

Netzentwicklungsplan

2024

für das Verteilernetz der Netz Burgenland GmbH

Planungszeitraum

2024 - 2034

30. September 2024

Eisenstadt, im September 2024

© Netz Burgenland GmbH – Alle Rechte vorbehalten

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich geschützt. Jegliche Rechte, insbesondere zur Übersetzung, Wiedergabe, Vervielfältigung in jeglicher Form, der Entnahme von Bildern oder Tabellen sowie der elektronischen Speicherung, sind vorbehalten. Auch eine teilweise Nutzung bedarf der ausdrücklichen Zustimmung des Rechteinhabers.

Obwohl die Informationen in diesem Dokument mit größter Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt wurden, kann keine Garantie für deren Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernommen werden. Eine Haftung für Schäden, die durch die Nutzung der Inhalte entstehen, wird ausgeschlossen.

www.netzburgenland.at

Inhalt

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Ausgangssituation | 2 |
| 1.1 | Darstellung des Versorgungsgebietes | 2 |
| 1.2 | Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung..... | 5 |
| 1.3 | Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen..... | 8 |
| 1.4 | Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen | 11 |
| 1.5 | Kapazitäten auf Netzebene 4 | 11 |
| 1.6 | Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) | 13 |
| 1.7 | Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen | 13 |
| 2 | Planungsannahmen | 16 |
| 2.1 | Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools..... | 16 |
| 2.2 | Ausblick für Einspeisung | 16 |
| 2.3 | Ausblick für Lasten | 17 |
| 3 | Planungsgrundsätze und -methoden | 18 |
| 3.1 | Planungsgrundsätze und -methoden der quantitativen Bedarfsermittlung | 18 |
| 3.2 | Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge..... | 18 |
| 4 | Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen | 20 |
| 4.1 | Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 | 20 |
| 4.2 | Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 | 33 |
| 5 | Flexibilitätsleistungen | 34 |
| 5.1 | Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen | 35 |
| 5.2 | Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung | 35 |
| 5.3 | Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ | 36 |

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Die Netz Burgenland GmbH (Netz Burgenland) ist im Burgenland Eigentümerin und Betreiberin der Verteilernetze Strom und Erdgas (Kombinationsnetzbetreiberin). An das Verteilernetz der Netz Burgenland ist die Energie Güssing GmbH als nachgelagertes Verteilernetz angeschlossen.

Das Burgenland, das östlichste Bundesland Österreichs, erstreckt sich über eine Fläche von etwa 3.962 km². Es gliedert sich in sieben Bezirke: Eisenstadt-Umgebung, Güssing, Jennersdorf, Mattersburg, Neusiedl am See, Oberpullendorf und Oberwart. Die Freistädte Eisenstadt und Rust besitzen einen besonderen Verwaltungsstatus. Besonders hervorzuheben ist der Bereich der erneuerbaren Energien, in dem das Burgenland eine Vorreiterrolle einnimmt. Durch umfangreiche Investitionen in Wind- und Solarenergie hat sich das Bundesland zu einem wichtigen Zentrum für grüne Technologien entwickelt. Die Technologie- und Logistikbranche zeigt ebenfalls eine starke Präsenz, mit zahlreichen Unternehmen, die sich in modernen Gewerbeparks angesiedelt haben. Im Süden des Burgenlandes hat die Holzverarbeitungsindustrie eine lange Tradition und bildet einen wichtigen Wirtschaftszweig. Zudem sind hier innovative Betriebe im Bereich der Biotechnologie und der Forschung aktiv. Die Lebensmittelindustrie profitiert von der landwirtschaftlichen Vielfalt der Region und exportiert hochwertige Produkte weit über die Grenzen Österreichs hinaus.

Die Netz Burgenland sorgt mit Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen für eine flächendeckende, effiziente und zuverlässige Stromversorgung im ganzen Land. In Abbildung 1 ist die Netzstruktur des Versorgungsgebietes der Netz Burgenland in einer geographischen Kartenform dargestellt. Das burgenländische Strom- und Gasnetz zählt trotz der weit verzweigten ländlichen Versorgungsstruktur zu einem der zuverlässigsten Netze europaweit. Während im Stromnetz im Österreich-Schnitt die Unterbrechungsdauer 32 Minuten im Jahr 2023 betrug, lag diese dank des gut gewarteten Stromnetzes von Netz Burgenland im Jahr 2023 durchschnittlich bei nur 19,44 Minuten. Das heißt, dass im Jahr 2023 die Stromversorgung, wie auch in den Jahren davor, im Burgenland zu 99,99 % zur Verfügung gestanden ist. Das Burgenland verfügt über eine hervorragende Versorgungszuverlässigkeit. Die moderne und gut gewartete Netzinfrastuktur sorgt dafür, dass die heimischen Haushalte und die burgenländische Wirtschaft rund um die Uhr verlässlich mit Energie versorgt werden. Um diese hervorragende Versorgungszuverlässigkeit weiterhin zu gewährleisten, sind umfassende Investitionen in die Netzinfrastuktur sowohl im Strom- als auch im Gasbereich erforderlich.

Hochspannungsnetz:

Netz Burgenland betreibt ein eigenes 110-kV-Hochspannungsnetz mit einer Länge von rund 720 km. Dieses ist in Rotenturm und in Zurndorf mit dem 380-kV-Netz und in Neusiedl am See mit dem 220 kV-Übertragungsnetz der Austrian Power Grid (APG) zusammengeschlossen. In diesen Übergabestellen erfolgt der Leistungsausgleich mit dem überlagerten Verbundnetz.

Die 21 Umspannwerke und in weiterer Folge die 20-kV-Mittelspannungs-Verteilnetze werden aus dem 110-kV-Netz versorgt. Es wird sowohl über Freileitungen als auch über Erdkabelleitungen betrieben.

Mittelspannungsnetz:

Das ca. 3.300 km lange 20-kV-Mittelspannungsnetz wird ausgehend von den Umspannwerken bzw. Schalthäusern als Strahlen- und als Ringnetz betrieben, um auf den langen Übertragungstrecken die Verluste gering zu halten. Die Mittelspannungsleitungen sind als Freileitungen auf Holz-, Beton- und Stahlgittermasten und vor allem in dicht besiedelten Gebieten - als Erdkabelleitungen ausgeführt. Die Leitungsabzweige in den Umspannwerken und Schalthäusern, sowie wichtige Schaltknoten können von der Netzleitstelle ferngesteuert werden. Dadurch werden Zeiten für die Störungsbehebung erheblich verkürzt.

Niederspannungsnetz:

Über das rund 5.700 km lange Niederspannungsnetz werden mehr als 158.000 Kundenanlagen mit elektrischer Energie versorgt. Niederspannungsleitungen werden als Erdkabelleitungen und als Freileitungen auf Holzmasten oder über Dachständer geführt. Als Leitermaterial werden für Niederspannungsfreileitungen blanke Leiterseile oder isolierte Leiterseile eingesetzt.

