

## Energiewendeplaner 2.2

Berechnungsergebnisse vom 23.10.19, 18:04

Bereitgestellt von:

Markus J. Löffler, Prof. Dr.–Ing.

Mark Lux, M.Eng. (jetzt: Thyssenkrupp–Steel Europe AG, Duisburg)

Jan Laubinger, M.Eng. (jetzt: Gelsenwasser AG, Gelsenkirchen)

Philip Synofzik



## Vorwort

Die folgenden Ergebnisse der Simulation eines anwenderspezifischen Energiewende-Szenarios wurden am Wed 23 Oct 2019 18:07:48 mit dem am

Labor für  
Hochspannungs- und  
Hochleistungspulstechnik  
Westfälischen Energieinstitut  
Westfälische Hochschule  
Neidenburger Straße 10  
45897 Gelsenkirchen

entwickelten Energiewendeplaner 2.2 erstellt.

Der Energiewendeplaner 2.2 ist ein in Selbstbefassung entwickeltes Tool, das der Öffentlichkeit zur bestmöglichen Veranschaulichung der Herausforderungen der Energiewende kostenlos zum Selbststudium zur Verfügung gestellt wird. Er ist in [1] ausführlich erläutert.

Trotz aller Sorgfalt und allem Engagements bei der Programmierung ist nicht auszuschließen, dass das Programm noch Mängel und Unfertigkeiten enthält. Sollten diese auffallen, ist es dem Anwender freigestellt, uns hierauf aufmerksam zu machen. Sofern es unsere Möglichkeiten zulassen, werden wir die Mängel beseitigen.

Eine Garantie für die Richtigkeit der Ergebnisse kann daher nicht übernommen werden. Dem Anwender wird empfohlen, die umfangreichen Berechnungsergebnisse gegenüberzustellen und auf Eingabe-, logische bzw. rechnerische Fehler zu überprüfen. Dies empfiehlt sich grundsätzlich immer, da die Ergebnisse aufgrund der zahlreichen nichtlinearen Zusammenhänge bisweilen überraschend sein und im ersten Moment den Anschein ihrer Fehlerhaftigkeit erwecken können; die Überprüfung dient daher schon alleine zur Absicherung der eigenen Überzeugung bzgl. der Richtigkeit der Berechnung.

Sofern Anwender bei der Weiterentwicklung des Tools freiwillig mitwirken möchten, sollten sie uns dies zur Absprache und Organisation der weiteren Vorgehensweise mitteilen. Auf eine derartige Zusammenarbeit würden wir uns sehr freuen.

Gelsenkirchen, 25.10.2019

Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler

Mark Lux, M.Eng.

Jan Laubinger, M.Eng.

Philip Synofzik

# 1. Einführung

Die vom politischen Gebot einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung getriebene Energiewende in Deutschland hat die Umstellung der derzeit (2019) sehr überwiegend aus nur endlich verfügbaren fossilen Energieressourcen gespeisten Energieversorgung auf eine nahezu aus “unendlich verfügbaren” regenerativen Energiequellen wie Wind, Sonne, Biomasse, Wasser usw. versorgte Energieversorgung. Schlussendlich soll der gesamte Energieverbrauch in den Sektoren Strom, Verkehr und Wärme vollständig auf diese Ressourcen umgestellt werden. In der Regel wird dabei die regenerative Energie zunächst in elektrische Energie umgewandelt, die dann nach ihrer Weiterleitung mit oder ohne Umwandlung in eine andere Energieform entweder direkt zu den Verbrauchern durchgeleitet oder aber auf geeignete Weise zwischengespeichert wird um anschließend dem Speicher wieder in vom Energiebedarf kontrollierter Art und Weise entnommen zu werden.

Bild 1-1 zeigt in einer sehr stark vereinfachten Darstellung die wesentlichen Elemente eines Energieversorgungssystems:

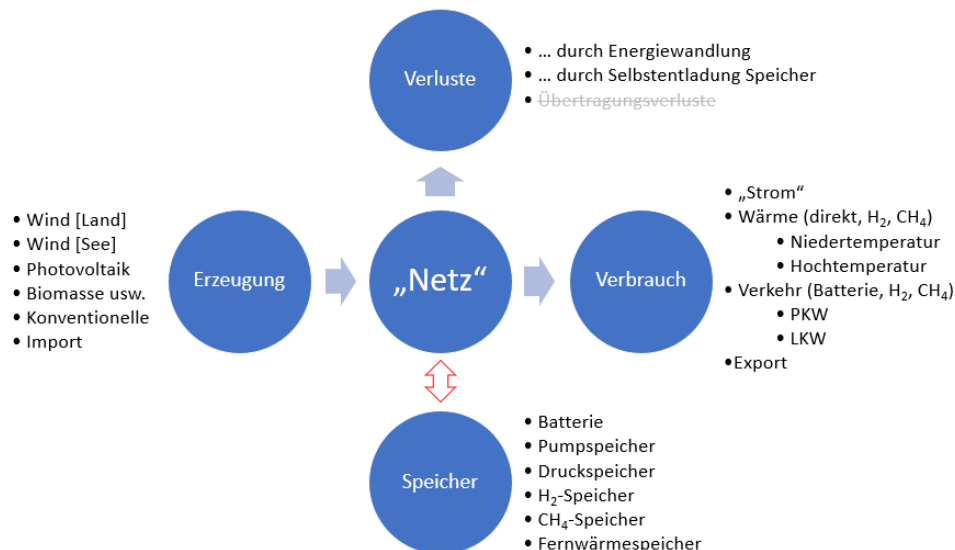


Bild 1-1: Stark vereinfachte Darstellung eines Energieversorgungssystems.

- **Erzeugung:** Als Erzeuger regenerativer Energie kommen in Deutschland überwiegend Windkraft, Solarenergie, Biomasse und Wasserkraft in Frage. Weniger bedeutsam sind in Deutschland Meeresenergie und Geothermie. Die favorisierten Energieversorger Wind und Sonne sind nicht steuerbar und fallen bisweilen sogar aus (sog. Dunkelpausen, saisonale Schwankungen, mehrjährige Schwankungen), wobei die Sonnenkraft nachts und zur Winterzeit in vorhersagbarer Weise nicht oder kaum zur Verfügung stehen. Kernenergie soll in Deutschland nicht zum Einsatz kommen.
- **Verbrauch:** Verbraucher sind die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Der Verbrauch ist in geringfügiger Weise steuerbar (Smart Grid). Mit “Smart Grid” dürfte er sich aber nur sehr eingeschränkt an die stets volatil zur Verfügung stehende regenerative Energieversorgung anpassen. Ohne Anpassung müsste in Kauf genommen werden, dass die Energieversorgung während sog. Dunkelflauten (typisch: 2 Wochen [1a]) nicht verfügbar wäre und dass ca. 20 TWh “Strom”-Energie aus eigenen EE-Quellen nicht lieferbar wären. Mit ausreichender

Speicherkapazität ließe sich dieses Problem beseitigen.

