

Netzausbauplan 2022

Bericht gemäß § 14d EnWG der AllgäuNetz GmbH & Co. KG

Stand: August 2022

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	2
2. Prognose der Entwicklung der Einspeiseleistung	2
3. Planungsgrundlagen und Netzanalyse	3
3.1. Planungsgrundlagen Hochspannung	3
3.2. Planungsgrundlage Mittel- und Niederspannung	4
4. Optimierung Verstärkung Ausbaumaßnahmen	6
5. Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen	6

1. Einleitung

Als regionaler Strom-Verteilnetzbetreiber im Schwaben Allgäu ist die AllgäuNetz GmbH & Co. KG der Ansprechpartner für das Stromnetz.

AllgäuNetz ist eine mittelgroße Netzgesellschaft der Gesellschafter:

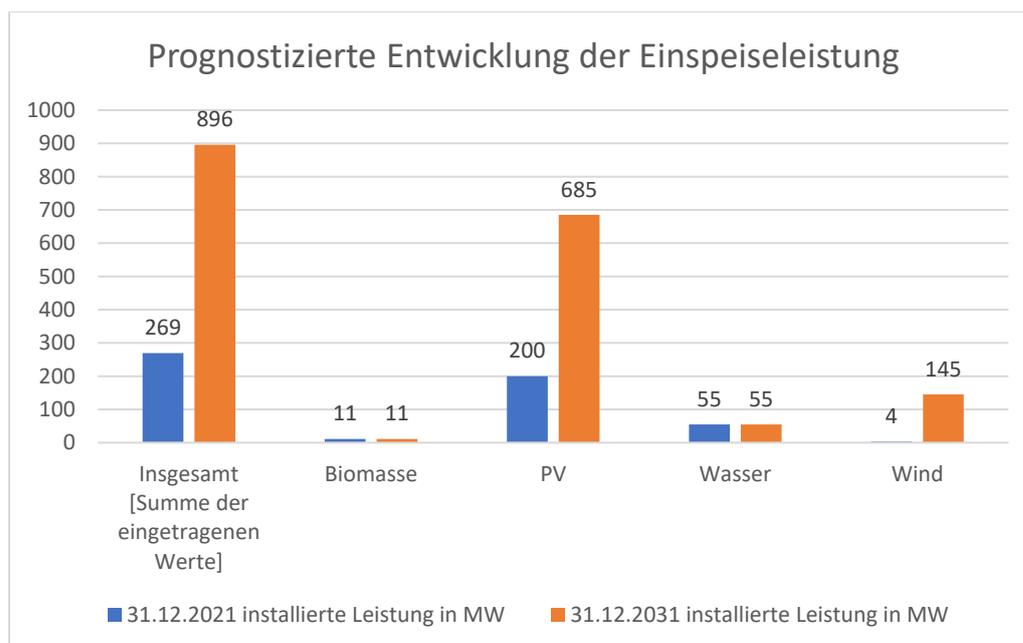
- Allgäuer Überlandwerk GmbH
- Allgäuer Kraftwerke GmbH
- Energieversorgung Oberstdorf GmbH
- Energiegenossenschaft Oy-Mittelberg eV
- Energiegenossenschaft Mittelberg e.V.

Mit rund 180 Mitarbeiter:innen, verteilt auf mehrere Standorte, betreiben wir eine 24/7 erreichbare Netzleitstelle und sorgen an allen Tagen im Jahr für einen zuverlässigen und sicheren Betrieb unseres Stromnetzes.

Dabei gewährleisten wir einen diskriminierungsfreien Netzzugang für die Einwohner im Netzgebiet. Mit engagierten Mitarbeiter:innen, zukunftsorientierten Aus- und Umbaukonzepten, modernen Prozessabläufen und innovativen Techniken leisten wir unseren Beitrag zur aktiven Mitgestaltung der Energiewende.

2. Prognose der Entwicklung der Einspeiseleistung

Datenbasis der Entwicklung der Einspeiseleistung ist die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München



3. Planungsgrundlagen und Netzanalyse

3.1. Planungsgrundlagen Hochspannung

Das Hochspannungsnetz wird so geplant, dass im Normalbetrieb die technischen Randbedingungen, Betriebsmittelbelastung, zulässiges Spannungsband, Spannungsqualität und Kurzschlussleistung eingehalten werden können und eine sichere Versorgung gewährleistet ist. Darüber hinaus werden bei der Planung im Rahmen von Netzsicherheitsberechnungen auch verschiedene Ausfallszenarien berücksichtigt. Hierbei muss gewährleistet sein, dass stochastische Ausfälle einzelner Betriebsmittel nicht zu Folgeauslösungen führen und keine technischen Randbedingungen verletzt werden.

