wirtschaftliche Entwicklung – relativ verlässlich prognostizierbar ist und die Netze entsprechend auf die erwarteten Lastspitzen ausgelegt werden können, ist diese Planungslogik heute deutlich komplexer geworden.

Neue Technologien wie Photovoltaikanlagen auf Hausdächern, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher, die häufig gemeinsam mit PV-Anlagen installiert werden, finden immer schneller ihren Weg in Mittel- und Niederspannungsnetze. Dieses Wachstum verläuft nicht nur dynamisch, sondern oft auch unvorhersehbar. Für die Netzbetreiber bedeutet das eine große Herausforderung, denn der Ausbau und Betrieb der Netze können mit dieser Entwicklung nicht immer Schritt halten – insbesondere dann, wenn die neuen Anlagen außerhalb ihres direkten Einflussbereichs liegen oder die notwendigen Informationen über den Netzzustand fehlen. Bei schnellem und schwer vorherbarem Wachstum kann die Belastungsgrenzen der Netze überschritten werden und zu Netzverletzungen führen, wie etwa zur thermischen Überlastung von Kabeln und Transformatoren oder zu Über- bzw. Unterspannungen, insbesondere in Niederspannungsnetzen.

Grundsätzlich bieten diese Technologien großes Potenzial für eine netzdienliche Einbindung. Ohne geeignete Steuerungs- und Managementkonzepte können sie jedoch auch zu Problemen führen. Steuerbare Verbraucher – allen voran Elektrofahrzeuge – werden außerdem zunehmend auf zeitvariable Stromtarife reagieren. Was aus Sicht der einzelnen Kundinnen und Kunden sinnvoll ist, kann auf Netzebene neue Lastspitzen erzeugen: Wenn viele Verbraucher gleichzeitig in günstigen Zeitfenstern Strom beziehen kann es zu einer potentiell unerwünschten Synchronisation der Lasten kommen. Für Verteilnetzbetreiber besteht daher die zentrale Aufgabe darin, diese neuen Technologien realistisch abzubilden und sinnvoll in ihre Planungsprozesse zu integrieren.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen und kostspielige sowie umfangreiche Netzausbauten partiell verzögern zu können, müssen DSOs innovative Lösungen einsetzen, die flexible Ressourcen aktiv integrieren. Die zentrale Motivation der IEA ISGAN

Arbeitsgruppe 9 (WG 9) besteht darin, das Verständnis der Marktmechanismen zu verbessern, die erforderlich sind, um Flexibilitäten im Stromsystem zu nutzen. Dies ist ein wesentlicher Schritt auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Energiesystem und zu einer besseren Integration von Demand-Side-Management.

Das übergeordnete Ziel der gesamten WG 9 ist es, den Austausch von Wissen und bewährten Verfahren zwischen den teilnehmenden Ländern zu fördern, um Entscheidungsträger in die Lage zu versetzen, optimale Marktdesigns umzusetzen

State of the Art

Die heutigen **Grundsätze der Netzplanung** orientieren sich stark an Erfahrungswerten zu Last- und Erzeugungsverhältnissen, mit dem Ziel der Einhaltung von Spannungsbändern in Mittel- und Niederspannungsnetzen sowie an bewährten Entscheidungen über Leiterquerschnitte, Kabeltypen oder etwa dem Verhältnis von Freileitungen zu Erdkabeln. Darüber hinaus beeinflusst auch die gewählte Betriebsweise des Mittelspannungsnetzes die Planung – etwa die Anforderung, dass das Netz selbst beim Ausfall einer einzelnen Komponente weiterhin zuverlässig funktionieren muss (n-1 Betrieb).

Um Netzentwicklungspläne zu erstellen, beginnen größere Verteilnetzbetreiber in Europa in der Regel mit Lastflussberechnungen, in denen sowohl der aktuelle Netzzustand als auch mögliche zukünftige Last- und Erzeugungsszenarien abgebildet werden. Für kleinere Netzbetreiber ist dieses Vorgehen jedoch oft nur eingeschränkt umsetzbar. Ihnen fehlen nicht selten belastbare historische Daten, präzise Netzmodelle oder ausreichende Beobachtbarkeit zum tatsächlichen Zustand ihrer Netze, was detaillierte Simulationen deutlich erschwert.

Gleichzeitig liegt gerade in den neuen, dezentralen Technologien ein großes Potenzial für eine netzverträgliche Weiterentwicklung. Wenn sie steuerbar sind, können sie dem Netz eine erhebliche Flexibilität zur Verfügung stellen. Dabei geht es nicht nur darum, den Zeitpunkt von Stromverbrauch oder -einspeisung zu verschieben. Auch die Möglichkeit, Blindleistung bereitzustellen oder aufzunehmen, spielt eine wichtige Rolle und wird häufig unterschätzt, obwohl sie entscheidend dazu beitragen kann, Spannungen und Ströme im Netz zu stabilisieren.

Für die Verteilnetzbetreiber ergibt sich daraus sowohl eine Herausforderung als auch eine Chance. Wenn es gelingt, das Flexibilitätpotenzial dezentraler Technologien realistisch und praxisnah in die Netzplanung einzubinden, können Planungsprozesse entstehen, die nicht nur den heutigen Anforderungen gerecht werden, sondern auch langfristig tragfähig und zukunftssicher sind. Vor diesem Hintergrund zeigt sich international ein klarer Trend hin zu adaptiveren und nachhaltigeren Energiesystemen, in denen Endnutzer:innen eine aktive Rolle einnehmen. Entsprechend haben sich in den letzten Jahren unterschiedliche

Flexibilitätskonzepte herausgebildet, die sich sowohl in ihrem grundlegenden Ansatz als auch in ihrem Reifegrad deutlich unterscheiden:

- **Flexibilitätsmärkte für VNBs:**
Hierbei handelt es sich um offene Marktmechanismen, welche darauf abzielen Flexibilität beschaffen, um lokal spezifische Netzengpässe oder Spannungsprobleme zu lösen. Beispiele sind UK Power Networks (UKPN) sowie die Plattform NODES (Norwegen, Flandern).
- **Variable Tarife:** Mechanismen wie leistungsabhängige Tarife (Flandern, Belgien[6]) oder nutzungsabhängige variable Tarife (Kanada[7][8], Spanien[4][5]) sollen Kunden implizit dazu anreizen, Leistungsspitzen bei Entnahme oder Einspeisung zu reduzieren bzw. zu verschieben. Schlecht gestaltete Tarife können jedoch unbeabsichtigt zu einer Synchronisation der Nachfrage führen und dadurch neue Lastspitzen verursachen. Österreich untersucht derzeit flexible Netztarife im Rahmen regulatorischer Sandboxes (z. B. InnoNet).
- **Demand Response (DR) Programme:** Diese binden Nutzer explizit ein, indem sie ihren Energieverbrauch auf Grundlage von Netzsignalen anpassen und so die Netzstabilität erhöhen. In der Republik Korea motiviert das Plus-DR-Programm Verbraucher (z. B. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Energiespeicher), den Stromverbrauch bei einem Überschuss erneuerbarer Erzeugung zu erhöhen, um Abregelungen zu reduzieren [22]
- **Flexible Netzanschlussvereinbarungen:** Diese ermöglichen es Netzbetreibern, die Anschlussleistung von Anlagen bei Netzengpässen temporär zu begrenzen. Im Gegenzug erhalten Anlagenbetreiber einen schnelleren und kostengünstigeren Netzzugang.
- **P2P Trading und Energiegemeinschaften:** Diese dezentralen Modelle befähigen lokale Gruppen und Einzelpersonen, Energie eigenständig zu erzeugen, zu verbrauchen und zu teilen. Energiegemeinschaften, die auf Grundlage von EU-Richtlinien [18][19] gegründet wurden, zielen darauf ab, Überschussstrom mit anderen Teilnehmer:innen der Energiegemeinschaft zu teilen, was durch die Optimierung flexibler Anlagen verstärkt werden kann.

Während EU-Regulierungen VNBs verpflichten, Flexibilität zu berücksichtigen, verfolgen Nicht-EU-Länder wie die Schweiz Prinzipien wie das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Ausbau [20][21]). Dieses empfiehlt, Optimierungsmaßnahmen vor Netzverstärkungen zu priorisieren, ist jedoch keine gesetzliche Verpflichtung. Studien, unter anderem aus Österreich, der Schweiz und Spanien, zeigen, dass Flexibilität Netzinvestitionen aufschieben kann, den grundsätzlichen Bedarf an klassischen Netzausbaumaßnahmen jedoch nicht vollständig ersetzt.

Neben den technischen und planerischen Herausforderungen auf der Netzebene spielt auch das Marktumfeld eine zunehmend zentrale Rolle für die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems. In den vergangenen Jahren war der Strommarkt von starken Preisschwankungen und wiederholten politischen Eingriffen geprägt – etwa durch Übergewinnsteuern in Ländern wie Österreich, Deutschland, Italien und Spanien oder durch die Einführung von Strompreisobergrenzen. Solche Maßnahmen können zwar kurzfristig stabilisierend wirken, haben jedoch zugleich Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Neben dem Bedarf an Flexibilität steigt somit auch die Nachfrage nach ergänzenden Erzeugungstechnologien und Speicherkapazitäten. Vor diesem Hintergrund wächst die Sorge, dass der bestehende Energy-Only-Markt – bei gleichzeitig ambitioniertem Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele – künftig nicht ausreichend Anreize für notwendige Neuinvestitionen bieten könnte. Entsprechend rücken **Kapazitätsmechanismen** zunehmend in den Fokus der energiepolitischen Diskussion.

4 Projekthalt

Überblick über die IEA Task

Dieses Projekt betrifft die **österreichische Beteiligung an der Arbeitsgruppe 9 (WG 9): „Flexibility markets“, des International Smart Grid Action Network (ISGAN)**. ISGAN ist ein Technologiekooperationsprogramm (Technology Cooperation Programme, TCP) der Internationalen Energieagentur (IEA) sowie eine Initiative des Clean Energy Ministerial (CEM). Die WG 9 wurde im Jahr 2021 gegründet und konzentriert sich auf die Gestaltung von Marktdesigns sowie auf die Nutzung von Flexibilitäten [13].

Die Arbeiten der Working Group 9 (WG 9) erfolgen in Zusammenarbeit mit zahlreichen Ländern, darunter Belgien, Indien, Japan, Kanada, die Republik Korea, Norwegen, Spanien, Schweden, die Schweiz und das Vereinigte Königreich. Die inhaltliche Arbeit ist in mehrere Themenbereiche gegliedert, die jeweils von einem oder mehreren der teilnehmenden Länder koordiniert werden. Im Zuge der jährlichen Überarbeitungen des Program of Work (PoW) werden die Tasks jeweils etwas angepasst und stellten sich in der letzten Arbeitsperiode in der nachfolgenden Ausgestaltung dar:

- **Task 1: Flexibility aware long-term system planning (Lead: AT):** (Lead: Austria, Co-Lead: Switzerland). Dieser Task befasst sich mit der systematischen Integration von Flexibilität in Planungsprozesse von Verteilernetzen, einschließlich der Rolle von Flexibilitätskonzepten von Endkund:innen. Außerdem werden alternativ auch zentrale und dezentrale Kapazitätsmechanismen beleuchtet.
- **Task 2: Price Signals and Tariffs for Consumer Flexibility (Lead: Ireland):** Im Mittelpunkt dieses Tasks steht die Ausgestaltung von Preissignalen und Tarifmodellen, die Anreize für eine flexible Stromnachfrage auf Endkundenseite schaffen sollen.
- **Task 3: Mechanisms for DSO remuneration with consideration of flexibility solutions (Lead: Spain)** Dieser Task untersucht Vergütungsmechanismen für Verteilnetzbetreiber, die die Nutzung von Flexibilitätslösungen angemessen berücksichtigen.
- **Task 4: Flexibility Market Definition (Lead: UK):** Ziel dieses Tasks ist die Definition und Abgrenzung von Flexibilitätsmärkten.