- Speicher: O.g. Austarieren des Energiesaldos zwischen Energieverbrauch und regenerativem Energieangebot erfordert zwingend Speicher. Hierdurch lassen sich Energieausfälle durch “Dunkelflauten” (s.o.) vermeiden. Unter anderem auch die Berechnungen mit dem hier vorgestellten Energiewendeplaner zeigen deutlich, dass der Speicherbedarf zwei bis drei Größenordnungen über dem derzeit verfügbaren Speicherpotential (insbesondere Pumpspeicher-Kraftwerke; derzeit ca. 0,04 TWh, die bei einer “Dunkelflaute für 4-8 Stunden Strom liefern könnten [1b]) liegen dürfte. Mit elektrisch betriebenen Fahrzeugen lässt sich der Speicherbedarf bei weitem nicht decken. Außerdem handelt es sich hierbei eigentlich um Verbraucher, die dem Nutzer jederzeit zur Verfügung stehen sollen.
- Verluste: Die Verwendung von Speichern führt automatisch zu hohen energetischen Verlusten, die ein bis zwei Größenordnungen über den Verlusten des heutigen Stromnetzes inklusive seiner Pumpspeicherwerke liegen dürften. Bei der Auslegung des angestrebten regenerativen Energiesystems dürfen sie keineswegs nur als eine vernachlässigbare Randgröße betrachtet werden. Grund ist, dass beim Speicherprozess elektrische Energie in mechanische, chemische oder elektrochemische Energie umgewandelt und später wieder in die gewünschte Energieform zurückgewandelt wird. Bei jedem Lade- und Entladeprozess entstehen Verluste, die im Hinblick auf eine einzelne Aus-/Entladung des Speichers nicht groß erscheinen mögen, die aber durch die fortlaufend sich wiederholenden Lade-/Entladeprozesse zu bemerkenswerten Werten akkumulieren können. Die Umspeicherverluste werden ergänzt durch Übertragungsverluste im Übertragungsnetz (im Energiewendeplaner nicht berücksichtigt, so dass bzgl. der Verluste zu optimistische Werte berechnet werden). Im elektrischen Übertragungsnetz derzeitiger Qualität betragen die Netzverluste rund 5,7% der bereitgestellten Elektroenergie [1c].

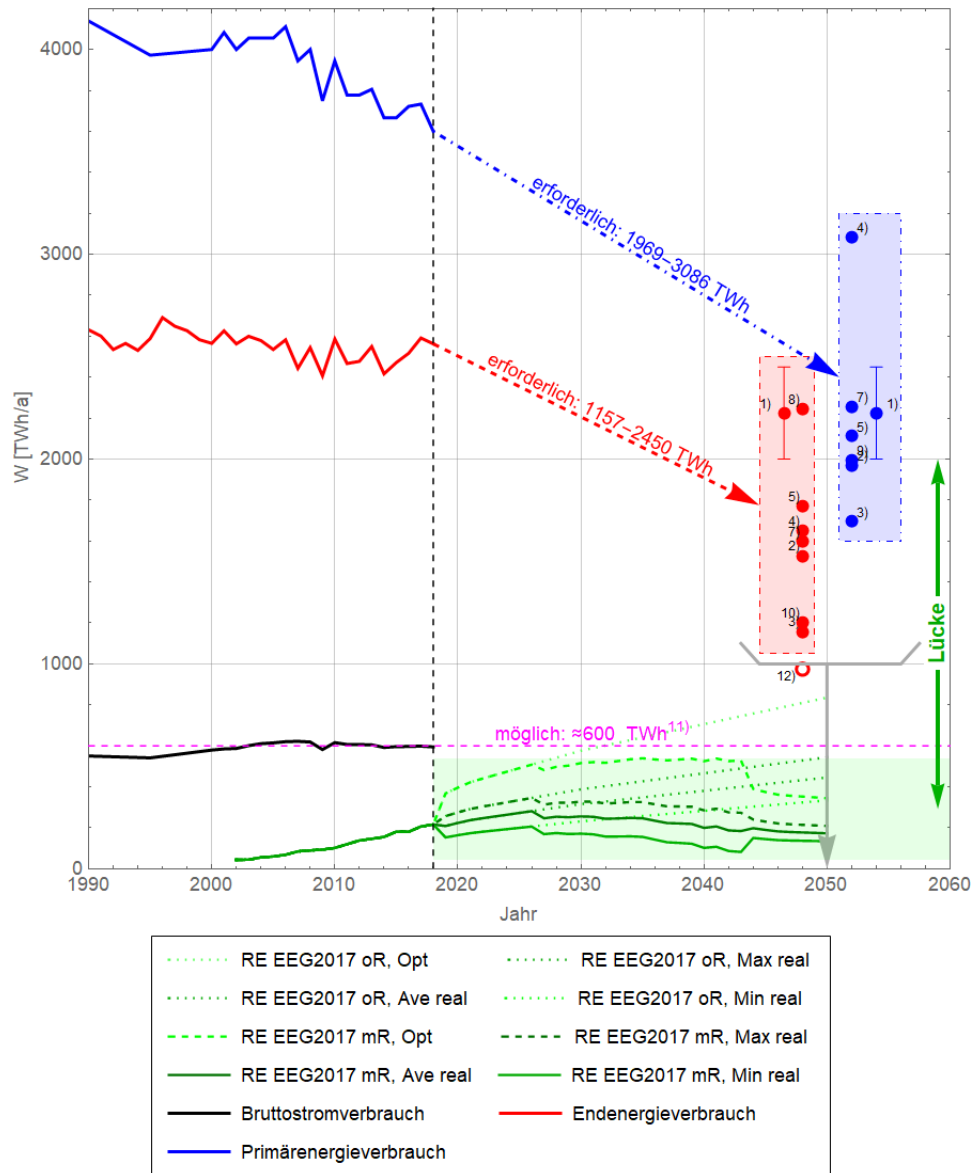


Bild 1-2a: Entwicklung des Primär-, End- und Bruttostromverbrauchs.

- **“Netz”**: Das Netz dient der kontrollierten Verbindung der genannten Komponenten. Mit einem Netzmanagement wird der Energiefluss zwischen den Erzeugern, Speichern und Verbrauchern geregelt, wobei die Verluste, wenn möglich, bestmöglich klein gehalten werden sollen.

Im Bild nicht dargestellt sind eventuell erforderlich werdende Energieimporte aus dem und Energieexporte in das Ausland. Im Energiewendeplaner selber werden diese berücksichtigt. Sie könnten eine durchaus bemerkenswerte Rolle bei der künftigen Energieversorgung Deutschlands spielen.

Stand August 2018 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch Deutschlands im Jahr 2017 ca. 13,2% [2]. Am Endenergieverbrauch haben sie einen Anteil von knapp 20% (abgeleitet aus [2]). An der Bruttostromerzeugung 2017 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien ca. ein Drittel von ca. 600 TWh [2].

