

Modell für ein neues Stromnetzentgeltsystem

September 2024

Strom KnowHow GmbH
Rathenaustrasse 12
D-30159 Hannover
stromknowhow.de
Helmut Jantos
Fon: +49 511 546 88 01
Mail: jantos@stromknowhow.de

Ausgangslage und Aufgabenstellung

Das bestehende Netzentgeltsystem hat seine Wurzeln in den Verbändevereinbarungen zwischen der Energiewirtschaft und den Verbraucherverbänden, die um die Jahrtausendwende mühsam ausgehandelt wurden. 25 Jahre später sind die Voraussetzungen für das damalige System weitestgehend entfallen.

Dies betrifft die Erzeugungsstruktur, das Abnahmeverhalten, die Lastflüsse, die Netzauslastungscharakteristik, die Netzkostenkomponenten, aber auch die informations- und kommunikationstechnischen Möglichkeiten, Netzentgelte bekannt zu geben und abzurechnen.

Seinerzeit war davon ausgegangen worden, dass die Kraftwerkskapazitäten entsprechend der regionalen Verbräuche installiert sind und dass das Stromnetz jederzeit ausreichend dimensioniert ist, um eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes infolge von Wettbewerb zu ermöglichen. Deswegen wurde auf eine Beteiligung der Stromerzeuger an den Netzkosten (G-Komponente) und eine Entfernungsabhängigkeit (ab VVII) verzichtet.

Es wurde außerdem angenommen, dass der Lastfluss stets von oben nach unten, also von höheren Spannungsebenen in niedrigere, erfolgt und folglich die Dimensionierung der Netzkapazitäten ausschließlich anhand der Verbräuche bzw. deren zeitgleichen Leistungsspitzen vorgenommen wird.

Mit Ausnahme der Kosten für die Netzverluste sind praktisch alle Netzkosten allein von der Netzkapazität, nicht jedoch von der tatsächlichen Nutzung des Netzes abhängig. Deswegen wurde für RLM-Abnahmestellen ein Entgelt für die Inanspruchnahme der Kapazität in Form eines Leistungspreises für die tatsächlich auftretende Jahreshöchstleistung angesetzt – unabhängig davon, wann diese Leistungsspitze auftritt.

Da nicht alle Jahreshöchstleistungen der Verbraucher gleichzeitig auftreten, ist die Summe der zeitgleichen Jahreshöchstleistungen kleiner als die Summe der zeitungleichen Jahreshöchstleistungen. Der Netzbetreiber erhielte zu viel Erlöse, wenn die Netzkosten durch die zeitungleiche Summe der nutzerseitigen Jahreshöchstleistungen dividiert würde. Deswegen wurde unterstellt, dass es einen Zusammenhang zwischen der Jahresnutzungsdauer (Jahresentnahmemenge/Jahreshöchstleistung) eines Verbrauchers und seinem zeitgleichen Anteil an der Netzlastspitze gibt.

Mathematisch resultieren daraus die bekannten Leistungs- und Arbeitspreissysteme für Nutzungsdauerbereiche über und unter 2.500 h/a. Tatsächlich gibt es jedoch den dabei unterstellten Zusammenhang gar nicht. Es handelt sich vielmehr um eine grobe Vereinfachung eines statistischen Zusammenhangs. Einige Verbraucher profitieren von dem System, weil ihr tatsächlicher Höchstlastbeitrag viel höher ist, als es bei ihrer Jahresnutzungsdauer unterstellt wird. Bei anderen Verbrauchern hingegen ist es umgekehrt.

Um die Fälle, in denen dieses Ungleichgewicht besonders groß ist, abzufangen, wurde die atypische Netznutzung bereits in der Verbändevereinbarung eingeführt, später in die StromNEV

übernommen und noch später von der Bundesnetzagentur ausgestaltet. Ein Vorläufer dieser Regelung bestand schon zu Monopolzeiten bei vielen integrierten Energieversorgern in Form von sogenannten Stark- oder Schwachlastregelungen. Ein anschauliches Beispiel sind Kühlhäuser, die im Winter, wo (damals) im Netz die Lastspitzen lagen, weniger Leistung benötigten und diese zusätzlich auch noch tageszeitlich steuern können.

Alternativ hätte man schon damals Systeme wählen können, die generell auf den Zeitpunkt der Jahreshöchstleistung abstellen. Allerdings hätte man das damals technisch kaum auswerten und abrechnen können.

Die energiewirtschaftliche Begründung für die Bandlastprivilegierung in § 19 (2) Satz 2 StromNEV war, dass viele stromintensive Industriebetriebe gezielt Standorte in Verbindung mit und in der Nähe von Grundlastkraftwerken (vor allem Kernenergie) angesiedelt wurden und deswegen nur sehr wenig Netzinfrastruktur in Anspruch nahmen. Die Grundlastkraftwerke existieren nicht mehr, womit die Voraussetzung für eine Reduzierung des standardmäßigen Netzentgeltes entfallen ist.

Notwendig ist es vielmehr, die damalige Idee wieder aufzugreifen, nämlich den Strom am Ort seiner Erzeugung insgesamt günstiger zu machen als einige hundert Kilometer entfernt.

Ergänzt wird das aktuelle Netzentgeltsystem durch eine Monatspreisregelung, eine Regelung für Kraftwerksausfälle, für Straßenbeleuchtung und vermiedene Netzentgelte für dezentrale Einspeisungen. Die vollständige Netzentgeltbefreiung für Speicherbetreiber ist eine weitere Spezialform der Netzentgelte, die zu hinterfragen ist. Speicherbetreiber und Elektrolyseure sollten nur dann netzkostenfrei Strom beziehen können, wenn das Netz nicht kurz vor der Kapazitätsgrenze steht. Nicht in diese Systematik gehören singuläre Netzentgelte.

Die Netzentgelte resultieren aus den individuellen Netzkosten der jeweiligen Netzbetreiber und spiegeln somit die lokale Kostensituation vor Ort wider. Diese sind nur zum geringen Teil Ergebnis wirtschaftlicher Effizienz des Netzbetreibers, sondern in erster Linie seit jeher der Abnahmestruktur und den geografischen Gegebenheiten des Netzes und heute zusätzlich dem Ausbau- und Redispatchbedarf für die Aufnahme regenerativen Stroms geschuldet.

Dem letzten Punkt wird ansatzweise dadurch Rechnung getragen, dass die Übertragungsnetzentgelte inzwischen bundesweit vereinheitlicht sind und die Bundesnetzagentur eine Kostenentlastung für die Netze plant, die für den Stromfluss von unten nach oben dimensioniert werden (Verfahren BK 8-24/001-A).

Wird die Gesamtheit der Netzentgelte einschließlich KWK-Umlage, Offshore-Umlage, §19-Umlage (einschließlich der von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Verfahrens BK 8-24/001-A geplanten Kostenumlage (ggfs. auch noch Konzessionsabgabe) betrachtet, so wird der überwiegende Teil der Entgelte energiemengenabhängig gezahlt, was mit dem Gedanken kostenorientierter Netzentgelte nicht vereinbar ist.

Wir halten deswegen die gesamte Netzentgeltsystematik für überholt und schlagen ein vollkommen neues System vor, das die bisherigen Sonderregelungen bereits integriert hat, weil es kostenverursachungsgerecht ausgestaltet ist. Angesichts ausufernder Netzkosten, immer häufigerem Ungleichgewicht im Markt (negative Spotpreise) und immer häufiger auftretender Netzengpässe besteht dringender Handlungsbedarf. Kosmetische Korrekturen am bestehenden System, bedeutet, in wenigen Jahren von vorne anzufangen, und löst die Probleme nicht. Künftige Netzentgelte sind ein wesentliches Entscheidungskriterium für Investitionen der Marktakteure. Die Entscheidung über das Netzentgeltsystem zu verschieben, bedeutet dringende erforderliche Investitionen zu verschieben. Es ist Zeit, mutig und entschlossen, zukunftsfähige Systeme zu beschließen und durchzusetzen, um den Weg in die klimaneutrale Energiezukunft zu ermöglichen.

Die Anforderungen an ein neues Netzentgeltsystem sind:

- Konsequente Kostenorientierung
- Deutliche Preissignale, die den Marktungleichgewichten entgegenwirken
- Allgemeingültigkeit in Bezug auf alle Netzbetreiber und Netznutzer
- Zweckdienlichkeit auch für die künftig kommenden Netz-, Erzeugungs- und Verbrauchstrukturen
- Einbeziehung aller Netzentgeltkomponenten soweit rechtlich möglich (also auch Umlagen)
- Verständlichkeit

Nach unserer Überzeugung bietet ein neues System aus einem Guss große Chancen, bestehende Hemmnisse bei der Flexibilisierung von Verbrauch und Stromerzeugung zu beseitigen, Investitionssicherheit für Speicherbetreiber und Elektrolyseure zu schaffen und die Systemkosten damit insgesamt deutlich zu begrenzen.

Grundüberlegungen

Historisch lassen sich die Netzzustände in zwei Bereiche einteilen: einen Bereich, in dem mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit Netzlastspitzen auftreten (Engpass) und ein Bereich, in dem mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Netzlastspitze auftritt (Balance). Die Zeiten wurden grob mit den Begriffen Tag/Nacht bzw. Hochtarif-/Niedrigtarif belegt.

In Zeiten hoher dezentraler Einspeisungen kommt in immer mehr Netzen ein dritter Bereich hinzu, gekennzeichnet durch eine gewisse Wahrscheinlichkeit, dass der Stromfluss von unten nach oben, also von der niedrigeren in die höhere Spannungsebene, erfolgt (Lastumkehr). Die Jahresdauerlinie endet in diesen Fällen bei negativen Leistungswerten. Dabei kann der maximale Lastfluss von unten nach oben deutlich kleiner, in ähnlicher Größenordnung oder sogar größer als der maximale Lastfluss von oben nach unten sein. Im letzten Fall bildet diese Größe die Dimensionierungsgrundlage für das Netz.

Die Netzkosten sind minimal, wenn die Energie mit möglichst geringer Netzlastspitze, transportiert bzw. verteilt wird. Dementsprechend müssen die Engpasskosten, also die Netznutzung in Zeiten mit hoher Wahrscheinlichkeit einer Netzlastspitze, entsprechend teuer sein. Im Gleichgewichtsbereich (Balance) hingegen kann die Netznutzung fast kostenfrei erfolgen, denn die Grenzkosten sind dann (abgesehen von den Netzverlusten) Null. Um den Anreiz zur Lastverlagerung für Erzeuger, Verbraucher und Speicherbetreiber zu maximieren, sollte der Preisunterschied zwischen den verschiedenen Lastbereichen möglichst hoch sein.

Es hat sich gezeigt, dass Netznutzer in ihrem Lastverhalten sehr preisunelastisch sind, also erst bei großen Preisunterschieden Last verlagern. Speicherbetreiber benötigen aufgrund der hohen Investitionskosten ebenfalls große Preisunterschiede zwischen den Zeitbereichen. Preisunterschiede, die vom Netzentgeltsystem nicht bereitgestellt werden, muss der Markt in Form negativer Spotpreise bereitstellen – oder es werden zu wenig Speicher gebaut. Das aktuelle Netzentgeltsystem liefert keinen Anreiz zur Lastverlagerung. Lediglich die Sonderregelung nach § 19 (2) Satz 1 StromNEV (Atypik) setzt hierfür einen Anreiz. Allerdings setzt die aktuelle Regelung mit ihren statischen Hochlastzeitfenstern in vielen Fällen falsche Signale.

Die Zeitbereiche Engpass, Balance und Lastumkehr sind für jeden regionalen Netzbereich, der kleiner sein kann als der durch die Eigentumsgrenzen vorgegebene, und jede Netzebene anders. Es handelt sich nicht um feste Zeiten, denn Wind und Wetter folgen keinen festen Regeln; es gibt lediglich Wahrscheinlichkeiten. Die Zeiten werden sich zudem von Jahr zu Jahr mit der Veränderung von Strommarkt und Netzstrukturen verändern.

Eine zentrale Herausforderung eines Netzentgeltsystems ist es, Preissignale vom Strommarkt nicht zu konterkarieren, wie es aktuell § 19 (2) Satz 2 StromNEV tut. Auch im Strommarkt lässt sich eine Dreiteilung der Zeitbereiche vornehmen. Es gibt Zeiten von Knappheit, symbolisiert durch den Begriff Dunkelflaute, Zeiten des Stromüberschusses, im Sommer an Sonntagen inzwischen regelmäßig, und Zeiten der Entspannung zwischen Angebot und Nachfrage.

Es sind neun Kombinationen aus den jeweils drei Zeitbereichen gemäß nachstehender Markt-Netz-Matrix möglich.

In den grünen Kombinationen erfordern Markt und Netz das gleiche Nutzerverhalten, in den gelben Kombinationen ist eine Seite indifferent und in den roten Kombinationen gibt es einen Konflikt. Die Frage ist, welche der neun Fälle tatsächlich von Gewicht sind. Wir haben dazu verfügbare Zeitreihen analysiert. Zur Beschreibung des Angebots-/Nachfrageverhältnis im Strommarkt wurde die Definition der Residuallast der Bundesnetzagentur auf smard.de herangezogen, also der Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung aus Wind- und Solarenergie. Die Leistungswerte werden jeweils auf die Jahreshöchstlast bezogen, so dass sich relative Werte ergeben.

		Strommarkt		
		Knappheit	Entspannung	Überschuss
Netzlast	Engpass			
	Balance			
	Lastumkehr			

Als Maßstab für die Netzbelastung wurde die vertikale Netzlast, also die zeitgleiche Entnahme aus einer Spannungsebene abzüglich der Einspeisungen und Rückspeisungen in diese Spannungsebene, herangezogen. Diese Daten sind gemäß § 23 c EnWG im Internet verfügbar. Die Lastverläufe wurden auf die jeweilige Jahreshöchstlast bezogen, um sie untereinander vergleichen zu können.

Um das Spektrum an unterschiedlichen Netzen abzubilden wurden jeweils die Hochspannungs- und Mittelspannungsebene der Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz (viel Wind, wenig PV, wenig Industrie, ländliche Struktur), Bayernwerk Netz (kaum Wind, sehr viel PV), Westnetz (durchschnittlich Wind und PV, hohe Industrielast), Netze BW (sehr wenig Wind, wenig PV, sehr viel Industrie), Stromnetz Hamburg (Großstadt, kaum regenerative Energie), swm Infrastruktur (Großstadt, kaum regenerative Energie) und E.DIS Netz (sehr viel Wind, durchschnittlich PV, sehr wenig Industrie) herangezogen.

Es kommt nicht darauf an, dass Markt und Netzlast mathematisch hoch korrelieren, sondern welche Kombinationen aus obiger Matrix wie häufig auftreten. Wir haben auf eine numerische Auswertung verzichtet, weil hierzu eine exakte Definition der Grenzen zwischen den Zeitbereichen notwendig wäre.