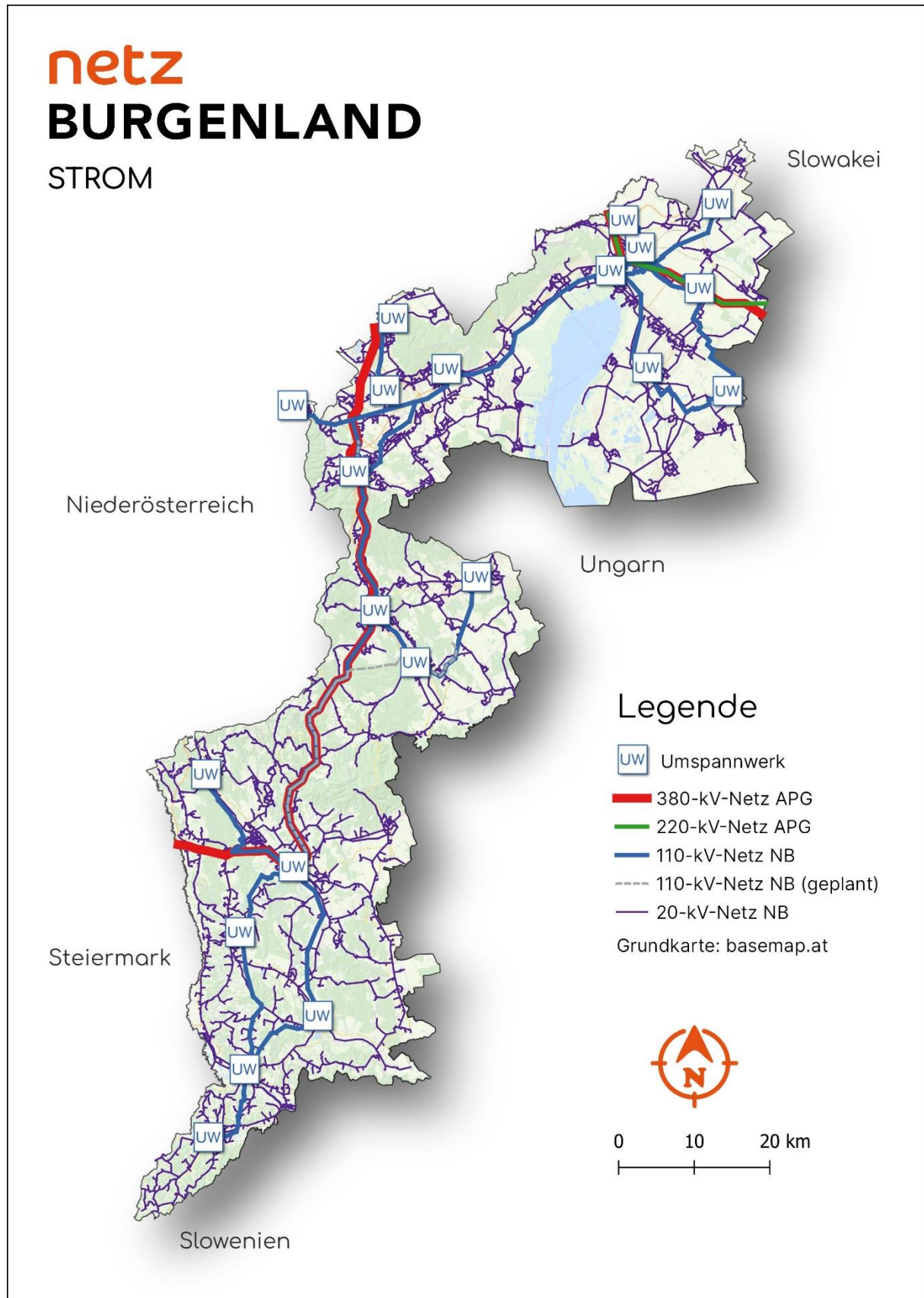


Abbildung 1: Netzstruktur Netz Burgenland

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|
| Freileitungen: Trassenlänge (km) | | | | | |
| 380 kV | | | | | |
| 220 kV | | | | | |
| 110 kV | | | | | |
| 60 kV | | | | | |
| 45 kV | | | | | |
| | | | | | |
| Mittelspannung (1) | | | | | |
| Niederspannung (2) | | | | | |
| Freileitungen: Systemlänge (km) | | | | | |
| 380 kV | | | | | |
| 220 kV | | | | | |
| 110 kV | 614,10 | 614,10 | 598,10 | 598,10 | 598,10 |
| 60 kV | | | | | |
| 45 kV | | | | | |
| | | | | | |
| Mittelspannung (1) | 1.669,40 | 1.646,70 | 1.573,10 | 1.549,17 | 1.540,41 |
| Niederspannung (2) | 941,30 | 925,30 | 994,00 | 966,50 | 938,09 |
| Kabel: Trassenlänge (km) | | | | | |
| 380 kV | | | | | |
| 220 kV | | | | | |
| 110 kV | | | | | |
| 60 kV | | | | | |
| 45 kV | | | | | |
| | | | | | |
| Mittelspannung (1) | | | | | |
| Niederspannung (2) | | | | | |
| Kabel: Systemlänge (km) | | | | | |
| 380 kV | | | | | |
| 220 kV | | | | | |
| 110 kV | 105,20 | 105,10 | 121,50 | 121,50 | 121,47 |
| 60 kV | | | | | |
| 45 kV | | | | | |
| | | | | | |
| Mittelspannung (1) | 1.672,60 | 1.716,90 | 1.735,90 | 1.776,54 | 1.809,93 |
| Niederspannung (2) | 4.557,10 | 4.618,30 | 4.704,40 | 4.813,50 | 4.859,89 |

1) Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

| | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| Höchstspannung zu Hochspannung (1) | | | | | |
| Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Anzahl Umspanner | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Leistung Umspanner (MVA) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1) | | | | | |
| Anzahl Umspannstationen | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |
| Anzahl Umspanner | 36 | 39 | 39 | 39 | 39 |
| Leistung Umspanner (MVA) | 1.190 | 1.325 | 1.325 | 1.325 | 1.333 |
| Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1) | | | | | |
| Anzahl Transformatorstationen | 2.771 | 2.788 | 2.786 | 2.813 | 2.792 |
| Anzahl Umspanner | 2.776 | 2.819 | 2.843 | 3.035 | 2.824 |
| Leistung Umspanner (MVA) | 1.020,11 | 1.049,00 | 1.086,15 | 1.136,04 | 1.144,46 |
| Sonstige (2) | | | | | |
| Anzahl Transformatorstationen | | | | | |
| Anzahl Umspanner | | | | | |
| Leistung Umspanner (MVA) | | | | | |

1) Spannungsniveaus:

Höchstspannung: mehr als 150 kV

Hochspannung: mehr als 36 kV bis einschließlich 150 kV

Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

Niederspannung: 1 kV und darunter

2) Allfällige Umspannwerke/Transformatorstationen, die nicht den obigen Kategorien zuordenbar sind. Die Beschriftung „Sonstige“ ist durch eine kurze Beschreibung zu ersetzen.

Tabelle 3: Bestand an Bezugszählpunkten

| | | Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|----------------------------------|---|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------|
| Haushalte | | | | | | | |
| Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen | bis 2.500 kWh/a | 133.756 | 132.555 | 131.000 | 137.319 | 151.524 | |
| | von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a | 46.389 | 49.186 | 53.042 | 40.090 | 44.630 | |
| | über 15.000 kWh/a | 844 | 784 | 1.073 | 838 | 706 | |
| | Insgesamt | 180.989 | 182.525 | 185.115 | 187.247 | 196.860 | |
| Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh) | bis 2.500 kWh/a | 163.729,571 | 164.720,307 | 159.759,664 | 163.385,324 | 175.636,342 | |
| | von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a | 288.961,526 | 312.409,189 | 338.307,868 | 300.049,323 | 264.788,115 | |
| | über 15.000 kWh/a | 27.016,755 | 24.830,862 | 33.525,844 | 26.860,682 | 23.035,424 | |
| | Insgesamt | 479.707,852 | 501.960,359 | 531.593,377 | 490.295,328 | 463.459,881 | |
| Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige) | | | | | | | |
| Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen | bis 20 MWh/a | 30.472 | 29.917 | 30.373 | 30.163 | 23.651 | |
| | von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a | 2.489 | 2.583 | 2.538 | 2.627 | 2.634 | |
| | über 150.000 MWh/a | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Insgesamt | 32.961 | 32.500 | 32.911 | 32.790 | 26.285 | |
| Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen | NE 7 | 31.152 | 30.635 | 30.887 | 30.663 | 24.212 | |
| | NE 6 | 1.308 | 1.362 | 1.472 | 1.542 | 1.498 | |
| | NE 5 | 164 | 211 | 211 | 214 | 196 | |
| | NE 4 | 31 | 29 | 33 | 34 | 35 | |
| | NE 1 bis 3 | 265 | 263 | 308 | 337 | 344 | |
| Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh) | bis 20 MWh/a | 122.638,939 | 127.844,452 | 123.658,951 | 119.843,985 | 103.006,749 | |
| | von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a | 1.013.560,306 | 978.185,563 | 1.013.764,782 | 1.004.312,722 | 902.363,449 | |
| | über 150.000 MWh/a | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| | Insgesamt | 1.136.199,245 | 1.106.030,015 | 1.137.423,733 | 1.124.156,707 | 1.005.370,198 | |

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen

| | Größenklasse bzw. Netzebene | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|-----------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Wasserkraft | | | | | | |
| Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW) | < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 1,50 | 1,65 | 1,65 | 1,65 | 1,65 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 1,50 | 1,65 | 1,65 | 1,65 | 1,65 |
| Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung | < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Engpassleistung nach Netzebenen (MW) | NE 7 | 0,24 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,40 |
| | NE 6 | 0,36 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,35 |
| | NE 5 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 |
| | NE 4 | | | | | |
| | NE 1 bis 3 | | | | | |
| Windkraft | | | | | | |
| Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW) | < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 1.158,60 | 1.171,05 | 1.228,18 | 1.360,45 | 1.411,05 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 1.158,60 | 1.171,05 | 1.228,18 | 1.360,45 | 1.411,05 |
| Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung | < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 464 | 469 | 474 | 471 | 475 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 464 | 469 | 474 | 471 | 475 |
| Engpassleistung nach Netzebenen (MW) | NE 7 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| | NE 6 | 24,13 | 24,13 | 24,13 | 24,13 | 24,13 |
| | NE 5 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,85 |
| | NE 4 | 161,75 | 161,75 | 147,75 | 147,75 | 147,75 |
| | NE 1 bis 3 | 971,86 | 984,31 | 1.055,44 | 1.187,72 | 1.238,31 |
| Photovoltaik | | | | | | |
| Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW) | ≤ 20 kW | 47,53 | 66,96 | 87,15 | 122,70 | 279,36 |
| | > 20 kW und < 250 kW | 7,56 | 7,54 | 12,95 | 12,95 | 14,44 |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 6,04 | 6,04 | 8,50 | 8,50 | 10,06 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 61,13 | 80,54 | 108,60 | 144,15 | 303,86 |
| Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung | ≤ 20 kW | 5.439 | 6.768 | 8.167 | 12.026 | 20.207 |
| | > 20 kW und < 250 kW | 572 | 684 | 853 | 1.004 | 1.826 |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 284 | 289 | 306 | 348 | 384 |

| | Größenklasse bzw. Netzebene | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 6.295 | 7.741 | 9.326 | 13.378 | 22.417 |
| Engpassleistung nach Netzebenen (MW) | NE 7 | 47,53 | 66,96 | 87,15 | 122,70 | 279,36 |
| | NE 6 | 7,56 | 7,54 | 12,95 | 12,95 | 14,44 |
| | NE 5 | 6,04 | 6,04 | 8,50 | 8,50 | 10,06 |
| | NE 4 | | | | | |
| | NE 1 bis 3 | | | | | |
| Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1) | | | | | | |
| Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW) | ≤ 20 kW | | | | | |
| | > 20 kW und < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 40,80 | 40,40 | 37,50 | 29,62 | 29,62 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 40,80 | 40,40 | 37,50 | 29,62 | 29,62 |
| Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung | ≤ 20 kW | | | | | |
| | > 20 kW und < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 30 | 29 | 28 | 24 | 24 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 30 | 29 | 28 | 24 | 24 |
| Engpassleistung nach Netzebenen (MW) | NE 7 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| | NE 6 | 1,92 | 1,52 | 1,52 | 1,52 | 1,52 |
| | NE 5 | 28,93 | 28,93 | 26,03 | 18,15 | 18,15 |
| | NE 4 | | | | | |
| | NE 1 bis 3 | 9,90 | 9,90 | 9,90 | 9,90 | 9,90 |
| Geothermie | | | | | | |
| Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW) | ≤ 20 kW | | | | | |
| | > 20 kW und < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW | | | | | |
| | Insgesamt | | | | | |
| Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung | ≤ 20 kW | | | | | |
| | > 20 kW und < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW | | | | | |
| | Insgesamt | | | | | |
| Engpassleistung nach Netzebenen (MW) | NE 7 | | | | | |
| | NE 6 | | | | | |
| | NE 5 | | | | | |
| | NE 4 | | | | | |
| | NE 1 bis 3 | | | | | |
| Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2) | | | | | | |
| Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW) | ≤ 20 kW | | | | | |
| | > 20 kW und < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 11,90 | 11,90 | 11,90 | 11,90 | 11,90 |

| | Größenklasse bzw. Netzebene | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 11,90 | 11,90 | 11,90 | 11,90 | 11,90 |
| Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung | ≤ 20 kW | | | | | |
| | > 20 kW und < 250 kW | | | | | |
| | ≥ 250 kW und < 35 MW | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| | ≥ 35 MW und < 50 MW | | | | | |
| | ≥ 50 MW | | | | | |
| | Insgesamt | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| Engpassleistung nach Netzebenen (MW) | NE 7 | | | | | |
| | NE 6 | | | | | |
| | NE 5 | 8,90 | 8,90 | 8,90 | 8,90 | 8,90 |
| | NE 4 | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 |
| | NE 1 bis 3 | | | | | |

- 1) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.
- 2) Als Derivate werden energetisch genutzte Erdöl- bzw. Kohleprodukte bezeichnet.

