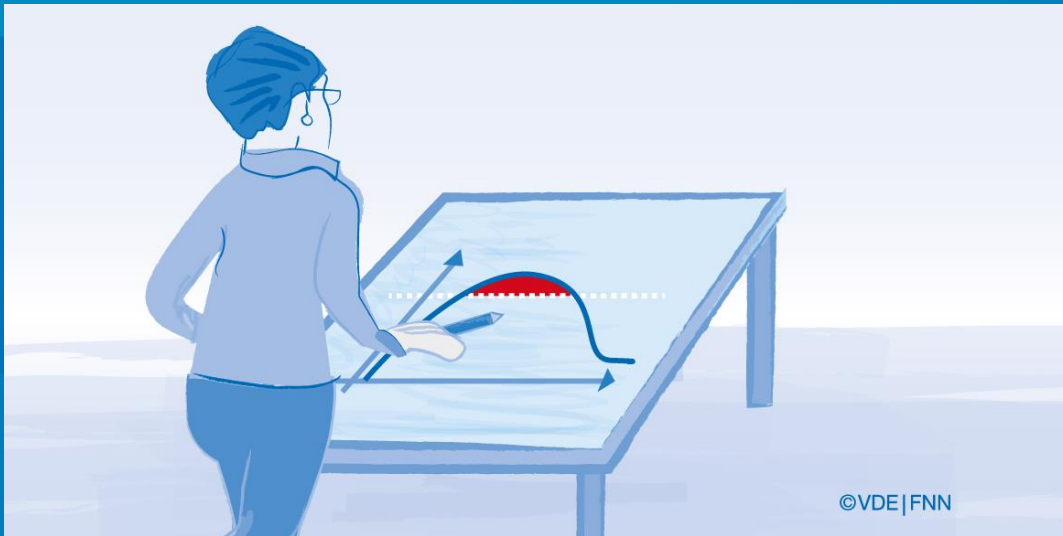


# FNN-Hinweis



Spitzenkappung –  
ein neuer planerischer  
Freiheitsgrad

**Möglichkeiten zur  
Berücksichtigung der  
Spitzenkappung bei der  
Netzplanung in Verteilnetzen**

## Impressum

© Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)

Bismarckstraße 33, 10625 Berlin

Telefon: + 49 (0) 30 383868 70

Fax: + 49 (0) 30 383868 77

E-Mail: [fnn@vde.com](mailto:fnn@vde.com)

Internet: <http://www.vde.com/fnn>

Februar 2017

## **Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad**

**Möglichkeiten zur Berücksichtigung der  
Spitzenkappung bei der Netzplanung in  
Verteilnetzen**

## Inhalt

<b>Vorwort</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>8</b>
1.1 Motivation und Ziele .....	8
1.2 Anwendungsbereich .....	8
1.3 Betrachtungsbereich.....	10
<b>2 Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung von Verteilnetzen</b> .....	<b>11</b>
2.1 Allgemein - Spitzenkappung als neuer planerischer Freiheitsgrad .....	11
2.2 Pauschale Spitzenkappung .....	11
2.2.1 Pauschale Spitzenkappung mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren .....	11
2.2.2 Pauschale Spitzenkappung mit individuellen Reduktionsfaktoren nach Berechnungsverfahren .....	13
2.3 Dynamische Spitzenkappung .....	19
2.3.1 Dynamische Spitzenkappung mit Kombifaktor .....	19
2.3.2 Zeitreihenbasierte und netznutzungsfallbasierte Dynamische Spitzenkappung ..	22
2.4 Zusammenfassung und Bewertung der Verfahren.....	23
<b>3 Organisatorische und regulatorische Rahmenbedingungen</b> .....	<b>26</b>
3.1 Dokumentationspflichten .....	26
3.2 Meldepflichten.....	26
3.3 Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes.....	27
<b>4 Literaturhinweise</b> .....	<b>28</b>
<b>Anhang A - Beispielhafte Datengrundlage für die Ermittlung individueller Faktoren nach 2.2.2.</b> .....	<b>29</b>
<b>Anhang B - Abhängigkeit des Reduktionsfaktor von der Jahresvollaststundenzahl bei Windenergieanlagen</b> .....	<b>31</b>
<b>Anhang C - Beispiel zur Anwendung des Kombifaktorverfahrens (PV und Windenergie im MS-Netz)</b> .....	<b>32</b>
<b>Anhang D - Kombiwertverfahren: Reduktionsfaktoren für Wind und PV</b> .....	<b>34</b>

## Bildverzeichnis

Bild 1 – Einordnung des FNN-Hinweises Spitzenkappung bei der Netzplanung – Prinzipdarstellung .....	9
Bild 2 – Einspeisezeitreihe und Jahresdauerlinie der Beispielanlage .....	14
Bild 3 – Ermittlung des Reduktionsfaktors der Beispielanlage .....	15
Bild 4 – Häufigkeit der Windgeschwindigkeit am Beispielstandort .....	16
Bild 5 – Anlagenkennlinie der Beispielanlage (3 MW Windanlagentyp) .....	17
Bild 6 – Abhängigkeit des Reduktionsfaktors von der Jahresvollaststundenzahl bei Windenergieanlagen.....	18
Bild 7 – Differenzierung von Engpässen .....	20
Bild 8 – Kombifaktor – 3%-Spitzenkappung in Abhängigkeit der Durchmischung von Wind und PV .....	21
Bild 9 – Abhängigkeit des Reduktionsfaktors von der Jahresvollaststundenzahl bei Windenergieanlagen (Diagramm zum Ablesen) .....	31
Bild 10 – Beispielhafter 20-kV-Abgang .....	32
Bild 11 – Anwendung der konkreten Wind- und PV-Leistungen im Beispiel .....	33
Bild 12 – Kombiwertverfahren: Reduktionsfaktoren für Wind und PV (Diagramm zum Ablesen) .....	34

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 – Bundeseinheitliche Reduktionsfaktoren .....	12
Tabelle 2 – Überblick über die Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung .....	24
Tabelle 3 – Windgeschwindigkeiten am Beispielstandort.....	29
Tabelle 4 – Berechnung der Jahresenergiemenge und des Reduktionsfaktors .....	30

## Vorwort

Der Wandel der Stromerzeugung in Deutschland von den zentralen, großen Kraftwerken hin zu dezentralen, z. T. stark volatilen Erneuerbare-Energien-Anlagen erfordert neue Herangehensweisen bei Netzplanung und Netzbetrieb. Die dargebotsabhängigen und bislang für die Planung netzauslegungsrelevanten maximalen Anschluss- bzw. Einspeiseleistungen treten nur in wenigen Stunden eines Kalenderjahres auf. Durch das Strommarktgesetz [1] wurde aus diesem Grunde der §11 Energiewirtschaftsgesetz geändert [2]. Dadurch wird den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen die Möglichkeit eröffnet, bereits bei der Netzplanung eine Kappung der Einspeisespitzen von Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Anwendung der Spitzenkappung ist für Übertragungsnetzbetreiber verpflichtend, den Verteilnetzbetreibern ist die Anwendung freigestellt.

Ein Auszug aus §11 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz:

„(2) Für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze nach Absatz 1 Satz 1 können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zu Grunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf (Spitzenkappung).“

In 2012 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine Studie mit dem Titel "Moderne Verteilernetze für Deutschland" (Verteilernetzstudie) in Auftrag gegeben [3]. Die folgenden Fragestellungen lagen unter anderen im Fokus dieser Studie:

- „Wie hoch ist der Netzausbaubedarf in den deutschen Verteilernetzen unter Berücksichtigung aktueller Planungsgrundsätze? Wie verteilt sich dieser auf die Verteilernetzebenen und die Regionen?“
- „Durch welche Planungs- und Betriebsstrategien und durch Anwendung welcher intelligenten Netztechnologien können der notwendige Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Integrationskosten in den Verteilernetzen gesenkt werden?“

Im Abschlussbericht der Studie, der im September 2014 veröffentlicht wurde, wurden im Wesentlichen zwei Netzausbauszenarien gegenüber gestellt:

Abschnitt D: „Konventioneller Netzausbau (Referenz)“

Abschnitt E: „Reduzierter Netzausbau durch Nutzung innovativer Planungskonzepte und intelligenter Technologien“.

Die unterschiedlichen Vor- und Nachteile dieser beiden Szenarien wurden untersucht und Handlungsempfehlungen daraus abgeleitet.

Gemäß den konventionellen Planungsgrundsätzen sollten die Netze zum Anschluss aller Erzeugungsanlagen mit ihrer Nennleistung ausgelegt werden. Da diese Anlagen nur an wenigen Stunden im Jahr mit ihrer Nennleistung am Netz betrieben werden, könnte die Berücksichtigung der Abregelung der Erzeugungsanlagen bei der Netzplanung Einsparpotentiale beim Netzausbau erzielen. „Bereits eine Abregelung von wenigen Prozenten der jährlichen Einspeisung von EE-Anlagen ist ausreichend, um den Netzausbau signifikant zu reduzieren. Die Berücksichtigung der

Abregelung von 3 % der jährlichen Einspeisung von Windenergie- und PV-Erzeugungsanlagen in der Netzplanung ist beispielsweise ausreichend, um den Netzausbau zu halbieren.“ [3]. Daher ist es gerechtfertigt, dass der Netzbetreiber in seinem Streben eine zuverlässige, sichere und effiziente Versorgung zu gewährleisten (Netzplanung) den wirtschaftlichen Wert von bis zu 3 % der jährlichen Einspeisung vernachlässigen darf.

Vergleichbare Annahmen wurden ebenfalls in anderen Studien diskutiert. Die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz [4] empfiehlt die Schaffung des rechtlichen Rahmens für ein dauerhaftes Einspeisemanagement mit einer begrenzten, nicht eingespeisten Jahresenergiemenge. Die Verteilnetzstudie NRW [5] kommt zu dem Ergebnis, dass der Ausbaubedarf in den Netzen durch intelligente Abregelung von Erzeugungsanlagen reduziert werden kann. Auch in der dena Verteilnetzstudie [6] werden vergleichbare Ergebnisse auf bundesweiter Ebene erzielt.

Der vorliegende Hinweis beschreibt, wie eine Abregelung von Erzeugungsanlagen um nicht mehr als 3 % (Energiemenge) pro Windenergie- und PV-Erzeugungsanlagen und Jahr bei der Netzplanung nach § 11 EnWG berücksichtigt werden kann.

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Ziele

Netzbetreiber erhalten durch das Instrument der Spitzenkappung ergänzend zu den bislang zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen einen zusätzlichen netzplanerischen Freiheitsgrad zur Verschiebung, Reduzierung bzw. ggf. Vermeidung des Netzausbaubedarfes aufgrund zunehmender Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Um das Potenzial dieses Freiheitsgrades ausschöpfen zu können, bedarf es neuer Planungswerkzeuge und -methoden sowie einer Weiterentwicklung von Betriebsstrategien und der dazugehörigen Leit-, Steuerungs- und Informationstechnik.

Ziel dieses FNN-Hinweises ist es, die derzeit bekannten Verfahren und Wirkmechanismen der Spitzenkappung darzustellen, sowie Empfehlungen zum planerischen Vorgehen zu geben. Implikationen der Spitzenkappung auf den operativen Netzbetrieb werden in diesem FNN-Hinweis nicht näher beschrieben, da sich diese wie bisher aus den geltenden Regelungen zum Einspeisemanagement ergeben. Dem Netzbetreiber wird eine Umsetzungshilfe gegeben, wie Spitzenkappung als neuer planerischer Freiheitsgrad verwendet werden kann. Die strategische Auswahl der Werkzeuge sowie die individuelle Ausgestaltung der Spitzenkappung liegen im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers und werden deshalb nicht durch diesen Hinweis vorgegeben.