Stattdessen haben wir aus dem Jahr 2023 drei exemplarische Wochen herausgegriffen und die Daten grafisch gegenübergestellt. Die Kalenderwoche 2 war durch winterliche Verhältnisse und sehr viel Wind gekennzeichnet, so dass die Residuallast ein niedriges Niveau aufwies. Die KW 31 war durch sommerliche Verhältnisse und sehr hohe PV-Einspeisung gekennzeichnet, so dass die Residuallast zeitweise ins Negative abrutschte. Die KW 48 schließlich hat klare Merkmale einer Dunkelflaute mit der höchsten Residuallast gezeigt.

Zusätzlich haben wir die Jahresdauerlinien der vertikalen Netzlast dargestellt. Die Last ist relativ bezogen auf die Jahreshöchstlast und die Zeit ebenfalls prozentual aufgetragen. Die Ergebnisse sind im Anhang dargestellt. Wir verzichten an dieser Stelle auf eine ausführliche Diskussion, empfehlen aber die intensive Auseinandersetzung mit diesen Darstellungen.

In der KW 2 ist der Markt entspannt, am Sonntag droht sogar Stromüberschuss. Die Netzgebiete Schleswig-Holstein Netz, E.DIS Netz und Westnetz sind in Balance. Die südlichen Netzbetreiber und Stromnetz Hamburg hingegen haben zweitweise sehr hohe Netzbelastungen.

In der KW 31 ist der Markt meistens in Balance, in der Mittagszeit droht jedoch ein Stromüberschuss. In keinem Netzbereich droht ein Engpass. Die meisten Netzbetreiber sind über größere Zeitbereiche von Lastumkehr betroffen.

In der KW 48 ist der Markt insbesondere am Donnerstag und Freitag von Knappheit geprägt. Alle Netzlasten sind in dieser Zeit sehr hoch. Die Netzlast wird bei Dunkelflaute von der Verbrauchslast geprägt. Hier gibt es keine gravierenden Unterschiede zwischen den großen Netzen.

Bereits 2023 weisen mehrere Netze deutlich höhere Rückspeise- als Entnahmeleistungen auf. In Zukunft werden es noch viel mehr Netze sein. Ein Entgeltsystem, das ausschließlich denjenigen, die Strom aus dem Netz entnehmen die Netzkosten aufbürdet, kann in diesen Fällen keine Steuerungswirkung entfalten; es wird im Gegenteil eine Entlastung des Netzes durch Stromentnahme in Zeiten der Lastumkehr behindert. Es ist somit notwendig, Einspeiser in die Netzentgeltsystematik einzubeziehen. Das EnWG sieht Netzentgelte für Netznutzer vor. Als Netznutzer gelten definitionsgemäß auch Einspeiser. Vermiedene Netzentgelte würden in einem solchen System aufgehen.

Einspeiser, die in Engpasszeiten einspeisen, erhalten eine Vergütung, solche die in Zeiten der Lastumkehr einspeisen, tragen Netzkosten. Da die Anwendung eines solchen Systems für regenerative Stromerzeugungsanlagen politisch kaum haltbar sein dürfte, müsste die Anwendung auf Erzeugungsanlagen mit fossilen Brennstoffen, Wasserstoff und Batteriespeicher begrenzt bleiben.

Netzentgelte sollten darüber hinaus auch negative Werte annehmen können. Nur so lässt sich der Anreiz, in Zeiten der Lastumkehr die Netzentnahme durch zeitliche Verbrauchsverschiebung, durch Speichertechnologien (einschließlich Elektrolyse), durch Reduzierung von dezentralen Erzeugungsleistungen (BHKW) oder durch Power-to-Heat-Anwendungen das Netz zu entlasten, erhöhen. Der Spotmarkt kennt negative Preise, dann sollten sie im Netzentgelt auch vorgesehen werden.

Die Politik hat sich für die Beibehaltung einer einheitliche Strompreiszone entschieden. Es wird somit weiterhin Situationen wie in der KW 2 geben, in denen die Marktpreise den Marktakteuren Anreize geben, den Stromverbrauch (z.B. durch Energieeinspeicherung) zu erhöhen (oder die Erzeugung zu reduzieren), obwohl die Netze (im Süden) an der Kapazitätsgrenze sind. Dies sind

die klassischen Redispatch-Zeiten, die es zu reduzieren gilt. Das kann nur gelingen, wenn die Netzentgelte, insbesondere die des Übertragungsnetzes, regionalisiert werden. § 24 EnWG schreibt einheitliche Netzentgelte für das Übertragungsnetz vor. Eine Lösung dieses Konflikts könnte darin bestehen, zwar einheitliche Entgelte festzusetzen, jedoch den zeitlichen Anwendungsbereich zu differenzieren. Immerhin bedeuten einheitliche Leistungs- und Arbeitspreise auch keineswegs, dass jeder Netznutzer je kWh gleich viel bezahlt, vielmehr spielt das Nutzerverhalten eine Rolle.

Sollte dies rechtlich nicht haltbar sein, muss auf anderem Wege sichergestellt werden, dass die Kostenbelastung der Netznutzer insgesamt in allen Regionen gleich ist.

Fazit:

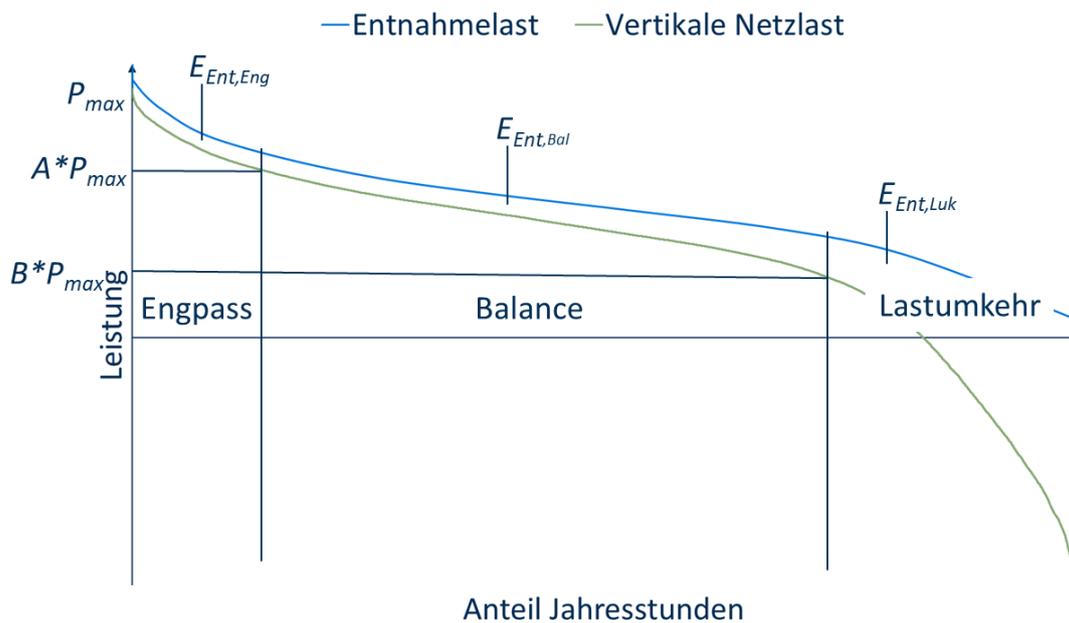
Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass in der Markt-Netz-Matrix keine Konflikte auftreten. Zwar decken sich derzeit noch in großen Netzbereichen Zeiten von Engpass mit denen von Knappheit oder wenigstens Balance und Zeiten von Lastumkehr mit Überschuss oder Balance, aber es gibt auch die Kombination Engpass/Überschuss und Lastumkehr/Knappheit. In diesen Fällen muss das Netz Vorrang haben, d.h. der Anreiz, den das Netzentgelt setzt, muss das Marktsignal überkompensieren. Dementsprechend deutlich müssen die Netzentgeltanreize sein. Der Ausgleich im Markt muss über die Netzbereiche erfolgen, in denen es keine Markt-Netz-Konflikte gibt.

Das Modell

Unser Modell ist eine Arbeitspreis-Lastbereichs-Matrix mit dynamischen Zeitbereichen, das in seiner Wirkung eine Entgeltpreisstruktur hervorbringt, wie sie auch in den Spotpreisen am Markt zu finden ist.

Es werden zwei Schwellwerte relativ zur (historischen) Jahresspitze der vertikalen Netzlast p_{max} definiert. Diese Schwellwerte A (Engpassgrenze) und B (Lastumkehrgrenze) teilen die Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast in die drei Bereiche Engpass, Balance und Lastumkehr. Die Definition der Schwellwerte hat so zu erfolgen, dass mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit unterhalb von $A \cdot p_{max}$ keine Netzlastspitze zu erwarten ist und oberhalb von $B \cdot p_{max}$ keine Lastumkehr stattfindet. Da die Verläufe der Jahresdauerlinien sehr unterschiedlich sind, sollte es keine festen Vorgaben für A und B geben.

In den Engpasszeiten gilt der Netzpreis p_{Eng} (in ct/kWh), in Zeiten der Balance ist der Preis $p_{Bal} = fix$ und in den Zeiten der Lastumkehr gilt $p_{LUK} = -c \cdot p_{Eng}$. c ist ein Faktor zwischen 0 und 1, der dafür sorgt, dass die Vergütungspreise für die Netzentnahme nicht zu hoch werden. Soweit Netzentgelte auch von (Teilen der) Einspeiser gezahlt werden sollen, wären hierfür jeweils die Preise mit umgekehrtem Vorzeichen anzusetzen.



Aus dem historischen Lastgang lassen sich die Anzahl der Stunden für die drei Lastbereiche sowie die zugehörigen Arbeitsmengen für Entnahme $E_{Ent,i}$ und Einspeisung/Rückspeisung (vorzeichenrichtig) bestimmen. Aus den Kosten der Netzebene, den historischen Lastverläufen, A , B und c sind die Preise mathematisch eindeutig bestimmbar und werden allgemeingültig veröffentlicht.

Die Wahl von A und B bestimmt je nach Verlauf der Dauerlinie die Anzahl von Stunden, die als Engpasszeiten oder Zeiten der Lastumkehr eingestuft werden. Damit wird auch der Preis p_{Eng} in dieser Spannungsebene bestimmt. Je kleiner A , desto geringer der Preis p_{Eng} . p_{Eng} wird sehr hoch sein im Vergleich zu den heutigen Arbeitspreisen im Netzentgelt, weil dafür der Leistungspreis entfällt und p_{Eng} nur für einen Teil der entnommenen Strommenge bezahlt werden muss. Es dürfte jedoch zu Fehlanreizen kommen, wenn p_{Eng} ein gewisses Maß übersteigt. Eine Obergrenze sehen wir bei 20 ct/kWh in der Höchstspannung. Kriterium hierfür ist der notwendige finanzielle Anreiz für eine Energiespeicherung.

Als zusätzliche Stellgröße dient p_{Bal} für die Zeiten der Balance. Dieser Preis repräsentiert die variablen Kosten der Netznutzung und ist damit sehr viel niedriger als p_{Eng} . Welche allgemeinen Vorgaben bezüglich c , p_{Bal} und der Grenze von p_{Eng} (der über die Wahl von A und B eingestellt werden kann) zu machen sind, lässt sich erst nach Auswertung einer größeren Zahl von tatsächlichen Daten ermitteln. Die Größe der jeweiligen Zeitbereiche kann je Netzbereich sehr unterschiedlich sein. Durch die Wahl der Parameter kann ggfs. der Forderung nach gleichen Kosten für alle Transportnetzbereiche trotz unterschiedlicher Preise und Zeiten genüge getan werden.

Der Netzbetreiber macht mit entsprechender Vorlaufzeit eine verbindliche Prognose für die Netzlast des kommenden Tages. Eine unverbindliche, rollierende Prognose für die Folgetage unterstützt die Planung der Netznutzer. Diese Prozesse wird es i.d.R. bei den Netzbetreibern bereits geben. Auf der Basis werden die Zeitbereiche Engpass – Balance – Lastumkehr im

Viertelstundenraster festgelegt und im Internet veröffentlicht sowie über noch zu definierende, maschinenlesbare Formate und Übertragungswege an (interessierte) Marktakteure übermittelt. Die Marktakteure haben somit die Möglichkeit, diese Daten in ihre Day ahead-Prozesse hinsichtlich der Produktionsplanung in der Industrie der Bewirtschaftung von Speichern und Elektrolyseuren sowie bei der Erzeugungsplanung zu berücksichtigen und ihren resultierenden Spothandel daran auszurichten.

Für die Abrechnung kommt es nicht darauf an, ob die Schwellwerte in den prognostizierten Zeitbereichen tatsächlich erreicht werden. Aufgrund anderer Wetterverhältnisse gegenüber dem historischen Zeitraum, verändertem Kraftwerkspark, Netzstruktur und geändertem Nutzerverhalten (das ist ja beabsichtigt) werden auch die tatsächlichen Arbeitsmengen in den Zeitbereichen gegenüber der Netzentgeltkalkulation abweichen. Soweit es beim Netzbetreiber zu Kostenüber- oder Kostenunterdeckungen kommt, werden diese in die Folgeperiode geschoben. Im jetzigen System sind die Mengen und Leistungen auch nicht fix, insofern gibt es hier keine Änderungen im Vergleich zum Status quo.

Der obige Prozess ist kaskadiert für jede Netzebene durchzuführen. In der Höchstspannungsebene gibt es drei Arbeitspreise. Während bei sehr viel Wind im Norden/Nordosten Lastumkehr ausgerufen wird, liegt im Süden ein Engpass vor. Marktakteure werden somit zu gegenläufigem Verhalten angereizt, entlasten so die Netze und reduzieren den Redispatch-Bedarf. Außerdem wird das Ausmaß negativer Strompreise verringert.

In der tieferliegenden Netzebene können grundsätzlich andere Verhältnisse herrschen. Beispiel ist hier die Situation bei Stromnetz Hamburg in der KW 2. Im Umland und damit im umliegenden Übertragungsnetz wird sehr viel Wind eingespeist, aber in Hamburg selbst nicht. Der Strom kommt aus dem Übertragungsnetz und muss den hohen Verbrauch decken. Deswegen sind Hoch- und Mittelspannungsnetz sehr hoch belastet.

Die Preise der einzelnen Spannungsebenen werden je Viertelstunde addiert. Statt bisheriger Kostenwälzung insgesamt werden die Preise an die nächstgelegene Netzebene weitergegeben. Aus Gründen der Einfachheit sollten für die jeweils nachgelagerten Umspannebenen keine separaten Zeiten bestimmt werden (Preise hingegen schon). In der Hochspannungsebene kann es somit neun verschiedene Preise geben.

Sind die Spannungsebenen im gleichen Lastbereich, addieren sich die Preise und das Preissignal ist eindeutig. Ist eine Spannungsebene im Engpass und die andere in der Lastumkehr, heben sich die Preise der beiden Spannungsebenen teilweise auf. Es verbleibt ein schwaches Preissignal der Ebene mit den höheren Kosten. Das entspricht auch der Anforderung in dieser Situation. Welches Nutzerverhalten zu dem Zeitpunkt richtig ist, ist tatsächlich unklar; es besteht eine Pattsituation. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in der großen Mehrzahl der Fälle eindeutige Preissignale entstehen.