Ziele und Aufgaben des österreichischen Teilprojekts:

Das AIT Austrian Institute of Technology GmbH (AIT) nimmt innerhalb von ISGAN eine zentrale Rolle ein. Es übernahm bis Juni 2025 die Funktion des ISGAN Operating Agent, ist als stellvertretender Vertreter Österreichs im ExCo tätig und beteiligt sich aktiv an mehreren

Arbeitsgruppen. Innerhalb der Working Group 9 (WG 9) übernimmt AIT die federführende Rolle im Task 1: Flexibility aware long-term system planning (Lead: AT):

- Leitung und Koordination der Aktivitäten im Themenbereich Task 1, einschließlich der Erstellung und Veröffentlichung von Fact Sheets.
- Bewertung der Rolle von Flexibilität in der langfristigen Planung von Verteilnetzen.
- Vertiefung des Verständnisses über das Zusammenspiel unterschiedlicher Flexibilitätsmärkte, insbesondere Redispatch-, Regelreserve-, Ausgleichsenergie- und Spotmärkte.
- Analyse der Ausgestaltung und der Auswirkungen flexibler Netztarife.
- Analyse bestehender sowie potenzieller Kapazitätsmechanismen.

Tabelle 1: Spezifische Subtasks und AIT Beiträge (Subtasknummerierung bezieht sich auf PoW 2024–2025):

Subtask	Lead	AIT Contribution Focus
Task 1.1 Long-term distribution network planning	Austria (AIT)	Vergleich und Aufarbeitung von Forschungsergebnissen und internationalen Erfahrungen zur langfristigen Netzausbauplanung unter Berücksichtigung flexibler Verbraucher (z. B. Projekt 567). Erstellung eines Fact Sheets.
Task 1.2 Overview of local flexibility market concepts	Austria (AIT)	Leitung der Arbeiten in diesem Subtask. Klassifizierung von Flexibilitätsmechanismen sowie Erstellung eines Fact Sheets unter breiter internationaler Beteiligung.
Task 1.3: Capacity Mechanisms and their Ramifications	Austria (AIT)	Analyse international bestehender und potenzieller Kapazitätsmechanismen (z. B. zentrale und dezentrale Märkte) sowie deren Umsetzungskonzepte. Erstellung eines Fact Sheets.
Task 2: Flexible Tariffs	Irland	Einbringung von Erkenntnissen der Auswirkungen unterschiedlicher Tarifdesigns auf das Verbrauchsverhalten, aus den österreichischen Projekten ORANGE und INNOnet.
Task 3: Mechanisms for DSO remuneration with	Spain	Ein umfangreicher Fragebogen zu „DSO Remuneration Schemes“ wurde von Spanien versendet und von

consideration of flexibility solutions		Österreich bearbeitet. Die Erkenntnisse fließen in einen Bericht ein.
Weitere Task Beiträge	Canada/ UK	Beiträge zu Methoden zur Quantifizierung von Flexibilitätspotenzialen (Task 1 im PoW 2023–2024) sowie Ergebnisse zur Koordination und Standardisierung von Flexibilitätsmärkten (Task 2 im PoW 2023–2024). Österreich lieferte Input zu einer von Italien im Rahmen der Zusammenarbeit mit der Working Group 3 durchgeführten Umfrage zu Flexibility Mechanisms, inklusive eines abschließenden Reviews des Berichts und beteiligte sich an thematisch passenden Webinaren, darunter Lighthouse Knowledge Exchange Seminare und PoW Scoping Workshops.

Methodik und verwendete Daten

Die Arbeiten basieren in erster Linie auf Wissensaustausch und vergleichender Analyse.

1. **Datenerhebung:** Die Informationen werden durch einen kontinuierlichen Experten-austausch innerhalb der WG 9, durch Literaturrecherchen sowie durch die Auswertung der Ergebnisse verschiedener von den Partnern durchgeführter Forschungsprojekte gewonnen.
2. **Synthese und Vergleich:** Mitarbeiter:innen des AIT (u. a. Regina Hemm, Sarah Fanta, Barbara Herndler, Mihai Calin) nutzen ihre Expertise in den behandelten Themenbereichen, um Flexibilitätskonzepte sowie Ansätze der langfristigen Netzplanung, sowie Kapazitätsmechanismen, auf Basis der Beiträge der Partnerländer zusammenzufassen und vergleichend zu analysieren.
3. **Einbindung nationaler Projekte:** Ergebnisse und Methoden aus österreichischen FTI-Projekten werden aktiv in die internationalen Arbeiten eingebracht und im internationalen Kontext diskutiert. Relevante Projekte sind unter anderem:
 - **Project567 [24]:** Entwicklung einer Methode zur quantitativen Erhebung des zukünftigen mittel- und langfristigen Netzausbaubedarfs in Verteilnetzen sowie zur Analyse der Wirksamkeit verschiedener Verstärkungsmaßnahmen (Leitungen, Leistungsregelung, Transformation u. a.) in Mittel- und Niederspannungsnetzen.