Ziele der Spitzenkappung sind:

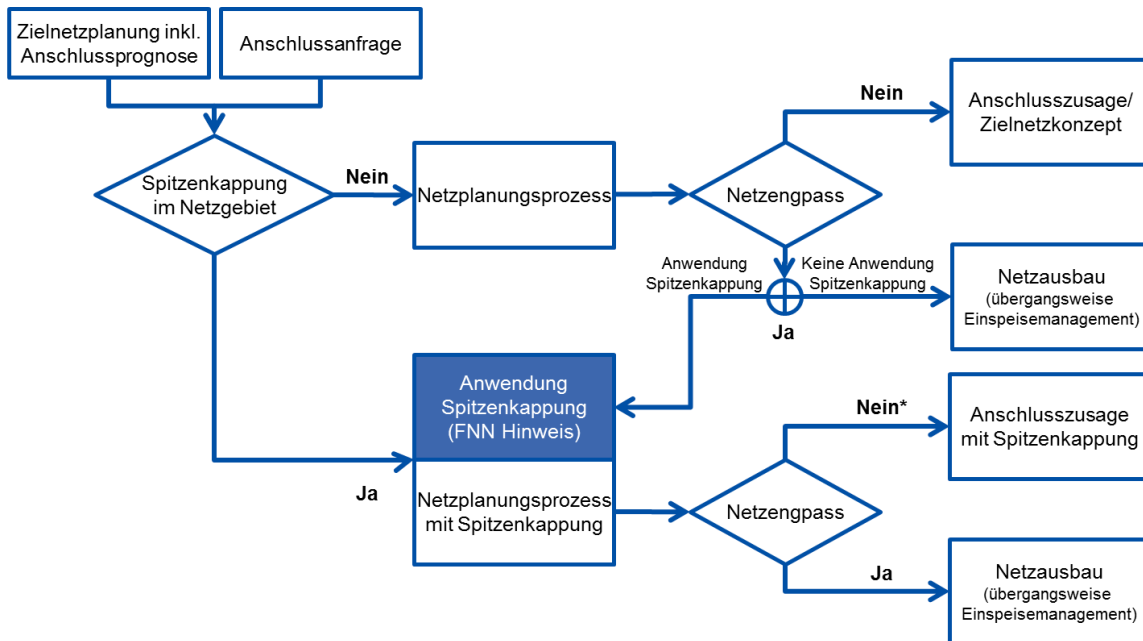
- die effizientere Ausnutzung der Netzinfrastruktur und die Vermeidung von volkswirtschaftlich ineffizienten Überkapazitäten durch den Anschluss von mehr Erzeugungsleistung an bestehende Elektrizitätsversorgungsnetze
- zielgerichteteren Netzausbau vornehmen zu können und das Risiko von Fehlinvestitionen aufgrund falscher Prognosen bezüglich des zeitlichen und räumlichen Ausbaus der Erzeugungsleistung zu senken

## 1.2 Anwendungsbereich

Die Anwendung der Spitzenkappung ist für Übertragungsnetzbetreiber verpflichtend, den Verteilnetzbetreibern ist die Anwendung freigestellt. Der vorliegende Hinweis richtet sich daher an alle Verteilnetzbetreiber, diese können eigenverantwortlich über die Anwendung der Spitzenkappung in ihrem Netzgebiet entscheiden. Die Anwendung der Spitzenkappung durch die Verteilnetzbetreiber kann aufgrund von unterschiedlichen Szenarien sinnvoll sein. Als Beispiel hierfür ist unter anderem die Zielnetzplanung (Netzausbauplanung) und die damit einhergehende zukünftige Netzdimensionierung zu nennen. Ebenso kann ein abgegrenzter Netzbereich, in dem ein Netzengpass aufgrund des Zubaus von zusätzlichen Erzeugungsanlagen entstehen würde, unter Zugrundelegung der Spitzenkappung neu geplant werden. Die Anwendung muss immer in einem definierten Netzgebiet erfolgen; innerhalb der definierten Netzgebiete ist die Spitzenkappung für PV- und Windenergieanlagen planerisch auf Bestandsanlagen, Neuanlagen und Anschlussbegehren gleichermaßen anzuwenden. Dokumentations- und Meldepflichten sind im Gesetzestext beschrieben (siehe hierzu auch Abschnitt 3). Gesetzliche Regelungen zur Leistungsbegrenzung (z. B. nach § 9 EEG für kleine PV-Anlagen [7]) sind bei der Anwendung der Spitzenkappung zu beachten. In Bild 1 ist die



Einordnung des FNN-Hinweises zur Spitzenkappung bei der Netzplanung prinzipiell dargestellt. Im Folgenden wird lediglich der blau hinterlegte Bereich beschrieben.



\*) Der Netzengpass besteht natürlich weiterhin, aber durch Spitzenkappung sind keine unzulässigen Netzzustände mehr im Planungsprozess festzustellen.

**Bild 1 – Einordnung des FNN-Hinweises Spitzenkappung bei der Netzplanung – Prinzipdarstellung**

Die Anwendung der Spitzenkappung in der Netzplanung setzt voraus:

- dass der Netzbetreiber in dem jeweiligen Gebiet im operativen Betrieb den Netzzustand ausreichend überwachen kann um Netzengpässe zu identifizieren
- dass eine ausreichende Anzahl von Erzeugungsanlagen fernwirktechnisch angebunden ist, um Netzengpässe in ausreichender Zeit mittels Einspeisemanagement zu beherrschen, ohne dass es zu Überlastungen von Betriebsmitteln, unzulässigen Spannungen oder Schutzauslösungen kommt.

### 1.3 Betrachtungsbereich

Die im Hinweis beschriebenen Verfahren und Wirkungsmechanismen sind in Netzgebieten mit Erzeugungsanlagen, deren dargebotsabhängige und bislang für die Planung netzauslegungsrelevante maximale Anschluss- bzw. Einspeiseleistung nur in wenigen Stunden eines Kalenderjahres auftritt, anwendbar. Als solche Erzeugungsanlagen sind im Sinne des §11 Absatz 2 EnWG Photovoltaikanlagen und Onshore-Windenergieanlagen zu verstehen.

Dem Verteilnetzbetreiber ist es freigestellt, das Instrument der Spitzenkappung anzuwenden. Bei der Anwendung der Spitzenkappung kann dabei z. B zwischen folgenden Aspekten differenziert werden:

- nach Topologie;
- nach Spannungsebenen;
- nach Netzbereichen;
- nach Teilnetzen;
- usw.

In diesen Gebieten können neu geplante als auch bereits bestehende Erzeugungsanlagen (Wind und PV), die direkt an das Netz des Verteilnetzbetreibers angeschlossen sind, bei der Spitzenkappung berücksichtigt werden.

Im Rahmen dieses Hinweises werden verschiedene Begrifflichkeiten wie Zielnetzplanung, Ausbauplanung sowie die Beurteilung von Netzanschlussbegehren geplanter Erzeugungsanlagen mit dem Begriff Netzplanung zusammengefasst, der Netzbetrieb ist hiervon explizit ausgenommen.

#### Das Wichtigste in Kürze:

- Verteilnetzbetreiber können eigenverantwortlich über die Anwendung der Spitzenkappung in ihrem Netzgebiet entscheiden. Eine Pflicht zur Anwendung der Spitzenkappung besteht für Verteilnetzbetreiber daher nicht.
- Die Spitzenkappung ist ein Netzplanungsinstrument (die Kappung erfolgt „simulativ“), entstehende Netzengpässe werden im Betrieb wie bisher mit Einspeisemanagement behoben, inkl. der erforderlichen Entschädigungszahlungen.
- Es können im Rahmen der Spitzenkappung bis zu 3 % der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung pro unmittelbar an das Netz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossener Windenergieanlage (Onshore) und PV-Anlage gekappt werden.

## 2 Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung von Verteilnetzen

### 2.1 Allgemein - Spitzenkappung als neuer planerischer Freiheitsgrad

Der vorliegende FNN-Hinweis beschreibt Ausgestaltungsvarianten, die eine Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung ermöglichen. Diese Verfahren lassen sich in die beiden Gruppen der „Pauschalen“ sowie der „Dynamischen“ Verfahren unterteilen. Der wesentliche Unterschied besteht dabei in der Berücksichtigung eventueller Netzengpässe, bei der Entscheidung über eine simulative Abregelung der Einspeisung im Zuge der Netzplanung.

Im Rahmen der „Pauschalen“ Ansätze erfolgt die (planerische) Abregelung der PV- und Windenergieanlagen unabhängig davon, ob tatsächlich ein Netzengpass vorliegt. Die ermittelte reduzierte maximale Einspeiseleistung berücksichtigt eine Abregelung von bis zu 3 % der Jahresenergie je Erzeugungsanlage. Anschließend wird die Netzplanung auf Basis der reduzierten Einspeiseleistung für den/die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle durchgeführt.

Auch bei den „Dynamischen“ Verfahren werden (planerisch) bis zu 3 % der Jahresenergie je Erzeugungsanlage abgeregelt. Dies erfolgt jedoch situationsbedingt und anlagenspezifisch unter Berücksichtigung von bei Lastflussberechnungen identifizierten Netzengpässen.

Im Folgenden werden die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten, unterteilt in die Hauptgruppen der „Pauschalen“ und „Dynamischen“ Verfahren beschrieben. Die einzelnen Verfahren unterscheiden sich dabei hinsichtlich des Aufwandes, des Nutzens sowie den erforderlichen Eingangsdaten.

### 2.2 Pauschale Spitzenkappung

Die im Folgenden vorgestellten Verfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Ermittlung der maximalen Einspeiseleistung unter Berücksichtigung einer maximal abgeregelter Jahresenergiemenge von 3 % pro Erzeugungsanlage.

#### 2.2.1 Pauschale Spitzenkappung mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren

Im Rahmen der pauschalen Spitzenkappung auf Basis von bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren sind zunächst die Faktoren für die PV- und Windanschlussleistung der Tabelle 1 zu entnehmen. Anschließend erfolgt in Netznutzungsfällen, in denen Gleichzeitigkeiten von Wind- und PV-Erzeugungsanlagen unberücksichtigt geblieben sind (d. h. Gleichzeitigkeit = 1), eine Multiplikation der bisher im auslegungsrelevanten Fall angenommenen installierten Einspeiseleistungen mit dem jeweils entsprechenden Reduktionsfaktor. Die Reduktionsfaktoren beziehen sich dabei jeweils auf die installierte elektrische Leistung der Erzeugungsanlage(n), bei PV-Erzeugungsanlagen auf die Modulleistung.

In auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen, in denen Gleichzeitigkeiten von Wind- und PV-Erzeugungsanlagen berücksichtigt wurden, ist zu beachten, dass die ursprünglich unterstellten Gleichzeitigkeitsfaktoren durch die Spitzenkappung beeinflusst werden und auf ihre weitere Anwendbarkeit überprüft werden müssen (höhere Gleichzeitigkeit). Auf Basis der resultierenden

neuen auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle führt der Netzbetreiber wie bisher seine Netzplanung durch.

Für die Anwendung der pauschalen Spitzenkappung mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Der Netzbetreiber verfügt über ein rechenfähiges Netzmodell sowie Informationen über die installierte Anschlussleistung der Einspeiser im Netzgebiet.
- Der Netzbetreiber hat bereits auslegungsrelevante Netznutzungsfälle (bspw. Starklast ohne Einspeisung oder hohe Einspeisung und geringe Last) definiert.

Anwendbarkeit des Verfahrens:

- Die Verwendung dieses Verfahrens stellt die einfachste Möglichkeit der Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung dar. Es erfordert durch den Planer keine Detailanalyse von direkt an das eigene Netz angeschlossenen Wind- und PV-Erzeugungsanlagen, bietet damit aber auch das geringste Potential aller Verfahren.
- Das Verfahren kann auf allen Spannungsebenen angewendet werden.