In der Mittelspannungsebene gibt es 27 Preise und in der Niederspannungsebene sogar 81 Preise. Zur Illustration haben wir unten ein Zahlenbeispiel eingefügt. Hier ist $c = 0,5$.

Preisbeispiel

Preise je Netzebene (ct/kWh)	p_{Eng}	p_{Bal}	p_{LUK}
Höchstspannung	15	0,25	-7,5
Umsp. HÖS/HS	0,6	0	-0,3
Hochspannung	10	0,25	-5
Umsp. HS/MS	0,4	0	-0,2
Mittelspannung	18	0,25	-9

Preismatrix für Entnahme in Mittelspannung

Höchstspannung	Engpass								
Hochspannung	Engpass			Balance			Lastumkehr		
Mittelspannung	Engpass	Balance	Lastumkehr	Engpass	Balance	Lastumkehr	Engpass	Balance	Lastumkehr
p in ct/kWh	44,00	26,25	17,00	33,85	16,10	6,85	28,40	10,65	1,40

Mittelspannung	Balance								
Hochspannung	Engpass			Balance			Lastumkehr		
Mittelspannung	Engpass	Balance	Lastumkehr	Engpass	Balance	Lastumkehr	Engpass	Balance	Lastumkehr
p in ct/kWh	28,65	10,90	1,65	18,50	0,75	-8,50	13,05	-4,70	-13,95

Höchstspannung	Lastumkehr								
Hochspannung	Engpass			Balance			Lastumkehr		
Mittelspannung	Engpass	Balance	Lastumkehr	Engpass	Balance	Lastumkehr	Engpass	Balance	Lastumkehr
p in ct/kWh	20,60	2,85	-6,40	10,45	-7,30	-16,55	5,00	-12,75	-22,00

Eine Kopplung der Netzentgelte an die Marktpreise ist nicht notwendig, weil in den Fällen, in denen Netz und Markt das gleiche Nutzerverhalten erfordern, es ohnehin zu gleichgerichteten Preisanreizen kommt.

Auswirkungen des Modells

Die Kosten der Netzbetreiber werden weiterhin gedeckt. Die Planungssicherheit verändert sich gegenüber dem Status quo nur unwesentlich. Der Abrechnungsaufwand, der Abwicklungsaufwand und der Aufwand zur Kalkulation der Entgelte sinken. Die Abrechnung von Jahresleistungspreisen ist seit jeher aufwändig. Es gibt derzeit zahlreiche, individuell zu berechnende Entgelte und dadurch hohen Abwicklungsaufwand.

Durch die gezielte Beeinflussung des Nutzerverhaltens kommt es zu einer Glättung der Netzlast. Solange es kein Wachstum bei der Netzlast gibt, resultiert daraus kein Kostenvorteil, weil das Netz schon da ist. Da das Netz aber ausgebaut werden muss, reduziert eine Glättung der Netzlast den Ausbaubedarf und damit die Netzkosten. Das veränderte Nutzerverhalten, der Ausbau und die veränderte Marktstruktur führen dazu, dass sich die Parameter des Modells verändern. Diese Parametrierbarkeit ist ein großer Vorteil, weil nie auszuschließenden Fehlsteuerungen begegnet werden kann, ohne dass Strukturen und Prozesse verändert werden müssen.

Für die entnahmeseitigen Netznutzer insgesamt werden die Kosten des Netzausbaus damit gedämpft. Eine Verschiebung der Kostenbelastung unter den Netznutzern kommt hinzu. Diejenigen Netznutzer, die in Engpasszeiten viel Strom beziehen und/oder in Lastumkehrzeiten wenig, werden tendenziell mehr bezahlen als bislang. Das ist kostenverursachungsgerecht. Flexible Verbraucher hingegen zahlen weniger als im aktuellen System. Das ist kostenverursachungsgerecht. Damit besteht ein hoher Anreiz zur Flexibilisierung, was notwendig und auch explizit gefordert ist.

Elektrolyseure und Speicherbetreiber würden an den „richtigen“ (netzdienlichen) Standorten von dem neuen Entgeltsystem profitieren. Diese Akteure entnehmen den Strom nur zu Zeiten, in denen die Marktpreise niedrig, also die Residuallast hoch ist und nicht bei Dunkelflaute. Somit wäre ihr zu zahlendes Netzentgelt negativ und der Speicherausbau würde unterstützt. Da Speicherbetreiber und Netznutzer mit Flexibilitätspotenzialen den gleichen Preissignalen ausgesetzt sind, wird zudem erreicht, dass sich die gesamtwirtschaftlich günstigsten Optionen durchsetzen. Das Modell ist kompatibel mit den Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“).

Häufig wünschen sich Industriekunden planbare Stromkosten. Ein regenerativ dominiertes Stromsystem beinhaltet keine Planbarkeit. Die Schwankungen der regenerativen Stromerzeugung sind in allen Fristen erheblich, auch im Jahreszeitraum kann die Windeinspeisung um mehr als 10% schwanken. Hinzu kommt, dass mit steigendem Einsatz von Wärmepumpen zu Heizzwecken der Strombedarf stark von den Temperaturen im Winter abhängt und somit weitere Schwankungen induziert. Vor diesem Hintergrund Planungssicherheit vom Staat zu fordern, ist weltfremd. Kostenminimierung und Planungssicherheit sind seit jeher Gegensätze. Im Übrigen wird davon ausgegangen, dass sich die Planungssicherheit nicht verschlechtert. Ein Verfehlen der Voraussetzungen für individuelle Netzentgelte stellt eine deutlich größere Planungsunsicherheit dar.

Jeder Netznutzer kann nach Bekanntgabe der Preise für das Folgejahr mit Hilfe seines historischen Lastgangs und der historischen Zeitbereiche in seinem Netzgebiet die zu erwartenden Netzkosten gut abschätzen. Für Netznutzer, die keine Flexibilitätspotenziale haben, ändert sich im Stromverbrauchsprozess nichts. Kein Netznutzer ist verpflichtet, irgendetwas zu tun. Es ist jedoch davon auszugehen, dass mehr und mehr Akteure die Chancen erkennen und nutzen werden. Viele Netznutzer werden mit Dankbarkeit zur Kenntnis nehmen, dass die Jahresleistungspreise und damit das Damoklesschwert einer einzelnen, unbeabsichtigten Jahreshöchstleistung, egal zu welcher Zeit, verschwunden ist.

Es ist keineswegs ausgemacht, dass die bislang unter die Bandlastregelung fallenden Kunden mit dem neuen Modell mehr bezahlen als bislang. Das hängt von den Parametern des Modells, dem tatsächlichen Nutzerverhalten und dem bislang gewonnenen Kostenvorteil ab.

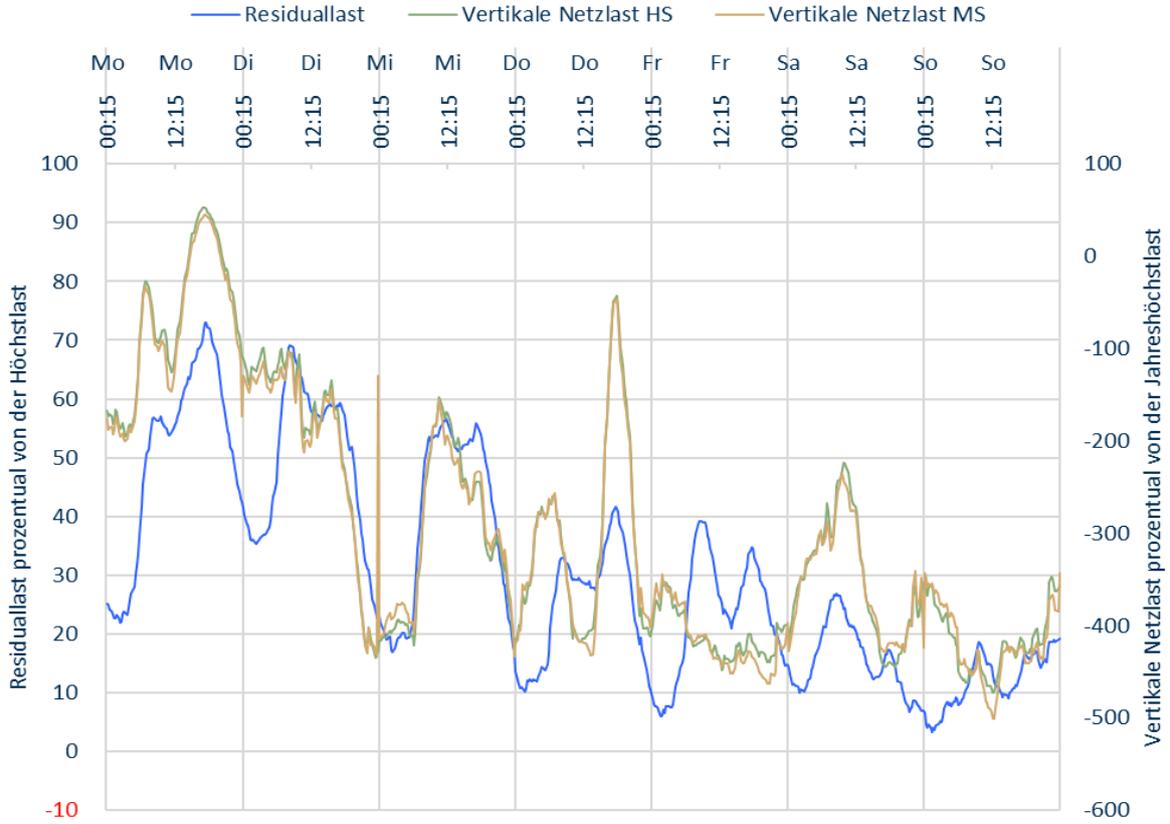
Ein kostenorientiertes Netzentgeltmodell fördert den Aufbau einer Energiespeicherstruktur an den Stellen, wo es das Netz erfordert, so dass hierfür keine zusätzlichen, staatlichen

Subventionen notwendig sind. Das vorgeschlagene Netzentgeltmodell beendet den Anreiz fossile Stromerzeugungsanlagen (auch BHKW und KWK-Anlagen) selbst dann laufen zu lassen, wenn die Spotpreise bereits deutlich negativ sind und regenerative Anlagen abgeregelt werden, weil derzeit dadurch die hohen Netzentgelte (und Abgaben) beim Strombezug vermieden werden. Das schont das Klima und spart Erdgas.

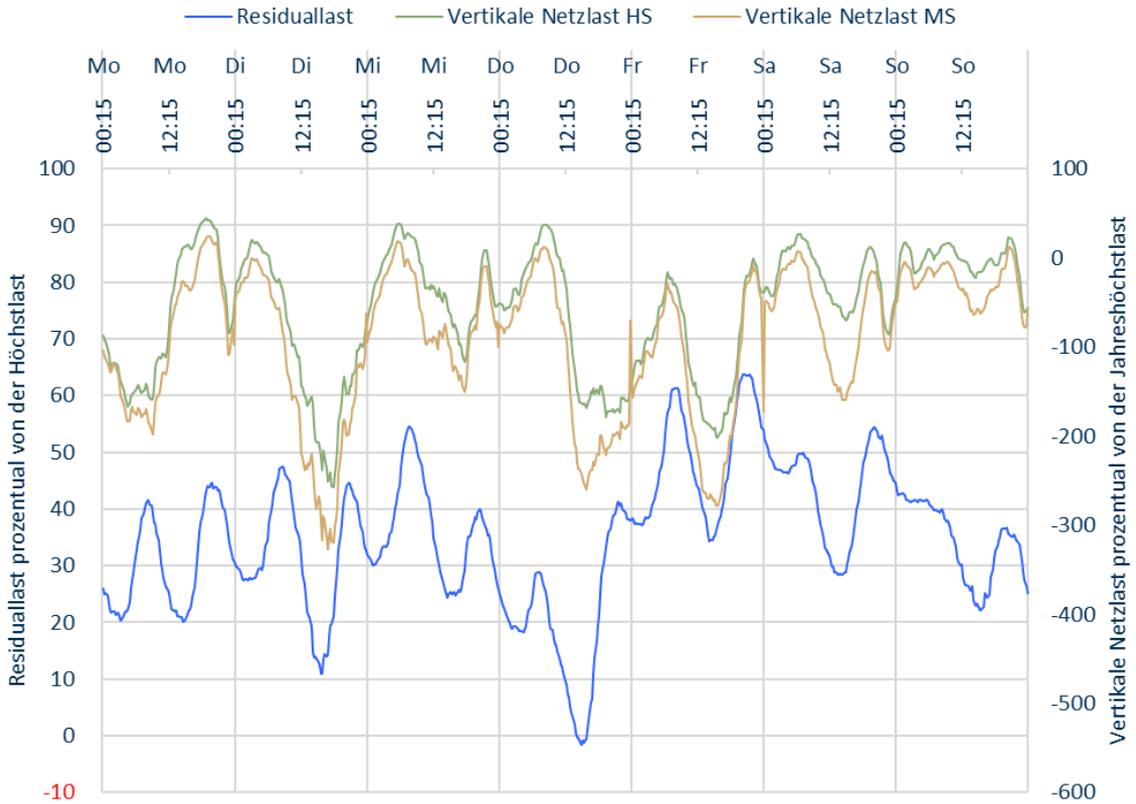
Durch Speicherausbau und geändertes Nutzerverhalten werden die Marktwertfaktoren der regenerativen Stromerzeugung stabilisiert, was die Kosten aus der EEG-Umlagefinanzierung senkt.