- **Interflex [25]:** Europäisches Demonstrationsprojekt zur Erprobung innovativer Flexibilitätslösungen in Verteilnetzen, mit Fokus auf der aktiven Einbindung von Endnutzer:innen, Speichern und dezentraler Erzeugung.
 - **Clean energy for tourism (CE4T) [26]:** Ein österreichisches Leuchtturm-Projekt im Rahmen der NEFI-Modellregion zur Entwicklung und Anwendung von Optimierungsalgorithmen, IKT-Rahmen und Energiemonitoring zur Maximierung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien sowie zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen im stark energieintensiven Wintertourismus
 - **Flex+ [27]:** Österreichisches Forschungsprojekt zur Entwicklung und Erprobung von Konzepten und Algorithmen für die Nutzung von Flexibilitäten steuerbarer Prosumer-Komponenten (z. B. Wärmepumpen, Boiler, PV-Speicher, E-Mobilität) zur Bereitstellung systemdienlicher Leistungen (u. a. auf Spot- und Regelenenergiemärkten) sowie zur Schaffung geeigneter Vergütungs- und Tarifmodelle.
 - **Industry4Redispatch[17]:** Bereitstellung von Flexibilitätspotenzialen aus industriellen Prozessen, indem technische, organisatorische und wirtschaftliche Voraussetzungen zur Einbindung von Industrie- und Gewerbetunden in automatisierte Redispatch-Abläufe entwickelt wurden. Demonstrationen an realen Standorten wurden durchgeführt, und ein Leitfaden zur Transformation industrieller Energiesysteme erarbeitet.
 - **DigiPlat[15]:** Entwicklung digitaler Lösungen, die Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen über nationale und Plattformgrenzen hinweg ermöglichen sollen, sowie Untersuchung möglicher Wechselwirkungen zwischen Regelreserve- und Redispatch-Märkten.
 - **TekaVe [28]:** Ein Forschungsprojekt zu technologieneutralen Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft.
 - **ORANGE and INNOnet[16]:** Bereitstellung von Daten und Modellen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Tarifstrukturen sowie zur Nutzung von Flexibilität in Energiegemeinschaften.
4. **Koordination zwischen TCPs:** Die Koordination stellt sicher, dass die Arbeiten der WG9 mit verwandten Arbeitsgruppen abgestimmt sind, insbesondere mit WG6 (TSO-DSO interaction), WG3 (Cost-benefit analysis and toolkits) und WG7 (Regulatory Sandboxes, incentive systems). Der UsersTCP liefert wesentliche Beiträge zu Endkund:innenakzeptanz und Nutzer:innenperspektiven in der Marktentwicklung, auch eine informelle Abstimmung mit dem Heat Pump TCP fand statt.

5 Ergebnisse

Projektergebnisse, Innovationen und Highlights

Im Projekt wurde eine Strukturierung und Klassifizierung für die zunehmende Vielfalt an Flexibilitätsmechanismen entwickelt, mit dem Ziel deren Eignung zur Bewältigung lokaler Netzherausforderungen und Integration der gewonnenen Erkenntnisse in geeignete Planungsmethoden zu ermöglichen.

1. Integration in die Verteilernetzplanung:

Die Forschung zeigt, dass Verteilnetzbetreiber vor erheblichen Herausforderungen stehen, verteilte Technologien wie Photovoltaik, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen adäquat in die Netzplanung zu integrieren. Die verfügbaren Netzkapazitäten unterscheiden sich dabei deutlich: Während einige Netze bis 2050 ausreichend dimensioniert sind, stoßen andere bereits heute an ihre Grenzen. Der zukünftige Netzinvestitionsbedarf wird maßgeblich durch **zeitliche und räumliche Faktoren, Ausbauziele für erneuerbare Energien, Elektrifizierungsstrategien sowie den Zustand und die Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur** bestimmt.

Internationale Studien zeigen, dass neben Lastspitzen zunehmend **Einspeisespitzen aus Photovoltaik** zu einem zentralen Treiber für Netzausbaumaßnahmen werden. Für Österreich weisen Analysen darauf hin, dass PV-Anlagen vor allem auf Mittelspannungsebene, während private Elektrofahrzeuge primär auf Niederspannungsebene den Ausbaubedarf beeinflussen. Die Berücksichtigung von **Synergieeffekten zwischen neuen Technologien** ist daher von zentraler Bedeutung.

Studien aus Österreich, der Schweiz und Spanien bestätigen dabei folgende zentrale Erkenntnisse:

- **Zeitliche Verzögerung statt Ersatz:** Flexibilität kann Investitionen in Netzkomponenten wie Kabel und Transformatoren reduzieren und deren Umsetzung zeitlich verschieben. Sie ersetzt jedoch nicht den grundsätzlichen Bedarf an klassischen Netzausbaumaßnahmen. Da Netzausbau häufig durch begrenzte personelle Ressourcen, lange Genehmigungsverfahren und regulatorische Rahmenbedingungen eingeschränkt ist, kann Flexibilität trotz nicht immer optimaler Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle für die praktische Umsetzbarkeit spielen.

- **Kosten-Effizienz:** Batteriespeicher in Versorgungsgröße (BESS) sind zur Verzögerung von Netzausbauten nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn sie zusätzliche Systemnutzen erbringen (z. B. durch die Kombination mehrerer Netzdienstleistungen) oder wenn Flexibilität über Drittanbieter-BESS bezogen wird.
- **Kosten-Nutzen-Transparenz:** Für eine effektive Nutzung lokaler Flexibilität ist es erforderlich, dass Verteilnetzbetreiber den wirtschaftlichen Wert der Flexibilitätsaktivierung klar bewerten können, orientiert an den vermiedenen oder aufgeschobenen Kosten eines klassischen Netzausbaus.
- Regionale Unterschiede, etwa zwischen urbanen und ländlichen Gebieten, erfordern eine verbesserte **Netzbeobachtbarkeit** sowie gezielte Maßnahmen zur effizienteren Nutzung bestehender Netzinfrastruktur. Dazu zählen u. a. eine höhere durchschnittliche Auslastung von Kabeln und Transformatoren in Niederspannungsnetzen sowie eine zeitlich begrenzte Vollausslastung einzelner Betriebsmittel.