Das Verfahren ist für Bestandsanlagen, für Neuanlagen sowie auch auf Zubauprognosen anwendbar, da nicht für jede Einzelanlage individuell aus anlagenspezifischen Parametern ein Reduktionsfaktor ermittelt werden muss.

**Tabelle 1 – Bundeseinheitliche Reduktionsfaktoren**

Reduktionsfaktor für PV-Anlagen	70 % bezogen auf installierte PV-Modulleistung
Reduktionsfaktor für Onshore-Windenergieanlagen	87 % bezogen auf installierte WEA-Leistung

ANMERKUNG 1 Die Ermittlung der Reduktionsfaktoren erfolgte durch die Analyse von gemessenen ¼-Stunden-Jahreslastgängen von Wind- und PV-Erzeugungsanlagen. Es wurden dabei ¼-Stunden-Jahreslastgänge von flächendeckend über Deutschland verteilten Erzeugungsanlagen unterschiedlicher Anschluss-Spannungsebenen (Hochspannung bis Niederspannung) sowie aus mehreren Jahren untersucht. Die ermittelten Reduktionsfaktoren wurden durch Anwendung des 92-%-Quantils statistisch abgesichert. Die über das Bundesgebiet verteilten Erzeugungsanlagen weisen hinsichtlich des Reduktionsfaktors nur sehr geringe Unterschiede auf. Daher können bundeseinheitliche Reduktionsfaktoren gemäß Tabelle 1 angewandt werden.

ANMERKUNG 2 Bei Verwendung der PV-Wechselrichterleistung kann der Reduktionsfaktor bei Verfügbarkeit von Modul- und Wechselrichterleistung mit nachfolgender Formel umgerechnet werden:

$$\begin{aligned}
 & \text{Reduktionsfaktor (Wechselrichterleistung)} \\
 &= \text{Reduktionsfaktor (Modulleistung)} * \frac{\text{inst. Modulleistung}}{\text{inst. Wechselrichterleistung}}
 \end{aligned}$$

## 2.2.2 Pauschale Spitzenkappung mit individuellen Reduktionsfaktoren nach Berechnungsverfahren

Die Voraussetzungen und das Vorgehen bei den Verfahren der pauschalen Spitzenkappung mit individuellen Reduktionsfaktoren nach Berechnungsverfahren entsprechen weitestgehend denen der pauschalen Spitzenkappung mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren (vgl. Abschnitt 2.2.1). Der wesentliche Unterschied besteht in der individuellen Ermittlung der Reduktionsfaktoren. Im Rahmen der ersten Variante erfolgt die Verwendung der in der Tabelle 1 dieses Hinweises angegebenen Reduktionsfaktoren. Unter Kenntnis lokaler Effekte und Gegebenheiten ist mitunter eine weitere Reduktion der planerisch zu berücksichtigenden Einspeiseleistung unter Beachtung der 3%-Grenze möglich.

### 2.2.2.1 Ermittlung individueller Faktoren anhand von Zeitreihen

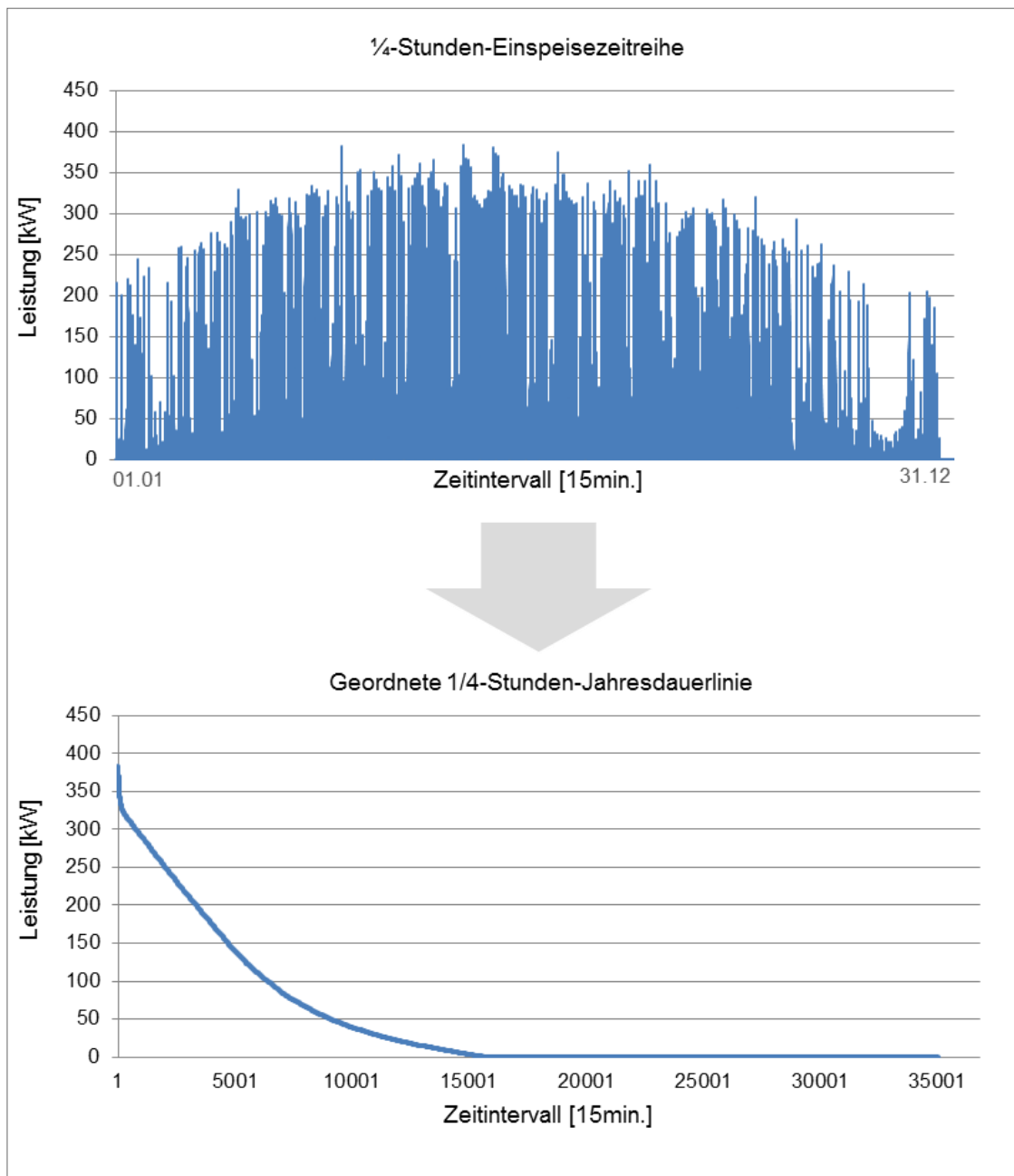
Im Rahmen dieses Verfahrens erfolgt die Ermittlung individueller Reduktionsfaktoren auf Basis eigener Zeitreihen durch den Netzbetreiber unter Anwendung der im Folgenden erläuterten Vorgehensweise. Anschließend werden diese Faktoren analog zu der ersten Variante auf die ursprüngliche auslegungsrelevanten Netznutzungssituationen angewendet und für diese eine Netzplanung durchgeführt (vgl. Abschnitt 2.2.1).

#### **Individuelle Ermittlung der Reduktionsfaktoren:**

Die netzbetreiberindividuelle Ermittlung der Reduktionsfaktoren wird am Beispiel einer 408-kWp-PV-Erzeugungsanlage und eines Kalenderjahres verdeutlicht. Die Vorgehensweise ist analog für Windenergieanlagen anwendbar und unabhängig von der Anschlussspannungsebene der Erzeugungsanlagen.

Schritt 1: Aufbereitung der Jahreszeitreihe und der geordneten Jahresdauerlinie

Zunächst werden die Einspeisewerte der PV-Erzeugungsanlage eines Jahres als Jahreszeitreihe aufbereitet. Dabei bieten sich historische ¼-Stunden-Wirkleistungswerte der Abrechnungszählung an. Aus der anschließenden Sortierung der ¼-Stundenwerte des Jahres ergibt sich die geordnete ¼-Stunden-Jahresdauerlinie der Erzeugungsanlage (Bild 2).



**Bild 2 – Einspeisezeitreihe und Jahresdauerlinie der Beispielanlage**

Schritt 2: Ermittlung der zulässigen Leistungsreduzierung

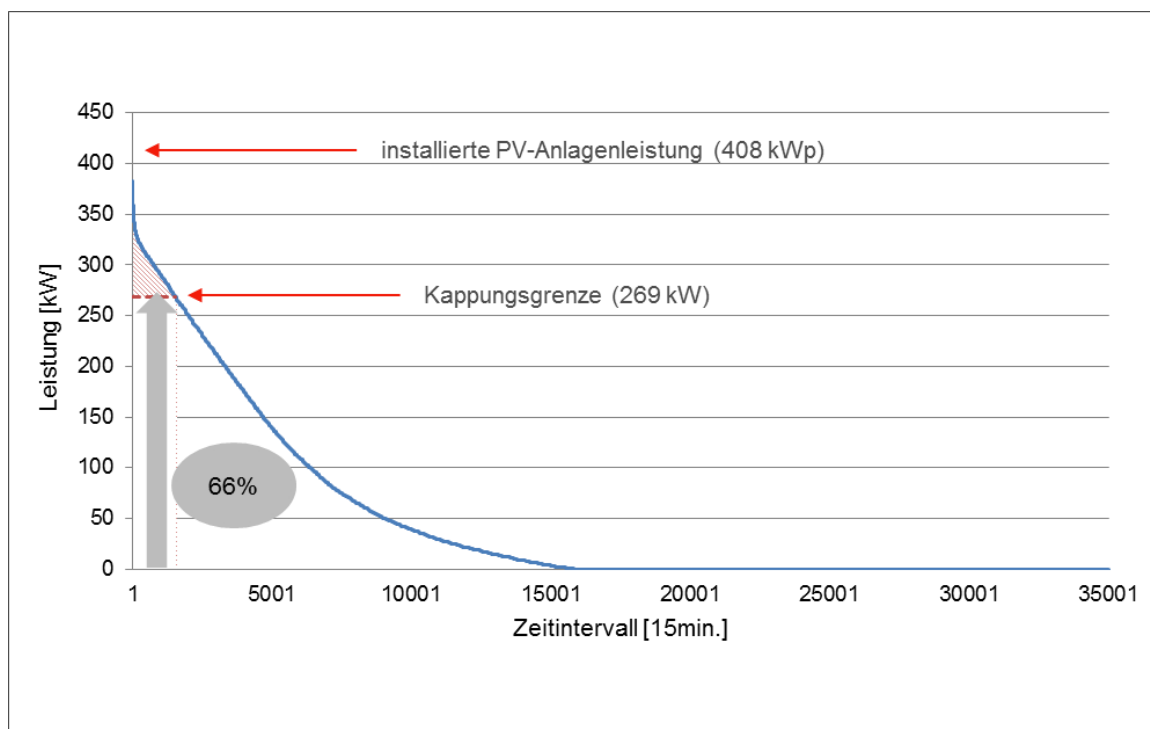
Iterativ wird in der 1/4-Stunden-Jahresdauerlinie, ausgehend von der maximalen 1/4-Stunden-Jahreswirkleistungsspitze (hier 383 kW), die Leistung sukzessive reduziert, bis sich eine minimale, auslegungsrelevante Einspeiseleistung (= Kappungsgrenze) ergibt. Die minimale Einspeiseleistung ist die Leistung, die erforderlich ist, um nicht mehr als 3 % der erzeugten Jahresenergiemenge abzuregeln (im Beispiel (Bild 3) führt die Beschränkung der Einspeiseleistung auf 269 kW zu einer Energieeinbuße von 3,0 %/Jahr). Für jede 1/4-Stunde ist dazu die Energie, die durch die Reduzierung des Wirkleistungswertes nicht eingespeist werden könnte, zu ermitteln und über das Jahr aufzusummieren. Der Summenwert wird in Relation zur

tatsächlichen Jahreseinspeisung der analysierten Zeitreihe (ohne Spitzenkappung) gesetzt. Der resultierende Wert darf grundsätzlich 3 % nicht überschreiten.