Anhang

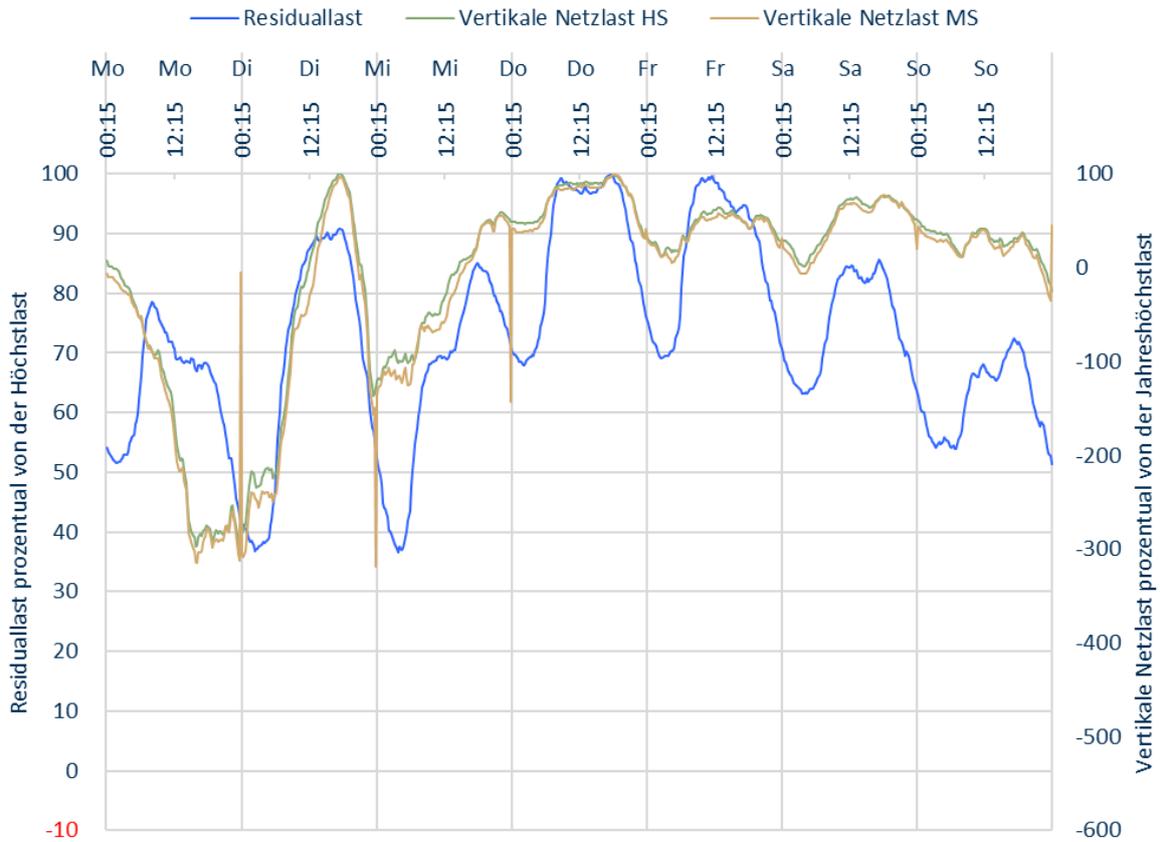
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Schleswig-Holstein Netz - Kalenderwoche 2



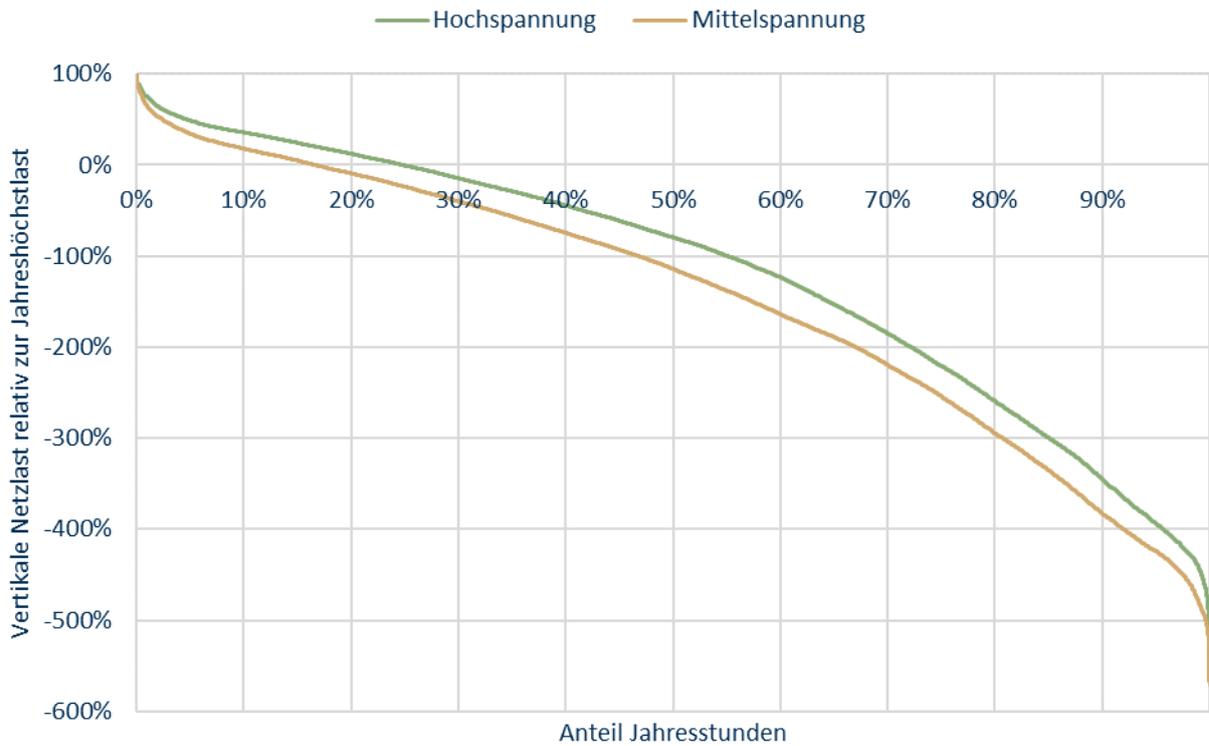
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Schleswig-Holstein Netz - Kalenderwoche 31



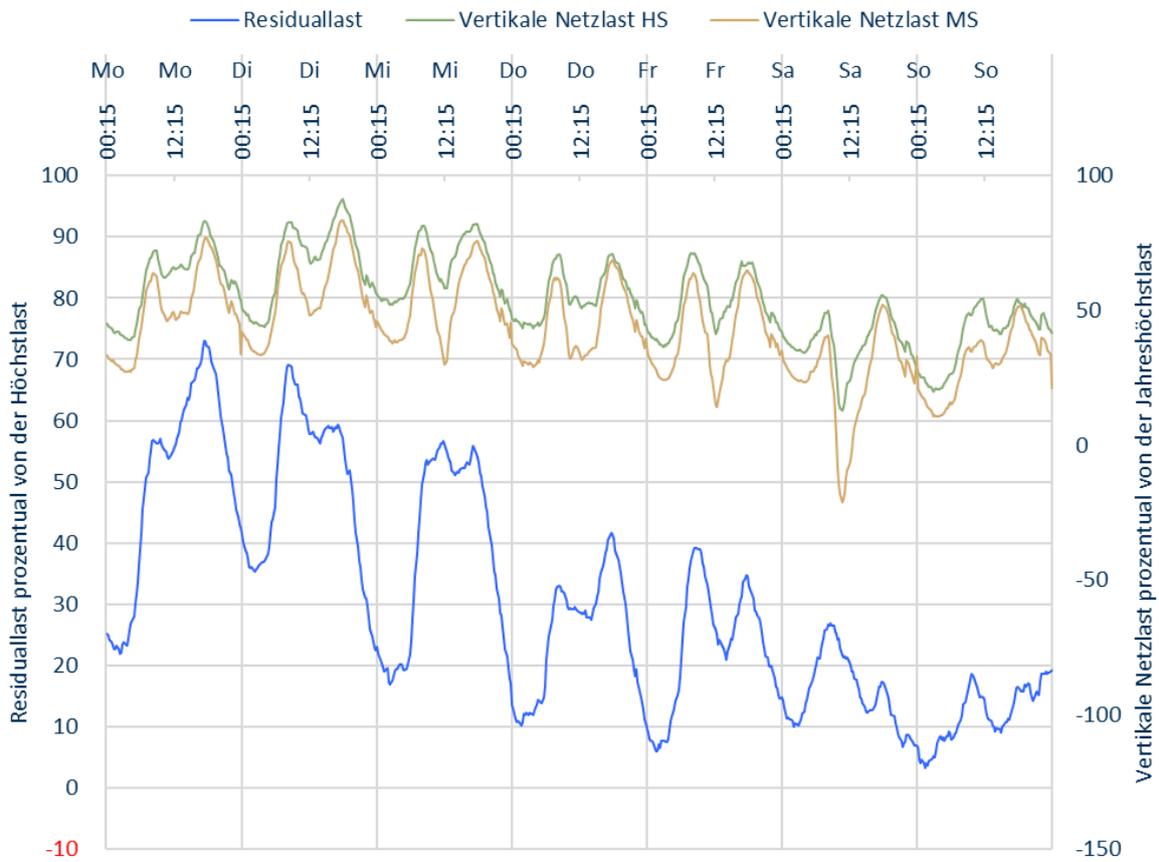
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für
Schleswig-Holstein Netz - Kalenderwoche 48



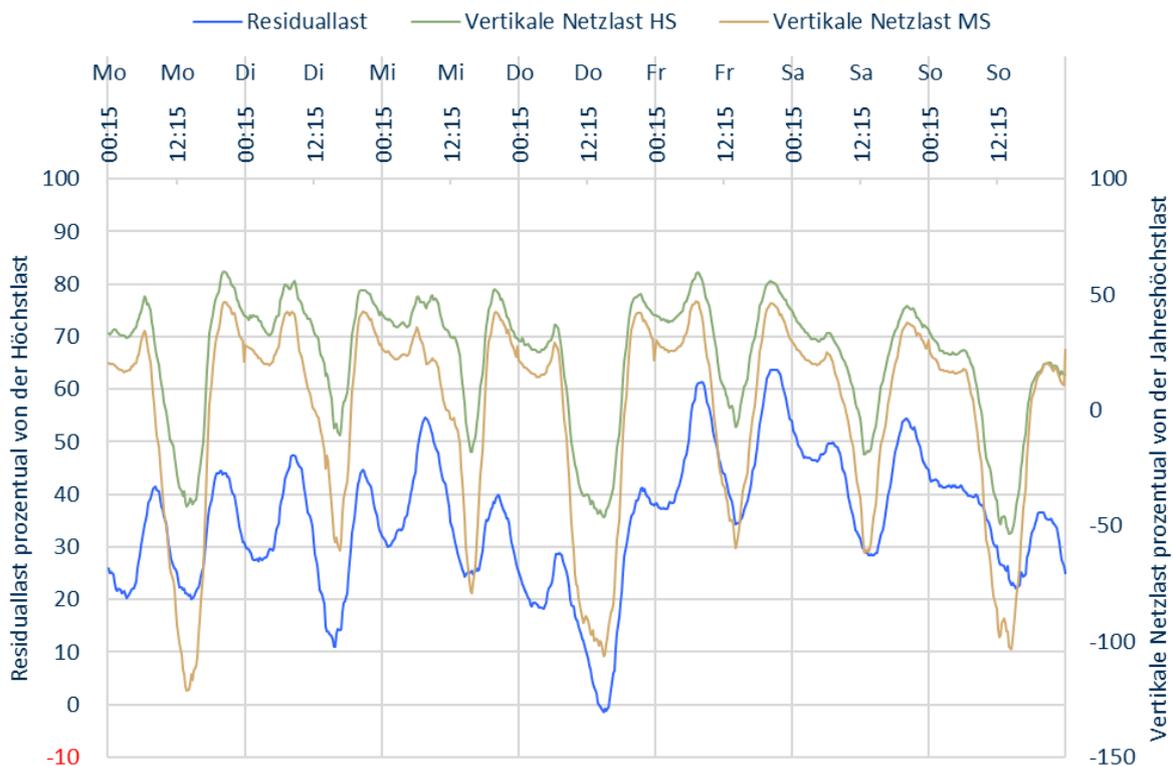
Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für
Schleswig-Holstein Netz



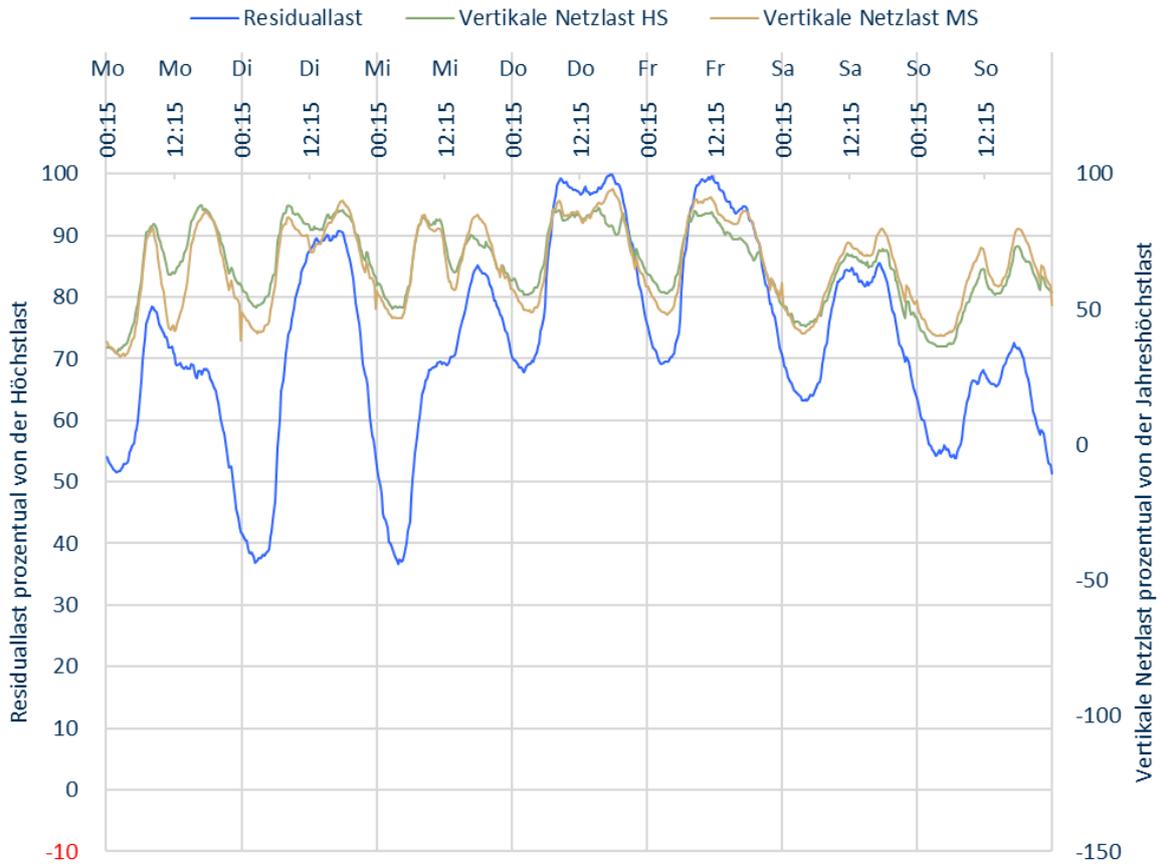
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Bayernwerk Netz - Kalenderwoche 2