2. Klassifizierung von Flexibilitätskonzepten (Innovation): Die Arbeiten ordnen Flexibilitätskonzepte – von tarifbasierten Ansätzen bis hin zu expliziten Märkten – nach vier wesentlichen Merkmalen ein:

Tabelle 2: Klassifizierung von Flexibilitätskonzepten (Innovation)

Feature	Beschreibung	Beispiele
Preisoption oder festgelegter Preis	Gibt es für die Teilnehmenden die Möglichkeit, den Preis selbst festzulegen (Gebot), oder muss ein fester/vordefinierter Preis akzeptiert werden?	Märkte (P2P, VNB Flex-Markt) erlauben eine Preisoption; Tarife und DR-Programme haben in der Regel feste Preise.
Explizite oder implizite Flexibilität	Wird Flexibilität als konkretes Produkt (Menge/Preis) definiert oder indirekt über Anreize/Signale ausgelöst?	VNB Flex-Märkte handeln mit expliziten Produkten; Tarife und Energiegemeinschaften erzeugen meist implizite Reaktionen.
Entscheidung über Handelsvolumen	Kann die angebotene Flexibilitäts- bzw. Energiemenge frei festgelegt werden oder ist diese durch vorgegebene	In Energiegemeinschaften wird überschüssige Energie automatisch gemäß einem festen Verteilungsschlüssel auf andere Haushalte verteilt, sodass für jeden Zeitpunkt die Menge automatisch

	Rahmenbedingungen bestimmt?	durch den Überschuss und Verbrauch definiert ist.
Optionale oder verpflichtende Teilnahme	Ist die Teilnahme freiwillig oder unter bestimmten Bedingungen automatisch vorgeschrieben?	Märkte sind in der Regel freiwillig; variable Netztarife sind häufig verpflichtend.
Lokaler oder nationaler Fokus	Richtet sich das Konzept auf lokale Netzbedarfe (vom VNB beschafft) oder auf systemweite Mechanismen, die auch lokale Probleme adressieren?	VNB Flex-Märkte sind lokal; variable Netztarife gelten oft flächendeckend und können trotzdem das Ziel haben, lokale Probleme zu lösen.

3. Erfolgreiche Flexibilitätsmärkte in Partnerländern und erreichte Netzeinsparungen:

- **DSO-Flexibilitätsmarkt von UKPN:**

Die Beschaffung begann 2017, und bis 2023 wurden über 1 GW Vertragsvolumen erreicht. UK Power Networks berichtete, dass die Flexibilitätsdienstleistungen bis April 2023 Einsparungen in Höhe von 205 Millionen Pfund durch effizientere Nutzung der Verteilnetzkapazität ermöglichten.

- **NODES (Norwegen):**

Diese Plattform wird von DSOs genutzt, um Flexibilitätsdienste zur Entlastung von Netzengpässen zu beschaffen. Besonders hervorzuheben ist die niedrige Mindestbeteiligung von 1 kW, die die Teilnahme kleiner, dezentraler Anlagen erleichtert.

Internationale Erkenntnisse für die österreichische FTI-Politik

Der internationale Austausch lieferte wichtige Erkenntnisse für die österreichische Forschungs-, Technologie- und Innovationspolitik:

- **Gezielte Ansprache von Netzherausforderungen:** Österreichische Studien zeigen, dass der Haupttreiber für Netzausbaubedarf in Mittelspannungsnetzen die Integration von Photovoltaik ist, während im Niederspannungsnetz private Elektrofahrzeuge die entscheidende Rolle spielen. Internationale Beispiele, wie das Plus-DR-Programm in Korea, zeigen, wie gezielte Flexibilität genutzt werden kann, um Abregelungen erneuerbarer Energie zu reduzieren und Einspeisespitzen abzufedern.
- **Anregungen für Marktdesign:** Erkenntnisse zu Liquiditätsproblemen und dem Erfolg von Märkten mit niedrigen Einstiegshürden (z. B. NODES, 1 kW Mindestgröße) liefern wertvolle Hinweise für die Gestaltung nationaler Marktmodelle.

- **Validierung von Tarifmodellen:** Die internationale Analyse flexibler Tarife, wie etwa leistungsabhängiger Tarife in Belgien, bestätigt die derzeitige österreichische Forschungsrichtung (Projekt INNOnet), die darauf abzielt, Tarifstrukturen zu entwickeln, die netzfreundliche Lastverschiebungen fördern.
- **Kapazitätsmechanismen:** Da die langfristige Netzplanung eng mit Kapazitätsmechanismen verknüpft ist, liefert der vergleichende Blick auf bestehende und potenzielle Mechanismen in anderen Ländern (z. B. strategische Reserven, Kapazitätsmärkte) das notwendige Fundament für politische Diskussionen in Österreich.

Übersicht der Veröffentlichungen

Das WG-9-Projekt leistete einen Beitrag zu einer Reihe von Publikationen und Informationsblättern, die darauf abzielen, Fachwissen sowohl der Öffentlichkeit als auch Fachkreisen zugänglich zu machen.