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

| Anzahl nach Größenklassen | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|------|------|------|------|------|
| Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (1) | | | | | |
| < 10 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| ≥ 10 kW und < 22 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| ≥ 22 kW und ≤ 42 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| > 42 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Anlagen unbekannte Größenklasse | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Insgesamt | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Elektrische Energiespeicher (2) | | | | | |
| < 10 kWh | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| ≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| > 50 kWh und ≤ 500 kWh | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| > 500 kWh | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Anlagen unbekannte Größenklasse | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Insgesamt | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) (3) | | | | | |
| < 10 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| ≥ 10 kW und ≤ 100 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| > 100 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Anlagen unbekannte Größenklasse | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Insgesamt | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Klimageräte/Kälteanlagen (3) | | | | | |
| < 10 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| ≥ 10 kW und ≤ 100 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| > 100 kW | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Anlagen unbekannte Größenklasse | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |
| Insgesamt | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. | n.v. |

1) Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind dem relevanten Netzbetreiber gemäß TOR Verteilernetzanschluss zu melden

2) Elektrische Energiespeicher im Netzparallelbetrieb sind dem relevanten Netzbetreiber gemäß TOR Verteilernetzanschluss zu melden.

3) Geräte zur Beheizung (inkl. Wärmepumpen) und Klimatisierung mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind gemäß TOR Verteilernetzanschluss dem relevanten Netzbetreiber zu melden

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4

Gemäß EIWOG §20 veröffentlicht die Netz Burgenland für ihr Konzessionsgebiet die gebuchten und verfügbaren Einspeise-Kapazitäten je Umspannwerk auf der Netzebene 4. Die Berechnung der gebuchten und verfügbaren Kapazitäten wird entsprechend der Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 durchgeführt.

Die aktuellen Daten für das Netzgebiet Burgenland sind auf der Homepage der Netz Burgenland: <https://www.netzburgenland.at/strom/photovoltaik/> zu finden.

Die verfügbaren Netzkapazitäten sind weiters österreichweit unter folgendem Link <https://www.eutilities.at/verfuegbare-netzanschlusskapazitaeten> ersichtlich.

Tabelle 6: Kapazitäten auf Netzebene 4 gem. § 20 EIWOG bzw. Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022

| | Gebuchte Kapazität (MVA) | | | | | | |
|-------------------------|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | Q1/2023 | Q2/2023 | Q3/2023 | Q4/2023 | Q1/2024 | Q2/2024 | Q3/2024 |
| UW Zurndorf | 17,53 | 27,55 | 18,65 | 18,35 | 17,80 | 16,71 | 18,58 |
| Summe Zurndorf | 17,53 | 27,55 | 18,65 | 18,35 | 17,80 | 16,71 | 18,58 |
| UW-Neusiedl | 12,38 | 14,90 | 12,70 | 5,89 | 5,03 | 2,66 | 8,22 |
| UW Frauenkirchen | 7,64 | 16,27 | 15,09 | 9,87 | 8,19 | 5,95 | 9,12 |
| UW Pama | 3,76 | 6,35 | 5,72 | 3,16 | 2,72 | 2,19 | 7,17 |
| UW Eisenstadt | 6,95 | 16,62 | 17,63 | 12,61 | 11,15 | 9,72 | 13,15 |
| UW Steinbrunn | 4,17 | 5,87 | 5,27 | 3,93 | 3,25 | 0,37 | 1,93 |
| UW Wimpassing | 1,08 | 5,92 | 5,58 | 4,29 | 4,04 | 3,83 | 5,11 |
| UW Neudörfel | 2,71 | 4,27 | 4,86 | 3,35 | 2,70 | 2,47 | 5,10 |
| Summe Nord | 38,69 | 70,20 | 66,84 | 43,10 | 37,08 | 27,19 | 49,80 |
| UW Mattersburg | 6,50 | 14,09 | 14,70 | 10,37 | 8,79 | 7,24 | 11,26 |
| UW Oberpullendorf | 6,04 | 10,40 | 11,00 | 8,53 | 8,08 | 7,30 | 9,32 |
| UW Deutschkreutz | 4,83 | 7,78 | 6,79 | 5,44 | 4,54 | 3,91 | 5,11 |
| UW Markt St. Martin | 5,31 | 13,66 | 10,14 | 9,30 | 8,3 | 7,64 | 10,25 |
| UW Pinkafeld | 4,16 | 8,50 | 8,84 | 5,48 | 4,49 | 2,78 | 6,98 |
| UW Rotenturm | 12,87 | 22,64 | 25,44 | 20,30 | 16,27 | 14,52 | 19,98 |
| UW Güssing | 41,43 | 67,69 | 47,67 | 45,35 | 44,39 | 43,53 | 44,42 |
| UW Stegersbach | 2,79 | 5,82 | 5,00 | 2,14 | 1,44 | 1,13 | 2,72 |
| UW Jennersdorf | 1,12 | 3,63 | 3,33 | 1,93 | 1,60 | 1,13 | 1,80 |
| UW Eltendorf | 2,67 | 4,57 | 5,64 | 4,32 | 4,03 | 2,84 | 6,33 |
| Summe Süd | 87,02 | 158,75 | 138,54 | 113,15 | 102,00 | 92,03 | 118,17 |
| Summe Burgenland | 143,24 | 256,50 | 224,03 | 174,60 | 156,88 | 135,93 | 186,55 |

| | Verfügbare Kapazität (MVA) | | | | | | |
|-----------------------|----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | Q1/2023 | Q2/2023 | Q3/2023 | Q4/2023 | Q1/2024 | Q2/2024 | Q3/2024 |
| UW Zurndorf | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Summe Zurndorf | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW-Neusiedl | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Frauenkirchen | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Pama | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Eisenstadt | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Steinbrunn | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Wimpassing | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Neudörfel | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Summe Nord | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Mattersburg | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Oberpullendorf | 3,00 | 2,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,00 |
| UW Deutschkreutz | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Markt St. Martin | 2,00 | 1,00 | 2,00 | 1,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Pinkafeld | 1,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| | | | | | | | |
|-------------------------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| UW Rotenturm | 5,00 | 3,00 | 2,00 | 1,00 | 1,00 | 0,00 | 0,00 |
| UW Güssing | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| UW Stegersbach | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| UW Jennersdorf | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 | 3,00 |
| UW Eltendorf | 2,00 | 2,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Summe Süd | 20,00 | 14,00 | 12,00 | 9,00 | 9,00 | 9,00 | 9,00 |
| Summe Burgenland | 20,00 | 14,00 | 12,00 | 9,00 | 9,00 | 9,00 | 9,00 |

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Gemäß der Netz Burgenland internen Instandhaltungsrichtlinie erfolgt eine zyklische Inspektion der Transformatorstationen, bei der der Zustand der Station sowie deren Komponenten begutachtet und über das Work-Force Management im GIS-System dokumentiert werden. Anhand der Inspektionsergebnisse können notwendige Instandhaltungsmaßnahmen abgeleitet werden.

Die Auslastung der Transformatorstationen wird über einen Smart Meter-Kontrollzähler, der am unterspannungsseitigen Abzweig des Ortsnetztransformators misst, festgestellt. Hierbei werden Wirk-, Blindleistungen jeweils in Bezug- und Lieferung sowie phasenselektive Außenleiterströme und Außenleiterspannungen im 15-Minuten-Intervall gemessen und aufgezeichnet. Die Auswertung der aufgezeichneten Messdaten erfolgt derzeit nur anlassbezogen, z.B. zur Beurteilung der freien Kapazität für Bezugs- & Einspeiseanfragen auf Basis der Netzebene 6. Durch die Beurteilung von Messwertzeitreihen kann die Auslastung der Transformatorstation exakter erfolgen. Im Gegensatz zur Verwendung von Schleppzeigern, kann hierbei eine Unterscheidung zu abnormalen Schaltzuständen und Umschaltungen im Niederspannungsnetz und einzeln aufgetretenen Lastmaxima getroffen werden. Ebenso kann bewertet werden ob die Lastmaxima in Bezugs- oder Einspeiserichtung aufgetreten sind.

1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen

Durch die massive Verlagerung der Erzeugung von den Übertragungsnetzen hin zu den Verteilernetzen, wird die Netzführung mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Für die neuen Aufgaben ist es notwendig mehr Informationen aus den Nieder- und Mittelspannungsnetzen zu erhalten, bzw. neue Funktionen ins Netzleitsystem zu implementieren. Um eine hohe Qualität in der Systemführung 2.0 zu gewährleisten, hat sich Netz Burgenland für die kommenden Jahre folgende Aufgaben und Ziele gesetzt:

- Inbetriebnahme eines neuen Netzleitsystems mit zusätzlichen neuen zukunftsweisenden Funktionen
- Erreichen einer flächendeckenden Netztransparenz durch ausreichende Anzahl an Messpunkten
- Verbesserung von Einspeise- und Lastprognosen mittels echter Messdaten
- Flexible Steuerung von Erzeugung und Verbrauch, um Überlastungssituationen zu vermeiden
- Implementierung neuer Marktmodelle (Redispatch 2.0)

Erneuerung Netzleitsystem

Ein modernes Leitsystem bildet die Basis für die Überwachung und Steuerung von Stromnetzen und anderen Energien im Querverbund und liefert schnelle Entscheidungsunterstützung für Spannungsregelung und Netzstabilität. Um den hohen Anforderungen an eine wirtschaftliche und sichere Betriebsführung der Versorgungsnetze gerecht werden zu können wurden die Bestandssysteme im Rahmen einer Erneuerung in Form eines Querverbundleitsystems umgesetzt. Das neue zukunftsweisende Netzleitsystem ermöglicht die Netzführung in einem System und bietet neben den bisherigen Standards weitere innovative Funktionen.