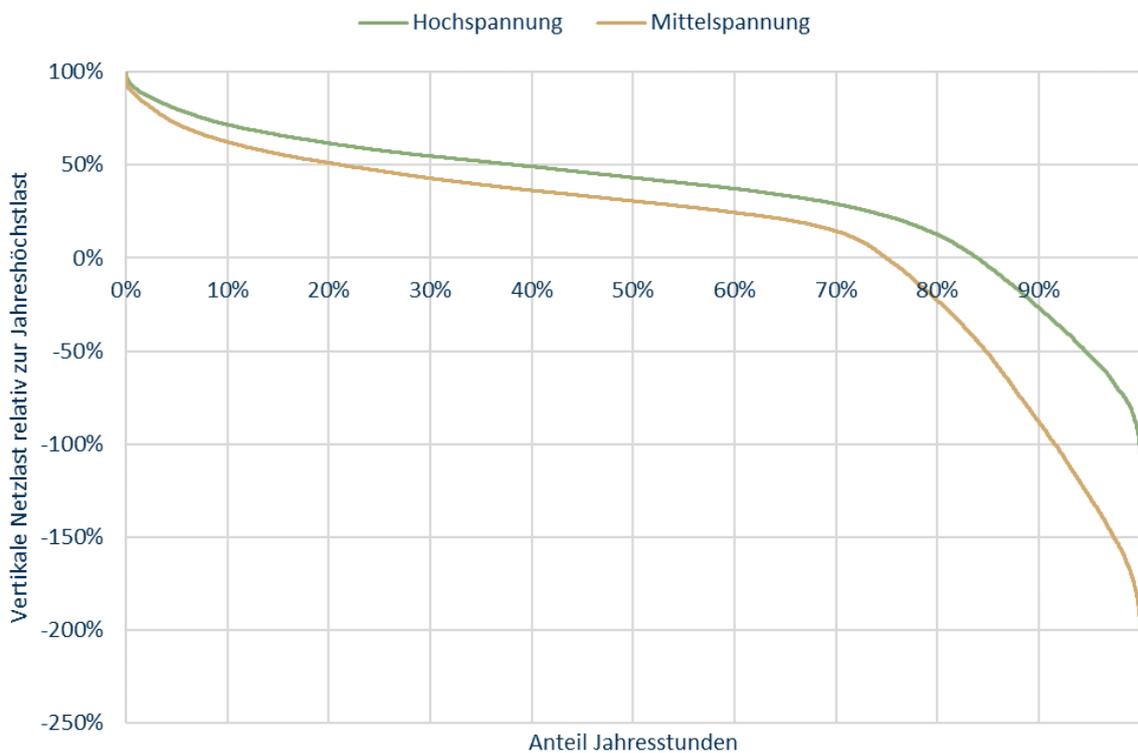
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Bayernwerk Netz - Kalenderwoche 31



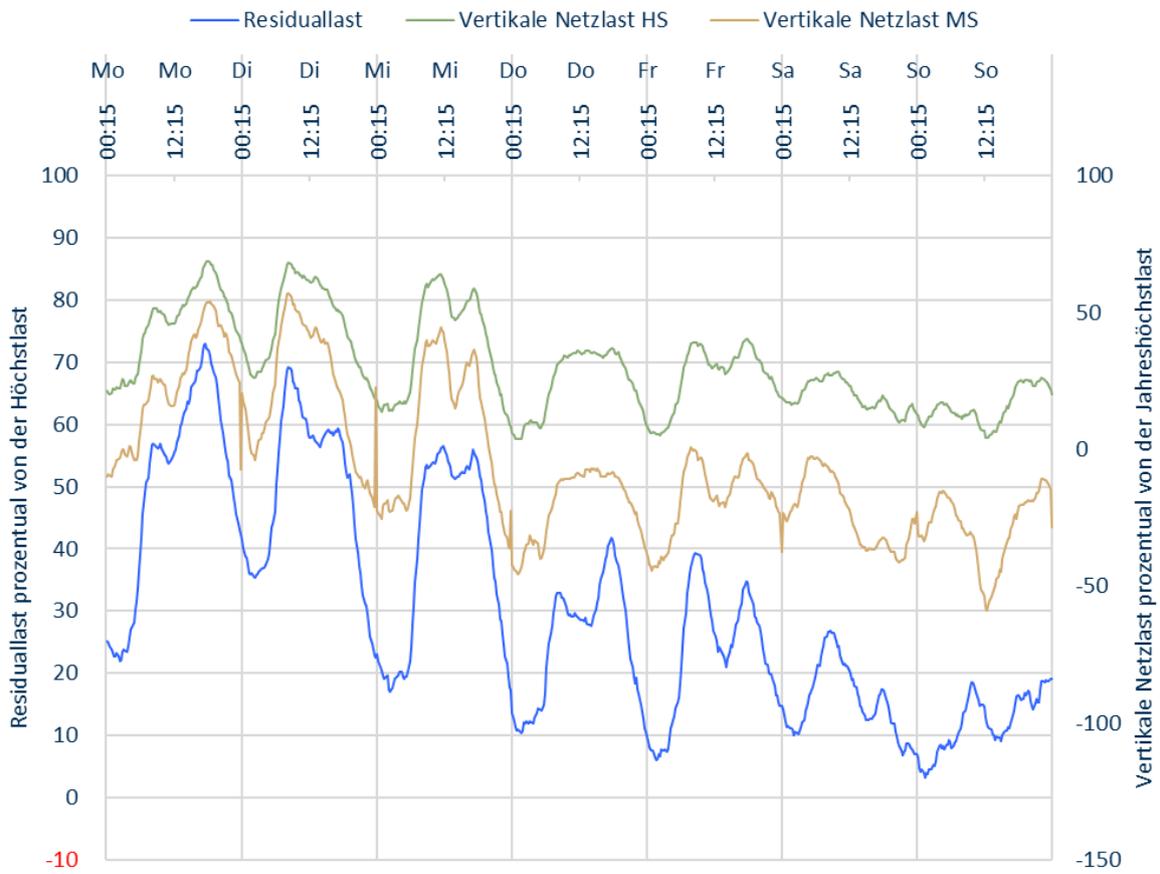
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Bayernwerk Netz - Kalenderwoche 48



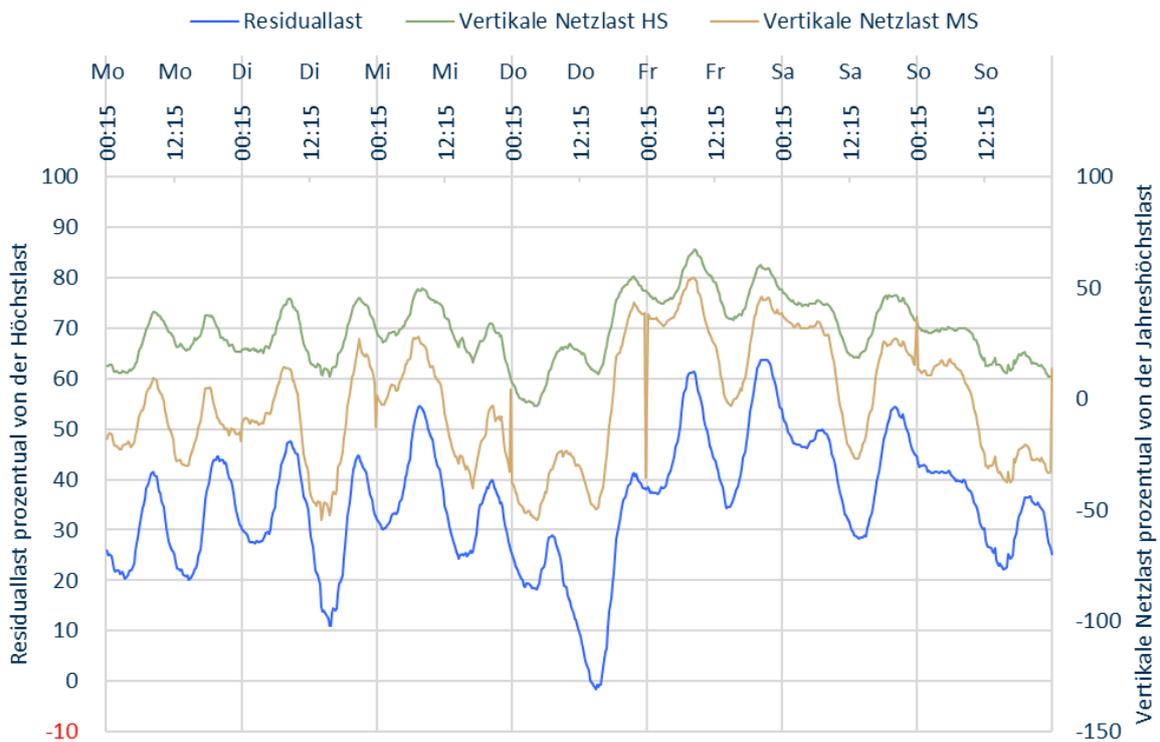
Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für Bayernwerk Netz



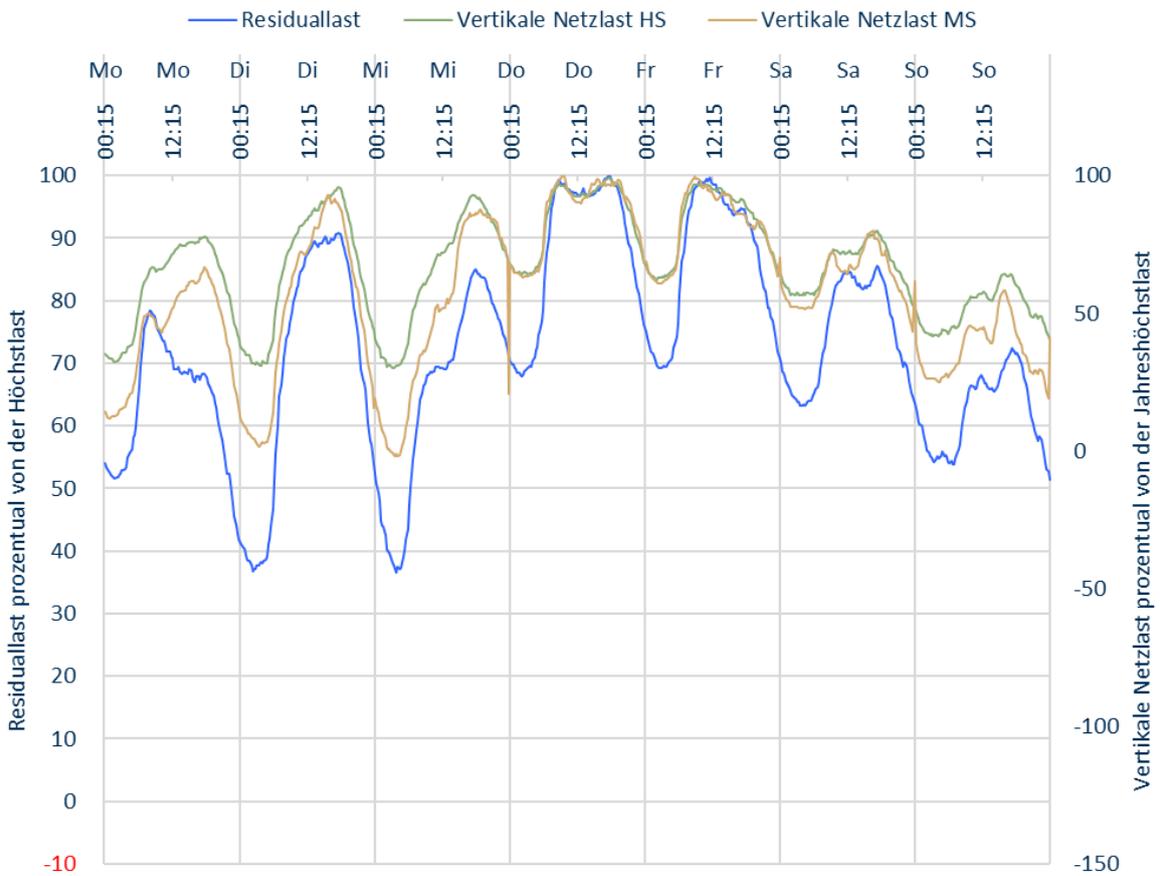
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Westnetz - Kalenderwoche 2



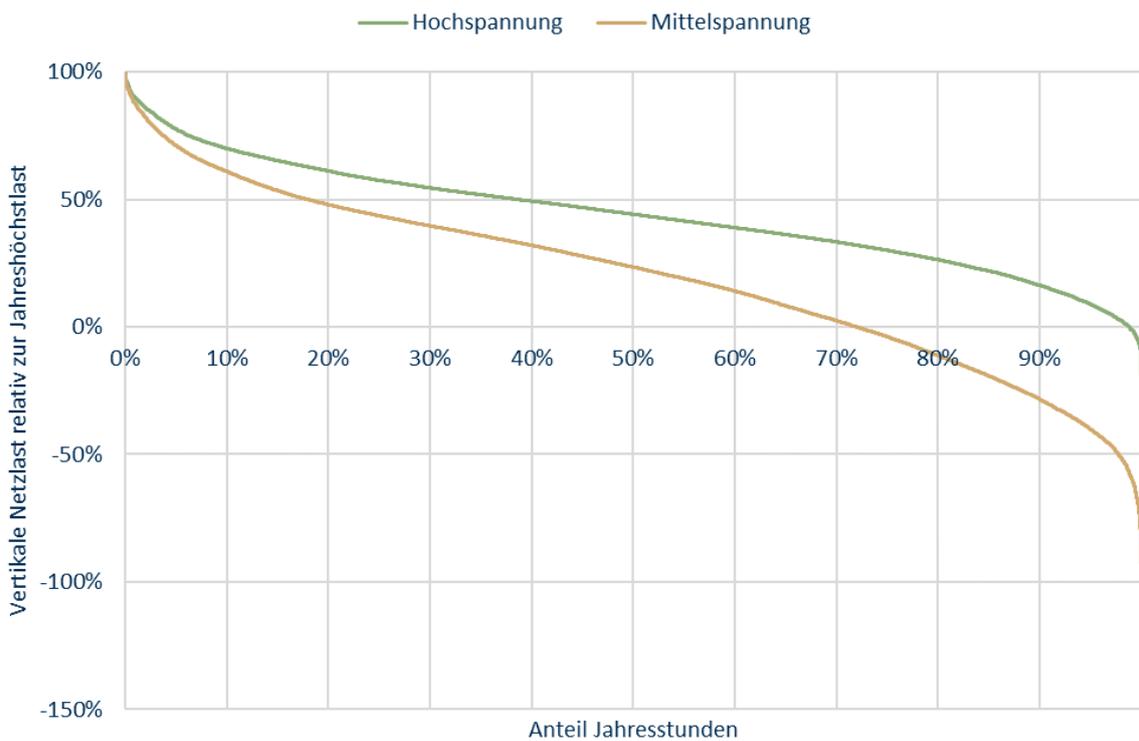
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Westnetz - Kalenderwoche 31