### Schritt 3: Ermittlung des Reduktionsfaktors

Der bei Einhaltung der 3%-Grenze im Schritt 2 ermittelte Leistungswert (269 kW) wird nun gemäß nachfolgender Formel auf die installierte Anlagenleistung der PV-Erzeugungsanlage (hier 408 kWp) bezogen.

$$\text{Reduktionsfaktor} = \frac{\text{Kappungsgrenze}}{\text{inst. Anlagenleistung}} = \frac{269 \text{ kW}}{408 \text{ kWp}} = 66 \%$$



**Bild 3 – Ermittlung des Reduktionsfaktors der Beispielsanlage**

### Schritt 4: Anlagenauswahl

Vorgenannte Schritte sind je Energieträger und Anschlussspannungsebene für eine statistisch ausreichende Anzahl und repräsentative Stichprobe von im Netzgebiet räumlich verteilten Erzeugungsanlagen sowie idealerweise mit Mehrjahres-Lastgängen durchzuführen. Die Ergebnisse können für Wind- und PV-Erzeugungsanlagen nach Netzgebieten und/oder Anschlussspannungsebenen differenziert werden. Bei Verwendung des jeweils höchsten Reduktionsfaktors wird die 3%-Grenze grundsätzlich nicht überschritten. Bei einer Vielzahl ausgewerteter Erzeugungsanlagen können durch den Quantilsansatz einzelne Extremwerte, die das Potential der Spitzenkappung reduzieren würden, ausgeblendet werden. In den Auswertungen zu 2.2.1 hat sich das 92%-Quantil bewährt. Dies bedeutet, dass 92 % der ermittelten Reduktionsfaktoren die Einhaltung der 3%-Grenze grundsätzlich sicherstellen.

**ANMERKUNG** Zu beachten ist, dass die netzplanerische Anwendung des Reduktionsfaktors bei PV-Anlagen mit 70%-Leistungsbegrenzung nach § 9 EEG nur zulässig ist, wenn der individuell ermittelte Reduktionsfaktor kleiner als 70 % ist.

### 2.2.2.2 Ermittlung individueller Faktoren anhand des Primärenergiedargebots und der Anlagenkennlinie

Dieses Verfahren eignet sich besonders für Neuanlagen. Im Rahmen dieses Verfahrens erfolgt die Ermittlung der Reduktionsfaktoren auf Basis der Anlagenkennlinie sowie des standortspezifischen Primärenergiedargebots, welches z.B. bei Wetterdiensten erhältlich ist. Anschließend werden diese Faktoren analog zu der ersten Variante auf die ursprüngliche auslegungsrelevanten Netznutzungssituationen angewendet und für diese eine Netzplanung durchgeführt (vgl. Abschnitt 2.2.1). Die Ermittlung der individuellen Reduktionsfaktoren wird im Folgenden am Beispiel eines 48-MW-Windparks dargestellt.

#### Schritt 1: Bestimmung der Häufigkeit der Windgeschwindigkeit

Aus der Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten am gewählten Standort und der Anlagenkennlinie lässt sich die statistisch erzeugte Jahresenergiemenge einer Windenergieanlage berechnen.

#### Windhäufigkeit am gegebenen Standort

Aus den Daten über die Windhäufigkeit kann man für den konkreten Standort die Weibull-Kenngrößen (exemplarisch)

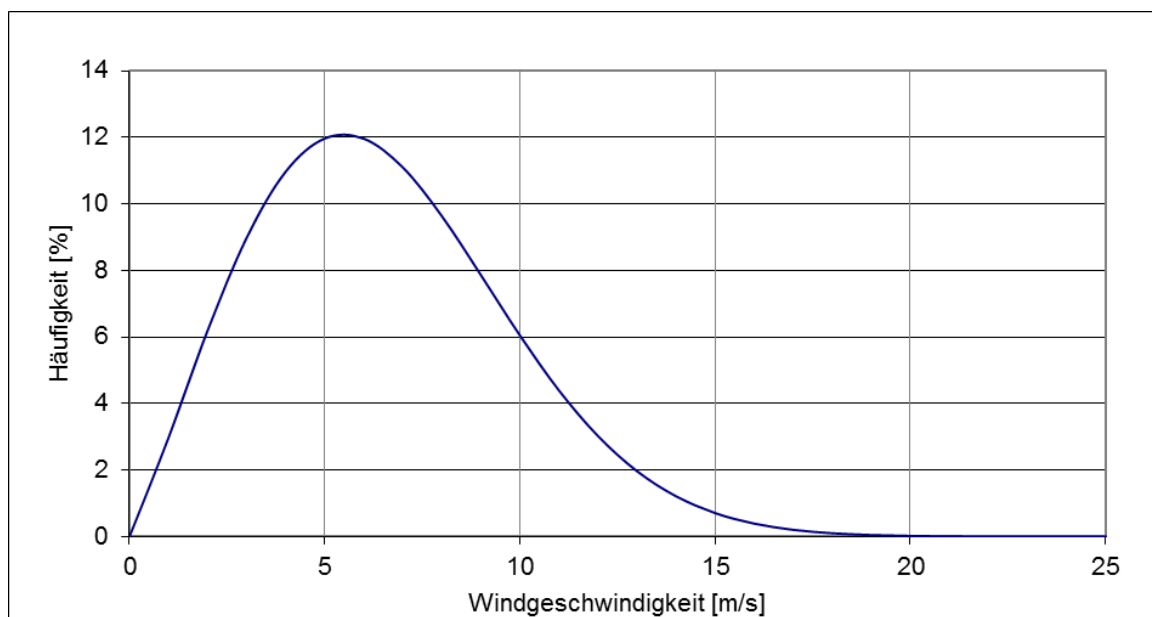
Formfaktor:  $k=2,126$

Skalenfaktor:  $c=7,4$

entnehmen. Mit Hilfe der Weibull-Dichtefunktion lässt sich die Häufigkeit in Stunden pro Jahr für die einzelnen Windgeschwindigkeiten (siehe Anhang A Tabelle 3) berechnen.

$$f(k, c, v) = \frac{k}{c} * \frac{v^{(k-1)}}{c} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Bild 4 stellt die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten  $v$  am Beispielstandort dar.

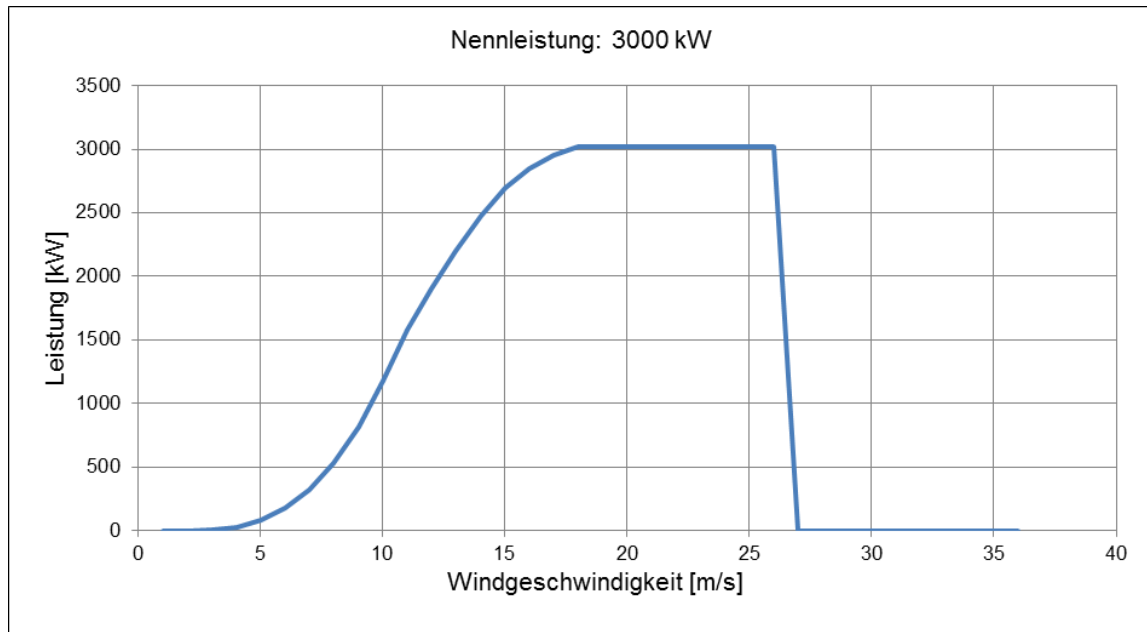


**Bild 4 – Häufigkeit der Windgeschwindigkeit am Beispielstandort**



Schritt 2: Berechnung der statistisch erzeugten Jahresenergiemenge des 48-MW-Windparks

Mit Hilfe der in Bild 5 dargestellten Anlagenkennlinie für den im Windpark verwendeten 3-MW-Windenergieanlagentyp und der berechneten Windverteilung am Standort lässt sich die Jahresenergiemenge des Windparks berechnen (siehe Anhang A Tabelle 4).



**Bild 5 – Anlagenkennlinie der Beispielanlage (3 MW Windanlagentyp)**

Schritt 3: Ermittlung der zulässigen Leistungsreduzierung und des Reduktionsfaktors

In einem iterativen Verfahren wird durch Reduktion der maximalen Einspeiseleistung des Windparks die Einspeiseleistung ermittelt, bei der die Jahresenergiemenge genau 97 % der Jahresenergiemenge bei voller Einspeiseleistung entspricht. Das Verhältnis aus reduzierter Einspeiseleistung und installierter Einspeiseleistung entspricht dann dem Reduktionsfaktor für einen Windpark mit diesem Anlagentyp an diesem Standort. In diesem Berechnungsbeispiel entspricht der Reduktionsfaktor 74,5 %, dementsprechend kann der Beispielwindpark mit einer Anschlussleistung von 35,7 MW statt 48 MW in der Netzplanung berücksichtigt werden.