Bild 1-2a zeigt die Entwicklung des Primär-, End- und Bruttostromverbrauchs sowie die Entwicklung der für die Stromversorgung eingesetzten regenerativen Energien (blauer, roter, schwarzer,

grüner Verlauf) in der Vergangenheit sowie die für 2050 projizierten stark streuenden Ziele (blaues und rotes Rechteck) aus unterschiedlichen Literaturquellen gem. Bild 1-2b. Außerdem zeigt das Bild das Zubauziel gemäß EEG2017, wie es sich aus verschiedenen Szenarien unter Berücksichtigung der Volllaststundenzahlen der einzelnen Energieträger ergeben dürfte (grün markierter Bereich).

1)	Ausfelder et al.: «Sektorkopplung» – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017. [AG: BMBF]
2)	Prognos AG et al.: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. 2014. [AG: BMWi. Übernahme aus <sup>1)</sup> ]
3)	Öko-Institut/Fraunhofer ISI: Klimaschutzszenario 2050 (2. Endbericht). 2015. [AG: BMUB. Übernahme aus <sup>1)</sup> ]
4)	UBA: Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. 2013. [Übernahme aus <sup>1)</sup> ]
5)	Henning/Palzer: Was kostet die Energiewende? 2015. [Übernahme aus <sup>1)</sup> ]
6)	Fraunhofer IWES: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. 2015 [AG: BMWi. Übernahme aus <sup>1)</sup> ]
7)	Nitsch: GROKO – II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – Insbesondere Auswirkung auf den Wärmesektor. 2014. [AG: Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Übernahme aus <sup>1)</sup> ]
8)	Westfälisches Energieinstitut, Gelsenkirchen. Interner Workshop Februar 2019.
9)	BMU: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach Energieträgern mit politischen Zielen. Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Primärenergieverbrauch, Stand 12/2018. Stand gem. URL: 26.02.2019.
10)	J. Michalski et al.: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Mai 2019.
11)	BMVi (Hrsg.): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. BMVi-Online-Publikation 08/2015.
12)	Endenergieverbrauch 2050 gem. Tab. 1

Bild 1-2b: Quellen zu Bild 1-2a.

Während der Primärenergiebedarf seit dem Jahr 2000 deutlich sinkt, bleibt das Niveau des Endenergieverbrauchs und des Strombedarfs nahezu unverändert. Die Projektionen für das Jahr 2050 weisen sowohl für den Endenergiebedarf (roter Bereich) wie auch für den Primärenergiebedarf (blauer Bereich) erhebliche Streuungen auf. Unabhängig davon zeigen die strichlierten Pfeile, dass bis 2050 eine erhebliche Umstellung des Verbraucherverhaltens auf die neue Situation erforderlich sein wird. Dies erfordert auch die großflächige und “kurzfristige” Einführung neuer und wirtschaftlicher Technologien. Die zur Deckung des erforderlichen Speicherbedarfs notwendigen Maßnahmen sind im Bild nicht dargestellt. Hierfür ist eine erheblich detailliertere Betrachtung, die sich zum Beispiel mit Hilfe des Energiewendeplaners durchführen lässt, erforderlich.

Die durch das EEG2017 gedeckelten Ausbaumaßnahmen - diese werden mit Angaben zu den installierten Leistungen definiert - lassen sich unter Annahme pessimistischer bis extrem optimistischer Volllaststundenzahlen der regenerativen Energieerzeuger in damit erzeugbare Energien umrechnen (grüne punktierte Verläufe, grüner Bereich). Unterstellt man eine mittlere technische Lebensdauer von 25 Jahren, sind von diesen Verläufen allerdings die rückzubauenden bzw. zu ersetzenden installierten Leistungen abzuziehen: Es ergeben sich die durchgehenden bzw. strichlierten Verläufe, die eine gedeckelte regenerative Energieerzeugung deutlich unterhalb 600 TWh erwarten lassen. Selbst der heutige Stromverbrauch ließe sich somit voraussichtlich kaum decken. Auch eine Erhöhung der angenommenen Lebensdauer auf 30 oder 35 Jahre ändert hieran nicht Maßge-

bliches. Zudem kommt eine Studie des BMVi (Quelle 11 in Bild 1-2b) unter Berücksichtigung “harter” und “weicher” Ausschlusskriterien zu dem Ergebnis, dass es aufgrund verfügbarer Flächen nur schwer möglich sein dürfte, mehr als 600 TWh mit in Deutschland aufgestellten regenerativen Energiequellen zu erzeugen.

Bei Beibehaltung dieses Sachstandes dürfte sich die in Bild 1-2a eingetragene, nur grob schätzbare Versorgungslücke ergeben. Diese müsste durch Energieimporte gedeckt werden. Die hiermit verbundenen Erfordernisse (Energienmengen insgesamt und Energieflüsse nach Deutschland) lassen sich mit dem Energiewendeplaner ermitteln.

Der Energiewendeplaner kann dazu beitragen, das dargestellte Dilemma, zu dem sich auch noch Fragen zur erforderlichen Übertragungsleistung hinzufügen, besser zu verstehen, als dies aufgrund der verfügbaren Literatur möglich scheint. Eventuell ermöglicht der Energiewendeplaner aber auch das Auffinden von Lösungsvorschlägen. Die Anwender dieses Tools können sich entsprechend geeignete Energiewendeszenarien selber zusammenstellen.

Die Tabellen und Bilder in den nachfolgenden Kapiteln werden nach jedem Rechenlauf des Energiewendeplaners mit den bei dem jeweils angenommenen Energiewendeszenario verwendeten Daten erneuert, sodass die Anwender das Ergebnis ihrer Berechnungen stets in einem neuen, automatisch erzeugten Bericht wiederfinden können. Anwender, die sich mit der verwendeten Software Mathematica und der Makrosprache von EXCEL auskennen, können sowohl die verwendeten Einzelprogramme als auch die Berichtsform modifizieren. Die Programme sind stark auskommentiert und sollten somit nach einigem Selbststudium unter Berücksichtigung von [1] gut nachvollziehbar sein.



## 2. Eingangsdaten

Nachfolgend werden die in der grafischen Eingabemaske des Energiewendeplaners (siehe Bild 2-1) eingegebenen Eckdaten für Wärmeverbraucher, Verbrauch von Fahrzeugen, Stromerzeuger, Wärmeerzeuger und Speicher zusammenfassend wiedergegeben.

