

LeistungspreisPlus-Modell Marktdesign im Zielkonzept des komplementären marktbasierten Redispatch (Redispatch 3.0)

Klempp, Nikolai; Denner, Jasmin; Brenneke, Melina; Nolting, Lars Dr.; Ried, Sabrina Dr.; Werner, Johannes

1. HINTERGRUND, MOTIVATION UND PRÄMISSEN

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien, der Hochlauf dezentraler Verbraucher und der verzögerte Netzausbau erhöhen den Redispatch-Bedarf. Gleichzeitig wächst die Bedeutung kurzfristig verfügbarer, lokal wirksamer Flexibilitäten. Ein bislang weitgehend ungenutztes, aber stetig steigendes Potenzial liegt in dezentralen Kleinstflexibilitäten wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern. Redispatch 3.0 setzt hier an. Als freiwilliger, marktbasierter Ergänzungsmechanismus zum kostenbasierten Redispatch 2.0 integriert er lastseitige Kleinstflexibilitäten in das Engpassmanagement (hybrider Ansatz). Ziel ist es, zusätzliche kostengünstige Flexibilitätspotenziale zu erschließen und Redispatch-Kosten zu senken.

Das vorliegende Papier beschreibt ein Marktdesign für Redispatch 3.0. Es baut auf umfangreichen Forschungsarbeiten, Studien und Pilotprojekten von Tennet und TransnetBW auf und bündelt wissenschaftliche Erkenntnisse, analytische Bewertungen sowie praktische Erfahrungen zu einem konsistenten und skalierbaren Lösungsansatz. Der Fokus des Papiers liegt auf einer kompakten Zusammenfassung des Marktdesign selbst.¹ Registrierungs-, Abrechnungs- und Monitoringprozesse sowie die netztechnische Definition von Netzclustern werden daher nicht vertieft behandelt.

Die Ausgestaltung des entwickelten Marktdesigns, genannt „LeistungspreisPlus-Modell“ (LP+ Modell), basiert auf einem konsistenten Satz von Prämissen, die eine robuste, praxisnahe und effiziente Integration lastseitiger Kleinstflexibilitäten ermöglichen:

Robust und fehlerunanfällig. Das Marktdesign soll Anreize für strategisches Verhalten und Marktineffizienzen minimieren. Insbesondere sollen Arbitragemöglichkeiten zwischen Redispatch- und Strommärkten vermieden (Inc-Dec-Gaming) sowie ein zuverlässiger und manipulationsresistenter Betrieb sichergestellt werden. Ergänzend soll ein Monitoring verbleibende Missbrauchsrisiken adressieren.

¹ Die ausführliche Version des Whitepapers ist unter [Presse - DataFlex](#) abrufbar.

Planbar und kompatibel mit Netz- und Marktprozessen. Der Einsatz von Flexibilitäten muss für Netzbetreiber zeitlich planbar und transparent sein, einschließlich möglicher Nachholeffekte. Gleichzeitig muss sich das LP+ Modell nahtlos in bestehende Markt- und Netzprozesse integrieren.

Komplementär zum kostenbasierten Redispatch. Redispatch 3.0 ergänzt den bestehenden kostenbasierten Redispatch und erschließt zusätzliche freiwillige Flexibilitätpotenziale. Das Marktdesign baut auf etablierten Rollen, Datenformaten und Prozessen des Redispatch 2.0 auf, um zusätzlichen Implementierungsaufwand zu minimieren.

Skalierbar und standardisiert. Standardisierte Produkte, Prozesse und Schnittstellen ermöglichen eine schrittweise Ausweitung auf wachsende Teilnehmerzahlen und Flexibilitätpotenziale bei beherrschbarem operativem Aufwand.

2. ÜBERBLICK ÜBER DAS LP+ MODELL

Die nachfolgende Grafik gibt einen schematischen Überblick zu den Phasen im LP+ Modell.