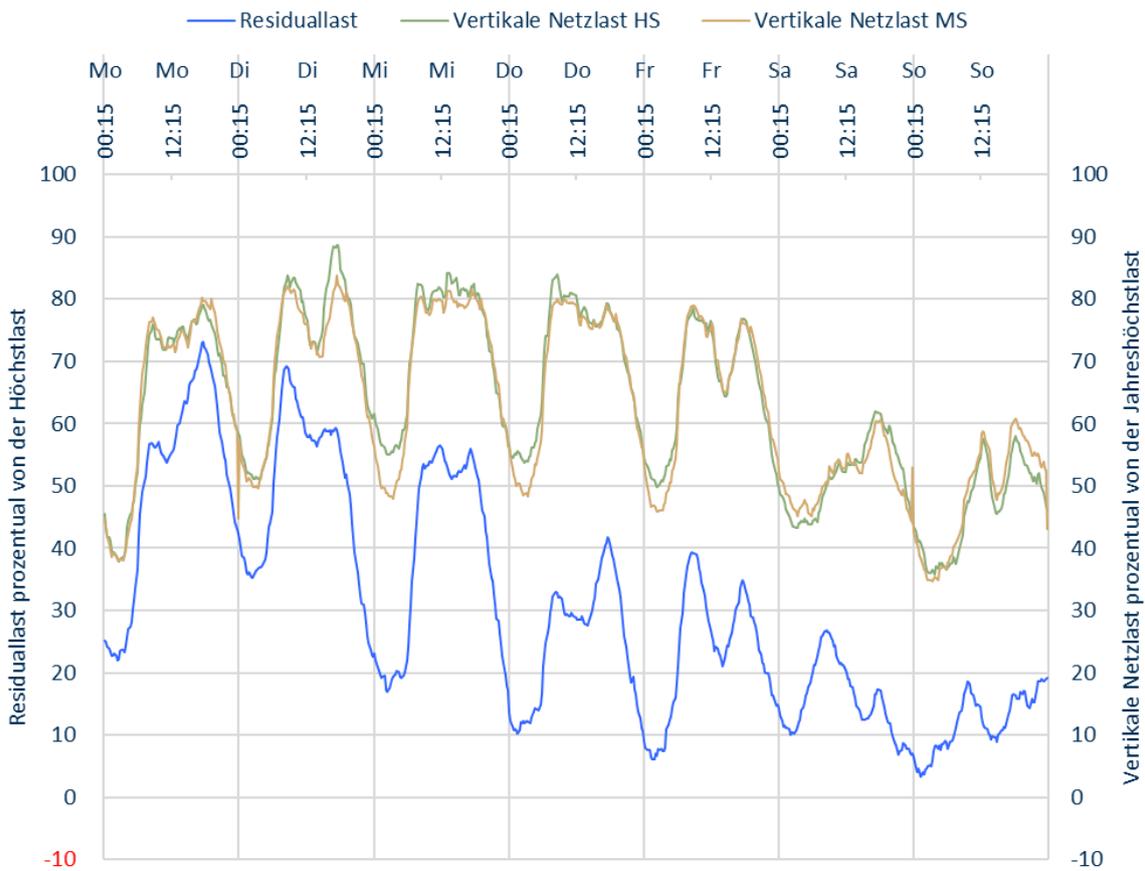
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Westnetz - Kalenderwoche 48



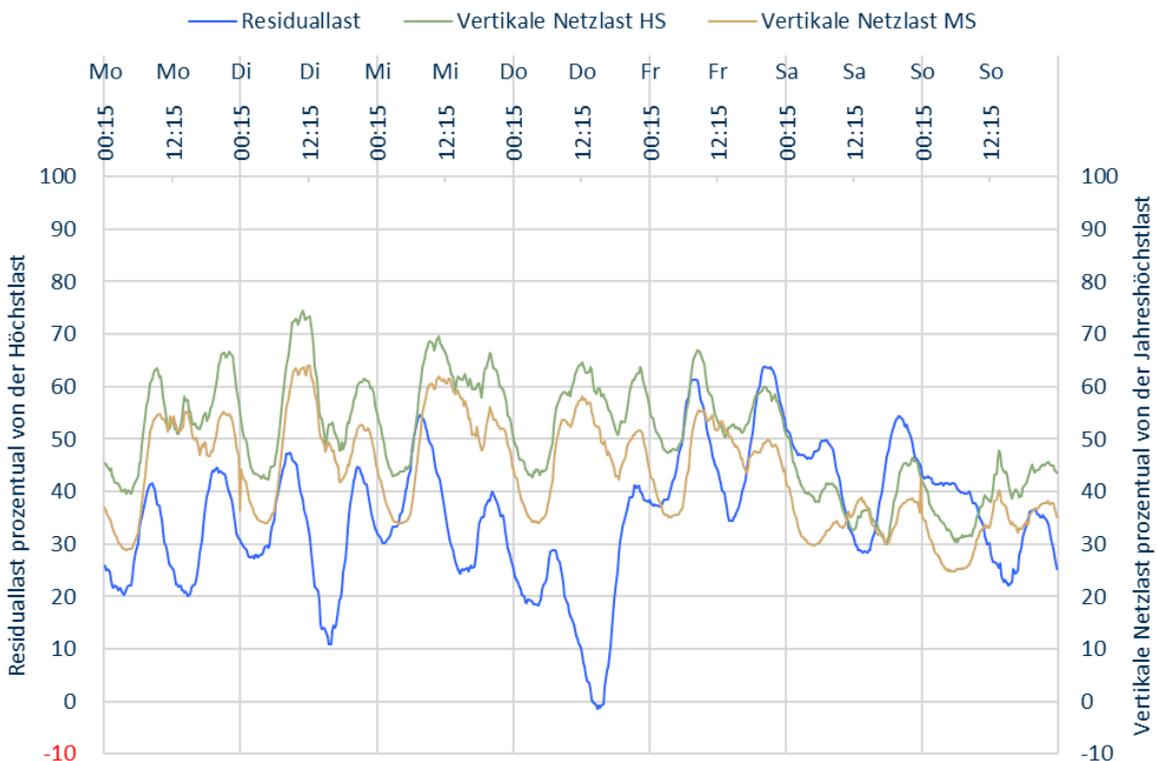
Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für Westnetz



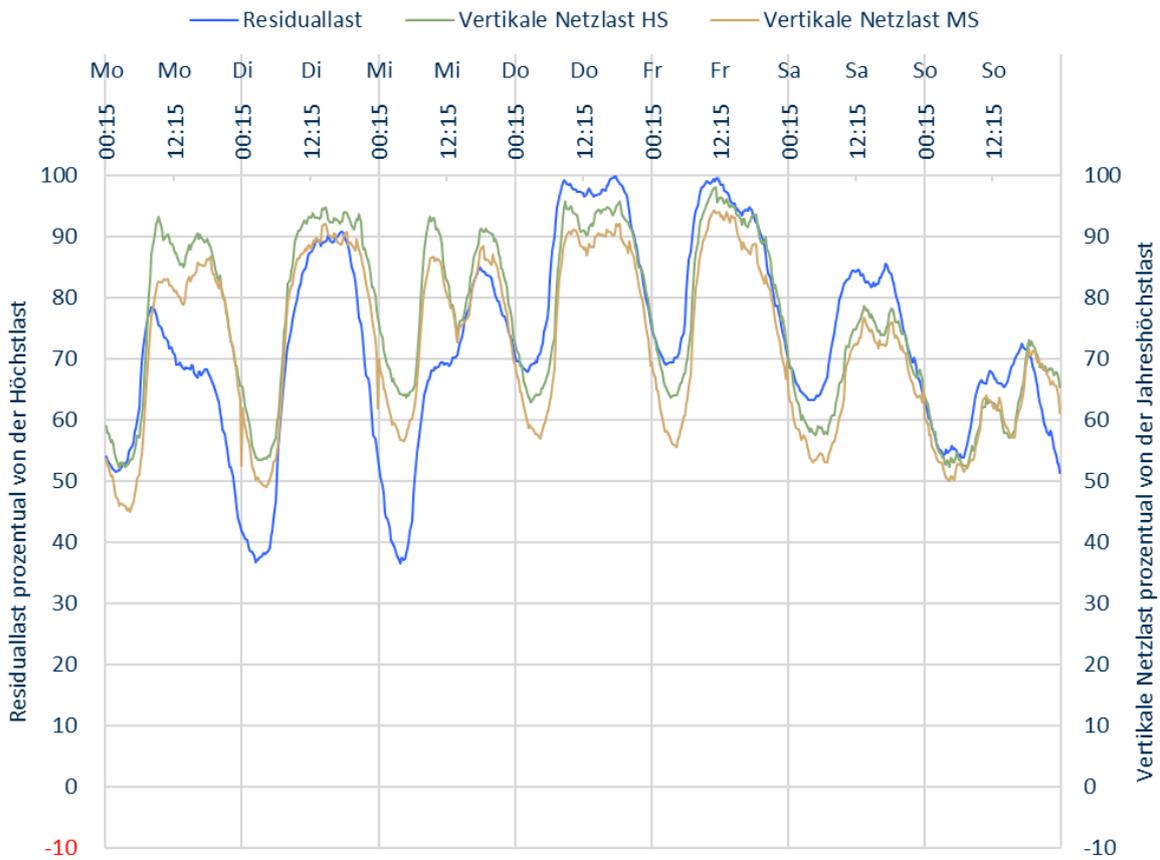
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Netze BW - Kalenderwoche 2



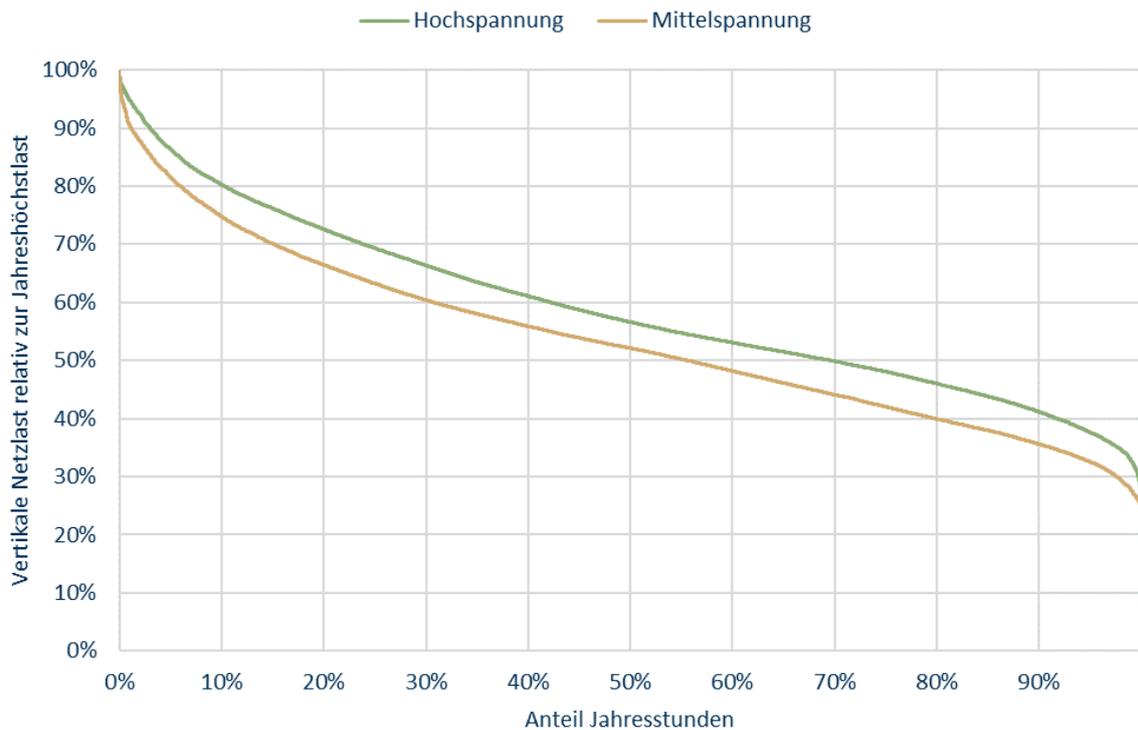
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Netze BW - Kalenderwoche 31



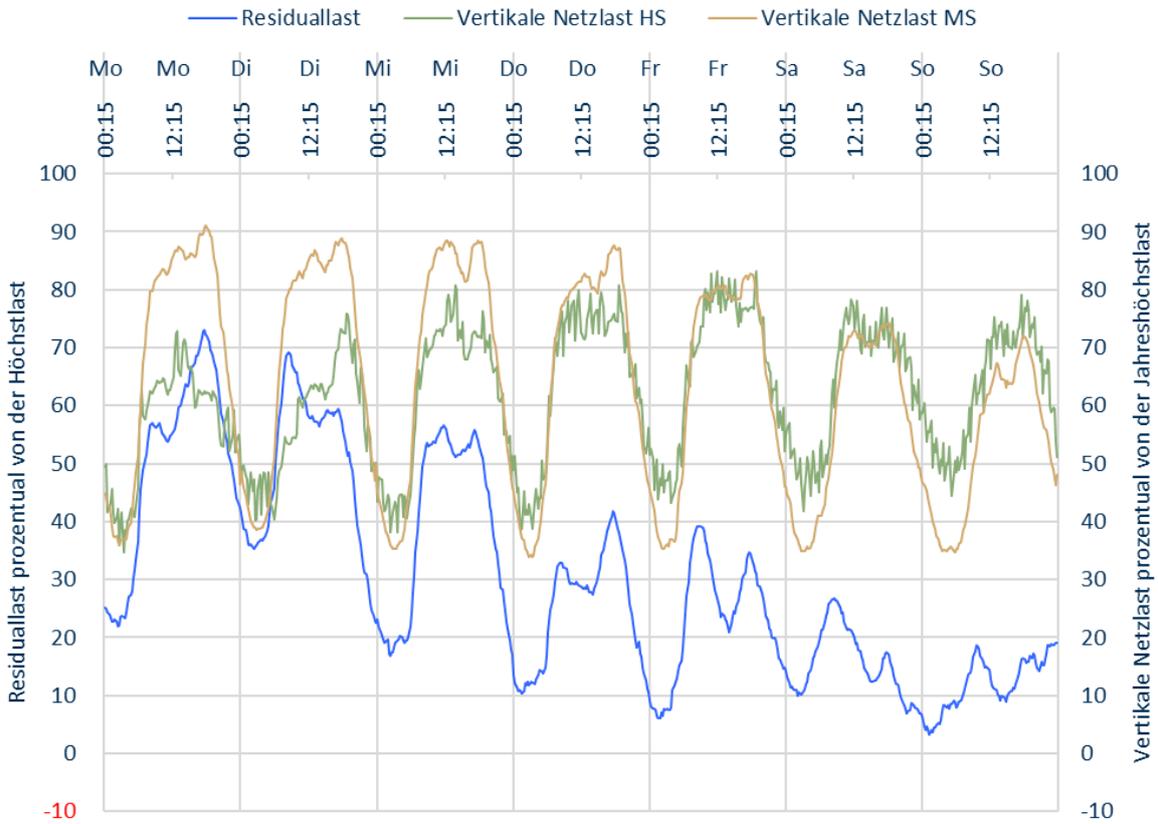
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Netze BW - Kalenderwoche 48