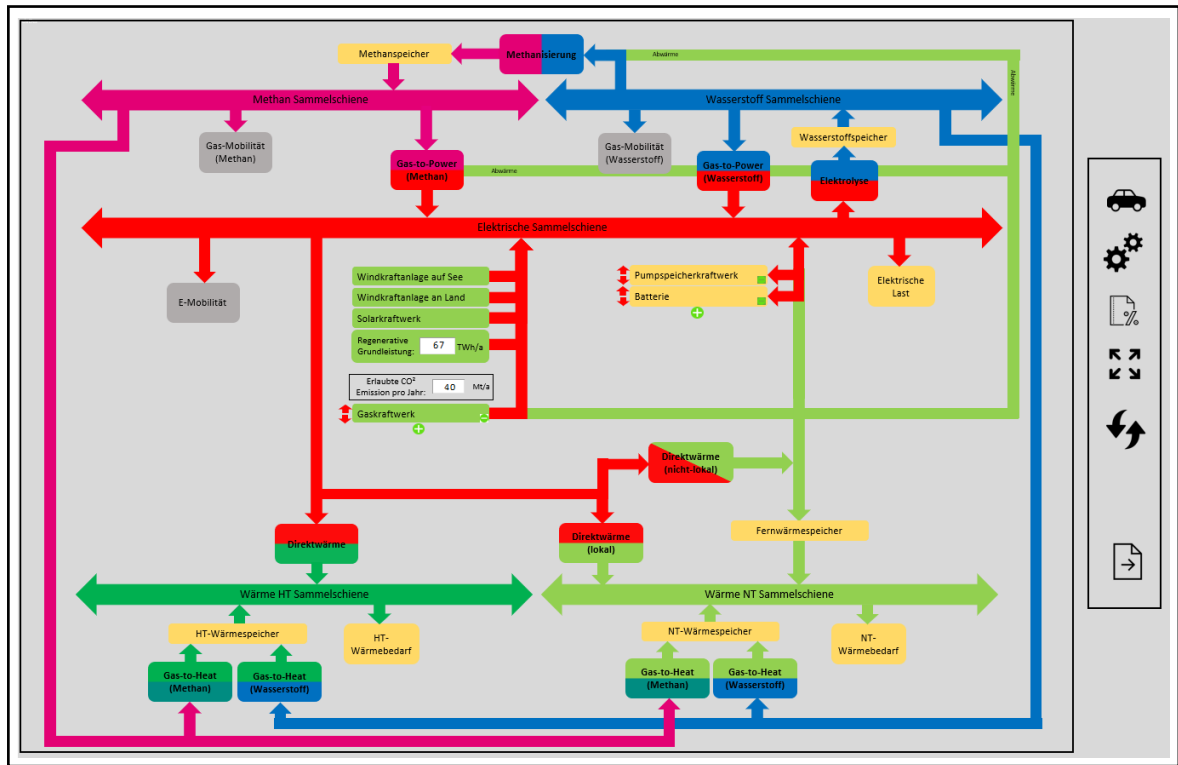


Bild 2–1: Eingabefenster.

In Kapitel “Verzeichnis der Quellen zu den Eingabedaten” werden die Eingabedaten zusammen mit den hierfür verwendeten Literaturquellen, sofern diese bei der Eingabe berücksichtigt wurden, angegeben.

Die Berechnungen wurden gemäß Eingabe mit der Annahme durchgeführt, dass eine Smart-Grid-Reglung nicht im Eingriff ist.

### 2.1 Wärmeverbraucher

Tabelle 2.1-1 gibt den Endenergiebedarf bei der Erzeugung von Niedertemperaturwärme ( $T \leq 300^\circ\text{C}$ ) sowie die prozentuale Aufteilung der Wärmeerzeuger Wärmepumpen, Infrarotheizungen, Fernwärmehheizungen, mit Methan und mit Wasserstoff betriebene Heizungen an. Die Niedertemperaturwärme wird überwiegend zur Gebäudebeheizung verwendet.

Energiebedarf	200.	TWh/a
Anteil Wärmepumpen	30.	%
Anteil Infrarotheizungen	30.	%
Anteil Fernwärmeheizungen	40.	%
Anteil CH <sub>4</sub> -Heizungen	0.	%
Anteil H <sub>2</sub> -Heizungen	0.	%

Tabelle 2.1-1:  
Niedertemperatur-Wärmeverbrauch.

Tabelle 2.1-2 gibt den Endenergiebedarf bei der Erzeugung von Hochtemperaturwärme ( $T \leq 300^\circ\text{C}$ ) sowie die prozentuale Aufteilung der Wärmeerzeuger Direktheizungen, mit Methan und mit Wasserstoff betriebene Heizungen an. Die Hochtemperaturwärme wird als Wärme für industrielle Prozesse verwendet.

Energiebedarf	425.	TWh/a
Anteil Direktheizungen	100.	%
Anteil CH <sub>4</sub> -Heizungen	0.	%
Anteil H <sub>2</sub> -Heizungen	0.	%

Tabelle 2.1-2:  
Hochtemperatur-Wärmeverbrauch.

## 2.2 Verbrauch Fahrzeuge

Aus Tabelle 2.2-1 gehen die generellen Daten zum Thema "Verkehr und Transport" hervor.

	Wert	Einheit
Anzahl zugelassener PKWs	47.1	Mio. Kfz
Anzahl zugelassener LKWs	3.1	Mio. Kfz
Durchschnittliche Fahrleistung PKWs	13.9	Tkm/a
Durchschnittliche Fahrleistung LKWs	96.9	Tkm/a
Energiedichte Methan	14.	kWh/kg
Energiedichte Wasserstoff	33.3	kWh/kg

Tabelle 2.2-1:  
Generelle Daten Verkehr/Transport.

Aufgrund ihres sehr verschiedenen Verbrauchsverhaltens wird unterschieden in PKWs und LKWs (Trucks). Der Gesamtenergieverbrauch der Fahrzeuge ergibt sich aus ihrer Anzahl und der pro Jahr gefahrenen Strecke ( $T_{km}=1000$  km). Die in der Tabelle angegebenen Werte der spezifischen Energiedichten von Methan und von Wasserstoff werden im Zusammenhang mit der Ermittlung des Energiebedarfs von mit diesen Energieträgern betriebenen Fahrzeugen benötigt.

Tabelle 2.2-2 stellt die Eckdaten des Energieverbrauchs durch elektrisch (Batterie) oder mit Gas (Methan, Wasserstoff) betriebene Fahrzeuge dar. Weiterhin geht aus ihr die prozentuale Aufteilung der unterschiedlichen Fahrzeugtypen auf den Gesamtfahrzeugpark hervor.

	PKW elektr.	LKW elektr.	PKW CH <sub>4</sub>	LKW CH <sub>4</sub>	PKW H <sub>2</sub>	LKW H <sub>2</sub>	Einheit
Anteil	100	100	0	0	0	0	%
Gasverbrauch	./.	./.	3.50	30.00	0.90	6.20	kg/100 km
Energieverbrauch	14.4	142.0	49.0	420.0	30.0	207.0	kWh/100 km
mittl. Speicherkapazität	25.	300.	./.	./.	./.	./.	kWh

Tabelle 2.2–2:  
Verbrauch usw. Verkehr/Transport  
Elektro und Gas.

Tabelle 2.2-3 gibt Informationen zu ressourcenkritischen Materialien bei mit Akkumulatoren betriebenen Fahrzeugen. So ist zum Beispiel bekannt, dass bei derzeit (2019) genutzten Li-Ionen-Fahrzeuggatterien, die neben Lithium auch das die Elektroden gegen frühzeitige Alterung schützende Kobalt enthalten, Engpässe bei der Gewinnung und/oder Finanzierbarkeit zum Beispiel des Kobalts auftreten könnten [4]. Die hier angegebenen Informationen werden benötigt, um den Bedarf des gesamten Fuhrparks an kritischen Materialien zu ermitteln.