Tabelle 3: Überblick über relevante Publikationen

Typ	Titel und Synopsis	Quelle / Status
Fact Sheet / Broschüre (Lead: AT)	Concepts of flexibility provision by local resources	Wird in Kürze hier publiziert: https://iea-isan.org/publications/
Fact Sheet / Broschüre (Lead: AT)	Integrating Flexible Resources into Distribution Network Planning	https://iea-isan.org/integrating-flexible-resources-into-distribution-network-planning/
Fact Sheet / Broschüre (Lead: AT)	Capacity Mechanisms	Wird in Kürze hier publiziert: https://iea-isan.org/publications/
Case Studies (Lead: UK)	Case Studies of Data and Digitalisation as an enabler for energy flexibility	https://iea-isan.org/case-studies-of-data-and-digitalisation-as-an-enabler-for-energy-flexibility/
Bericht (Lead: Italien, österreichischer Beitrag im Rahmen der WG3)	Survey on Flexibility Market Implementation and Development	https://iea-isan.org/survey-on-flexibility-market-implementation-and-development/
Weiterführende Lektüre zur Flexibilitätspotentialquantifizierung in Kooperation mit dem UsersTCP	Evaluating Electric Vehicle and Heat Pump Flexibility Potential: Linking Technology, Economics, Regulation, Behaviour and Policy	https://userstcp.org/wp-content/uploads/2025/10/20251029_FINAL-REPORT-FLEX-POTENTIAL-KLDOI.pdf

6 Vernetzung und Ergebnistransfer

Die Projektaktivitäten zielten darauf ab, Wissen an mehrere zentrale Zielgruppen im Energiesektor zu vermitteln:

- **Netzbetreiber und Energieversorger:**
Sie spielen eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung neuer Flexibilitätsdienstleistungen und Marktdesigns.
- **Energieintensive Industrieunternehmen:**
Diese Akteure stellen potenzielle Anbieter von Flexibilität dar, beispielsweise im Rahmen von Redispatch-Konzepten.
- **Politische Entscheidungsträger und relevante Institutionen (BMK, E-Control):**
Sie benötigen belastbare Evidenz und internationale Best Practices zur Ausgestaltung der FTI-Politik sowie regulatorischer Rahmenbedingungen.
- **Nationale und internationale Forschungsgemeinschaft:**
Forschende profitieren vom Austausch zu Methoden, Daten und Erfahrungen mit neuen Technologien und Marktansätzen.

Die Einbindung der Zielgruppen erfolgte primär über die aktive Mitarbeit von AIT-Expert:innen im Projektteam, die gleichzeitig in hochrelevanten nationalen Forschungsprojekten tätig sind (z. B. Regina Hemm und Sarah Fanta im Bereich der Flexibilitätsmärkte, Langfristplanung und Kapazitätsmärkte, Tara Esterl mit Fokus auf Marktanalysen und Koordination mit dem UsersTCP). Nationale Projekte fungierten dabei als Testfelder, in denen internationale Erkenntnisse direkt in lokale Lösungen rückgespielt wurden.

Kommunikation und Dissemination

Die Kommunikations- und Disseminationsaktivitäten waren sowohl international als auch national ausgerichtet.

- **Internationale Dissemination:**
Diese umfasste regelmäßige Fortschrittsberichte und Präsentationen im Rahmen von IEA- und CEM-Ministertreffen, die monatliche Teilnahme an Working-Group- und Inter-WG-Calls sowie die gemeinsame Erstellung von Berichten, Fact Sheets und Workshops.
- **Nationale Dissemination:**
Die Ergebnisse wurden über die IEA-Vernetzungsplattform, Fachpublikationen sowie durch Beiträge zu Veranstaltungen an internationale sowie österreichische Sta-

keholder kommuniziert. Eine enge Abstimmung mit der österreichischen Vertretung im ISGAN ExCo (BMK-Delegation und AIT-Vertretung) stellte einen raschen und zielgerichteten Wissenstransfer sicher.

Relevanz und Nutzung der Projektergebnisse

Die zentrale Relevanz des Projekts liegt in der Einordnung und Validierung österreichischer Lösungsansätze im internationalen Vergleich sowie darin, zukünftige Forschungs- und Regulierungsmaßnahmen an globalen Best Practices auszurichten.

Nationale Nutzung (Österreich):

Die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse – insbesondere zu Marktdesign, flexiblen Tarifen und Kapazitätsmechanismen – ermöglichen es dem AIT, fundierte Beiträge zur Weiterentwicklung von Flexibilitätsmärkten in Österreich zu leisten. Der Wissenstransfer unterstützt dabei insbesondere:

- **FTI-Politik:** Ableitung von Empfehlungen für die nationale Forschungs-, Technologie- und Innovationspolitik.
- **Regulatorische Ausgestaltung:** Internationale Erfahrungen aus regulatorischen Sandboxes und Marktumsetzungen liefern wertvolle Impulse für Institutionen wie E-Control.
- **Wettbewerbsvorteil:** Das etablierte internationale Netzwerk und die gewonnene Expertise stärken die Position des AIT als zentralen Akteur in der Flexibilitätsforschung für den österreichischen Energiesektor (Netzbetreiber, Energieversorger).
- **Know-how-Aufbau:** Der gezielte Kompetenzaufbau zu Flexibilitätsmärkten und -mechanismen, Langfristplanung und Kapazitätsmärkten – einem zentralen Thema für zukünftige Systemsicherheit und Investitionsanreize – stellt einen besonderen Mehrwert für österreichische Stakeholder dar.

7 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Zentrale Erkenntnisse (Key Takeaways)

1. Vielfalt und Definition:

Flexibilitätslösungen sind äußerst vielfältig und reichen von offenen Marktmechanismen (z. B. in UK) bis hin zu regulatorischen Instrumenten wie Tarifen (z. B. in Belgien). Eine wesentliche Herausforderung bleibt die Definition von Flexibilität als konkretes, handelbares Produkt.