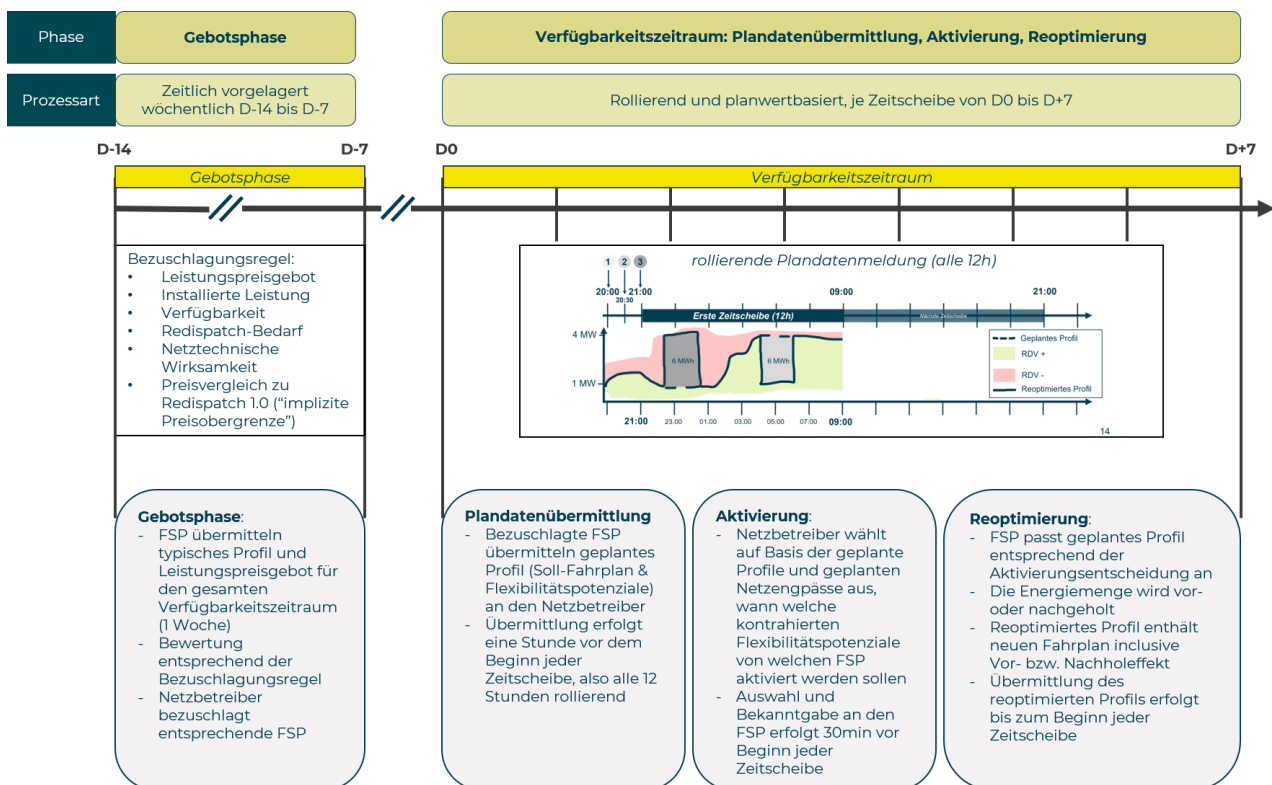


Abbildung 1: Schematischer Überblick zu den Phasen im LP+ Modell

Marktteilnehmer sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Nachfrager gesicherter Flexibilitätpotenziale sowie Aggregatoren (Flexibility Service Provider, FSP) als Anbieter. Da einzelne Kleinstflexibilitäten, wie etwa ein E-Auto, keine gesicherte netztechnische Wirkung entfalten, bündeln Aggregatoren diese in Flexibilitätpools und vermarkten sie. Die Pools werden definierten RD 3.0-Marktgebieten zugeordnet, um eine lokale Wirksamkeit sicherzustellen. Aggregatoren ermöglichen die Einbeziehung einer Vielzahl verteilter Kleinstflexibilitäten auf freiwilliger Ba-

sis und erschließen damit Leistungsdimensionen, die auf Hoch- und Höchstspannungsebene auch wirksam werden.

Die Vermarktung erfolgt über eine einwöchige Gebotsphase von D-14 bis D-7. Aggregatoren geben Leistungspreisgebote und typische Profile für den Verfügbarkeitszeitraum D0 bis D+7 ab. Zum Zeitpunkt D-7 werden Pools durch den Netzbetreiber bezuschlagt, wenn sie voraussichtlich kosteneffizient zur Reduzierung des Redispatch-Bedarfs beitragen.