<i>Elektroauto:</i>		
	Bedarf g/kWh	Verfügbarkeit Mt
Lithium	140.	47.
<i>Elektrotrucks:</i>		
	Bedarf g/kWh	Verfügbarkeit Mt
Lithium	150.	41.

Tabelle 2.2–3:  
Kritische Materialien  
Batterie–/Brennstoffzellen–Kfz.

## 2.3 Stromerzeuger

Die Hauptidegeneratoren regenerativer Energien sind Windkraft auf See und an Land sowie photovoltaische Anlagen. Das Angebot regenerativer Energien ist hochgradig variabel und nicht beeinflussbar. Sie werden bei den Berechnungen mit Hilfe zeitlicher Verläufe aus der Vergangenheit nachgebildet (siehe Kapitel "3. Vorgegebene Verläufe"). Wasserkraft, Biomasse und andere regenerative Energieträger spielen eine vergleichsweise geringe Rolle und werden als Quellen mit vergleichsweise geringen konstanten Einspeiseleistungen betrachtet. Tabelle 2.3-1 zeigt die für die Berechnung verwendeten Eckdaten der Hauptidegeneratoren erneuerbarer Energien.

	WEA auf See	WEA an Land	Photo-voltaik	Einheit
Leistung, Kappung	70.	70.	70.	%
akt. installiert	6.382	52.931	45.277	GW
zu installieren gem. Ber.	85.	2000.	2000.	GW
min. Abschreibungsdauer	20.	20.	20.	a
max. Abschreibungsdauer	30.	30.	30.	a
min. mittl. techn. Lebensdauer	10.	10.	10.	a
max. mittl. techn. Lebensdauer	20.	20.	20.	a
min. leist.spez. Inv.kosten	770.	770.	700.	€/kW
max. leist.spez. Inv.kosten	1030.	1030.	1700.	€/kW
min. Flächenbedarf	50 000.	50 000.	6000.	m <sup>2</sup> /MW
max. Flächenbedarf	200 000.	200 000.	8000.	m <sup>2</sup> /MW

Tabelle 2.3–1:  
Eingegebene Eckdaten Haupterzeuger  
Erneuerbare Energien.

Zur Erzielung fülligerer Leistungsverläufe sowie der hierdurch bewirkten Einsparung von Speicherkapazitäten wird die theoretisch erzielbare installierte Leistung auf die angegebenen prozentualen Werte gekappt (Leistung, Kappung). Die derzeit (2019) installierten Leistungen (akt. installiert) werden zusammen mit den sich aufgrund der Berechnung ergebenden zu installierenden Leistungen (zu installieren gem. Ber.) angegeben, um einen direkten Vergleich zu ermöglichen. Die Angabe minimaler und maximaler Abschreibungsdauern ist zur Ermittlung des jährlichen Investitionsrahmens für die jeweilige EE-Erzeugerart erforderlich. Die Angabe eines Zeitrahmens für die mittlere technische Lebensdauer soll darüber informieren, ob der entsprechende Erzeuger nach seiner Abschreibung noch weiter betrieben werden kann. Die Angabe eines Rahmens für die auf die installierte Leistung bezogenen Investitionskosten in € pro installiertem kW (oder kWp) wird im Verlauf der Berechnungen zur Ermittlung der Gesamtinvestitionen genutzt. Da der leistungsspezifische Flächenbedarf eine zunehmende Rolle bei der Akzeptanz insbesondere von Windenergieanlagen spielt, wird auch hierfür ein Werterahmen vorgegeben.

	Gaskra ftwerk	Einheit
installierte Leistung	0.	GW
nutzbare Abwärme	80.	%
Jahresnutzungsgrad	90.	%
max. CO <sub>2</sub> -Anteil	100.	%
spez. CO <sub>2</sub> -Produktion	600.	g CO <sub>2</sub> - eq/kWh
min. Abschreibungsdauer	10.	a
max. Abschreibungsdauer	30.	a
min. mittl. techn. Lebensd.	20.	a
max. mittl. techn. Lebensd.	40.	a
min. leist.spez. Inv.kosten	360.	€/kW
max. leist.spez. Inv.kosten	550.	€/kW
min. leist.spez. Flächenbedarf	45.	m <sup>2</sup> /MW
max. leist.spez. Flächenbedarf	100.	m <sup>2</sup> /MW

Tabelle 2.3–2:  
Eingegebene Eckdaten konventionelle Kraftwerke  
(max. zul. CO<sub>2</sub>: 200 Mt/a).

Tabelle 2.3-2 gibt die entsprechenden Daten eventuell noch erforderlicher konventioneller Kraftwerke an. Diese sind im Energiewendeplaner aufgenommen, da sich im Laufe vorangehender Berechnungen herausstellt, dass eine im Vergleich zu den EE-Trägern geringe installierte Leistung den Speicherbedarf deutlich reduzieren kann. Die Erzeugung von Energien aus fossilen Energieträgern wird durch die Vorgabe eines maximal zulässigen Gesamt-CO<sub>2</sub>-Ausstoßes gedeckelt (siehe Bildunterschrift). Der Jahresnutzungsgrad gibt Auskunft darüber, wie groß der prozentuale Anteil der Volllaststunden (also der tatsächlichen Betriebsstunden) an der Jahresstundenzahl ist.

## 2.4 Erzeugung und Nutzung von Gas zur Wärme- und Stromerzeugung

Die Wärmeerzeuger verteilen sich anteilig auf die einzelnen Verbrauchsarten wie in den Tabellen 2.1-1 und 2.1-2 dargestellt. Die Erzeugung von Wasserstoff und Methan erfordert Elektrolyse- bzw. Methanisierungsanlagen (Power-to-Gas, P2G). Die Umsetzung der in den Gasen chemisch gespeicherten Energie in elektrische Energie geschieht über Wasserstoff- oder Methan-Gaskraftwerke oder mit Hilfe von Brennstoffzellen (Gas-to-Power, G2P).

Wie bei den EE-Erzeugern stellt Tabelle 2.4-1 die zur Bewertung der genannten Energiewandler erforderlichen Daten zusammen.

	Elektro- lyse	Methani- sierung	H <sub>2</sub> -Gas- kraft- werk	H <sub>2</sub> -Brenn- stoff- zelle	CH <sub>4</sub> -Gas- kraft- werk	Einheit
Wirkungsgrad	70.	80.	40.	38.	40.	%
installierte Leistung	0.	0.	0.	30.	0.	GW
nutzbare Abwärme	10.	10.	80.	84.	80.	%
Jahresnutzungsgrad	99.	99.	90.	99.	90.	%
min. Abschreibungsdauer	20.	20.	10.	4.	15.	a
max. Abschreibungsdauer	20.	20.	30.	10.	30.	a
min. mittl. techn. Lebensdauer	20.	20.	20.	10.	35.	a
max. mittl. techn. Lebensdauer	30.	30.	40.	20.	45.	a
min. leist.spez. Inv.kosten	400.	600.	360.	5000.	360.	€/kW
max. leist.spez. Inv.kosten	1500.	1000.	550.	5000.	550.	€/kW
min. leist.spez. Flächenbedarf	63.	63.	45.	167.	45.	m <sup>2</sup> /MW
max. leist.spez. Flächenbedarf	190.6	190.6	100.	1000.	100.	m <sup>2</sup> /MW

Tabelle 2.4–1:  
Strom↔Gas.