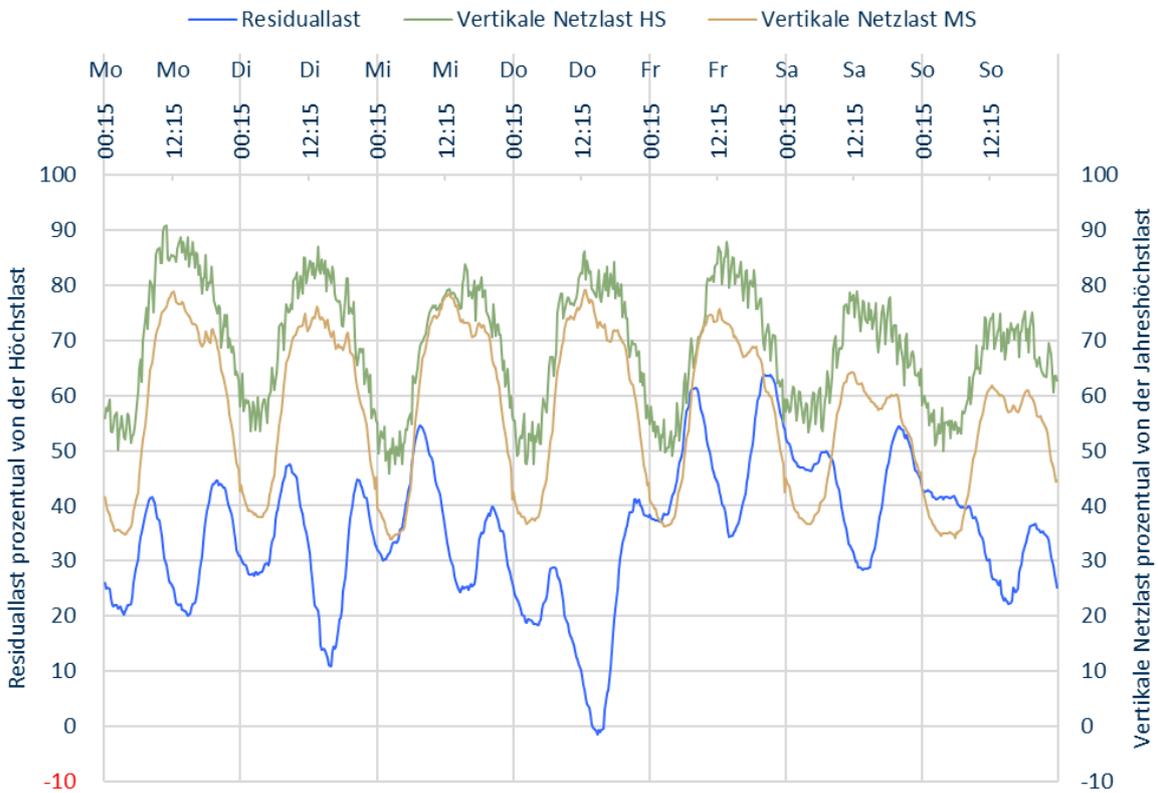
Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für Netze BW



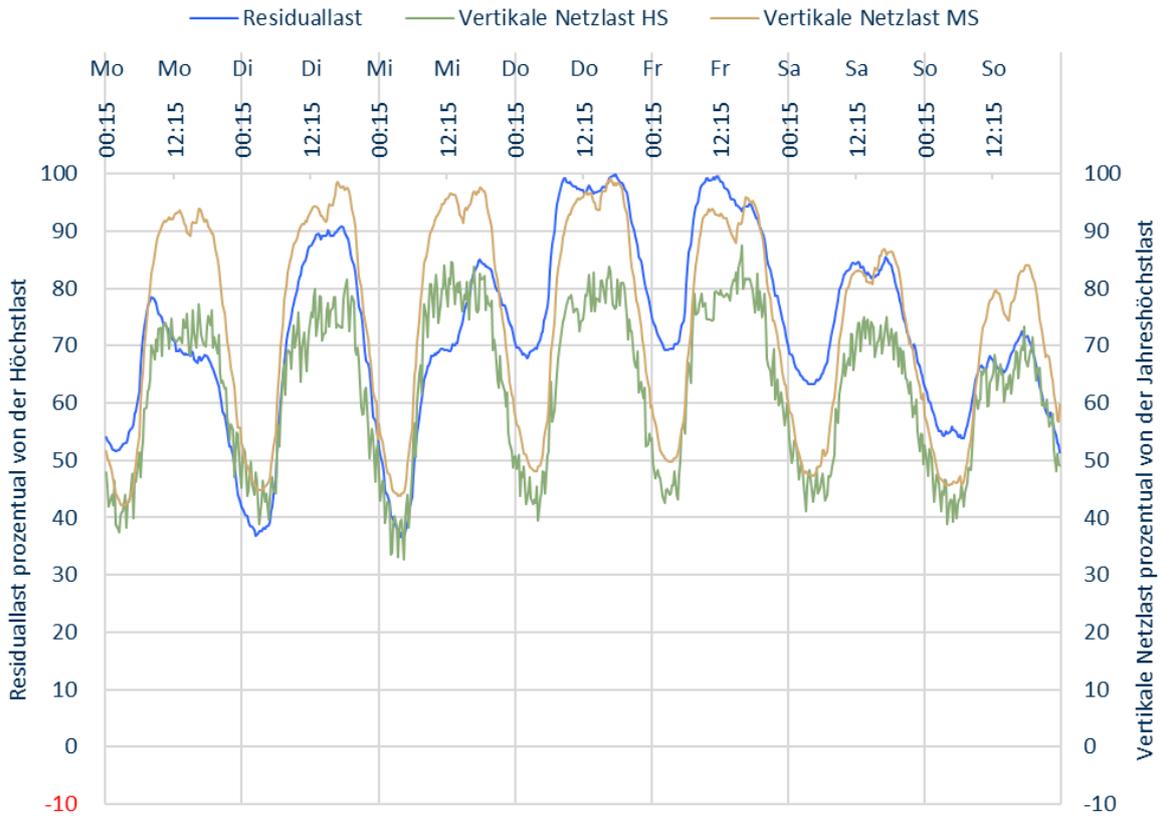
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Stromnetz Hamburg - Kalenderwoche 2



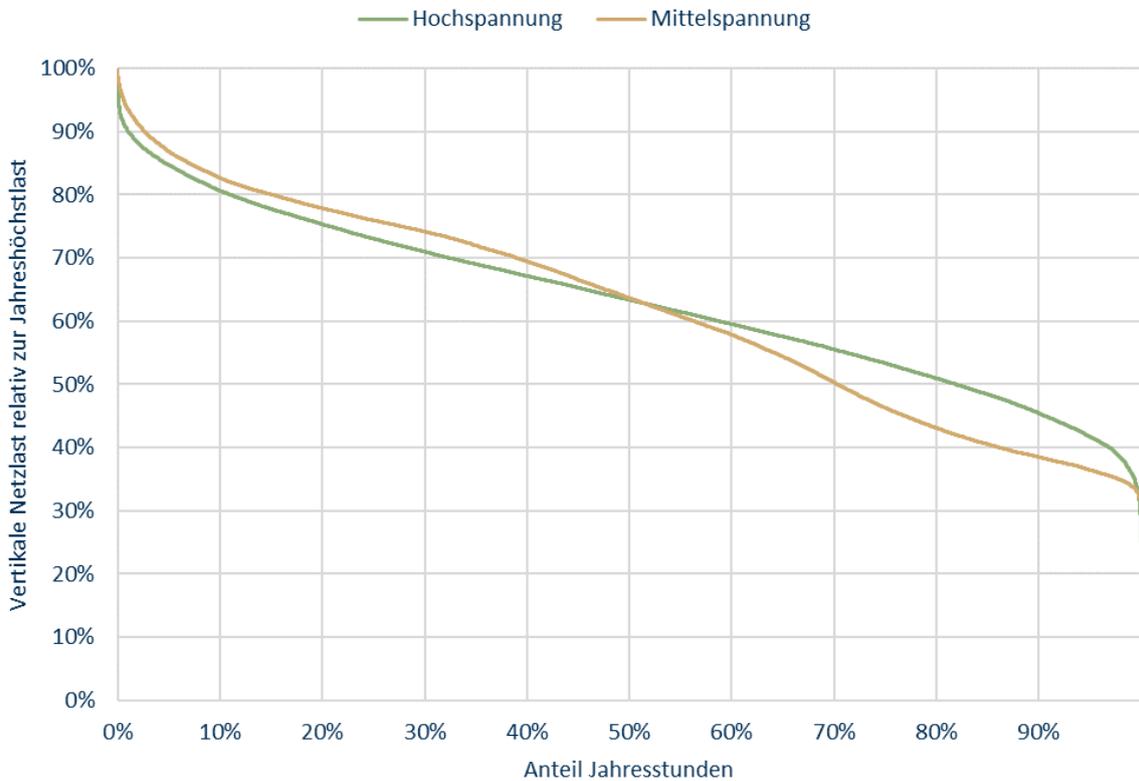
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für Stromnetz Hamburg - Kalenderwoche 31



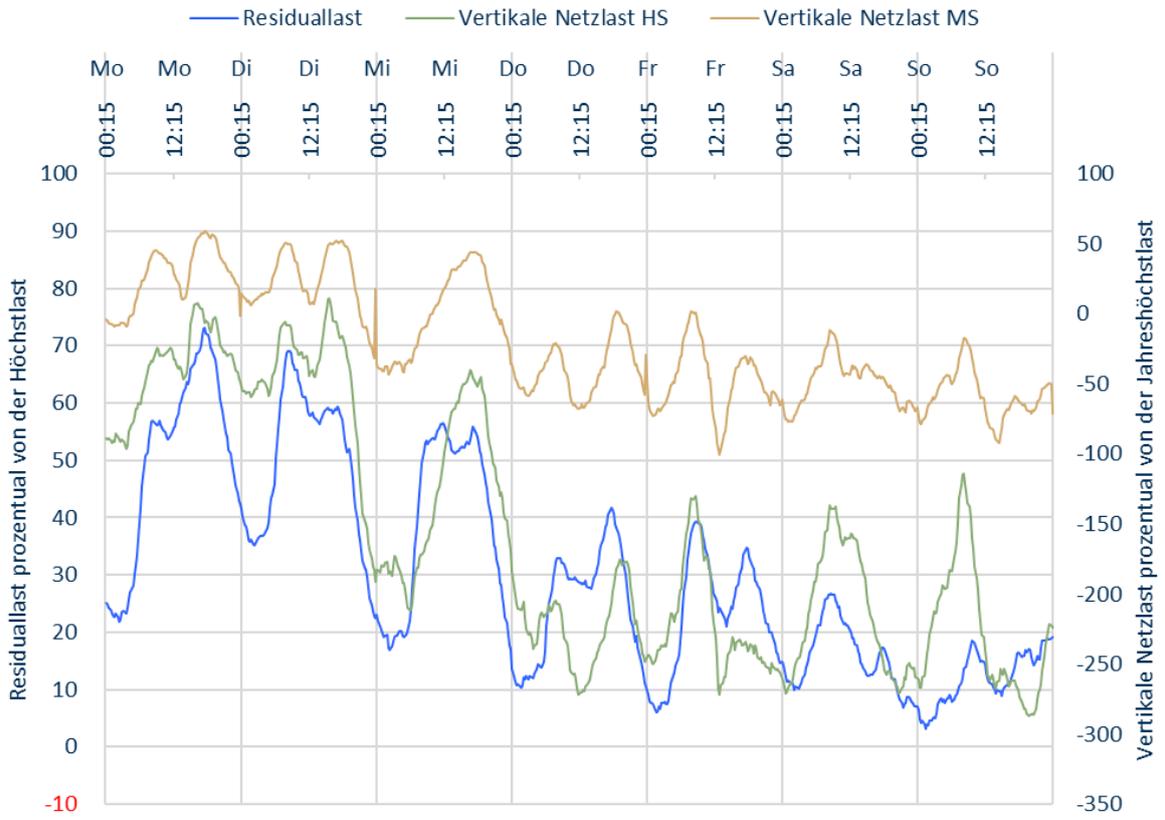
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für
Stromnetz Hamburg - Kalenderwoche 48



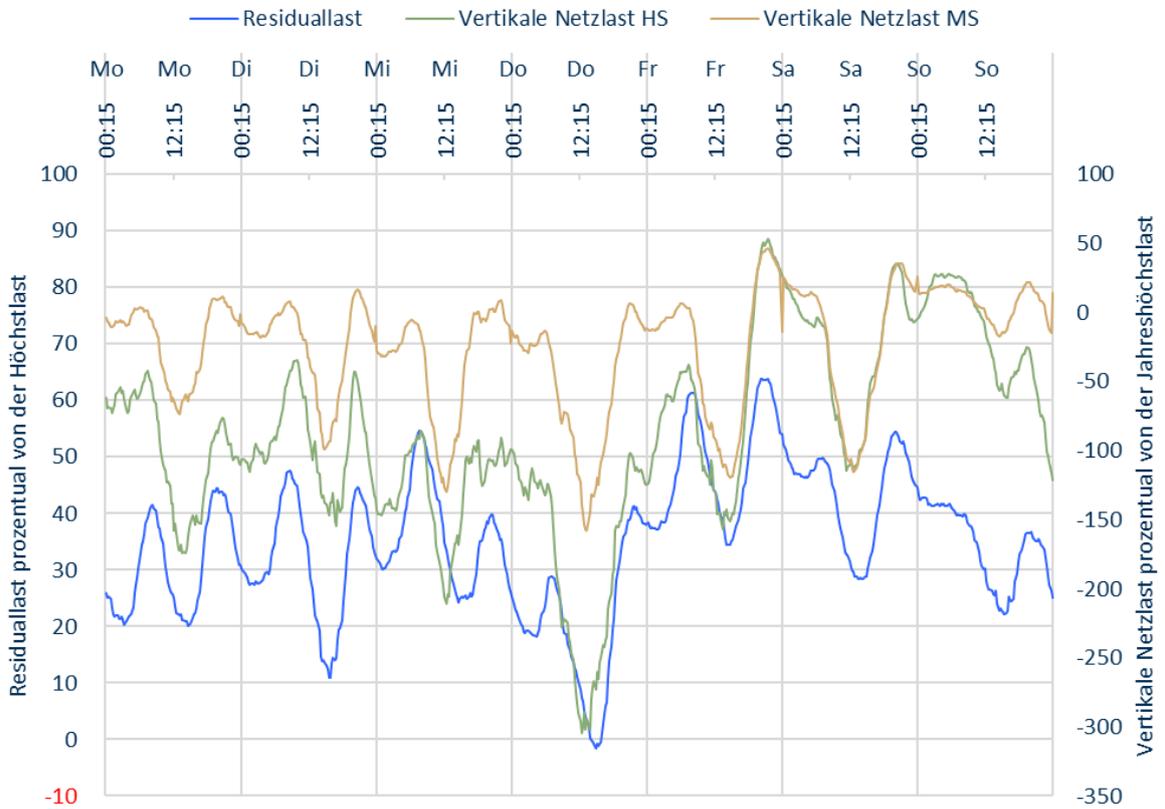
Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für
Stromnetz Hamburg