- Online-Netzberechnung und Simulationsumgebung für Hochspannungs- und Mittelspannungsnetze
- Georeferenzierte Netzdarstellungen
- Vorausschauende Simulation inklusive Last- und Erzeugungsprognosen
- Einbindung von Smart Meter Daten auf Transformatorstationsebene
- Umfassendes Management der dezentralen Einspeiser inklusive Steuermöglichkeit
- Datenaustausch gemäß SOGL- VO
- Optimierte Lastflusssteuerung
- Schaltauftragsverwaltung
- Niederspannungsnetzführung

Redispatch 2.0

Unter Redispatch versteht man Eingriffe in die Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken, um Leitungsabschnitte oder Trafos vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, werden Kraftwerke angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln oder zu erhöhen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Redispatch 2.0 steht für die neuen Regelungen zum Umgang mit Engpässen im Stromnetz. Demnach werden alle konventionellen Anlagen und Anlagen der Erneuerbaren Energien ab 250 kW installierter Leistung sowie alle Verteilnetzbetreiber verpflichtet sein, am Redispatch 2.0 teilzunehmen. Die Einführung des Redispatch 2.0 wird dazu führen, dass mehr Akteure eine Verschiebung ihrer geplanten Stromproduktion zur Vermeidung von Netzengpässen vornehmen werden als heute. Verteilnetzbetreiber werden eine gänzlich neue Rolle im Redispatch erhalten. Neue Aufgaben der Verteilernetzbetreiber sind demnach:

- Erstellung täglicher Einspeiseprognosen
- Sicherstellung der netztechnischen Wirksamkeit

Netz Burgenland tauscht derzeit alle relevanten Daten als "Modellregion" mit dem Übertragungsnetzbetreiber APG aus. APG als Übertragungsnetzbetreiber erstellt anhand der zur Verfügung gestellten Daten Einspeiseprognosen, welche auch der Netzführung der Netz Burgenland

zur Verfügung gestellt werden. Die Prognosedaten fließen in das neue Leitsystem und werden für die Online-Netzsicherheitsrechnung verwendet und sollen zur Sicherstellung der Systemsicherheit dienen.

Smart Metering

Nach dem Abschluss des Smart Meter Rollouts im Oktober 2021 wurde ein großer Schwerpunkt auf die Verbesserung der Betriebsprozesse und Entstörungsmaßnahmen gelegt. Dadurch wurde die Verfügbarkeit der Zählerdaten vom Vortag für sämtliche installierte Smart Meter schrittweise auf ein erstklassiges Niveau im internationalen Vergleich angehoben. Mit Stand September 2024 lag diese konstant im Bereich von 99,3 % bis 99,5 %. Nur etwa 0,15 % der ca. 205.000 installierten Smart Meter wiesen keine aktuelle Kommunikation während der letzten 60 Tage auf.

Über die Anforderungen laut Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung 2011 hinaus, verfügen die Smart Meter der Netz Burgenland über zwei Relais-Schaltkontakte, mit denen individuelle Verbraucher (z. B. Wärmepumpen, elektrische Warmwasserspeicher) gemäß einer Zeittabelle und im Bedarfsfall über eine Anbindung an das Netzleitsystem an- und abgeschaltet werden. Mit Stand September 2024 verfügen etwa 31.000 Smart Meter über eine Belegung dieser Relais-Schaltkontakte. Weiters sind die Relais-Schaltkontakte auch bereits bei ca. 600 Smart Metern zur Reduktion der Einspeisung (=Steuerung des Wechselrichters) belegt.

Darüber hinaus verfügen die Smart Meter über ein Register, das die höchsten viertelstündlich gemittelten monatlichen Leistungswerte der letzten 15 Monate speichert. Ebenso bei konkretem Anlassfall die Netzqualitätsparameter im 10-Minuten-Intervall aufgezeichnet, gespeichert und zur Analyse der Netzsituation genutzt.

2 Planungsannahmen

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

Als Grundlage für die prospektive Entwicklung der Einspeisung wurden die Ausbauziele aus der #mission2030 der österreichischen Bundesregierung sowie der Klimastrategie Burgenland 2030 der burgenländischen Landesregierung herangezogen. Die prospektive Entwicklung der Lasten erfolgte anhand retrospektiv ermittelter Zuwachsraten der Lasten und zusätzlich wurde der Einfluss der zunehmenden Elektrifizierung diverser Anwendungen mitbetrachtet. Hierbei wurden der Lastzuwachs im Mobilitätsbereich durch Elektromobilität sowie im Bereich der Räumwärmebereitstellung durch Anwendung der Wärmepumpentechnologie mittels verschiedenen Hochlaufsznarien analysiert. Hierbei ist zu ergänzen, dass die prospektive Entwicklung der Lastzunahme stark von der Durchdringungsrate, marktbasierter sowie politischer Rahmenbedingungen abhängig sind. Ausblick für Einspeisung

2.2 Ausblick für Einspeisung

Das Ziel der österreichischen Bundesregierung, welches vorsieht das 100 % der elektrischen Energie zum Jahre 2030 aus erneuerbaren Quellen umgewandelt wird, konnte im Burgenland bereits im Jahre 2013, bilanziell über das Jahr betrachtet, erreicht werden. Aufgrund des stetigen Ausbaus der Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Quellen, wurde im Jahr 2022 laut Ökostrombericht um 60 % mehr elektrische Energie umgewandelt als im Burgenland benötigt wird.

Zur Deckung des Verbrauchsanstieges für die Dekarbonisierung der gesamten Energiebereitstellung zur Erreichung der Klimaneutralität mit 2050, wird jedoch ein weiterer ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen forciert. Hierbei wird der Ausbau maßgeblich durch die Verfügbarkeit Primärenergieträger geprägt. Hier zeichnet sich das Burgenland mit seinen Gegebenheiten im Bereich Photovoltaik (PV) und Windkraft aus.

In der Klimastrategie 2030 der burgenländischen Landesregierung wird ein Gesamtausbau der Photovoltaikanlagen von rund 2.350 MW angestrebt. Hier wird durch den Ausbau von Dachflächenanlagen von einer zusätzlich jährlich umgewandelten Energiemenge von 350 GWh ausgegangen. Für Freiflächenanlagen wird von einer Steigerung des Ertrages von rund 2.000 GWh ausgegangen. Die neu errichteten Freiflächenanlagen werden vorrangig als Hybridparks ausgeführt. Hierbei teilen sich bestehende Windparks den Netzanschluss gemeinsam mit neu zu errichtenden Photovoltaikparks. Dies soll zur optimierten Auslastung und Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur dienen und die Synergien der beiden Technologien ergänzen.

Für die Windkraft soll durch Repowering von Bestandsanlagen bis 2030 eine zusätzliche Umwandlung von 1.700 GWh elektrischer Energie ermöglicht werden. Durch Zubau von neuen Windparkprojekten wird mit einem Zuwachs von 1.000 GWh an elektrischer Energie geplant.

Die vom Amt der Burgenländischen Landesregierung per Verordnung festgelegten und veröffentlichten Eignungszonen für Windparks und PV-Freiflächenanlagen sind die übergeordnete Basis für die Planung des Ausbaues des Stromnetzes der Netz Burgenland sowie der Übergabestellen zum Übertragungsnetz der Austrian Power Grid. Derzeit beschränken sich die Eignungszonen im Wesentlichen auf das Nord- und Mittelburgenland. Eine ausgewiesene Eignungszone ist Voraussetzung um bei Netz Burgenland

einen vollständigen Antrag auf Netzzutritt/Netzzugang für PV und/oder Wind positiv einbringen zu können.

In den aktuell gültigen Verordnungen der burgenländischen Landesregierung werden Eignungszonen für Windparks von in Summe rund 1.500 ha (Stand 07.12.2023), sowie für PV-Freiflächenanlagen von in Summe rund 3.000 ha ausgewiesen (Stand 15.12.2023). Bei Netz Burgenland geht man aktuell von einem Ausbauziel für das Burgenland von 2.100 MW Wind sowie 2.000 MW PV Freiflächenanlagen aus. Durch die hybride Nutzung von bereits bestehenden Netzanschlüssen von Windparks, können unter Einhaltung der Einspeiseleistung - bereits jetzt PV-Freiflächenanlagen mit bis zu 1.400 MW zugebaut werden. Zusätzliche Einspeiseleistung durch neue Großanlagen kann im jeweils betroffenen Gebiet erst nach Fertigstellung der entsprechenden Netzausbaumaßnahme(n) angeschlossen werden.

2.3 Ausblick für Lasten

Elektromobilität

Im Burgenland sind aktuell rund 300.000 Kfz zugelassen, davon rund 200.000 PKW, davon rund 4.700 Elektroautos. Die Ausbaustrategie für die Ladeinfrastruktur umfasst rund 898 öffentliche, 1.000 private und 100 schnelle Ladepunkte. Die weitere Entwicklung der E-Mobilität kann nur schwer abgeschätzt werden. Anhand einer durchgeführten Literaturrecherche wurden zwei plausibel erscheinende Hochlaufkurven gewählt, welche den Netzausbaustrategien zu Grunde gelegt werden:

- Das „5 % Szenario“: Anzahl E-PKW +20.000 bis 2040 (+1.100 neue E-Autos/Jahr)
- Das „30 % Szenario“: Anzahl E-PKW +60.000 bis 2040 (+ 3.300 neue E-Autos/Jahr)

Wärmepumpen

Im Burgenland wurden bis in das Jahr 2022 rund 17.000 Wärmepumpen installiert. Durch die Dekarbonisierungs-Strategien (Raus auch Gas, Grünes Gas/H₂ etc.) und der Volatilität an den Gas-Preismärkten, ist von einem Zuwachs bei der Installation von Wärmepumpen im Versorgungsgebiet im Bereich zwischen 1.000 bis 2.100 Stück pro Jahr auszugehen.