Zur direkten Erzeugung von Niedertemperaturwärme für Gebäude aus Strom werden Infrarotheizungen und (Erd-)Wärmepumpen eingesetzt. Auf direktem Weg erzeugte Niedertemperaturwärme wird direkt in Fernwärmespeicher eingespeichert. Die auf direktem Wege erzeugte Hochtemperaturwärme wird unmittelbar einer industriellen Nutzung zugeführt. Wie die vorangehenden Tabellen informiert Tabelle 2.4-2 über die grundlegenden Daten der einzelnen Direktwärme-Versorgungsarten.

	Infrarot- heizung	Wärme- pumpe	Direkt- wärme NT (dez.)	Direkt- wärme HT	Einheit
Wirkungsgrad	86.	470.	99.	99.	%
Jahresnutzungsgrad	99.	90.	90.	90.	%
min. Abschreibungsdauer	10.	10.	10.	10.	a
max. Abschreibungsdauer	20.	20.	30.	30.	a
min. mittl. techn. Lebensdauer	30.	20.	20.	20.	a
max. mittl. techn. Lebensdauer	40.	20.	40.	40.	a
min. leistungsspez. Inv.kosten	1.8	200.	200.	200.	€/kW
max. leistungsspez. Inv.kosten	2.5	650.	650.	650.	€/kW
min. leistungsspez. Flächenbedarf	10.	20.	20.	20.	m <sup>2</sup> /MW
max. leistungsspez. Flächenbedarf	40.	100.	100.	100.	m <sup>2</sup> /MW

Tabelle 2.4–2:  
Direktwärme.

Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe ist größer als 100%, da die der Wärmepumpe elektrisch zugeführte Energie um die hiermit aus dem Umgebungsmedium gezogene Wärme angehoben wird. Der Wirkungsgrad ergibt sich aus dem COP der Wärmepumpe multipliziert mit 100%.

Tabelle 2.4-3 informiert über grundlegende Eckdaten der gasverbrennenden Wärmeerzeuger im Nieder- und im Hochtemperaturbereich.

	CH <sub>4</sub> NT	H <sub>2</sub> NT	CH <sub>4</sub> HT	H <sub>2</sub> HT	Einheit
Wirkungsgrad	96.	96.	96.	96.	%
Jahresnutzungsgrad	90.	90.	99.	99.	%
min. Abschreibungsdauer	15.	10.	15.	10.	a
max. Abschreibungsdauer	30.	30.	30.	30.	a
min. mittl. techn. Lebensdauer	35.	20.	35.	20.	a
max. mittl. techn. Lebensdauer	45.	40.	45.	40.	a
min. leistungsspez. Inv.kosten	360.	360.	360.	360.	€/kW
max. leistungsspez. Inv.kosten	550.	550.	550.	550.	€/kW
min. leistungsspez. Flächenbedarf	63.	63.	63.	63.	m <sup>2</sup> /MW
max. leistungsspez. Flächenbedarf	190.	190.	190.	190.	m <sup>2</sup> /MW

Tabelle 2.4–3:  
Gas→Wärme.

## 2.5 Speicher

Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende sind Speicher - entweder im Inland oder im Ausland - unabdingbar. Sie sorgen dafür, dass das stark zeitvariante Leistungssignal der EE-Haupterzeuger an das hiervon deutlich abweichende Lastsignal der Verbraucher angepasst wird. Zu unterscheiden ist zwischen Kurzzeitspeichern zur Bereitstellung der Regelleistung und Langzeitspeichern zum Ausgleich saisonaler und langjähriger Schwankungen bei der Bereitstellung erneuerbarer Energien.

Elektrische Energie wird in Akkumulatoren, Pumpspeichern, Druckluftspeichern usw. gespeichert. Oder sie lässt sich über den Umweg der Elektrolyse von Wasser und einer eventuell nachgeschalteten Methanisierung in Gasspeichern (Wasserstoffspeicher, Methanspeicher) speichern. Wärmespeicher (NT-, HT-, Fernwärmespeicher) werden zur teilweisen Nutzung der bei den Energiewandelprozessen anfallenden Wärmeverluste genutzt. Bei überschießendem EE-Angebot kann überschüssige Energie in Wärme umgewandelt und in Wärmespeichern gespeichert werden.

Die Tabellen 2.5-1 bis 2.5-3 fassen die eingegebenen Eckdaten zu den Gas-, Wärme und elektrischen Speichern zusammen. Unterschieden wird hier noch zwischen dem eingangsseitigen Wirkungsgrad beim Befüllen der Energiespeicher und dem ausgangsseitigen Wirkungsgrad bei deren Entleerung. Außerdem werden Verluste durch unvermeidliche Selbstentladungsprozesse berücksichtigt. Die Selbstentladung ist in  $\%/ \delta t$  angegeben. Dabei bedeutet  $\delta t$  die Auflösung, mit der gerechnet wird (15 min oder 60 min).

	Pumpspei- cherkraf- twerk	Batterie	Einheit
max. zugelassene Kapazität	55.	$2. \times 10^6$	GWh
max. zugelassene Leistung	8.6	2000.	GW
anfänglicher Speichereinhalt	0.	200 000.	GWh
Jahresnutzungsgrad	90.	80.	%
eingangsseitiger Wirkungsgrad	88.	90.	%
ausgangsseitiger Wirkungsgrad	88.	90.	%
Selbstentladung	0.053	0.566	$\%/ \delta t$
Nutzbare Abwärme	0.	0.	%
min. Abschreibungsdauer	40.	12.	a
max. Abschreibungsdauer	80.	20.	a
min. mittl. techn. Lebensd.	99.	10.	a
max. mittl. techn. Lebensd.	99.	30.	a
min. leistungsspez. Kosten	440.	800.	€/kW
max. leistungsspez. Kosten	1000.	1340.	€/kW
min. energiespez. Kosten	72.99	500.	€/kWh
max. energiespez. Kosten	400.	1340.	€/kWh
min. leistungsspez. Flächenbed.	0.52	100.	$m^2 / MW$
max. leistungsspez. Flächenbed.	0.52	1000.	$m^2 / MW$
min. energiespez. Flächenbed.	100.	47.	$m^2 / MWh$
max. energiespez. Flächenbed.	100.	47.	$m^2 / MWh$

Tabelle 2.5-1:  
Eingegebene Eckdaten elektrische Speicher.