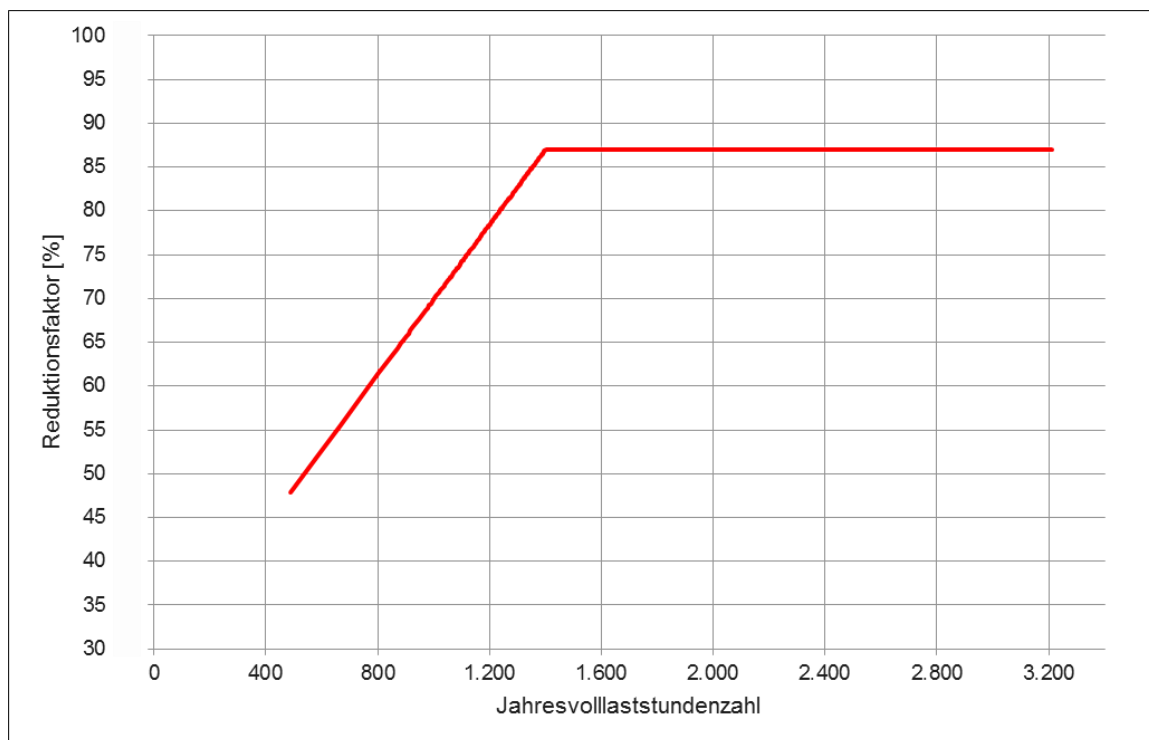
Mit diesem Verfahren ist es auch möglich, die Jahresenergiemenge von Prototypanlagen bzw. bisher nicht im Netz bekannten Anlagentypen zu ermitteln und somit einen individuellen Reduktionsfaktor zu bestimmen. Zu diesem Zweck müssen lediglich das Primärenergiedargebot am Standort und die Leistungskennlinie der entsprechenden Anlagen bekannt sein.

### 2.2.2.3 Ermittlung individueller Faktoren auf Basis von Volllaststunden

Dieses Verfahren eignet sich besonders für Bestandsanlagen, bei denen belastbare Informationen über die Anzahl der Volllaststunden vorliegen. Im Rahmen dieses Verfahrens erfolgt die Ermittlung der Reduktionsfaktoren auf Basis von Volllaststunden. Anschließend werden diese Faktoren analog zu der ersten Variante auf die ursprüngliche auslegungsrelevanten Netznutzungssituationen angewendet und für diese eine Netzplanung durchgeführt (vgl. Abschnitt 2.2.1).

Anlagenspezifische Reduktionsfaktoren von Windenergieanlagen sind stark abhängig von den Anlageneigenschaften und den Standortbedingungen. Je besser der Windstandort und je effizienter die Erzeugungsanlage, desto geringer ist das mögliche Leistungskappungspotenzial zur Einhaltung der 3%-Grenze, da der Betrieb der Erzeugungsanlage im Nennleistungsbereich in der Häufigkeit und in der Dauer steigt.

Eine gut geeignete Bezugsgröße, die sowohl die Anlageneigenschaften als auch die Standortbedingungen abbildet, ist die Jahresvolllaststundenzahl. Nachfolgendes Bild 6 zeigt in idealisierter Form für eine repräsentative Stichprobe den Reduktionsfaktor in Abhängigkeit von der jeweiligen Jahresvolllaststundenzahl. Eine höher auflösende Darstellung von Bild 6 ist dem Anhang B zu entnehmen.



**Bild 6 – Abhängigkeit des Reduktionsfaktors von der Jahresvolllaststundenzahl bei Windenergieanlagen**

Ist die gemessene oder die prognostizierte Jahresvolllaststundenzahl ( $VZ$ ) einer Windenergieanlage bekannt, so lässt sich durch die folgende Formel der anlagenspezifische Reduktionsfaktor ermitteln:

- a) Reduktionsfaktor für Jahresvolllaststundenzahlen größer 1.400 h/a

$$\text{Reduktionsfaktor} = 87 \%$$

- b) Reduktionsfaktor für Jahresvolllaststundenzahlen bis 1.400 h/a

$$\text{Reduktionsfaktor} = 87 \% - \frac{1.400 \frac{h}{a} - VZ}{1.400 \frac{h}{a}} \times 60 \%$$

Für PV-Anlagen lässt sich ein derartiger linearer Zusammenhang nicht sinnvoll darstellen, da die Varianz der Jahresvolllaststundenzahl sehr viel geringer ist.

## 2.3 Dynamische Spitzenkappung

Im Rahmen dieses Hinweises werden zwei verschiedene Verfahren zur dynamischen Spitzenkappung beschrieben. Der Kombifaktoransatz, der eine einfache Anwendung mit den Vorteilen eines dynamischen Ansatzes vereint, jedoch Einschränkungen hinsichtlich des Anwendungsbereiches mit sich bringt und die zeitreihenbasierte und netznutzungsfallbasierte dynamische Spitzenkappung, welche auf vollständigen Jahreszeitreihen für Last- und Einspeisungen bzw. auf einer Vorauswahl der Netznutzungsfälle basiert, die die Komplexität der Planung reduziert.

### 2.3.1 Dynamische Spitzenkappung mit Kombifaktor

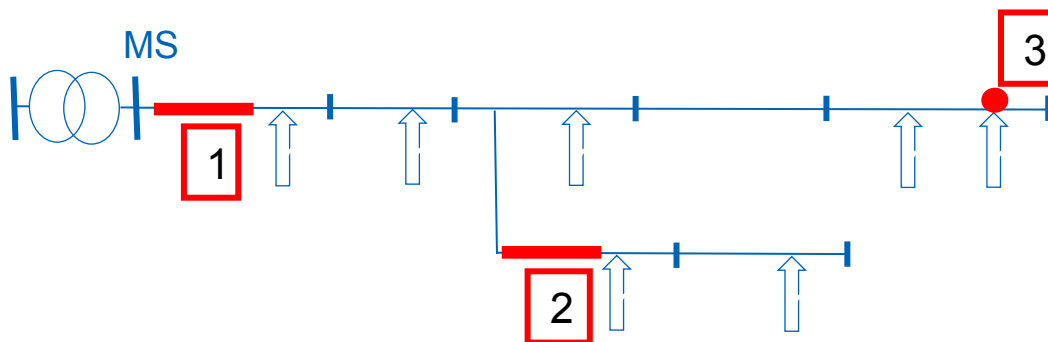
Beim Kombifaktorverfahren wird ein konkreter Netzengpass betrachtet, hierbei werden das Einspeiseverhalten und die Durchmischung von Wind- und PV-Erzeugungsanlagen herangezogen. Durch ein iteratives Berechnungsverfahren wird ein Reduktionsfaktor für die Wind- und PV-Erzeugungsanlagen ermittelt, welche eine gleiche Wirkung auf einen Engpass besitzen. Diese Reduktionsfaktoren sind abhängig vom Durchmischungsverhältnis von PV- und Windenergieanlagen. Ist in einem Betrachtungsbereich beispielsweise nur einer der zu betrachtenden Energieträger vorhanden, entspricht das Ergebnis den Reduktionsfaktoren der pauschalen Spitzenkappung aus Tabelle 1. Die größte Wirkung tritt hingegen bei einer Durchmischung mit etwa gleichen Anteilen von Wind und PV-Erzeugungsanlagen auf. Der Kombifaktor bildet für die installierte Summenleistung der Wind- und PV-Erzeugungsanlagen in einem Netzbereich einen Ersatzwert, welcher dann in der Netzberechnung angesetzt werden kann. Damit ergibt sich für Wind und PV ein einheitlich anzuwendender Reduktionsfaktor, dieser ist mit jeder Änderung der installierten Leistung neu zu berechnen. Der Lastansatz ist hiervon unberührt und wird in der Netzberechnung wie gewohnt angewandt.

Für die uneingeschränkte Anwendung des Kombifaktorverfahrens müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Identifikation eines konkreten Engpasses
- Die betrachteten Anlagen müssen eine vergleichbare Wirkung auf den Engpass haben (Bsp. Bild 7: Anlagen haben gleiche Wirkung auf Engpass 1, aber nicht auf Engpass 3)

- Bei sich überlappenden Engpässen darf die 3%-Abregelung pro Anlage nicht mehrfach angewandt werden, wie in Bild 7 verdeutlicht: Werden alle Anlagen bereits mit 3 % Abregelung zur Behebung des Engpasses 1 geplant, können nicht gleichzeitig auch die Anlagen hinter Engpass 2 mit weiteren 3 % Abregelung berechnet werden. Hier dürfte der Planer die Anlagen entweder nur getrennt berücksichtigen, oder müsste die 3 % Energie aufteilen. Wird ein Gebiet mit vorhandenen Faktoren überplant, dann ist zu kontrollieren, ob unterlagerte Engpässe entstehen (ohne Reduktionsfaktoren) und ob für diese die Einhaltung des 3%-Kriteriums sichergestellt ist.

Zur Verdeutlichung ist in Bild 7 eine grobe Differenzierung von Netzengpässen vorgenommen.



- 1 = Stromengpass am Anfang
- 2 = Stromengpass im Leitungsverlauf
- 3 = Spannungsempass am Leitungsende

**Bild 7 – Differenzierung von Engpässen**

Folgende Einschränkungen sind bei der Anwendung des Kombifaktorverfahrens zu beachten:

- Aufgrund der Gültigkeit für räumlich begrenzte Systeme, ist dieses Verfahren grundsätzlich nur für Engpässe in der Mittelspannung anwendbar.
- Die Gleichzeitigkeit von Bezugslast und Einspeisung ist in dem Kombifaktor nicht berücksichtigt. Hier ergeben sich evtl. weitere Potenziale, welche jedoch individuell durch den Planer zu berücksichtigen sind.

Das Kombifaktorverfahren basiert auf folgender Simulation:

Für einen konkreten Netzengpass kann auch ein individueller Kombifaktor ermittelt werden. Dazu sind die Zeitreihen (vollständig) der zu betrachtenden Erzeugungsanlagen viertelstundengenau zu addieren, übersteigt dieser Viertelstundenwert einen iterativ zu ermittelnden Grenzwert (Summenleistung) sind die Erzeugungsleistungen der Energieträger Wind und PV jeweils auf feste Grenzwerte (Abregelwerte für PV und Wind) zu reduzieren.

Für jede Viertelstunde muss die abgeregelt Energie energieträgerspezifisch ermittelt und idealerweise für mehrere Jahre summiert werden. Dabei darf die Abregelung 3 % der erzeugten Energie nicht überschreiten.