Nachgelagert und unabhängig vom Vermarktungsprozess senden Aggregatoren für bezuschlagte Pools im Verfügbarkeitszeitraum D0 bis D+7 rollierend zwei Mal täglich für einen Zeitraum von zwölf Stunden ihren Soll-Fahrplan des Pools zusammen mit den verbindlichen Flexibilitätspotenzialen (positives und negatives Redispatch-Vermögen, RDV. Nachfolgend werden der Soll-Fahrplan und das gemeldete RDV unter dem Begriff *geplantes Profil* zusammengefasst). Zur Behebung eines Engpasses werden anschließend die geeignetsten Pools über eine gemeinsame Redispatch-Merit-Order-Liste aus marktbasierten und kostenbasierten Flexibilitäten ausgewählt und abgerufen. Im Abruffall sendet der Aggregator unmittelbar vor Beginn der Zeitscheibe ein re-optimiertes Profil, das die Aktivierungsaufforderung des ÜNB berücksichtigt und den eigentlich geplanten Fahrplan entsprechend anpasst. Der Abruf eines Pools ist dann im angeforderten Aktivierungszeitraum der Zeitscheibe durch den Aggregator umzusetzen. Die erbrachte Redispatch-Energie wird mit dem geltenden Intraday-Börsenpreisindex ID1 als reguliertem Arbeitspreis kompensiert. Eine freie Preisgestaltung ist hier ausgeschlossen, wodurch Arbitragemöglichkeiten zwischen Redispatch 3.0 und organisierten Strommärkten vermieden werden.

Im Folgenden werden die beiden zentralen Phasen des Modells – die Gebotsphase und der Plandatenprozess im Verfügbarkeitszeitraum – näher erläutert.

3. GEBOTSPHASE

Die Gebotsphase (D-14 bis D-7), in der die Anbieter ihre Flexibilitätsgebote abgeben müssen, endet sieben Tage vor Beginn des Verfügbarkeitszeitraums (D0). Ein Flexibilitätsangebot wird je Marktgebiet für den gesamten Verfügbarkeitszeitraum von sieben Tagen (D0 bis D+7) abgegeben, für den bei Bezuschlagung nachgelagert eine verpflichtende Verfügbarkeitsmeldung im rollierenden Plandatenprozess erfolgen muss.

Ein Gebot umfasst

- die installierte Leistung des Flexibilitätspools in MW,
- ein Leistungspreisgebot in EUR für den gesamten Verfügungszeitraum und
- ein typisches Flexibilitätsprofil (typisches Profil) für den jeweiligen Pool.

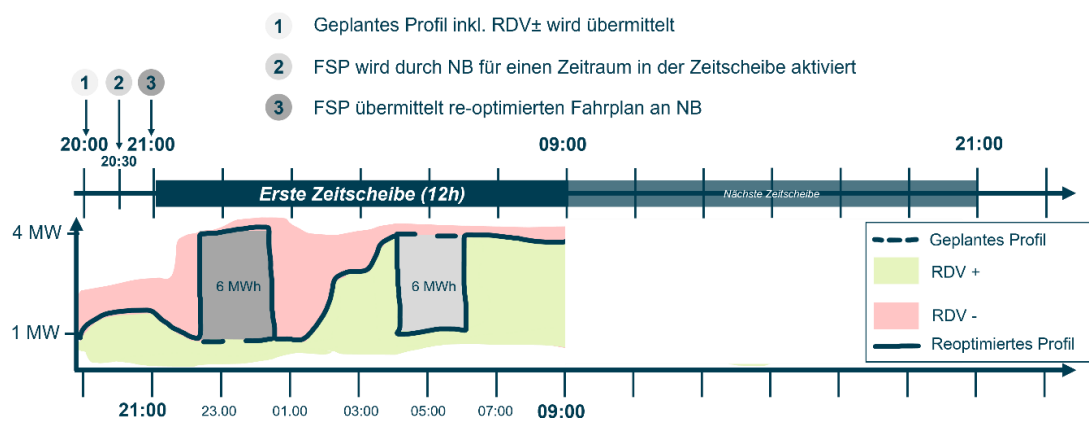
Die Bezuschlagungsregel für die Auswahl der je Marktgebiet eingegangenen Gebote der Aggregatoren beinhaltet sechs Kriterien. Alle Werte sind stets für den gesamten Verfügbarkeitszeitraum gültig.