2. Liquidität und Lokalisierung:

Obwohl marktbasierte Ansätze regulatorisch bevorzugt werden, stoßen sie aufgrund der stark lokalen Natur vieler Netzprobleme häufig an ihre Grenzen. Die geringe Zahl potenzieller Anbieter führt in vielen Fällen zu eingeschränkter Marktliquidität.

3. Flexibilität in der Planung:

Flexibilität ist ein wichtiges Instrument zur Bewältigung von Unsicherheiten und zur zeitlichen Verschiebung von Netzausbaumaßnahmen, insbesondere unter praktischen Restriktionen wie Ressourcenverfügbarkeit oder regulatorischen Vorgaben. Sie stellt jedoch keinen vollständigen Ersatz für physische Infrastruktur dar. Ihre Wirksamkeit hängt maßgeblich vom Standort und von der jeweiligen Netzstruktur ab.

Folgeprojekte und Ausblick

Die Ergebnisse dieser Arbeiten fließen unmittelbar in laufende und zukünftige österreichische FTI-Projekte ein und beeinflussen deren strategische Ausrichtung.

- Langfristig ist eine internationale Entwicklung hin zu stärker integrierten und interoperablen Flexibilitätsmärkten zu erwarten, unterstützt durch regulatorische Rahmenbedingungen, die Transparenz, Skalierbarkeit und lokale Koordination fördern.
- AIT wird sein internationales Netzwerk weiterhin gezielt nutzen, um externe Expert:innenperspektiven – etwa aus dem UsersTCP zur Kundenakzeptanz – einzubinden und sicherzustellen, dass Flexibilitätsmärkte sozial verträglich und wirtschaftlich tragfähig gestaltet werden.

- Die Erkenntnisse zu flexiblen Netztarifen und Flexibilitätsmärkten werden direkt in nationalen Projekten umgesetzt, die sich auf netzfreundliche Flexibilitätsnutzung und lastabhängige Tarifmodelle konzentriert.

Darüber hinaus wird weiterhin eine Koordination mit anderen TCPs fortgeführt:

- **TSO-DSO-Interaktion (ISGAN WG 6):**
Der kontinuierliche Austausch mit WG 6 (Power Systems) zu systemischen Fragestellungen und zur Berechnung von Verteilnetzkapazitäten ist zentral für die Umsetzung von Flexibilitätsmärkten.
- **Cost-benefit Analyse (ISGAN WG 3):** Die transparente Bewertung von Flexibilität ist höchst relevant für die Akquise von Flexibilitätsanbietern.
- **Regulatorische Rahmenbedingungen (ISGAN WG 7):**
Die Zusammenarbeit mit WG 7 (Smart Grid Transition), insbesondere zu regulatorischen Sandboxes, Transformationsprozessen und der Gestaltung von Anreizsystemen unter Berücksichtigung sozialwissenschaftlicher Aspekte bleibt relevant.
- **Endkund:innenakzeptanz (UsersTCP):**
Die Kooperation mit dem UsersTCP ist wesentlich, um sicherzustellen, dass Akzeptanz und Beteiligung von Endkund:innen – als entscheidender Faktor für das realisierbare Flexibilitätspotenzial – systematisch berücksichtigt werden.

Empfehlungen für die österreichische FTI-Politik

Auf Basis der Synthese internationaler Best Practices und operativer Herausforderungen ergeben sich folgende Empfehlungen für die österreichische FTI-Politik:

1. **Verpflichtende transparente Wertermittlung:**
Es sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Verteilnetzbetreiber verpflichten, den monetären Wert einer Einheit lokaler Flexibilität transparent zu ermitteln. Diese Bewertung – basierend auf den Kosten eines aufgeschobenen Netzausbaus – muss klar kommuniziert werden, um die Beschaffung von Flexibilität über Märkte oder alternative Programme gezielt zu beanreizen.
2. **Priorisierung flexibler Tarife:**
Die FTI-Politik sollte Forschung und Erprobung flexibler Netztarife – etwa im Rahmen regulatorischer Sandboxes wie InnoNet – gezielt unterstützen. Ziel ist es, Endnutzeranreize wirksam mit den betrieblichen Zielen der Netzbetreiber (z. B. Lastspitzenreduktion) in Einklang zu bringen und implizite Flexibilität bestmöglich zu nutzen.
3. **Stärkung der TSO-DSO-Koordination:**
Die Forschung zur Interoperabilität und Koordination lokaler Flexibilitätsmärkte mit nationalen und internationalen Großhandelsmärkten sollte weiter ausgebaut

werden. Beiträge aus WG 6 und Projekten wie DiglPlat oder Industry4Redispatch sind dabei zentral, da eine fragmentierte Marktausgestaltung die Effizienz einschränken kann.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Subtasks und AIT Beiträge (Subtasknummerierung bezieht sich auf PoW 2024–2025):	15
Tabelle 2: Klassifizierung von Flexibilitätskonzepten (Innovation)	19
Tabelle 3: Überblick über Publikationen	21