	Methanspeicher	Wasserstoffspeicher	Einheit
max. zugelassene Kapazität	0.	0.	TWh
anf. Speicherinhalt	0.	0.	TWh
Jahresnutzungsgrad	99.	99.	%
eingangsseitiger Wirkungsgrad	99.	99.	%
ausgangsseitiger Wirkungsgrad	99.	99.	%
Selbstentladung	0.072	0.072	%/Δt
min. Abschreibungsdauer	20.	20.	a
max. Abschreibungsdauer	20.	20.	a
min. mittl. techn. Lebensd.	20.	10.	a
max. mittl. techn. Lebensd.	30.	20.	a
min. leistungsspez. Kosten	1000.	500.	€/kW
max. leistungsspez. Kosten	2000.	800.	€/kW
min. energiespez. Kosten	0.29	0.29	€/kWh
max. energiespez. Kosten	0.59	0.59	€/kWh
min. leistungsspez. Flächenbedarf	4.51	4.51	m <sup>2</sup> /MW
max. leistungsspez. Flächenbedarf	6.27	6.27	m <sup>2</sup> /MW
min. energiespez. Flächenbedarf	0.	0.	m <sup>2</sup> /MWh
max. energiespez. Flächenbedarf	0.	0.	m <sup>2</sup> /MWh

Tabelle 2.5–2:  
Eingegebene Eckdaten Gasspeicher.

	Niedertemperatur Tagespeicher	Hochtemperatur Tagesspeicher	Fernwärmespeicher	Einheit
max. zugelassene Kapazität	10 000.	10 000.	400 000.	GWh
anf. Speicherinhalt	0.	0.	0.	GWh
Jahresnutzungsgrad	90.	90.	90.	%
eingangsseitiger Wirkungsgrad	99.9	96.	99.9	%
ausgangsseitiger Wirkungsgrad	99.9	96.	99.9	%
Selbstentladung	1.883	11.084	9.622	%/Δt
min. Abschreibungsdauer	20.	20.	20.	a
max. Abschreibungsdauer	40.	40.	25.	a
min. mittl. techn. Lebensd.	40.	40.	40.	a
max. mittl. techn. Lebensd.	40.	40.	40.	a
min. leistungsspez. Kosten	78.57	78.57	600.	€/kW
max. leistungsspez. Kosten	116.43	116.43	800.	€/kW
min. energiespez. Kosten	15.	15.	2.	€/kWh
max. energiespez. Kosten	50.	50.	2.	€/kWh
min. leistungsspez. Flächenbedarf	100.	100.	3.5	m <sup>2</sup> /MW
max. leistungsspez. Flächenbedarf	200.	200.	3.5	m <sup>2</sup> /MW
min. energiespez. Flächenbedarf	0.75	0.75	0.7586	m <sup>2</sup> /MWh
max. energiespez. Flächenbedarf	1.	1.	0.7586	m <sup>2</sup> /MWh

Tabelle 2.5–3:  
Eingegebene Eckdaten Wärmespeicher.

## 2.6 Zuordnung von Eingabemaske und Berechnungsergebnissen

In den nachfolgenden Kapiteln werden die berechneten Leistungs- und Energieverläufe für die betrachteten Komponenten im einzelnen wie zusammenfassend dargestellt. Aufgrund des großen Umfangs der Ergebnisdarstellung werden die entsprechenden Bildnummern ihren jeweilig zugehörigen Elementen in der Eingabemaske gemäß Bild 2-1 zugeordnet.

Bilder 2.6-1a und 2.6-1b zeigt die Zuordnung der Bildnummern zu den einzelnen Elementen in der Eingabemaske. Dabei werden der Vollständigkeit halber auch Bilder der vorangehenden Kapitel aufgezählt.

	Bild 6.3-4 Bild 6.3-7 Bild 6.4-14 Bild 6.4-15 Bild 6.4-26 Bild 6.4-32		Bild 6.1-9 Bild 6.1-14 Bild 6.4-11 Bild 6.4-12 Bild 6.4-30 Bild 6.4-32	<b>Methan</b> 	Bild 3-6 Bild 3-7 Bild 5-3 Bild 5-4
	Bild 6.1-4 Bild 6.1-10 Bild 6.4-13 Bild 6.4-28 Bild 6.4-32		Bild 3-4 Bild 3-5 Bild 5-3 Bild 5-4		Bild 6.1-1 Bild 6.1-4 Bild 6.1-17 Bild 6.4-5 Bild 6.4-6 Bild 6.4-28 Bild 6.4-32
	Bild 6.3-3 Bild 6.3-7 Bild 6.4-7 Bild 6.4-8 Bild 6.4-26 Bild 6.4-32		Bild 6.1-2 Bild 6.1-14 Bild 6.4-3 Bild 6.4-4 Bild 6.4-30 Bild 6.4-32		Bild 3-2 Bild 3-3 Bild 5-3 Bild 5-4
	Bild 3-10 Bild 3-11 Bild 3-12 Bild 4-1 Bild 4-2 Bild 4-3 Bild 5-1 Bild 5-2 Bild 5-3 Bild 5-4 Bild 5-5		Bild 4-4 Bild 5-3 Bild 5-4		Bild 6.3-1 Bild 6.3-2 Bild 6.3-6 Bild 6.3-11 Bild 6.4-1 Bild 6.4-2 Bild 6.4-25 Bild 6.4-32
	Bild 3-1 Bild 5-2 Bild 5-3 Bild 5-4				

Bild 2.6-1a: Zuordnung der Bildunterschriften zur Eingabemaske (Teil 1).

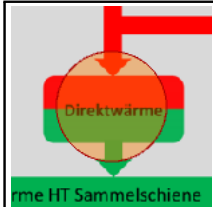
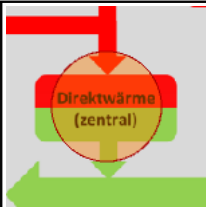
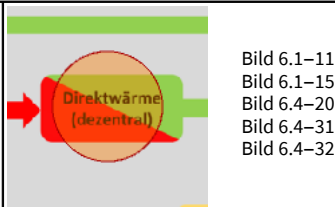

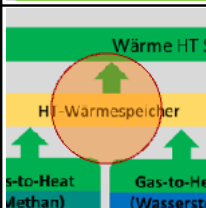
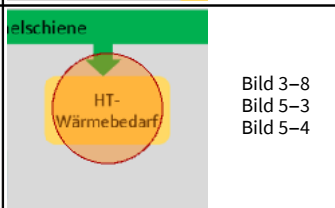
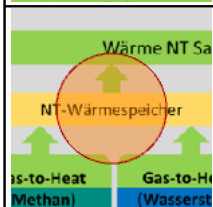