- **Leistungspreisgebot und installierte Leistung:** Wird vom Aggregator als Euro-Betrag gekoppelt an die angebotene installierte Leistung poolspezifisch angegeben.
- **Typisches Profil:** Umfasst ein auf Basis historischer Daten des Pools abgeleitetes, erwartetes Profil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials des Pools in 15 Minuten Auflösung.

- **Redispatch-Bedarf** (Höhe und Profil): Kann vom Netzbetreiber D-7 nur grob abgeschätzt werden. Es lässt sich jedoch durch saisonale typische Wochenprofile ein Erwartungswerts des Redispatch-Bedarfs ermitteln.
- **Netztechnische Wirksamkeit** (Ort der Flexibilität)
- **Preisvergleich zu Redispatch 1.0 und 2.0** ("implizite Preisobergrenze")

4. PLANDATENPROZESS

Nach erfolgter Kontrahierung sind die Flexibilitätsanbieter verpflichtet am Plandatenprozess teilzunehmen. Die nachfolgende Grafik gibt einen Überblick über den zeitlichen Ablauf des Prozesses mit beispielhaften Profilen.



14

Abbildung 2: Zeitlicher Ablauf des Plandatenprozesses

Für jeweils 12-stündige Produktzeitscheiben ist ein verbindliches geplantes Profil zu übermitteln. Das geplante Profil umfasst sowohl den prognostizierten Lastgang des aggregierten Flexibilitätspools als auch das jeweils verfügbare positive und negative Redispatch-Vermögen (RDV+/RDV-), was dem aktivierbaren Flexibilitätspotenzial entspricht. Die zeitliche Auflösung der Daten im geplanten Profil beträgt 15 Minuten. Die Meldung erfolgt zweimal täglich: Um 20:00 Uhr für die Zeitscheibe von 21:00 Uhr desselben Tages bis 09:00 Uhr des Folgetages sowie um 08:00 Uhr für die Zeitscheibe von 09:00 Uhr bis 21:00 Uhr desselben Tages.

Die gemeldeten geplanten Profile sind verbindlich. Nachträgliche Aktualisierungen innerhalb der jeweiligen Produktzeitscheibe sind ausgeschlossen. Dadurch wird eine hohe Prognoseverbindlichkeit geschaffen, die eine netzseitige Einsatzplanung auf Basis stabiler Annahmen erlaubt.

Im Falle eines durch den ÜNB identifizierten Redispatch-Bedarfs erfolgt auf Basis der gemeldeten Plandaten eine einmalige Aktivierung. Diese wird dem Aggregator 30 Minuten nach Eingang des geplanten Profils übermittelt (also um 20:30 Uhr bzw. um 8:30 Uhr). Die Aktivierung spezifiziert die je Zeitinkrement einer Zeitscheibe zu erbringende Redispatch-Leistung. Innerhalb einer Produktzeitscheibe können mehrere voneinander getrennte Abrufe erfolgen, soweit diese durch das gemeldete Redispatch-Vermögen gedeckt sind. Sofern zur Wahrung der Netzsicherheit erforderlich, kann die Aktivierung zusätzlich Sperrfenster enthalten. Diese definieren Zeitintervalle, in denen das Vor- und/oder Nachholen der verschobenen Bezugsleistung explizit ausgeschlossen ist, um die Entstehung neuer oder die Verstärkung bestehender Netzengpässe

infolge der Flexibilitätsnutzung zu verhindern. Die im Rahmen der Aktivierung abgerufene Redispatch-Energiemenge wird an den Redispatch-Bilanzkreis des zuständigen ÜNB übertragen.

Um im Abruffall den Verlust durch das erforderliche Vor- und/oder Nachholgeschäft für den Aggregator zu begrenzen, wird ihm eine Entschädigung in Form eines regulierten Arbeitspreises für den Abrufzeitraum gezahlt. Diese Kompensation erfolgt auf Basis des Börsenpreisindex ID1.