Literaturverzeichnis

- [1] European Parliament and Council (2019). Directive (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity (recast). Official Journal of the European Union L 158, 14.06.2019. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- [2] European Parliament and Council (2019). Regulation (EU) 2019/943 on the internal market for electricity (recast). Official Journal of the European Union L 158, 14.06.2019. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/eng>
- [3] Council of European Energy Regulators (CEER) (2020). CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility (Ref: C19-DS-55-05). Available at: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/C19-DS-55-05_Flexibility-procurement-2.pdf
- [4] Red Eléctrica de España (2024). Voluntary Price for the Small Consumer (PVPC) – Time bands for tariff 2.0 TD. Available at: <https://www.ree.es/en/operation/electricity-system/pvpc>
- [5] Kingdom of Spain (2021). Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado, núm. 66, 18.03.2021. Available at: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4239>
- [6] Government of Flanders (Vlaanderen.be) (2023). The capacity tariff (Capaciteitstarief) – Explanation for households and SMEs in Flanders. Available at: <https://www.vlaanderen.be/en/moving-housing-and-energy/the-capacity-tariff>
- [7] Ontario Energy Board (OEB) (2025). Electricity rates – Time-of-Use (TOU), Ultra-Low Overnight (ULO) and Tiered price plans. Available at: <https://www.oeb.ca/consumer-information-and-protection/electricity-rates>
- [8] Government of Ontario (2025). Electricity price plans – Overview of TOU, Tiered and ULO. Available at: <https://www.ontario.ca/page/electricity-price-plans>
- [9] UK Power Networks (2025). Flexibility – DSO procurement and markets overview. Available at: <https://dso.ukpowernetworks.co.uk/flexibility>
- [10] UK Power Networks (2024). Energy Sector Review 2023/24 – Flexibility delivered £91m consumer benefits. Available at: <https://annualreview2024.ukpowernetworks.co.uk/our-business/energy-sector-review>
- [11] Energy Networks Association (2025). GB cements status as world leader in energy flexibility with estimated £300m savings for billpayers (Press release, 26 June 2025).

Available at: <https://www.energynetworks.org/newsroom/gb-cements-status-as-world-leader-in-energy-flexibility-with-estimated-gbp-300m-savings-for-bill-payers>

[12] NODES (2025). NODES™ Platform – Transacting flexibility with cutting-edge technology. Available at: <https://nodesmarket.com/nodes-platform/>

[13] International Smart Grid Action Network (ISGAN) (2025). Working Group 9: Flexibility Markets – Scope and Tasks. Available at: <https://iea-isgan.org/our-work/wg-9-flexibility-markets/>

[14] Schwabeneder, D. et al. (2024). Evaluating incentives of different grid tariff design options (ORANGE project). IEWT 2024, Graz. Available at: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/f560810f-089d-42d8-ae6d-8e82a8454ca9/files/kf/Session_B1/212_KF_Schwabeneder.pdf

[15] DigIPlat Consortium (2025). DigIPlat – Digital solutions for interoperability of flexibility platforms (project website). Available at: <https://www.digiplat.eu/>

[16] AIT Austrian Institute of Technology (2025). Project INNOnet – Interactive Network Optimisation and network tariffs. Available at: <https://www.ait.ac.at/en/research-topics/flexibility-business-models/projects/project-innonet>

[17] AIT Austrian Institute of Technology (2025). Industry4Redispatch – Provision of industrial flexibility for redispatch (project page). Available at: <https://www.ait.ac.at/en/research-topics/flexibility-business-models/projects/industry4redispatch>

[18] REScoop.eu (2019). Q&A: What are ‘citizen’ and ‘renewable’ energy communities? Available at: <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/QA-What-are-citizens-energy-communities-renewable-energy-communities-in-the-CEP.pdf>

[19] European Parliament and Council (2018). Directive (EU) 2018/2001 (RED II) on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Official Journal of the European Union L 328, 21.12.2018. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng>

[20] Swissgrid (2025). Netzentwicklungsprojekte bis 2040 – Strategisches Netz 2040 (Media release, 30 April 2025). Available at: <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20250430-01.html>

[21] TransnetBW (2025). Das NOVA-Prinzip – Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau. Available at: <https://www.transnetbw.de/de/welt-der-energie/nova-prinzip>

[22] IEEE Power & Energy Magazine (2023). A Grid-Friendly Electric Vehicle Infrastructure: The Korean Approach – TOU tariffs and Demand Response in Korea. Available at:

[https://ieee-pes.org/wp-content/uploads/2023/11/A_Grid-](https://ieee-pes.org/wp-content/uploads/2023/11/A_Grid-Friendly_Electric_Vehicle_Infrastructure_The_Korean_Approach.pdf)

[Friendly_Electric_Vehicle_Infrastructure_The_Korean_Approach.pdf](https://ieee-pes.org/wp-content/uploads/2023/11/A_Grid-Friendly_Electric_Vehicle_Infrastructure_The_Korean_Approach.pdf)

[23] Jeju Island / KEPCO / GridWiz (2021). Plus DR pilot project utilizing EV chargers in Jeju – Industry news note. Available at: https://ombudsman.kotra.or.kr/jj-en/bbs/i-2584/detail.do?ntt_sn=8

[24] AIT Austrian Institute of Technology(2024). Projekt567. Available at: <https://www.ait.ac.at/loesungen/network-operators-energy-service-providers/power-systems/567>

[25] ENEDIS (2019) Interflex- Interactions between automated energy systems and Flexibilities brought by energy market players. Available at: <https://doi.org/10.3030/731289>

[26] AIT Austrian Institute of Technology (2022). Clean Energy for Tourism. Available at:

<https://www.nefi.at/en/project/ce4t> [27] AIT Austrian Institute of Technology. Flex+

Großflächiger Einsatz von Prosumer-Flexibilität an kurzfristigen Strommärkten unter Berücksichtigung von Prosumer-Interessen. Available at:

<https://www.ait.ac.at/themen/integrated-energy-systems/projects/default-title>

[28] AIT Austrian Institute of Technology (2024). TeKaVe -Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine Versorgungssichere Energiezukunft Available at: <https://projekte.ffg.at/projekt/4805444>

Abkürzungen

AIT	International Smart Grid Action Network 10
Austrian Institute of Technology GmbH	
14	
DSO	P2P
Distribution system operator 8	Peer-to-Peer 6
FTI	PV
Forschung, Technologie und	Photovoltaics 8
Innovation 7	TSO
IEA	Transmission System Operator 25
Internationale Energieagentur 4	VNB
ISGAN	Verteilernetzbetreiber 6, 19, 20