3 Planungsgrundsätze und -methoden

3.1 Planungsgrundsätze und -methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Als Planungsgrundsatz werden bei der Netz Burgenland die Netzplanungsrichtlinien welche einen definierten Rahmen für die Planung von Anlagen und Leitungen im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz vorgeben, angewandt. Die darin formulierten Grundsätze bilden die Basis für die Dimensionierung des Netzes bzw. für die Ausführung von Netzprojekten. Sie sollen zu einer möglichst hohen Versorgungsqualität, bei gleichzeitiger Berücksichtigung wirtschaftlicher Kriterien, führen. Auf Basis dieses Rahmens werden von den verantwortlichen Experten die konkreten Netzausbauten geplant. Zur objektiven Optimierung werden in allen Bereichen wirtschaftliche und technische Kriterien mitbetrachtet. Im Mittelspannungsbereich sind zusätzlich spezielle, risikobasierte Kennzahlen zur Beurteilung der aktuellen Netzsituation zu berücksichtigen.

Die wesentlichen Ziele dieser Richtlinien sind:

- Einhaltung der gültigen Gesetze und Normen
- Beseitigung von Engpässen
- Einhaltung der Versorgungsqualität laut EN 50160
- Einhaltung der definierten minimalen Spannungswerte und Kurzschlussleistungen je Netzebene
- Festlegung objektiver Kriterien für Netzausbau und Netzurückbau
- Sicherstellung einer risikobasierten Optimierung der wirtschaftlichen Investitionen
- Einsatz standardisierter Betriebsmittel und Anlagen - Optimierung der Instandhaltung
- Berücksichtigung von Lebenszykluskosten bei der Planung und Ausschreibung
- Aufrechterhaltung der hohen Versorgungsqualität
- Koordinierungsmöglichkeit für Kabelprojekte zwischen den Abteilungen Strom und Gas, als auch extern mit z.B.: Kabelplus, A1-Telekom, etc. als zusätzliches Entscheidungskriterium bei der Planung und Projektumsetzung berücksichtigen

Des Weiteren sollen durch die einheitliche Anwendung von Begriffen und Arbeitsabläufen die Grundlagen für sicheres und wirtschaftliches Arbeiten geschaffen werden.

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Niederspannungsebene

Die Netzausbauplanung in der Niederspannungsebene erfolgt hauptsächlich auf Grundlage von konkreten Anfragen über die Neuerrichtung oder Änderung des Netzanschlusses. Für die Berechnung und Beurteilung werden selbsterstellte Berechnungsprogramme unter Zuhilfenahme der Netztopologie und Sachdaten aus dem Netzinformationssystem herangezogen. Die Auslastung der Transformatorstationen erfolgt mittels Messwerten aus dem Smart Meter-Kontrollzählers der niederspannungsseitigen Transformatorabzweige. Aufgrund der fehlenden Messtechnik und Sensorik im

Netz erfolgt die Berechnung über synthetische Lastprofile sowie typische Anschlussleistungen je Netzanschluss.

Mittelspannungsebene

Die Netzausbauplanung in der Mittelspannungsebene erfolgt teilweise auf Grundlage von konkreten Anfragen über die Neuerrichtung oder Änderung des Netzanschlusses sowie auf mittel- bzw. langfristigen Netzausbaukonzepten. Die Berechnung und Beurteilung erfolgt mittels eines Netzberechnungsprogrammes, welches Lastfluss und Kurzschlussberechnungen durchführt. Die Modellierung der Mittelspannungsnetze erfolgt dabei unter Verwendung des Netzinformationssystems. Im Gegensatz zur Niederspannungsebene liegen in der Mittelspannungsebene zumindest teilweise von gewissen Netzknoten z. B.: Umspannwerke, Schalthäuser, Ferngemeldete Transformatorstationen exakte Messwerte vor. Anhand dieser Messwerte wird ein Referenzlastfluss erstellt, mit welchem mittels Skalierungsfaktoren ein geeignetes Lastflussszenario zur notwendigen Berechnung erstellt wird.

Hochspannungsebene

Die Netzausbauplanung in der Hochspannungsebene erfolgt auf Basis von mittel- und langfristigen Netzausbauprojekten. Die Planung erfolgt unter Zugrundelegung des n-1-Kriteriums unter der Berücksichtigung der relevanten prospektiven Szenarien bezüglich Entwicklung der Last- und Erzeugungsstruktur. Die Berechnung erfolgt ebenfalls manuell mit Hilfe eines Netzberechnungsprogramms. Die Netztopologie sowie relevante Sachdaten werden aus dem Netzinformationssystem bezogen.

Die Hochspannungsebene zeichnet sich im Vergleich zur Nieder- und Mittelspannungsebene dadurch aus, dass diese über das Netzleitsystem vollständig beobachtbar ist. Die relevanten Messwerte zur Erstellung der Lastflussberechnungen können aus dem Messwertarchiv bezogen werden und liegen ausreichend weit in die Vergangenheit vor.

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Im folgenden Kapitel sind relevante Projekte für die Netzentwicklung der Netzebene 1 bis 4 einzeln tabellarisch im Detail dargestellt. In Tabelle 7 erfolgt eine Übersicht über die Gesamtheit der Projekte mit deren Eckdaten. Als für die Netzentwicklung relevante Projekte werden solche eingestuft, welche einen wesentlichen Einfluss auf Netzanschlusskapazitäten bewirken. Betriebliche Investitionen wie Ertüchtigungen, Ersatzneubauten und der Tausch einzelner Betriebsmittel aufgrund auslaufender technischer oder wirtschaftlicher Lebensdauer werden hier nicht explizit als Projekt angeführt.

Als Auslöser für Projekte zur Netzentwicklung können kundenseitige Anfragen auf Netzanschluss, Erweiterung der Netznutzung oder Änderung der Netzkooperation von Verteilernetzbetreibern sowie intern angestrebte Netzentwicklungsprojekte angesehen werden.

Hierbei werden jeweils nur Projekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für welche unter festgelegten Kriterien eine entsprechende Planungssicherheit vorliegt bzw. erkennbare und realistische Durchführungsabsichten der Kunden vorliegen.

Bei wiederholten Projektverschiebungen, welche auf Kundenverschulden zurückzuführen sind bzw. bei sich ändernder Durchführungsabsicht behält sich Netz Burgenland vor, das Projekt zeitlich neu einzureihen bzw. gegebenenfalls auch aus dem Netzentwicklungsplan zurückzuziehen

Projektbezeichnung und Projektnummer

Neben der Projektbezeichnung erhält jedes Projekt eine eindeutige Projektnummer. Diese setzt sich wie folgt zusammen: Netzbetreiberkürzel gefolgt vom Kalenderjahr der V-NEP-Ausgabe in dem das Projekt erstmals eingebracht wird sowie einer fortlaufenden Nummer.

Netz- und Spannungsebene

Die Spalten Netz- und Spannungsebene weisen die direkt vom Projekt betroffenen Netz- und Spannungsebenen auf. Wobei Projekte der NE1 Leitungsprojekte des Übertragungsnetzes und NE 2 Projekte zur Netzabstützung von der Höchstspannungsebene in die Hochspannungsebene darstellen. Diese fallen in den Verantwortungsbereich des Übertragungsnetzbetreibers und werden in dessen Netzentwicklungsplänen geführt. Die Abhängigkeit von Projekten des V-NEPs oder direkte Zusammenhängen mit Projekten des Übertragungsnetzbetreibers werden explizit angeführt.

Als Projekte der Netzebene 3 sind typischerweise Leitungsprojekte oder Schaltanlagen, die die Hochspannungsebene betreffen angeführt. Unter der Netzebene 4 werden Projekte geführt, die die Umspannung von Hochspannung auf Mittelspannung betreffen.

Die darunterliegenden Netz- und Spannungsebenen (NE 5 bis 7) werden in Kapitel 4.2 auf Basis von Gesamtausbauprogrammen sowie kumulative Maßnahmen, und nicht als Einzelprojekte, dargestellt.

Geplante Inbetriebnahme

Alle Inbetriebnahme-Termine, die in der Spalte geplante Inbetriebnahme oder textuell angeführt werden, verstehen sich als frühestmögliche Termine. Die geplanten Inbetriebnahmen sind stets vom

Projektfortschritt und -verlauf abhängig. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Verantwortung für den Fortschritt der Projekte nicht allein im Verantwortungsbereich von Netz Burgenland, sondern auch von Behörden, Projektpartnern und Lieferanten liegt. Aufgrund dieser Tatsache und anderer ungeplanter Verzögerungen und Verschiebungen einzelner Projekte kann eine Verschiebung der genannten Termine nicht ausgeschlossen werden.

Projektstatus

Beim Projektstatus gibt es vier unterschiedliche Stadien, welche vom Projektstatus abhängig sind.

- **Abgeschlossen:**
Projekte erhalten den Status „Abgeschlossen“, nachdem die erfolgreiche Inbetriebnahme des Projektes erfolgt sowie alle anderen dafür erforderlichen abhängigen Projekte erfolgreich abgeschlossen wurden. Projekte werden nach Inbetriebnahme in der nächsten veröffentlichten Version des Netzentwicklungsplanes noch angeführt.
- **Planungsüberlegung:**
Netztechnische Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbaumfanges, Standortsuche bei neuen Umspannwerken.
- **Vorprojekt:**
Technische Detailplanung, Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht/ Materiengesetze oder UVE)
Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren
Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; Verträge liegen vor (v.a. Errichtungsvertrag, Netzkooperations-/Netzzugangsvertrag)
- **Umsetzungsprojekt:**
Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben liegen vor
Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen)
Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation

Projektbeschreibung

Unter der Projektbeschreibung erfolgt die Darlegung der Motivation für die Umsetzung des Projektes sowie die geplanten Umsetzungsmaßnahmen des Projektes.

Auswirkung auf die Netzanschlusskapazität

Hier wird die Auswirkung des Projektes auf die Netzanschlusskapazitäten auf Netzebene 4 gemäß § 20 EIWOG als quantitative Schätzung der verfügbaren Netzanschlusskapazität, als Delta-Wert, angegeben. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die verfügbare Netzanschlusskapazität gemäß KBM-V 2022 aus Subtraktion der genutzten Kapazität sowie gebuchten Kapazität von der zulässigen Kapazität ergibt.