Die Auswahl der im Rahmen von Redispatch 3.0 einzusetzenden Flexibilitätsanlagen erfolgt kostenoptimal. Hierzu erstellt der Netzbetreiber eine gemeinsame Abruf-Merit-Order-Liste, in der lastseitige Flexibilitäten gemeinsam mit alternativen Redispatch-Potenzialen aus Redispatch 1.0 und 2.0 berücksichtigt werden

Nach erfolgter Aktivierung nimmt der Aggregator eine interne Re-Optimierung des geplanten Profils seines Flexibilitätspools vor und übermittelt den reoptimierten Fahrplan bis zu Beginn der Zeitscheibe an den ÜNB. Ziel dieser Re-Optimierung ist es, einerseits die vollständig regelkonforme Erbringung der abgerufenen Redispatch-Leistung sicherzustellen und andererseits die ursprünglich vorgesehene Energiedienstleistung zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt vor- oder nachzuholen. Die Re-Optimierung erfolgt unter Berücksichtigung relevanter technischer und systemischer Restriktionen, nutzerspezifischer Präferenzen und ggf. durch den ÜNB definierter Sperrfenster.

5. ZIELKONFLIKTE BEI DER AUSGESTALTUNG DES MARKTDESIGNS

Die Ausgestaltung des LP+-Modells ist mit mehreren inhärenten Zielkonflikten verbunden, bei denen unterschiedliche energieökonomische, netzbetriebliche und marktdesignbezogene Zielsetzungen gegeneinander abzuwägen sind. Diese ergeben sich insbesondere aus dem Spannungsfeld zwischen hoher Markteffizienz, robusten Anreizstrukturen und operativer Praktikabilität.

Ein zentraler Zielkonflikt besteht zwischen Prognosegüte und Markteffizienz einerseits sowie Robustheit gegenüber strategischem Verhalten andererseits. Kurze Vorlaufzeiten, kleine Produktzeitscheiben und Verfügbarkeitsmeldungen nahe Echtzeit ermöglichen eine bessere Nutzung aktueller Informationen und damit einen effizienteren Flexibilitätseinsatz. Gleichzeitig steigt jedoch das Risiko strategischer Anpassungen an erwartete Börsenpreise oder Redispatch-Bedarfe. Längere Vorläufe und größere Zeitinkremente erhöhen dagegen die Robustheit, reduzieren aber die zeitliche Genauigkeit der Beschaffung.

Ein weiterer Zielkonflikt betrifft die Planbarkeit für den Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der kurzfristigen Reaktionsfähigkeit der Marktteilnehmer. Frühzeitige und verbindliche Flexibilitätsmeldungen verbessern die Planungssicherheit des ÜNB und ermöglichen eine vorausschauende Engpassbewirtschaftung, schränken jedoch die Möglichkeit der Aggregatoren ein, auf kurzfristige Marktpreissignale zu reagieren.

Auch die Ausgestaltung der Verfügbarkeitszeiträume sowie die Anforderungen an die Übereinstimmung zwischen typischem Verfügbarkeitsprofil und geplantem Profil erfordern eine Abwägung. Kürzere Zeiträume und geringere Anforderungen an die Profilkorrelation erleichtern die Teilnahme und berücksichtigen Prognoseunsicherheiten, erhöhen jedoch das Risiko strategischer Verhaltensweisen, beispielsweise durch gezielte Anpassungen oder Nullmeldungen in erwarteten Aktivierungszeiträumen. Höhere Anforderungen an die Verlässlichkeit gemeldeter Profile stärken Planbarkeit und Überprüfbarkeit, erhöhen jedoch die Prognoseanforderungen.

Ein weiterer Zielkonflikt ergibt sich aus der Fixierung geplanter Profile im Nicht-Abruffall sowie dem Umgang mit Verschiebeeffekten. Eine verbindliche Fixierung erleichtert Monitoring und die Identifikation strategischen Verhaltens, reduziert jedoch die Möglichkeit einer kurzfristigen marktlichen Optimierung. Gleichzeitig muss bei Vor- oder Nachholeffekten zwischen der dezentralen Optimierung durch Aggregatoren und einer stärkeren netzseitigen Steuerung durch den ÜNB abgewogen werden.