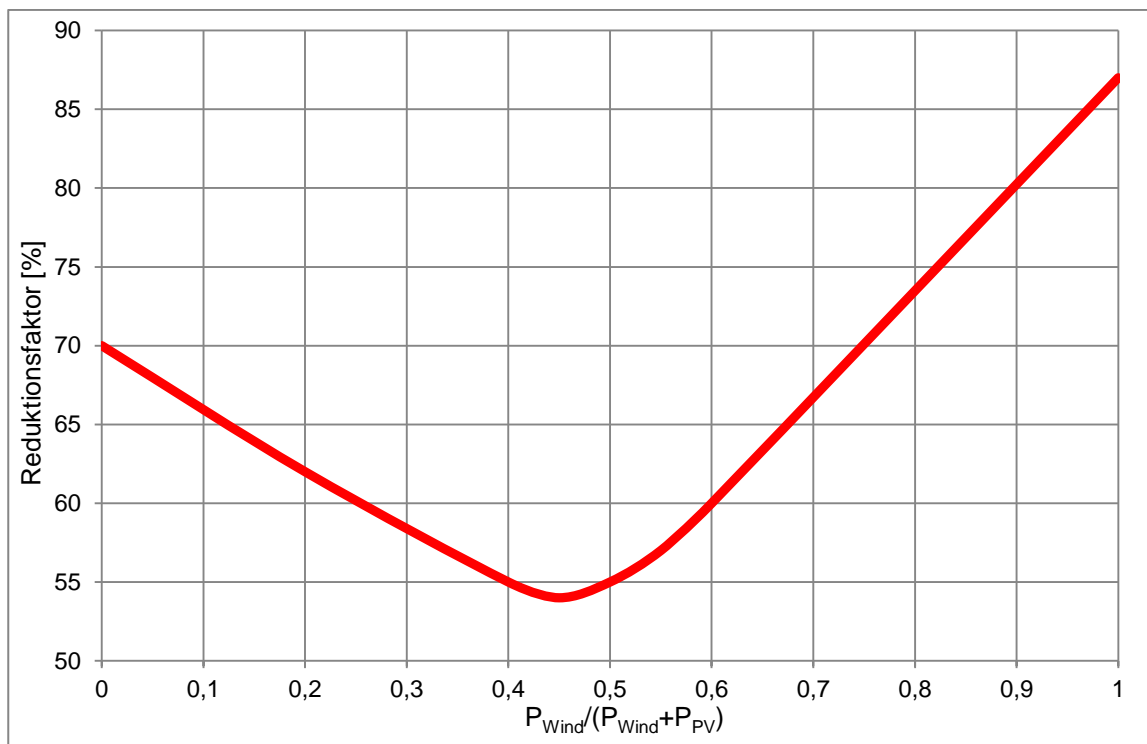
Für die Simulation existieren damit drei Parameter, welche jeweils vom Verhältnis zwischen der installierten Leistung aller Wind-Erzeugungsanlagen und der kummulierten installierten Leistung aller Wind- und PV-Erzeugungsanlagen  $P_{\text{Wind}}/(P_{\text{Wind}}+P_{\text{PVA}})$  abhängig sind:

- Höhe der Summenleistung
- Abregelwert PV
- Abregelwert Wind

Anhand der Veränderung der drei Parameter unter Prüfung der 3-%-Nebenbedingung findet sich eine neue planungsrelevante Summenleistung.

Die aufgezeigte Kurve in Bild 8 wurde analog dazu ermittelt, allerdings ist hier das Verhältnis Wind- zu PV-Erzeugungsanlagen als ein gemeinsamer Parameter (Summenleistung) definiert. Bild 8 beruht auf den in Abschnitt 2.2.1 verwendeten Daten und ist demnach ebenfalls bundeseinheitlich anzuwenden.

Zur praktischen Anwendung ist nachfolgende Grafik zu verwenden (siehe auch Anhang D). Ein Anwendungsbeispiel ist in Anhang C dargestellt.



**Bild 8 – Kombifaktor – 3-%-Spitzenkappung in Abhängigkeit der Durchmischung von Wind und PV**

Die im Bild 8 dargestellten Randbereiche entsprechen den Faktoren der pauschalen Spitzenkappung für Wind und PV, zur Mitte hin verringert sich dieser Reduktionsfaktor in Abhängigkeit des Durchmischungsverhältnisses. Dies erklärt sich dadurch, dass bei einem hohen Durchmischungsgrad von Wind und PV nur selten beide Energieträger mit hoher Leistung gleichzeitig einspeisen und damit ein niedrigerer Reduktionsfaktor angesetzt werden kann.

Verändert sich das Durchmischungsverhältnis (z. B. durch eine neu angeschlossene Anlage) ist ein neuer Kombifaktor zu ermitteln und in der Planung anzusetzen.

### 2.3.2 Zeitreihenbasierte und netznutzungsfallbasierte Dynamische Spitzenkappung

Im Rahmen dieses Verfahrens erfolgt auf Basis der Eingangsdaten in einem ersten Schritt eine Lastfluss- bzw. (n-1)-Simulation für den betrachteten Netzbereich, um Situationen mit verletzten technischen Randbedingungen hinsichtlich Spannungshaltung und Stromtragfähigkeit zu identifizieren. Anschließend erfolgt auf Basis eines angepassten Optimal Power Flow (OPF) die Ermittlung der simulierten Leistungsreduktion der Erzeugungsanlagen in den einzelnen Situationen.

**ANMERKUNG** Beim Optimal Power Flow (OPF) handelt es sich um ein Verfahren zur Lösung eines Optimierungsproblems bestehend aus Zielfunktion, Nebenbedingungen und Freiheitsgraden. Im Rahmen der Spannungsblindleistungsoptimierung besteht die Zielfunktion beispielsweise in der Reduktion der Netzverluste, wobei Transformatorstufenstellungen und Blindleistungsbereitstellung der Generatoren mögliche Freiheitsgrade darstellen. Als Nebenbedingungen müssen technische Randbedingungen wie beispielsweise thermische Stromtragfähigkeit, Spannungsgrenzen und Betriebsgrenzen der Generatoren eingehalten werden. Durch Anpassung der mathematischen Formulierung, unter anderem der Zielfunktion und der Freiheitsgrade, lässt sich mit Hilfe eines OPFs die erforderliche Abregelung der Erzeugungseinheiten zur Einhaltung aller technischen Randbedingungen ermitteln.

Dabei ist die koppelnde Nebenbedingung der maximal abzuregelnden Energiemenge von 3 % pro Erzeugungsanlage adäquat zu berücksichtigen. Falls es nicht möglich ist unter Berücksichtigung des 3%-Kriteriums pro Erzeugungsanlage in allen Situationen die technischen Randbedingungen einzuhalten, sind Ausbaumentscheidungen zu realisieren und anschließend iterativ erneut die Einhaltung der technischen Randbedingungen sowie des 3%-Kriteriums mit Hilfe des OPF zu prüfen.

Für die Anwendung der zeitreihenbasierten und netznutzungsfallbasierten dynamischen Spitzenkappung müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Verfügbarkeit eines zeitreihenfähigen Netzmodells
- Verfügbarkeit von Zeitreihen der Einspeisungen und der Lasten

Um den Aufwand der zeitreihenbasierten dynamischen Spitzenkappung zu reduzieren, kann im Rahmen der netznutzungsfallbasierten dynamischen Spitzenkappung eine Reduktion der zu betrachtenden Netznutzungsfälle durchgeführt werden. Dabei werden auf Basis des jeweiligen Netzmodells sowie der vollständigen Zeitreihen auslegungsrelevante und repräsentative Netznutzungsfälle sowie zugehörige Gewichtungsfaktoren mit Hilfe einer geeigneten Methodik ermittelt. Anschließend erfolgt für die reduzierte Anzahl an Netznutzungsfällen analog zur zeitreihenbasierten dynamischen Spitzenkappung die Anwendung eines OPFs zur Ermittlung der abzuregelnden Energiemenge. Mit Hilfe der Gewichtungsfaktoren wird dann die Energiemenge auf das ganze Jahr hochgerechnet und bei Bedarf entsprechende Ausbaumentscheidungen realisiert um die Einhaltung des 3%-Kriteriums zu gewährleisten.

Die zeitreihenbasierte dynamische Spitzenkappung stellt das theoretisch erzielbare Optimum dar. In der Praxis ist der Ansatz jedoch mit einem erheblichen Aufwand verbunden, so dass das Aufwand-Nutzen-Verhältnis durch den Netzbetreiber jeweils anwendungsspezifisch kritisch zu hinterfragen ist. Die netznutzungsfallbasierte dynamische Spitzenkappung ermöglicht im Vergleich zur vollständigen zeitreihenbasierten dynamischen Spitzenkappung eine Reduktion des Rechenaufwandes, stellt jedoch vergleichbar hohe Anforderungen an die entsprechenden Verfahren.

## **2.4 Zusammenfassung und Bewertung der Verfahren**

Die im vorherigen Abschnitt vorgestellten verschiedenen Verfahren zur Abbildung der Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung unterscheiden sich hinsichtlich des möglichen Anwendungsbereichs, der erforderlichen Eingangsdaten, aber auch hinsichtlich Komplexität sowie dem verbleibenden konventionellen Netzausbaubedarf bzw. der integrierbaren Erzeugungsleistung. In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Verfahren zusammengefasst. Einen Gesamtüberblick dazu gibt die Tabelle 2.

**Tabelle 2 – Überblick über die Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung**

		Pauschale Spitzenkappung (2.2)			Dynamische Spitzenkappung (2.3)	
		Ermittlung individueller Reduktionsfaktor nach Berechnungsverfahren (2.2.2)			Kombifaktor-Verfahren (2.3.1)	
		anhand von Zeitreihen (2.2.2.1)	anhand des Primärenergieertrags und der Anlagenkennlinie (2.2.2.2)	auf Basis von Volllaststunden (2.2.2.3)	Zeitreihenbasierte und netznutzungsbasierte Spitzenkappung (2.3.2)	
bundes einheitliche Reduktionsfaktoren (2.2.1)						
Anwendungsbereich	anwendbar für PV-Anlagen und in allen Netzebenen	anwendbar für PV- und Windenergieanlagen und in allen Netzebenen	anwendbar für PV- und Windenergieanlagen in allen Netzebenen	anwendbar für PV- und Windenergieanlagen und in allen Netzebenen	anwendbar für PV- und Windenergieanlagen und in allen Netzebenen	anwendbar für PV- und Windenergieanlagen und in allen Netzebenen
Einschränkungen	Nicht anwendbar bei PV-Anlagen mit Leistungsbegrenzung nach § 9 EEG	Nicht anwendbar bei PV-Anlagen mit Leistungsbegrenzung nach § 9 EEG	keine	Eingeschränkt anwendbar für prognostizierten Zubau	keine vermaschten Netze; Spannungsengpässe nur eingeschränkt, vorwiegend Mittelspannung	keine
Eingangsdaten	Installierte Anlagenleistung	Installierte Anlagenleistung; Jahreslastgänge von PV- und WEA	Installierte Anlagenleistung; Anlagenkennlinie; Windgeschwindigkeit am Standort	Installierte Anlagenleistung; Jahreslastgänge von Windenergieanlagen	Leistung der verschiedenen Erzeuger	Installierte Leistung; Jahresgänge von allen Erzeugern (und Lasten) im Netzgebiet
Anforderungen an die Netzberechnung	keine besonderen Anforderungen; ggf. Prognose für EE	keine besonderen Anforderungen; ggf. Prognose für EE	keine besonderen Anforderungen; ggf. Prognose für EE	keine besonderen Anforderungen; ggf. Prognose für EE	keine besonderen Anforderungen; ggf. Prognose für EE	Zeitreihenfähiges Lastflussmodell notwendig; ggf. Prognose für EE
Aufwand in der Netzplanung						
Residualer, konv. Netzausbaubedarf						



Die Wahl des jeweiligen Verfahrens obliegt allein dem Netzbetreiber, der dieses für unterschiedliche Netzgebiete individuell auswählen und auch im Laufe der Zeit wechseln kann. Neben den hier beschriebenen Verfahren kann es weitere Verfahren oder Mischformen geben, die durch den jeweiligen Netzbetreiber angewendet werden dürfen. Dabei ist jedoch sicherzustellen, dass eine Einhaltung des 3-%-Kriteriums im Rahmen der Planung gewährleistet ist und dies entsprechend dokumentiert wird (vgl. 3.1).