Die Ausbauplanung erfolgt so, dass für die prognostizierte Übertragungs- und Verteilungsaufgabe ein ausreichend bemessenes Netz vorgehalten wird, das wiederum eine sichere und zuverlässige Betriebsführung und eine dem Stand der Technik entsprechende Versorgungszuverlässigkeit ermöglicht.

Die rechnergestützten Netzanalysen für das Hochspannungsnetz basieren auf einem digitalen Netzmodell und umfassen Lastfluss-, Kurzschlussstrom- und Netzsicherheitsberechnungen. In der Netzmodellierung werden zur Darstellung und Untersuchung des Ist-Zustands die maximal gemessenen Bezugsleistungen und die aktuell installierten Einspeiseleistungen je Netzknoten berücksichtigt und mit real aufgetretenen Messwerten am jeweiligen Netzknoten abgeglichen. Die entsprechenden Leistungen für das Zukunftsszenario 2032 ergeben sich aus den aktuellen Lasten, den prognostizierten installierten Leistungen und den prognostizierten zusätzlichen Lasten für den jeweiligen Netzknoten. Die Entwicklung bei nachgelagerten Netzbetreibern ist in den Prognosen inkludiert.

Für die Netzanalyse und Netzausbauplanung im 110-kV-Netz werden immer die beiden folgenden auslegungsrelevanten Fälle untersucht:

- Starklastszenario mit geringer Erzeugung
- Schwachlastszenario mit maximaler Erzeugung

Falls notwendig werden in Einzelfällen auch noch die beiden Szenarien „Starklast mit hoher Erzeugung“ und „Schachlast mit geringer Erzeugung“ mit betrachtet.

Insbesondere in ländlichen Regionen mit bereits sehr hoher installierter Erzeugungsleistung und nur geringer Lastabnahme stellt der Erzeugungs-/Rückspeisefall die auslegungsrelevante Größe für die Netzdimensionierung und den erforderlichen Netzausbau dar.

Im Rahmen der Netzanalysen wird das Hochspannungsnetz für die verschiedenen Szenarien auf Einhaltung der technischen Anforderungen im Normalbetrieb und bei möglichen Ausfällen überprüft. Ergeben sich hierbei Engpässe oder technische Defizite werden Ausbauvarianten entwickelt und unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) entsprechende Maßnahmen abgeleitet und priorisiert.

Das 110-kV-Stromnetz der AllgäuNetz hat bis zum Berichtsjahr keine Engpassregionen.

3.2. Planungsgrundlage Mittel- und Niederspannung

Die Netzanalysen für das Mittel- und Niederspannungsnetz basieren ebenfalls auf einem digitalen Netzmodell und umfassen Lastfluss-, Kurzschlussstrom- und Netzsicherheitsberechnungen. In der Netzmodellierung in der Mittelspannung werden zur Darstellung und Untersuchung des Ist-Zustands die maximal gemessenen Bezugsleistungen je Mittelspannungsabgang aus den mit Sensorik ausgestatteten Schaltanlagen und die aktuell installierten Einspeiseleistungen je Netzknoten berücksichtigt und mit real aufgetretenen Messwerten abgeglichen.

In der Niederspannungsnetzanalyse wird die digitale Modellierung der Netztopologie durch generische Lasttypen und durch anschlussstarke Zuordnung von Einspeiseanlagen ergänzt.

Zur Simulation in beiden Spannungsebenen wird ein etabliertes Netzberechnungssystem eingesetzt.

Für die Netzanalyse und Netzausbauplanung werden in der Mittel- und Niederspannung, genauso wie im 110-kV-Netz, die beiden folgenden für die Dimensionierung maßgeblichen Fälle untersucht:

- Starklastszenario mit hoher Last und geringer Erzeugung
- Einspeiseszenario mit hoher Erzeugung und geringer Last

Falls notwendig werden in Einzelfällen auch noch die beiden Szenarien „Starklast mit hoher Erzeugung“ und „Schachlast mit geringer Erzeugung“ mit betrachtet.

Insbesondere in ländlichen Mittel- und Niederspannungsnetzen mit bereits sehr hoher installierter Erzeugungsleistung und nur geringer Lastabnahme stellt das Einspeiseszenario mit maximaler Erzeugung die auslegungsrelevante Größe für die Netzdimensionierung und den erforderlichen Netzausbau dar.

Im Rahmen der Netzanalysen wird jeder Mittelspannungsnetzbereich für die benannten Szenarien auf Einhaltung der technischen Anforderungen im Normalbetrieb und bei möglichen Ausfällen überprüft. Um den Ausbaubedarf auf Ebene der Niederspannungsnetze zu quantifizieren und die erforderlichen Kapazitäten für seine Bewältigung frühzeitig zu akquirieren wird das digitale Netzmodell mit räumlich fein aufgelösten Prognosen zur Entwicklung der Einspeisung und der Lastzuwächse überlagert und daraus ein Mengengerüst abgeleitet.