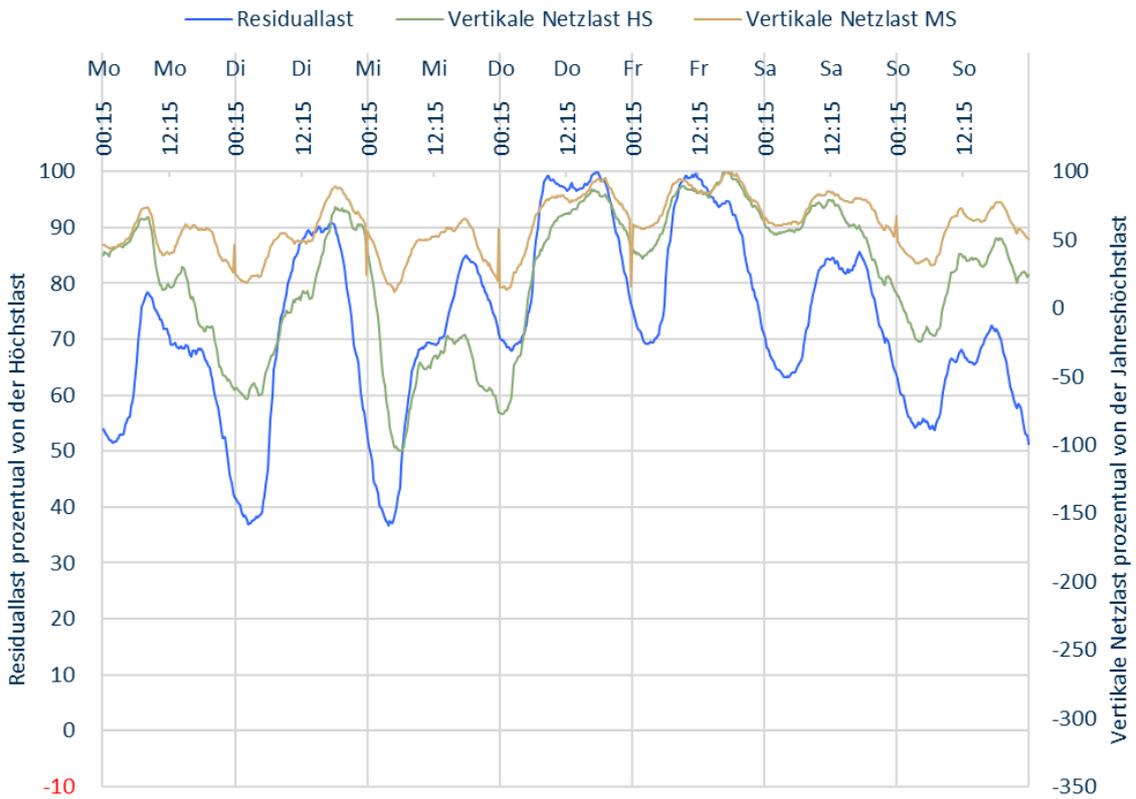
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für E.DIS Netz - Kalenderwoche 2



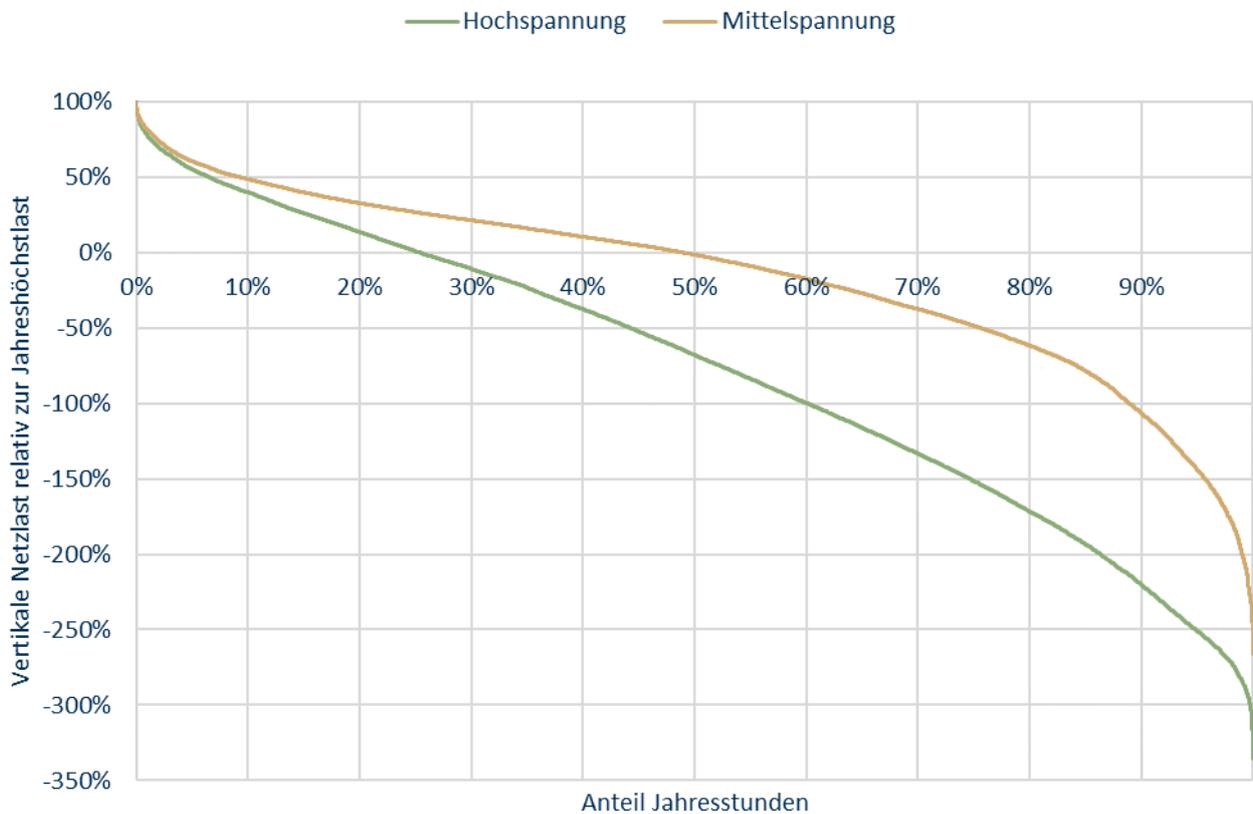
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für E.DIS Netz - Kalenderwoche 31



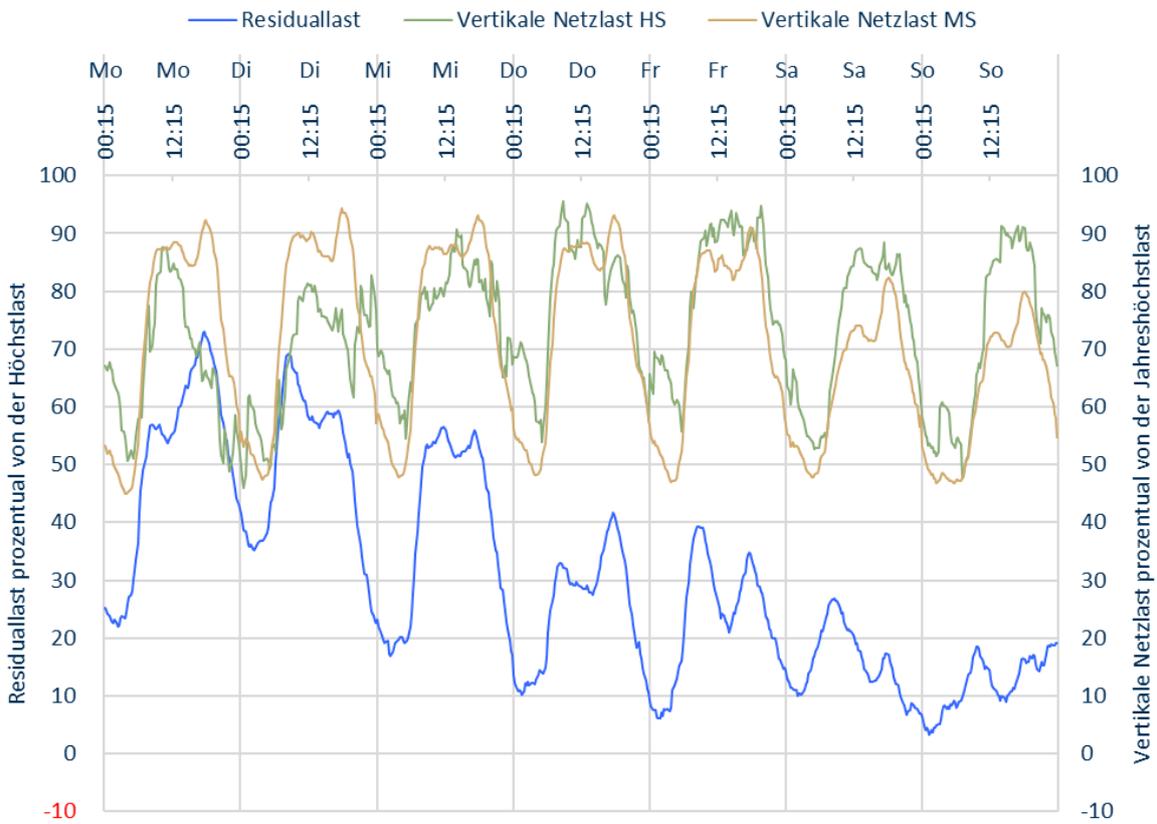
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für E.DIS Netz - Kalenderwoche 48



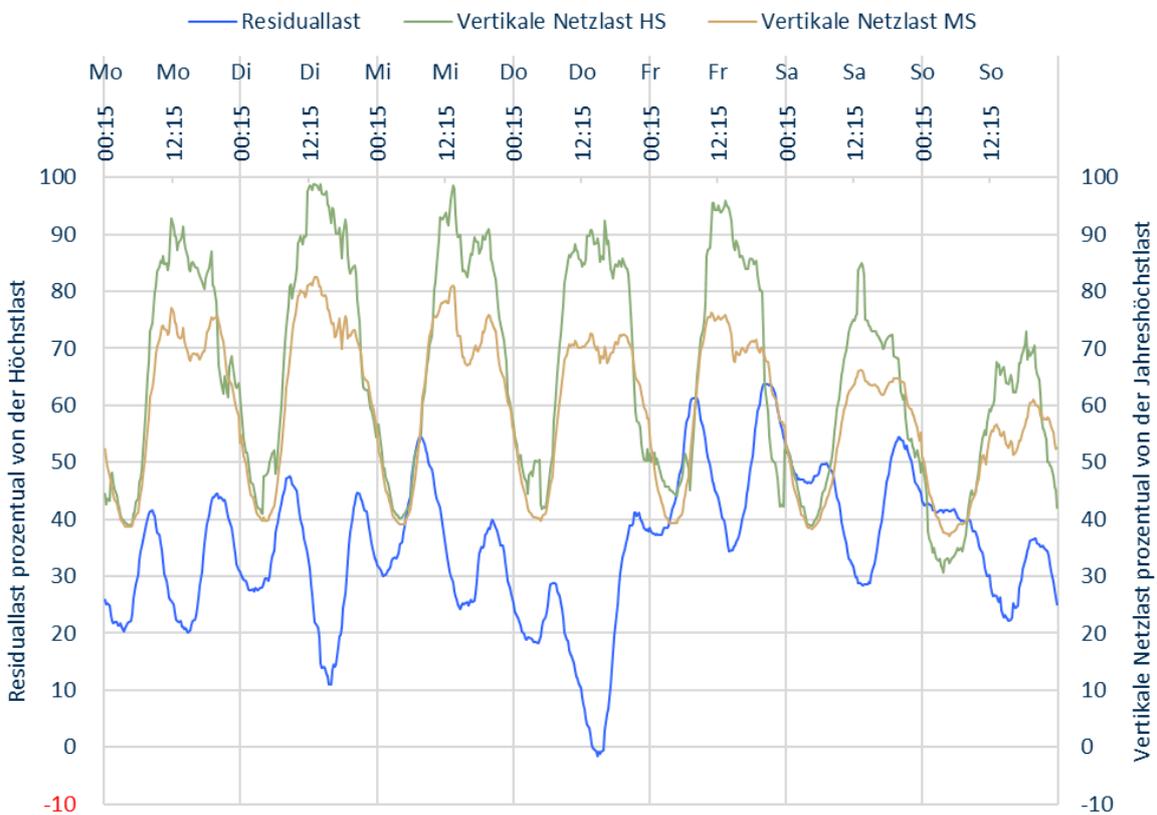
Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für E.DIS Netz



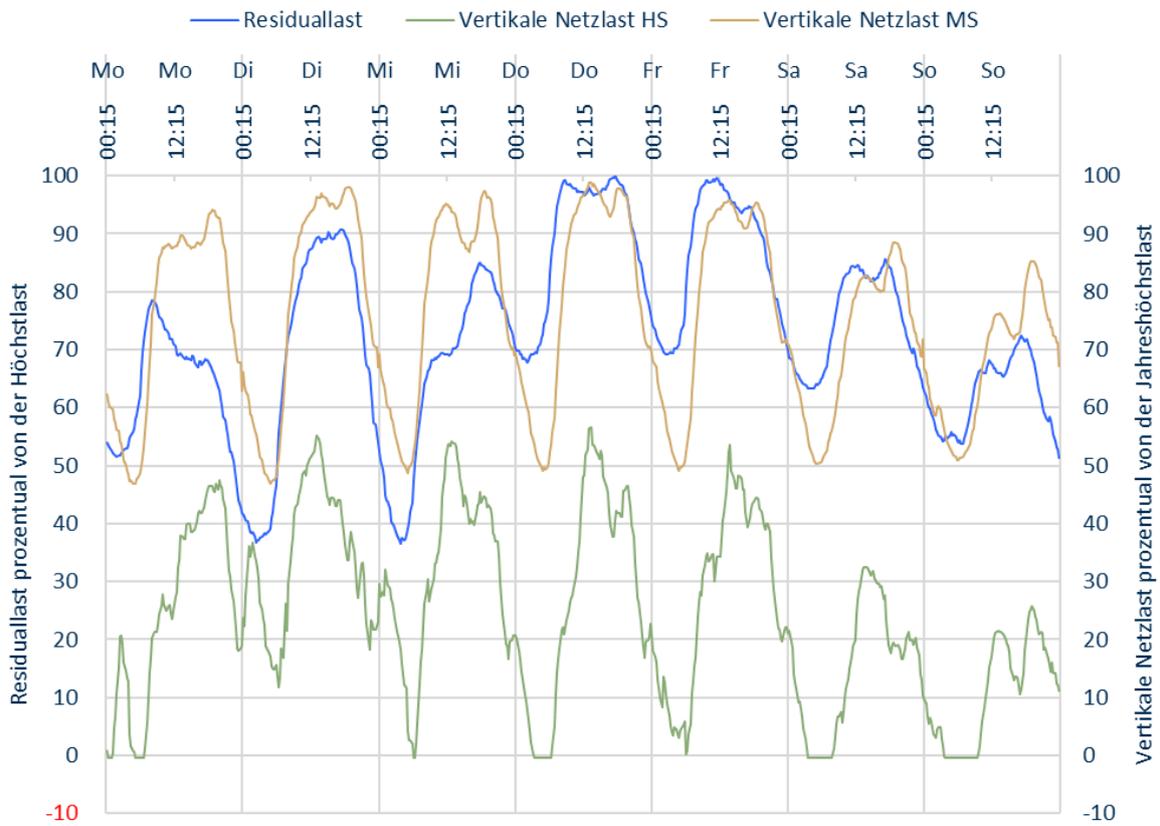
Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für swm Infrastruktur - Kalenderwoche 2



Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für swm Infrastruktur - Kalenderwoche 31



Residuallast und vertikale Netzlast prozentual von der Jahreshöchstlast 2023 für swm Infrastruktur - Kalenderwoche 48



Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast 2023 relativ zur Jahreshöchstlast für swm Infrastruktur