## 3 Organisatorische und regulatorische Rahmenbedingungen

### 3.1 Dokumentationspflichten

Netzbetreiber, die die Spitzenkappung anwenden, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Anwendung so zu dokumentieren, dass sie von einem sachkundigen Dritten nachvollzogen werden kann (§ 11 EnWG Absatz 2). Des Weiteren muss die Dokumentation auf Nachfrage folgender juristischer Personen bzw. Behörden diesen unter Beachtung des Datenschutzes unverzüglich vorgelegt werden:

- Bundesnetzagentur
- Zuständige Landesregulierungsbehörde
- Vorgelagerte(r) Netzbetreiber
- Relevante(r) Übertragungsnetzbetreiber
- Einspeisewillige im relevanten Netzgebiet
- Betreibern von Erzeugungsanlagen im relevanten Netzgebiet

Die Dokumentation der Anwendung der Spitzenkappung sollte mindestens folgende Eigenschaften/ Kriterien erfüllen:

- Benennung des betroffenen Netzgebietes inklusive der Spannungsebenen
- Verweis auf eines der in diesem Hinweis beschriebenen Verfahren oder Beschreibung des alternativ angewandten Verfahrens
- Nachweise, die eine sachkundige, dritte Person in die Lage versetzen, die Anwendung der Spitzenkappung in der Netzplanung im betroffenen Netzgebiet nachvollziehen und prüfen zu können.
- Die verwendeten Berechnungsmodelle und Eingangsdaten sollten archiviert werden

### 3.2 Meldepflichten

#### Bei Anwendung der Spitzenkappung

Netzbetreiber, die die Spitzenkappung anwenden, sind gesetzlich dazu verpflichtet, diese Information auf Ihrer Internetseite zu veröffentlichen (§ 11 EnWG Absatz 2). Des Weiteren muss der Netzbetreiber folgende juristische Personen bzw. Behörden über die Anwendung der Spitzenkappung in der Planung informieren:

- Bundesnetzagentur
- Zuständige Landesregulierungsbehörde
- Vorgelagerte(r) Netzbetreiber
- Relevante(r) Übertragungsnetzbetreiber

ANMERKUNG Hierfür ist eine elektronische Nachricht (E-Mail oder Fax) ausreichend.

Die Anwendung der Spitzenkappung kann an den Schnittstellen zu Netzen vorgelagerter und benachbarter Netzbetreiber zu Wechselwirkungen auf deren Netze führen und einen Abstimmungs- bzw. Informationsaustausch mit diesen Netzbetreibern erforderlich machen.

**Bei Überschreiten der 3%-Grenze pro Anlage**

Stellt der Netzbetreiber bei der Auswertung der zu entschädigenden Einspeisemengen nach §15 Absatz 2 Satz 1 EEG fest, dass er bei einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung mehr als 3 % der jährlichen Stromerzeugung abgeregelt hat (alle Maßnahmen zum Einspeisemanagement in Summe), ist dies der Bundesnetzagentur und der Landesregulierungsbehörde mitzuteilen. Der Netzbetreiber muss hierbei den Umfang und die Ursache der Überschreitung nennen und bei Anwendung der Spitzenkappung die Dokumentation (siehe 3.1) vorlegen.

**3.3 Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes**

Innerhalb eines vom Netzbetreiber ausgewiesenen Spitzenkappungsgebietes ist planerisch auf alle bestehenden und neu anzuschließenden Wind- und PV-Erzeugungsanlagen Spitzenkappung anzuwenden - somit auch im Rahmen der technischen Netzanschlussbeurteilung für Neuanlagen. Liegt ein alternativer Netzverknüpfungspunkt außerhalb des vom Netzbetreiber definierten Spitzenkappungsgebietes, so ist für die Beurteilung dieses Netzverknüpfungspunktes dementsprechend keine Spitzenkappung anzuwenden. Die letztendliche Entscheidung über den Netzverknüpfungspunkt trifft der Netzbetreiber nach Maßgabe des EEG.

## 4 Literaturhinweise

- [1] Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786) .
- [2] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.
- [3] Büchner, J.; Moser, A.; Uslar, M; et al.: Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.
- [4] Dr. Ackermann, Thomas, et al. Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. MWKEL. 2014.
- [5] Rehtanz, C.; Moser, A.; et al.: Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen. Gutachten für die Landesregierung Nordrhein-Westfalen, 2014.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie), Berlin, 2012.
- [7] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.

## Anhang A - Beispielhafte Datengrundlage für die Ermittlung individueller Faktoren nach 2.2.2.2

Tabelle 3 – Windgeschwindigkeiten am Beispielstandort

v [m/s]	Häufigkeit [%]	h/a
0	0,0	0
1	3,0	260,6
2	6,2	542,2
3	9,0	786,4
4	11,0	960,7
5	12,0	1048,1
6	12,0	1047,6
7	11,1	972,2
8	9,6	844,1
9	7,9	688,8
10	6,1	530,1
11	4,4	385,4
12	3,0	265,1
13	2,0	172,8
14	1,2	106,7
15	0,7	62,5
16	0,4	34,7
17	0,2	18,3
18	0,1	9,1
19	0,0	4,3
20	0,0	2,0
21	0,0	0,8
22	0,0	0,3
23	0,0	0,1
24	0,0	0,0
25	0,0	0,0
26	0,0	0,0

ANMERKUNG Die Weibull-Dichtefunktion basiert auf exponentiellen Gliedern und ist damit eine unendliche Funktion. Die in den Tabellen 3 und 4 dargestellten Werte sind lediglich ein Ausschnitt der Berechnungen. Aus diesem Grund addieren sich die Häufigkeiten und Stunden über die Geschwindigkeiten 0 m/s bis 25 m/s nicht auf 100 % bzw. 8760 Stunden.

**Tabelle 4 – Berechnung der Jahresenergiemenge und des Reduktionsfaktors**

Windgeschwindigkeit [m/s]	Windhäufigkeit [h/a]	Leistung einer Windenergieanlage (3000 kW) [kW]	Leistung ges. Windpark [kW]	Einspeisearbeit [kWh/a]	Leistung Windpark mit Spitzenkappung [kW]	Einspeisearbeit mit Spitzenkappung [kWh/a]
1	260,57	0	0	0	0	0
2	542,17	3	48	25.852	48	25.852
3	786,35	25	397	312.457	397	312.457
4	960,66	82	1.303	1.252.042	1.303	1.252.042
5	1.048,11	174	2.766	2.898.604	2.766	2.898.604
6	1.047,64	321	5.102	5.345.062	5.102	5.345.062
7	972,21	532	8.456	8.220.645	8.456	8.220.645
8	844,06	815	12.954	10.933.663	12.954	10.933.663
9	688,84	1.180	18.755	12.919.108	18.755	12.919.108
10	530,06	1.580	25.113	13.311.220	25.113	13.311.220
11	385,39	1.900	30.199	11.638.366	30.199	11.638.366
12	265,14	2.200	34.967	9.270.947	34.967	9.270.947
13	172,76	2.480	39.417	6.809.758	35.753	6.176.788
14	106,69	2.700	42.914	4.578.665	35.753	3.814.677
15	62,48	2.850	45.298	2.830.356	35.753	2.233.978
16	34,71	2.950	46.887	1.627.453	35.753	1.240.993
17	18,29	3.020	48.000	878.108	35.753	654.069
18	9,15	3.020	48.000	439.162	35.753	327.115
19	4,34	3.020	48.000	208.428	35.753	155.250
20	1,96	3.020	48.000	93.875	35.753	69.924
21	0,84	3.020	48.000	40.124	35.753	29.887
22	0,34	3.020	48.000	16.274	35.753	12.122
23	0,13	3.020	48.000	6.263	35.753	4.665
24	0,05	3.020	48.000	2.287	35.753	1.703
25	0,02	3.020	48.000	792	35.753	590

<b>Summe:</b>	<b>93.659.508</b>	<b>Summe</b>	<b>90.849.725</b>
---------------	-------------------	--------------	-------------------

<b>gekappte Jahresenergiemenge:</b>	<b>3,00%</b>
-------------------------------------	--------------

## Anhang B - Abhängigkeit des Reduktionsfaktor von der Jahresvollaststundenzahl bei Windenergieanlagen

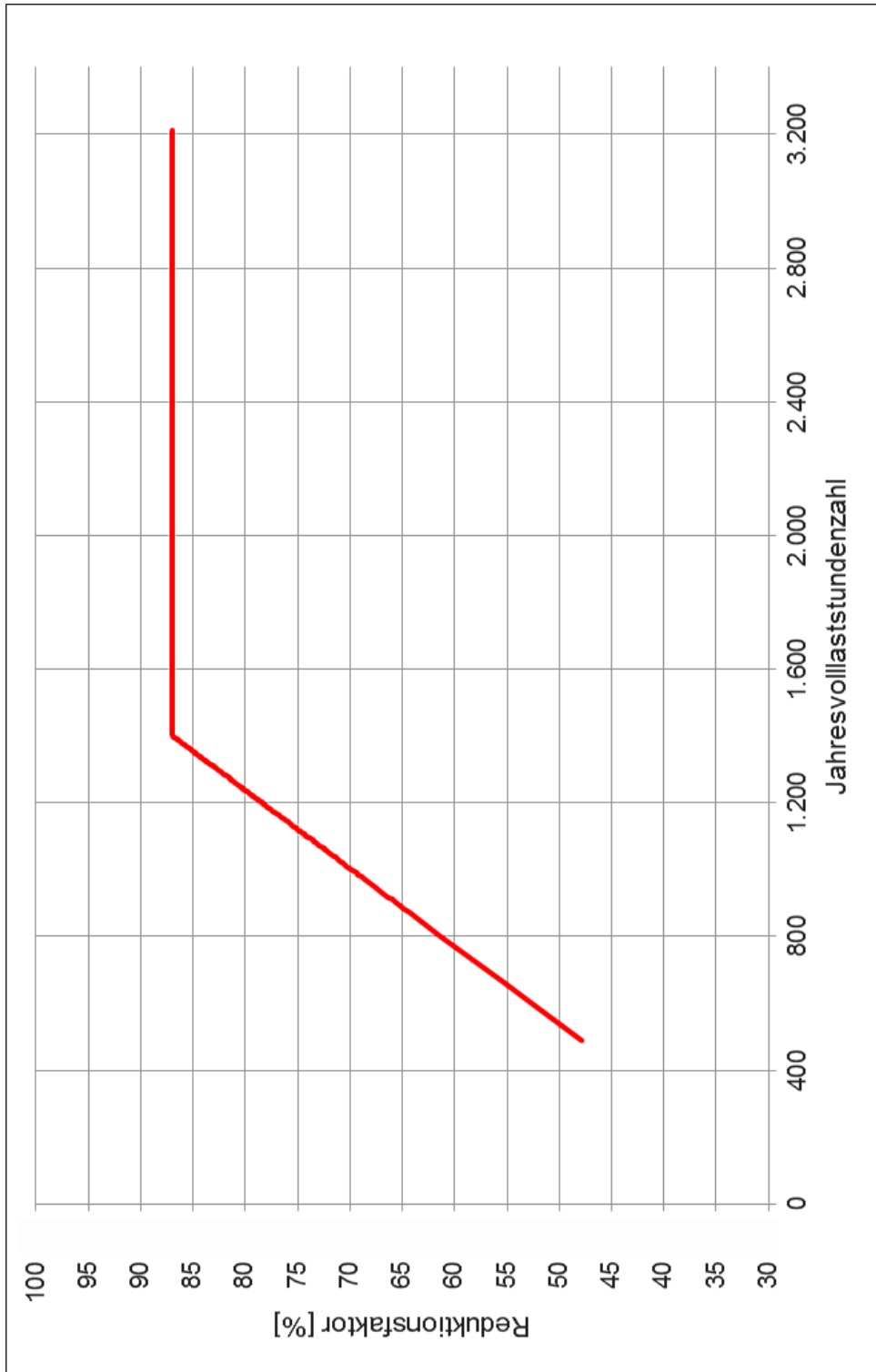
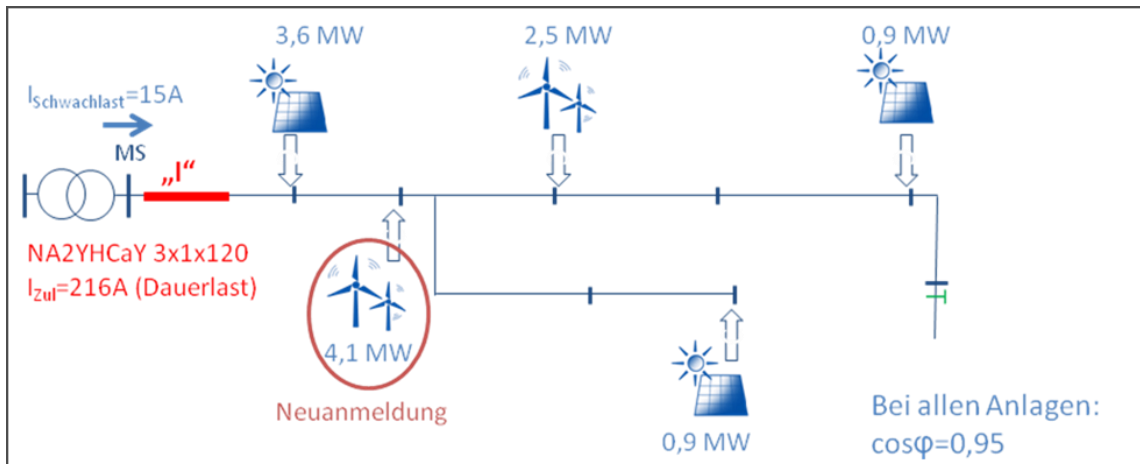