Schließlich sind sowohl die Kompensationsmechanismen als auch die Definition der Marktgebiete durch Zielkonflikte geprägt. Indexbasierte Vergütungen reduzieren Prozesskomplexität und schaffen Transparenz, bilden individuelle Opportunitätskosten jedoch nur eingeschränkt ab. Große Marktgebiete fördern Liquidität und Wettbewerb, während kleinere Gebiete eine präzisere netztechnische Zuordnung und gezieltere Engpassbewirtschaftung ermöglichen.

6. VEREINFACHUNGEN IN DER PILOTIERUNG UND AUSBLICK

Der aktuelle Entwicklungsstand des LP+ Modells stellt eine robuste Ausgangslösung dar, die negative Auswirkungen auf bestehende Märkte weitgehend vermeidet und kurzfristig zusätzliche Flexibilitätspotenziale für das Netzengpassmanagement erschließen kann.

Für die finale Ausgestaltung zentraler Marktdesignparameter, insbesondere des zeitlichen Prozessablaufs, sind jedoch empirische Erkenntnisse aus Flexibilitätspools mit unterschiedlichen Technologiezusammensetzungen und Vermarktungswegen erforderlich. Nur dadurch lassen sich die beschriebenen Zielkonflikte fundiert bewerten und eine effiziente Lösung für Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber entwickeln, die deren jeweilige Anforderungen und Restriktionen berücksichtigt. Rein theoretisch-konzeptionelle Ansätze stoßen hierbei an Grenzen, weshalb eine großskalige Pilotierung zielführend ist. Die gewonnenen Erkenntnisse ermöglichen eine iterative Weiterentwicklung der Marktdesignparameter und eine kontinuierliche Effizienzsteigerung bei Beschaffung und Abruf. Eine entsprechende Pilotierungsphase läuft seit 2026. In der Pilotierung wird das Marktdesign an einigen Punkten vereinfacht:

Gebotsphase

In der Pilotierung erfolgt die Anbietersauswahl vereinfacht über bilaterale Verhandlungen und für die gesamte Pilotierungsphase. Der Verfügbarkeitszeitraum entspricht somit der Pilotierungsphase, während der Plandatenprozess kontinuierlich stattfindet. Zur Erprobung der Gebotsphase und Bezuschlagung werden zusätzlich wöchentliche Gebotsphasen simuliert. Aggregatoren geben hierfür theoretische Angebote inklusive typischem Profil ab, sodass die Bezuschlagungsregel D-7 getestet und durch eine unverbindliche Schattenrechnung eine Orientierung zum erwarteten Preisniveau gewonnen werden kann.

Plandaten- und Aktivierungsprozess

In der Pilotierung ergeben sich folgende Anpassungen:

- Aktivierte Energiemengen werden durch den Aggregator bilanziell korrekt gehandelt; eine Übertragung in den Redispatch-Bilanzkreis des ÜNB erfolgt nicht.
- Daher entfällt die Kompensationszahlung auf Basis des Börsenpreisindex ID1; der Arbeitspreis beträgt 0 €/MWh.
- Es werden keine Sperrfenster zur Einschränkung des Nachholzeitraums übermittelt.

Alle weiteren Prozessschritte sind analog zu den vorherigen Ausführungen.

Über das Konsortium DataFlex

Acht Partner aus Energiewirtschaft, Mobilität, IT und Forschung arbeiten im Rahmen von DataFlex gemeinsam an der digitalen Integration dezentraler Flexibilitäten und der Entwicklung neuer Marktmodelle für eine vernetzte Energiewelt. Beteiligt sind Avacon Netz, d-fine, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), Fraunhofer IEE, Fraunhofer FIT, Fraunhofer IAO, Fraunhofer IOSB AST, Siemens, TransnetBW und TenneT Germany (Konsortialführung). Gemeinsam entwickeln sie Lösungen, die die Integration bisher ungenutzter Flexibilitäten ermöglichen und neue Marktmodelle für eine dezentrale, digitale Energiewelt schaffen.

Förderung

DataFlex wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages und finanziert von der europäischen Union.

Fachliche Ansprechpersonen

Jasmin Denner
TenneT TSO GmbH
E: Jasmin.Denner@tennet.eu

Nikolai Klempf
TransnetBW GmbH
E: N.Klempf@transnetbw.de

dataflex-project.eu
© 2026 DataFlex | TenneT TSO GmbH