Die aktuelle Darstellung der Auswirkung auf die Netzanschlusskapazität bezieht sich derzeit ausschließlich auf die Netzebene 4. Hierbei ist zu erwähnen, dass Netz Burgenland den technisch geeigneten Anschlusspunkt für leistungsstarke Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Quellen in

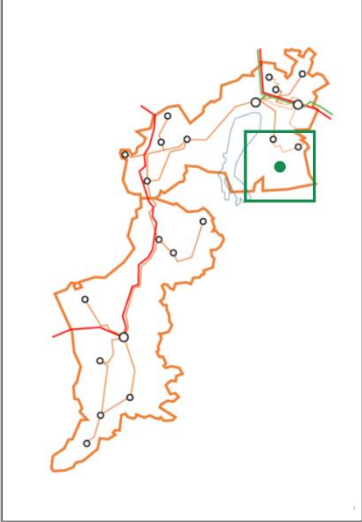
der Netzebene 3 vorsieht. Deswegen werden derzeit umfangreiche Ausbaumaßnahmen zur Schaffung von Netzanschlusskapazitäten auf Netzebene 3 durchgeführt. Es besteht daher die Möglichkeit, dass durch die vorgegebene Darstellungsform der Netzanschlusskapazitäten die Wirksamkeit der Netzausbaumaßnahmen nicht vollständig dargestellt werden und dies somit zur Unterschätzung dieser führen kann.

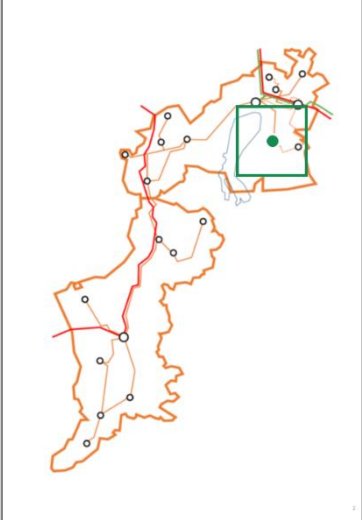
Auswirkung auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

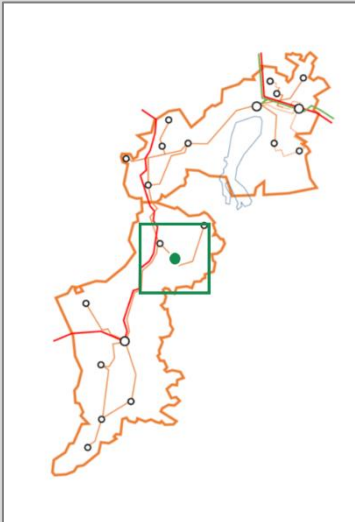
Projekte im Wirkungsbereich des Verteilernetzbetreibers haben selten direkte Auswirkungen auf das vorgelagerte Netz. Im vorliegenden Fall folgt eine bilaterale Abstimmung mit dem zuständigen vorgelagerten Netzbetreiber. Die Projektauswirkung auf nachgelagerte Netze wird ebenso dargestellt und bilateral mit dem jeweiligen Netzkooperationspartner abgestimmt.

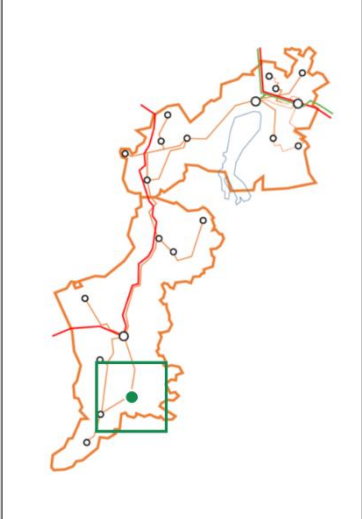
Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt):

Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung alternativ oder als Ergänzung zum gegenständlichen Projekt für Verteilernetzbetreiber derzeit keine Option.

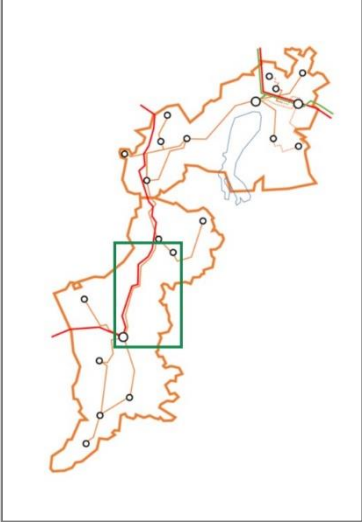
| | | |
|--|--------------------------------|---|
| Projektbezeichnung: UW Wallern - Neuerrichtung | | |
| Projektnummer: NEB 24-01 | Netzebene(n): 3, 4 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spannungsebene(n): 110/ 20 kV | Art: UW - Neuerrichtung | Geplante Inbetriebnahme: 2025 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Errichtung eines neuen Umspannwerkes in Wallern mit einer 110/20-kV-Umspannung zur Entlastung des Mittelspannungsnetzes der angrenzenden UW-Versorgungsbereiche. Die Einbindung in das 110-kV-Netz erfolgt über die bestehende 110-kV-Freileitung Frauenkirchen – Pamhagen, diese wird unter geänderter Trassenführung eingebunden.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung einer 110-kV-Freiluftschaltanlage • Errichtung einer 110/20-kV-Umspannanlage • Errichtung einer 20-kV-Innenraumschaltanlage | |  |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>+40 MVA auf NE 4 – verfügbar ab Inbetriebnahme der Projekte APG 23-16 und NEB 24-02</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Keine Auswirkungen</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlichen Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

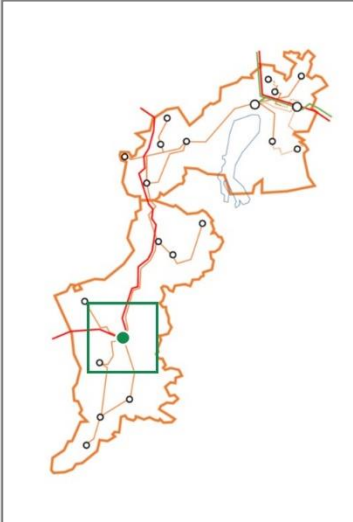
| | | |
|---|---|---|
| Projektbezeichnung: UW Frauenkirchen – Ersatzneubau & Erweiterung | | |
| Projektnummer: NEB 24-02 | Netzebene(n): 3 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spannungsebene(n): 110 kV | Art: UW – Ersatzneubau & Erweiterung | Geplante Inbetriebnahme: 2027 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Ersatzneubau und Erweiterung der 110-kV-Freiluftschaltanlage zur Anbindung des neuerrichteten UW Wallern. Der Ersatzneubau der 110-kV-Freiluftanlage wird als Doppelsammelschiene unter Erhöhung der Nennströme sowie zur Ertüchtigung der Kurzschlussfestigkeit ausgeführt. Für die Anbindung wird die bestehende 110-kV-Freileitung herangezogen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatzneubau der 110-kV-Freiluftschaltanlage (IBN 2027) • Erweiterung der 110-kV-Freiluftschaltanlage (IBN 2025) | |  |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Keine Auswirkungen</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

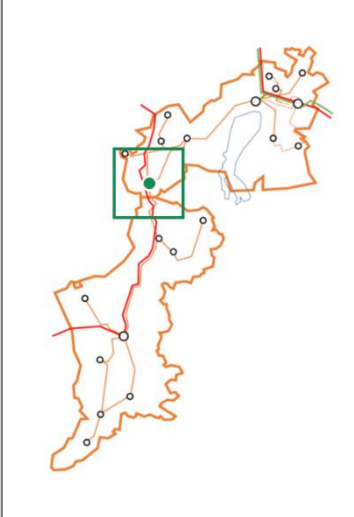
| | | |
|--|--|--|
| Projektbezeichnung: UW Oberpullendorf - Ersatzneubau & Erweiterung | | |
| Projektnummer: NEB 24-03 | Netzebene(n): 3, 4 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spannungsebene(n): 110/20 kV | Art: UW- Ersatzneubau & Erweiterung | Geplante Inbetriebnahme: 2026/2028 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Generalerneuerung des Umspannwerkes aufgrund des Alters der Bestandsanlage sowie zur Schaffung einer leistungsfähigen Leitungsverbindung vom UW Oberpullendorf zur Netzabstützung des Übertragungsnetzbetreibers APG im UW Rotenturm.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erneuerung der 110-kV-Freiluftschaltanlage (Geplante IBN 2026) • Erneuerung und Erweiterung der 110/20-kV-Umspannanlage (Geplante IBN 2028) • Erneuerung und Erweiterung der 20-kV-Innenraumschaltanlage (Geplante IBN 2028) • Erweiterung um 110-kV-Abzweige zum Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Geplante IBN 2026) <p>Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit den APG-Projekten APG 21-8 & 23-10 sowie den Netz Burgenland-Projekten NEB 24-06 & 24-07 und ist in der Umsetzung und Inbetriebnahme von diesen genannten Projekten abhängig.</p> | |  |
| Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten | | |
| Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4 | | |
| Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze | | |
| Keine Auswirkungen | | |
| Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) | | |
| Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option | | |

| | | |
|--|---|--|
| Projektbezeichnung: UW Güssing – Ersatzneubau & Erweiterung | | |
| Projektnummer: NEB24-04 | Netzebene(n): 3, 4 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spannungsebene(n): 110/20 kV | Art: UW - Ersatzneubau & Erweiterung | Geplante Inbetriebnahme: 2025/2026 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Generalerneuerung des Umspannwerkes aufgrund des Alters der Bestandsanlage sowie zur Schaffung von Anschlusskapazitäten für erneuerbare Erzeugungsanlagen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatzneubau & Erweiterung der 110-kV-Freiluftschaltanlage (Geplante IBN 2025) • Erneuerung und Erweiterung der 110/20-kV-Umspannanlage (Geplante IBN 2025) • Erneuerung und Erweiterung der 20-kV-Innenraumschaltanlage (Geplante IBN 2025) • Erweiterung um 110-kV-Abzweige zum Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Geplante IBN 2026) • Erweiterung der 110-kV-Leitungseinbindung (Geplante IBN 2026) <p>Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit den APG-Projekten APG 21-8 & 23-10 sowie den Netz Burgenland-Projekten NEB 24-03 & 24-06 & 24-07 und ist in der Umsetzung und Inbetriebnahme von diesen genannten Projekten abhängig.</p> | |  |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>+15 MVA auf NE 4 – verfügbar ab Inbetriebnahme der Projekte APG 21-8 & 23-10 und NEB 24-03 & 24-06 & 24-07</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Erhöhung der Kurzschlussleistung an der Übergabestelle zum nachgelagerten Netzbetreiber</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