Bild 9 – Abhängigkeit des Reduktionsfaktors von der Jahresvollaststundenzahl bei Windenergieanlagen (Diagramm zum Ablesen)

## Anhang C - Beispiel zur Anwendung des Kombifaktorverfahrens (PV und Windenergie im MS-Netz)

In einem beispielhaften 20 kV-Abgang (Bild 10) sind insgesamt 7,9 MW Einspeiseleistung installiert, es besteht ein Anschlussbegehren zur Errichtung einer neuen Windenergieanlage mit einer Nennwirkleistung von 4,1 MW.



**Bild 10 – Beispielhafter 20-kV-Abgang**

In der Netzberechnung hat sich für die Ausleitung vom Umspannwerk (Engpass mit  $I_{b \max} = 216$  A) eine Auslastung von 162 % des maximal zulässigen Betriebsstromes ergeben. Ein Anschluss ist damit unzulässig. Um die neu angemeldete Windenergieanlage im Netz „Vor-Ort“ anschließen zu können, müsste entweder das Kabel verstärkt werden oder das Netz mit Spitzenkappung geplant werden.

Mit der pauschalen Spitzenkappung, unter Berücksichtigung der Reduktionsfaktoren 0,7 für PV und 0,8 für Wind (hier wurde ein regional spezifischer Faktor, abweichend vom bundesweiten Mittelwert 0,87 gewählt), sowie einem Verschiebungsfaktor von 0,95 ergibt sich folgender Strom:

$$I = \frac{(2,5 + 4,1)MW * 0,8 + (3,6 + 0,9 + 0,9)MW * 0,7}{0,95 * \sqrt{3} * 20kV} - 15A = 260A \rightarrow 120 \% \text{ Auslastung}$$

Ein Anschluss wäre damit auch unter Anwendung der pauschalen Spitzenkappung nicht möglich, daher wird auf das Kombiwertverfahren zurückgegriffen:

Es muss zunächst das Verhältnis  $P_{Wind}/(P_{Wind}+P_{PV})$  gebildet werden, damit ergibt sich im konkreten Beispiel:

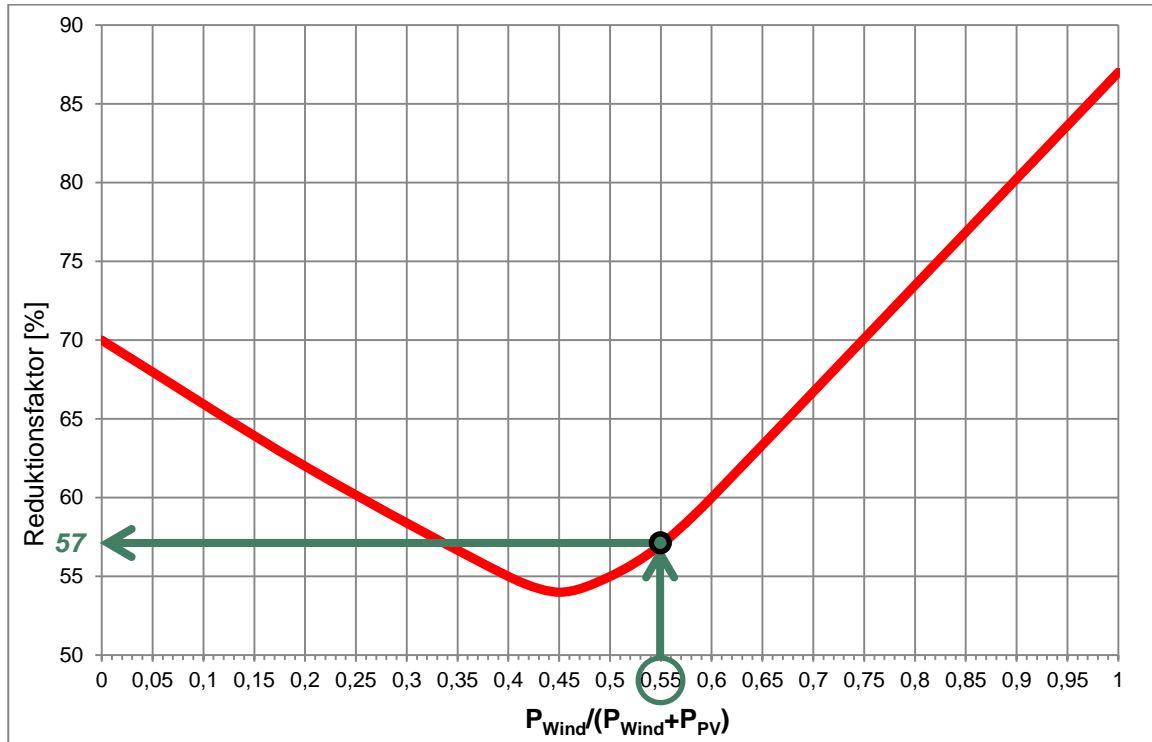
$$\frac{P_{Wind}}{P_{Wind} + P_{PV}} = \frac{(2,5 + 4,1)MW}{(2,5 + 4,1 + 3,6 + 0,9 + 0,9)MW} = 0,55$$

Aus diesem Verhältnis kann mit Hilfe von Bild 11 der Reduktionsfaktor von 0,57 bzw. 57 % ermittelt werden. Daraus ergibt sich für die Netzplanung ein neuer Strom:

$$I = \frac{(2,5 + 4,1 + 3,6 + 0,9 + 0,9)MW * 0,57}{0,95 * \sqrt{3} * 20kV} - 15A = 193A \rightarrow 89 \% \text{ Auslastung}$$

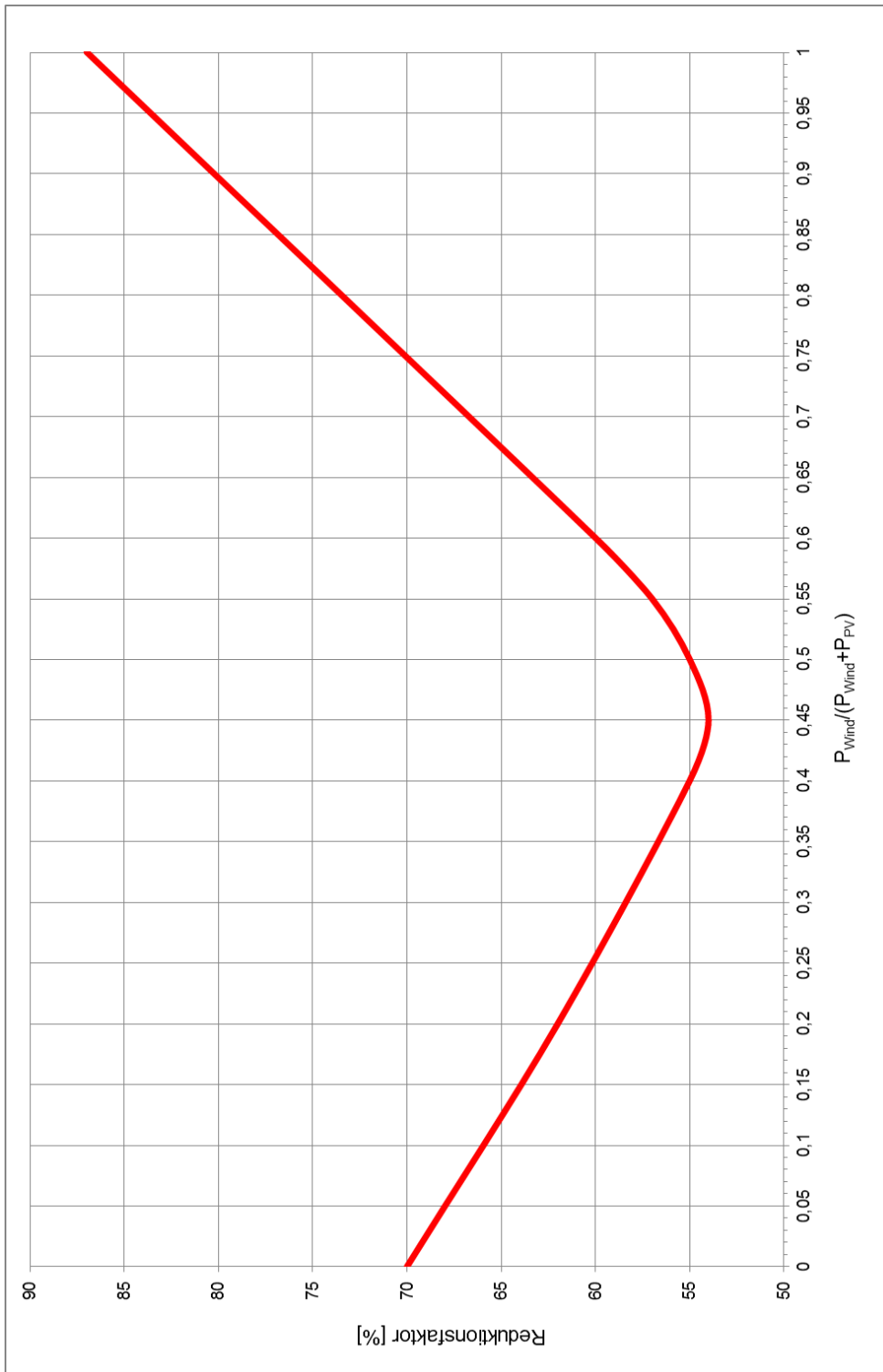


Nach der Planung mit der Spitzenkappung ist der Anschluss der neuen Windenergieanlage zulässig. Es ist zu beachten, dass der sich im Betrieb ergebende thermische Engpass überwacht und die Erzeugungsanlagen entsprechend gesteuert werden müssen. Die abgeregelte Energie der 6,6-MW-Windenergie und 5,4-MW-Photovoltaikanlagen (planerischer Ansatz 3 %) ist entsprechend zu entschädigen.



**Bild 11 – Anwendung der konkreten Wind- und PV-Leistungen im Beispiel**

## Anhang D - Kombiwertverfahren: Reduktionsfaktoren für Wind und PV



**Bild 12 – Kombiwertverfahren: Reduktionsfaktoren für Wind und PV (Diagramm zum Ablesen)**