Wegen der größer werdenden Unschärfe, die sich mit absteigender Spannungsebene inhärent ergibt, ist ein konkreter räumlicher Bezug der einzelnen Ausbaumaßnahmen in der Mittel- und Niederspannungsnetzebene nicht mehr gegeben. Vor diesem Hintergrund wird die Mittel- und Niederspannungsnetzebene verstärkt digitalisiert. Das bedeutet, dass durch den verstärkten Einbau von Sensorik in den Ortsnetzstationen die Leistungsentwicklung genauer beobachtet und damit das Stromnetz näher an den Bemessungsgrößen betrieben werden kann.

Aus der Planungsperspektive der Mittelspannung lässt sich jedoch eine strukturelle Veränderung feststellen. Der treibende Auslöser für Netzausbauplanungen ist die deutliche Zunahme von Photovoltaikfreiflächenanlagen, insbesondere im Leistungsbereich größer fünf Megawatt. Diese Anlagentypen bedingen aufgrund der bereits starken Vorbelastung des Mittelspannungsnetzes, vermehrt Netzausbaubedarfe. Diese Anlagengrößen und die kontinuierliche Zunahme an Anschlussbegehren stellen eine planerische Herausforderung an den strukturierten Ausbau des Mittelspannungsnetzes dar.

Der Netzausbaubedarf in der Niederspannung ist aktuell ebenfalls von dezentraler Einspeisung getrieben. Die politische Zielsetzung bezüglich Klimaneutralität im Stromsektor wird in einer deutlichen Steigerung des Zubaus und entsprechend auch des Ausbaubedarfs resultieren. Die Prognosen liegen hier deutlich über dem Bedarf aus den PV-Boom-Jahren 2009-2011. Hinzu kommt der Lastzuwachs aufgrund der Zunahme von Elektrofahrzeugen und der Transformationen im privaten Wärmesektor.

4. Optimierung Verstärkung Ausbaumaßnahmen

Die in jüngster Vergangenheit erfolgte grundsätzliche Veränderung der politischen und marktlichen Rahmenbedingungen wird in einer deutlich erhöhten Transformationsgeschwindigkeit resultieren und erhöht die Notwendigkeit eines effizienten und raschen Ausbaus des Verteilnetzes. Bei allen Veränderungen der Rahmenbedingungen – das regionale Verteilnetz – ist die Plattform der anstehenden Energietransformation.

Die umfassenden Veränderungen bedürfen einer tiefgründigen Analyse und strukturierter Ableitung der Anforderungen an ein Verteilnetz der Zukunft. Dieser Prozess ist bereits angelaufen und wird in einer grundlegend überarbeiteten Maßnahmenliste resultieren. Darüber organisieren sich die Verteilnetzbetreiber zukünftig in Planungsregionen. Innerhalb der Planungsregion werden gemeinsame Entwicklungspfade für Einspeiser, Lasten und Flexibilitäten erarbeiten. Dadurch sollen bestehende Abstimmungsprozesse besser strukturiert und weiter intensiviert werden. Die in der Planungsregion gemeinsam erarbeiteten Zukunftsbilder werden bei den kommenden Aktualisierungen des Netzausbauplans der AllgäuNetz Berücksichtigung finden.

5. Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen

In einem Forschungsprojekt mit dem Titel „RPC2“ wurde das Blindleistungsstellpotential von Kundenanlagen erprobt. Ziel war es für Hoch- und Mittelspannungsnetze, ein netzebenen- und netzbetreiberübergreifendes Blindleistungsmanagement zu entwickeln und anzuwenden. Darüber hinaus werden aktuell bereits die Blindleistungspotentiale von Erzeugungsanlagen genutzt, um die vertraglichen Blindleistungsgrenzen gegenüber dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber einzuhalten.

Da dieses Potential entsprechend den Ergebnissen aus dem Forschungsvorhaben und dem zukünftigen Bedarfsprognosen nicht ausreichen wird, ist überdies perspektivisch eine marktliche Beschaffung von Blindleistung in Vorbereitung sowie ergänzend eine großtechnische Blindleistungsbereitstellung in der Planung. Das Blindleistungspotential von Erzeugungsanlagen, welche an die Mittelspannung angeschlossen werden, dient vorrangig der Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzwerte in der Mittelspannung. Nicht frequenzgebundene Flexibilitätsdienstleistungen im Sinne des § 14 c EnWG (z.B. netzdienliche Speicher) finden aktuell (noch) keine Berücksichtigung, u.a. da momentan die konkrete gesetzliche Grundlage aus EnWG §14 a fehlt.