| | | |
|--|---------------------------------------|---|
| Projektbezeichnung: 110-kV-Leitung Oberpullendorf – Markt St. Martin- Teilverkabelung | | |
| Projektnummer: NEB 24-05 | Netzebene(n): 3 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spannungsebene(n): 110 kV | Art: Leitung - Teilverkabelung | Geplante Inbetriebnahme: 2025 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Teilverkabelung der 110-kV-Leitungsverbindung zwischen UW Oberpullendorf und UW Markt St. Martin unter Erhöhung der Übertragungskapazität. Beide Freileitungssysteme werden im ersten Abschnitt verkabelt und im Anschluss zur Baufeldfreimachung für den Anschluss der 110-kV-Leitungsverbindung Oberpullendorf – Rotenturm abgetragen.</p> | |  |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Keine Auswirkungen</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

| | | |
|--|------------------------------|---|
| Projektbezeichnung: 110-kV-Leitung Oberpullendorf – Rotenturm - Neuerrichtung | | |
| Projektnummer: NEB 24-06 | Netzebene(n): 3 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spannungsebene(n): 110 kV | Art: Leitung - Neubau | Geplante Inbetriebnahme: 2026 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Neuerrichtung einer leistungsstarken 110-kV-Leitungsverbindung zwischen UW Oberpullendorf und UW Rotenturm zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit sowie zur Ableitung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern aus der Region mittleres Burgenland.</p> <p>Ausführung als doppelsystemige 110-kV-Freileitung über eine Trassenlänge von rund 42 km mit 141 Masten.</p> | |  |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Keine Auswirkungen</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

| | | |
|---|---|---|
| Projektbezeichnung: UW Rotenturm – Erweiterung Netzabstützung Burgenland Süd | | |
| Projektnummer: NEB 24-07 | Netzebene(n): 3, 4 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spannungsebene(n): 110/20 kV | Art: UW - Ersatzneubau & Erweiterung | Geplante Inbetriebnahme: 2030 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Generalerneuerung des Umspannwerkes zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit der Netzabstützung. Die Erhöhung der Anschlussleistung dient maßgeblich zur Schaffung von Anschlusskapazitäten für erneuerbare Erzeugungsanlagen in der Region mittleres- und südliches Burgenland.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatzneubau & Erweiterung der 110-kV-Freiluftschaltanlage (Geplante IBN 2030) • Erneuerung und Erweiterung der 110/20-kV-Umspannanlage (Geplante IBN 2030) • Erneuerung und Erweiterung der 20-kV-Innenraumschaltanlage (Geplante IBN 2030) • Erweiterung um 110-kV-Abzweige zum Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Geplante IBN 2030) <p>Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit den APG-Projekten APG 21-8 & 23-10 und ist in der Umsetzung und Inbetriebnahme von diesen genannten Projekten abhängig.</p> | |  |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Keine Auswirkungen</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

| | | |
|--|--|--|
| Projektbezeichnung: UW Mattersburg – Neuerrichtung Netzabstützung Burgenland Mitte | | |
| Projektnummer: NEB 24-08 | Netzebene(n): 3, 4 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spannungsebene(n): 110/20 kV | Art: UW -Ersatzneubau & Erweiterung | Geplante Inbetriebnahme: 2029 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Ersatzneubau und Erweiterung des Umspannwerkes Mattersburg mit Errichtung einer Netzabstützung aus dem 380-kV-Netz der APG. Die Errichtung der Netzabstützung dient maßgeblich zur Schaffung von Anschlusskapazitäten für erneuerbare Erzeugungsanlagen im mittleren- und nördlichen Burgenland.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatzneubau & Erweiterung der 110-kV-Freiluftschaltanlage (Geplante IBN 2029) • Erneuerung und Erweiterung der 110/20-kV-Umspannanlage (Geplante IBN 2029) • Erneuerung und Erweiterung der 20-kV-Innenraumschaltanlage (Geplante IBN 2029) • Erweiterung um 110-kV-Abzweige zum Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Geplante IBN 2029) | |  |
| <p>Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem APG-Projekt APG 21-10 und ist in der Umsetzung und Inbetriebnahme von diesem genannten Projekt abhängig.</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</p> <p>Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4</p> | | |
| <p>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</p> <p>Keine Auswirkungen</p> | | |
| <p>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</p> <p>Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option</p> | | |

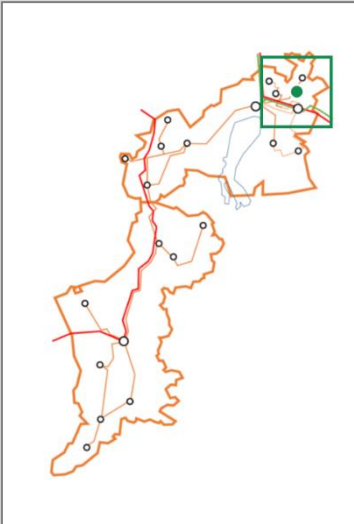
| | | |
|--|--------------------------|--|
| Projektbezeichnung: UW Nordburgenland – Ersatzneubau Netzabstützung Burgenland Nord | | |
| Projektnummer: NEB 24-09 | Netzebene(n): 3,4 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spannungsebene(n): 110/20 kV | Art: UW – Neubau | Geplante Inbetriebnahme: 2032 |
| <p>Projektbeschreibung:</p> <p>Neubau eines Umspannwerkes mit Errichtung einer Netzabstützung aus dem 380-kV-Netz der APG. Die Netzabstützung Nordburgenland dient als Ersatzneubau für die Netzabstützung Neusiedl am See an einem anderen Standort. Die Errichtung der Netzabstützung dient maßgeblich zur Schaffung von Anschlusskapazitäten für erneuerbare Erzeugungsanlagen sowie Bezugsanlagen im nördlichen Burgenland.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neuerrichtung einer 110-kV-Freiluftschaltanlage (Geplante IBN 2032) • Neuerrichtung einer 110/20-kV-Umspannanlage (Geplante IBN 2032) • Neuerrichtung einer 20-kV-Innenraumschaltanlage (Geplante IBN 2032) • Errichtung von 110-kV-Abzweigen zum Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Geplante IBN 2032) <p>Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem APG-Projekt APG 23-16 und ist in der Umsetzung und Inbetriebnahme von diesem genannten Projekt abhängig.</p> | |  |
| Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten | | |
| Keine Auswirkung auf die Netzanschlusskapazitäten auf NE 4 | | |
| Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze | | |
| Keine Auswirkungen | | |
| Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt) | | |
| Aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage ist Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option | | |

Tabelle 7 Zusammenfassende Übersicht über die Einzelprojekte der Netzebene 3 und 4

| Projekt-nummer | Projektname | Art | Netz-ebene | Spannungs-ebene | Status | Jahr der geplanten IBN |
|----------------|--|--------------------------------|------------|-----------------|--------------------|------------------------|
| NEB 24-01 | UW Wallern | UW - Neuerrichtung | 3, 4 | 110/20 kV | Umsetzungsprojekt | 2025 |
| NEB 24-02 | UW Frauenkirchen | UW- Ersatzneubau & Erweiterung | 3 | 110 kV | Umsetzungsprojekt | 2027 |
| NEB 24-03 | UW Oberpullendorf | UW- Ersatzneubau & Erweiterung | 3,4 | 110/20 kV | Umsetzungsprojekt | 2026/ 2028 |
| NEB 24-04 | UW Güssing | UW- Ersatzneubau & Erweiterung | 3,4 | 110/20 kV | Umsetzungsprojekt | 2025/2026 |
| NEB 24-05 | 110-kV-Leitung St Martin-Oberpullendorf | Leitung - Teilersatzneubau | 3 | 110 kV | Umsetzungsprojekt | 2025 |
| NEB 24-06 | 110-kV-Leitung Oberpullendorf - Rotenturm | Leitung - Neubau | 3 | 110 kV | Umsetzungsprojekt | 2026 |
| NEB 24-07 | UW Rotenturm - Netzabstützung Burgenland Süd | UW- Ersatzneubau & Erweiterung | 3,4 | 110/20 kV | Vorprojekt | 2030 |
| NEB 24-08 | UW Mattersburg - Netzabstützung Burgenland Mitte | UW- Ersatzneubau & Erweiterung | 3,4 | 110/20 kV | Planungsüberlegung | 2029 |
| NEB 24-09 | UW Burgenland Nord - Netzabstützung Burgenland Nord | UW - Ersatzneubau | 3,4 | 110/20 kV | Planungsüberlegung | 2032 |

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Gegenteilig zur Netzebene 3 und 4 kann der Ausbau in den Netzebenen 5 bis 7 nur geringfügig auf Basis von kumulierten Netzentwicklungsprogrammen angeführt werden. In diesen Netzebenen wird der Ausbau oft durch Einzelprojekte, welche auf Kundenanfragen basieren, angestoßen. Des Weiteren fallen die Planungs-, Genehmigung- sowie Durchführungszeiten und Umsetzungskosten für den Ausbau einzelner Netzabschnitte geringer aus.

Der stetige Zuwachs von Einspeisung aus dezentraler Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektroautos führt zu einer ansteigenden Auslastung in den Niederspannungsnetzen. Die Summe an zahlreichen Einzelprojekten unter begrenzter Ressourcenverfügbarkeit, benötigt eine bedarfsgerechte Herangehensweise beim Ausbau in den Netzebenen 5 bis 7.

Hierbei ist zu erwähnen das Netz Burgenland für die Netzebenen 5 bis 7 den konventionellen Netzausbau als adäquate Lösung zur Ermöglichung der Netzinfrastruktur der Zukunft sieht. Nur hierdurch kann größtenteils die Leistungssteigerung in Richtung dezentrale Einspeisung sowie lastseitig für die Bereitstellung von elektrischer Energie für Deckung des Bedarfes für Mobilität und die Raumwärme in ausreichender Qualität zur Verfügung gestellt werden. Dort wo es ergänzend als sinnvoll angesehen wird oder der Netzausbau nicht in ausreichendem Zeitraum umsetzbar ist, wird auf intelligente Lösungen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzes gesetzt.

In einer intern durchgeführten Untersuchung wird davon ausgegangen, dass entsprechend den angesetzten Szenarien bis 2035 zusätzlich zwischen 400 und 540 neue Transformatorstationen bzw. Leistungserhöhungen der Transformatornennscheinleistung benötigt werden. Auf der Seite der Niederspannungsnetze wird von einem Kabeltausch zur Verstärkung der Übertragungsfähigkeit von 650 bis 780 km ausgegangen und einem zusätzlichen Aufwand zur Verkabelung von in Summe zwischen 450 bis 520 km bestehender Ortsnetze, welche derzeit als Niederspannungsfreileitungen umgesetzt sind. Für das Mittelspannungsnetz wird von einem Ausbau von rund 340 km Mittelspannungskabel ausgegangen.

5 Flexibilitätsleistungen

Im Zuge der Energiewende findet ein starker Zuwachs dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien statt, verbunden mit einem Rückgang von flexibler Erzeugungskapazität auf Basis fossiler Energien. Die Stromnachfrage steigt durch neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, Dekarbonisierung der Industrie durch Umstieg auf strombasierte Prozesse) insgesamt an und gewinnt dabei grundsätzlich an Flexibilität. Die Charakteristik von dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch weisen ohne eine aktive Steuerung von Flexibilität eine abnehmende Gleichzeitigkeit auf.

Für Netzbetreiber besteht die zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Energiewende darin, die oben genannten Entwicklungen zu ermöglichen und dabei stets den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stellt also eine unverzichtbare Randbedingung dar. Deren Einhaltung ist dadurch bedroht, dass der Anstieg des Ausmaßes der Netznutzung größer ist als das Tempo des Netzausbaus. Die rein individuell motivierte Nutzung des Netzes durch die einzelnen Netznutzer – ggf. noch verstärkt durch Aggregatoren, die das Verhalten vieler Netznutzer synchronisieren und dadurch die natürliche Gleichzeitigkeit beeinflussen – kann dann in Summe zu einer Verletzung der Grenzen des sicheren Systembetriebs führen. Dies macht ein Engpassmanagement unter Nutzung verteilter Flexibilitäten auch im Verteilernetz erforderlich. Verteilte Flexibilitäten, die im Verteilernetz angeschlossen sind, werden auch für den systemdienlichen Einsatz durch den Übertragungsnetzbetreiber zunehmend relevant.

Zum Gelingen der Energiewende muss eine Vielzahl von ineinandergreifenden Maßnahmen umgesetzt werden, die gemeinsam eine Erweiterung und verbesserte Nutzung von Netzkapazitäten erlauben:

- Erhöhung der Übertragungskapazitäten bestehender Netze – beispielsweise mittels Optimierung des Spannungsbandmanagements (wirkstromabhängige Spannungsregelung, MS-Längsregler, regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), NS-Strangregler, Spannungs-Blindleistungs-Regelung), Thermal Rating und dynamischer Anpassung der Netztopologie an unterschiedliche Netzsituationen
- Erhöhung des Nutzungsgrads bestehender Netze (Optimierung der Netznutzung durch Verminderung von Gleichzeitigkeiten) – beispielsweise mittels Netztarifen für „Unterbrechbare Lieferung“, vertraglich eingeschränkter Netznutzung, istwertbasierten Eingriffen, Steuerung von Flexibilitäten und netztariflichen Anreizen (dynamischen Netztarifen)
- Netzausbau – Wenn dies die wirtschaftlich und technisch beste Lösung darstellt, wobei die Umsetzungszeit zu berücksichtigen ist
- Sicherstellung der Systembilanz – Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu höherer Volatilität und Gleichzeitigkeit der Netznutzung, was eine Herausforderung für die Aufrechterhaltung der Systembilanz darstellt. Zudem kann die Nutzung von Flexibilitäten zur Optimierung der Netznutzung mit Rückwirkungen auf die Systembilanz verbunden sein, so dass diese Nutzung geeignet mit dem Regelzonenführer koordiniert werden muss.

Entscheidend ist dabei, das Zusammenspiel der unterschiedlichen Elemente und Akteure zu beachten.

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen

Flexibilitätsleistungen der Netzebene 6 und 7

In der Netzebene 6 und 7 kommen derzeit die P(U) Regelungen als lokale Regelung der DEA-Anlagen zum Einsatz. Diese Regelungen sind so konzipiert, dass eine Abregelung lediglich (planerisch) zum Einsatz kommt damit das im netzgeschwächten Zustand diese monetär relevante Leistung minimiert wird. Es wird somit eine Resteinspeiseleistung gesichert (Kundenvorteil) anstelle diese durch den Entkopplungsschutz abzuschalten. Anmerkung: diese Regelung stellt keine Fernregelung dar.

Eine Ansteuerung von Verbrauchern, ist in den Netzzugangsverträgen allerdings seit einiger Zeit (ca. 10 Jahre) verankert, dass der Kunde diese im Hinblick auf eine nachhaltige Lösung bzw. technische Umsetzung mitbeachtet. Zu einer Ansteuerung durch den Netzbetreiber kommt es derzeit jedoch noch nicht, hierfür fehlen noch rechtlich, regulatorische Rahmenbedingungen.

Flexibilitätsleistungen der Netzebene 5

In der Netzebene 5 ist vor knapp zehn Jahren der vermehrte Ausbau von Beschneiungsanlagen aufgefallen und machte einen volkswirtschaftlichen Netzausbau, aufgrund der kurzen saisonalen Netzinanspruchnahme nahezu unmöglich.

Dahingehend hat man mit den großen Skigebietsbetreibern ein bilaterales Übereinkommen getroffen, Beschneiungsanlagen im netzgeschwächten Zustand bei Notwendigkeit abzuschalten. Diese Lösung konnte ohne technische, sondern ausschließlich vertraglichen Vereinbarungen umgesetzt werden. Zu Abregelungen kam es bisher nicht.

Ebenso wird derzeit ein Ansteuern von DC-Schnellladern in der Mittelspannung, sogenannte Ladeparks umgesetzt. Die Ansteuerung wird damit begründet, dass Ladeparks meist hohen Anschlussleistungen im MW-Bereich aufweisen und deren netzrelevante Leistung in Bezug auf Gleichzeitigkeiten etc. schwer eingeschätzt werden können. Da dies vielfach in Ballungsräumen mit historisch bedingt älteren Mittelspannungsnetzen auftritt und ein konventioneller Netzausbau erschwert möglich ist aufgrund von Problemen bei der Trassenfindung und Genehmigungsfristen wird eine Ansteuerung netzgeschwächten Zustand technisch umgesetzt.

Zudem ist die Ansteuerung von sogenannten signifikanten Netznutzern (SNN) basierend auf der „TOR Verteilernetzanschluss - Mittelspannung“ seit Kurzem möglich.

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

Gemeinsam haben die Verteilernetzbetreiber in Österreich das Projekt „Digitale Schnittstelle (DSS)“ aufgesetzt. Dabei sollen Anforderungen an die technische Schnittstelle konzipiert werden, die für die Nutzung von Flexibilitätspotenziale insbesondere bei kleineren Netzkunden – vorwiegend Verbrauchern, die aber auch über Erzeugungs- und Speichereinrichtungen verfügen können – benötigt werden. Dies ist relevant, da in diesem Bereich bisher in der Regel keine Kommunikationswege für die Flexibilitätsnutzung vorhanden sind, anders als z. B. bei größeren Erzeugungsanlagen oder auch großen Stromverbrauchern. Die Notwendigkeit, über eine geeignete Schnittstelle Steuer- und ggf. auch Preissignale für die Flexibilitätsnutzung übermitteln zu können, erstreckt sich bis hin zu den Haushaltskunden, da auch diese in Form von Wärmepumpen, E-Pkw-Ladeeinrichtungen,

Heimspeichern und anderen Verbrauchseinrichtungen in Zukunft zunehmend über relevante Flexibilitätsoptionen verfügen werden.

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“

Gemeinsam haben die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in Österreich das Projekt Systemführung 2.0 aufgesetzt, um die optimale Nutzung der Flexibilitäten künftig zu ermöglichen.

In Kürze lässt sich der Gegenstand von Systemführung 2.0 wie folgt zusammenfassen

- Systemführung 2.0 (SF2.0) umfasst das Management von Flexibilitäten im Day-ahead- und perspektivisch auch im Intraday-Zeitbereich unter Nutzung einer Koordinations-Plattform. Flexibilitäten werden explizit abgerufen. Voraussetzung für die Koordination ist, dass der Zugriff auf diese Flexibilitäten nicht nur einzelnen Netzbetreibern (wie bspw. dem Anschlussnetzbetreiber) vorbehalten ist.
- Neben der Koordinierungsfunktion werden auch (IT-)Lösungen für die möglichst einheitliche Organisation des Marktzugangs untersucht.
- Flexibilitäten, die aktuell nicht explizit koordiniert werden können (bspw. netztarifliche Anreize oder unterbrechbare Tarife), gehen mittelbar in die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Koordinations-Plattform ein und werden somit indirekt mitkoordiniert. Sie werden aber nicht als Bestandteil von SF2.0 verstanden, da sie bereits vor der dort erfolgenden Auswahl von Flexibilitäten berücksichtigt wurden.
- SF2.0 stellt einen Baustein zur Optimierung der Netznutzung im Zuge der Energiewende dar und dient somit der Effizienzsteigerung.

Eine schrittweise Einführung und Weiterentwicklung von SF2.0 ist sinnvoll und stellt eine wichtige Unterstützung für die Energiewende dar.