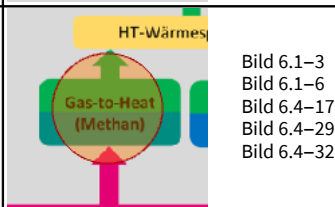
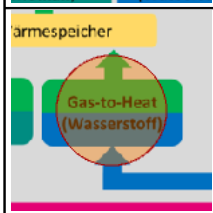
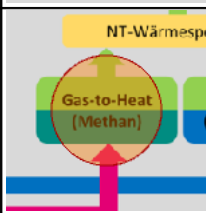
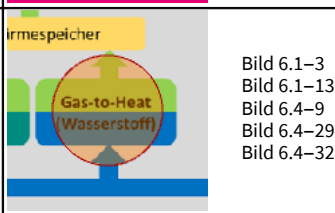
	<p>Bild 6.1-5 Bild 6.1-15 Bild 6.4-21 Bild 6.4-31 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 6.1-8 Bild 6.1-11 Bild 6.1-15 Bild 6.1-16 Bild 6.4-18 Bild 6.4-19 Bild 6.4-31 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 6.1-11 Bild 6.1-15 Bild 6.4-20 Bild 6.4-31 Bild 6.4-32</p>
	<p>Bild 6.3-5 Bild 6.3-8 Bild 6.3-11 Bild 6.4-22 Bild 6.4-27 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 6.3-8 Bild 6.3-9 Bild 6.3-11 Bild 6.4-24 Bild 6.4-27 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 3-8 Bild 5-3 Bild 5-4</p>
	<p>Bild 6.3-8 Bild 6.3-10 Bild 6.3-11 Bild 6.4-23 Bild 6.4-27 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 3-9 Bild 5-3 Bild 5-4</p>		<p>Bild 6.1-3 Bild 6.1-6 Bild 6.4-17 Bild 6.4-29 Bild 6.4-32</p>
	<p>Bild 6.1-3 Bild 6.1-7 Bild 6.4-10 Bild 6.4-29 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 6.1-3 Bild 6.1-12 Bild 6.4-16 Bild 6.4-29 Bild 6.4-32</p>		<p>Bild 6.1-3 Bild 6.1-13 Bild 6.4-9 Bild 6.4-29 Bild 6.4-32</p>

Bild 2.6-1b: Zuordnung der Bildunterschriften zur Eingabemaske (Teil 2).

### 3. Vorgegebene Verläufe

Zur möglichst realitätsnahen Ermittlung der Erfordernisse der Energiewende wird soweit möglich auf aktuelle Leistungsverläufe der letzten Jahre zurückgegriffen. Dies geschieht unter der Annahme, dass die Leistungsverläufe mit ihren kurz- und langzeitigen Schwankungen auch die Leistungsverläufe ab dem für die Energiewende geplanten Schlüsseljahr 2050 (CO<sub>2</sub>-Neutralität) widerspiegeln. Die zeitlich aufgelösten Leistungsverläufe (15- oder 60-Minutentakt; bei Eingabe wird die Verwendung des 60-Minutentaktes empfohlen) für die elektrischen Lasten, die Erzeugung von Wind- und Solarenergie werden von der Transparency-Plattform der ENTSO-E (European Network of System Operators for Electricity) zur Verfügung gestellt [5]. Die zeitlich aufgelösten Daten der installierten Leistungen von Windenergie- und PV-Anlagen stammen aus dem Marktstammdatenregister [5] der Bundesnetzagentur.

Bild 3-1 zeigt den elektrischen Energieverbrauch. Hierfür werden die tatsächlichen Verläufe der Jahre 2012 bis 2018 mit einem konstanten Faktor multipliziert, so dass sich im Endergebnis der gewünschte mittlere jährliche Stromverbrauch ergibt. Im oberen Teilbild ist die stündliche Energieaufnahme aller Stromverbraucher in GWh/h angegeben. Da es sich hierbei um stündliche Energiewerte handelt, stellt die Kurve die über jeweils eine Stunde gemittelten Leistungen dar. Der Energieverbrauch von Inselanlagen ist nicht dokumentiert und wird daher nicht berücksichtigt. Er dürfte aber im Gesamtszenario eine nur untergeordnete Rolle spielen. Im Teilbild sind die auf das jeweilige Jahr bezogenen Minimal-, Mittel- und Maximalwerte der Leistungen sowie der jeweilige Energieverbrauch innerhalb der jeweiligen Jahre dargestellt.

Im unteren Teilbild ist der mit der Zeit zunehmende Gesamtenergieverbrauch der Stromverbraucher dargestellt.

In gleicher Weise stellen die Bilder 3-2 bis 3-7 synthetisch erzeugte Leistungs- und Energieverläufe für den Verbrauch von mit Akkumulatoren, mit Brennstoffzellen und mit Methan betriebenen PKWs und LKWs dar. Realitätsnahe synthetische Verläufe liegen dabei nur für elektrische PKWs vor. Für die anderen Fahrzeugtypen werden mangels entsprechender Angaben konstante Leistungsverläufe angenommen, die zur Energieaufnahme gemäß den in der Eingabemaske angegebenen Werten führen. Die Annahme konstanter Leistungsabnahme führt bzgl. der Netzauslastung und der erforderlichen Speichertiefe grundsätzlich zu vorteilhafteren Ergebnissen.

Leistungs- und Energieverläufe identisch null kennzeichnen Verbraucher, die bei der Berechnung aufgrund der Eingabedaten nicht berücksichtigt werden.

Die Bilder 3-8 und 3-9 zeigen die synthetisch erzeugten Leistungs- und Energieverläufe für HT- und NT-Wärmelast. Für die HT-Wärmelast wird ein konstanter Leistungsverlauf angenommen, für die NT-Last ein synthetisch erzeugter saisonal bedingter Verlauf.

Die Bilder 3-10 bis 3-12 zeigen im jeweils oberen Teilbild die über die ENTSO-E-Plattform [4] tatsächlich ermittelten Leistungsverläufe der Erzeugerarten Photovoltaik, Windkraft an Land und Windkraft auf See (blaue Kurven). Die in rot dargestellten Verläufe entsprechen den aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur [6] entnommenen installierten Leistungen der jeweiligen Versorgungstypen. Ebenfalls sind jahresweise die minimalen, mittleren und maximalen Ausnutzungs-

grade  $\eta$  dieser Versorgertypen ausgewiesen. Zum Beispiel bedeutet ein mittlerer Ausnutzungsgrad von 10.3% (PV-Anlagen im Jahr 2015, Bild 3-10), dass von der maximal nutzbaren Leistung, also der installierten Leistung, im Jahresmittel lediglich 10.3% genutzt werden.

Die jeweils unteren Teilbilder zeigen die auf die installierten Leistungen normierten Leistungsverläufe. Dabei wird davon ausgegangen, dass im betrachteten Zeitraum die in das Netz eingekoppelte EE-Leistung proportional zur installierten Leistung des jeweiligen Anlagentyps ist. Während des Betrachtungszeitraumes dürften Signalverfälschungen aufgrund abgeregelter Leistungen lediglich einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Signaltreue haben. Die normierten Verläufe können als "Leistungssignale der Natur" verstanden werden. Sie werden im Laufe der Berechnungen mit Hilfe konstanter Faktoren derart umgerechnet, dass sie den EE-Jahresenergiebedarf der Verbraucher inklusive anfallender Energieverluste, soweit sie im Programm berücksichtigt sind, insgesamt decken können. Bei der Hochrechnung werden evt. Begrenzungen der installierten Leistung ebenso berücksichtigt sowie gleichzeitig eine möglichst optimale Abstimmung der drei EE-Versorgungsarten untereinander. So wechseln sich z.B. Sonnen- und Windangebote saisonal ab, was eine Anpassung der entsprechenden Leistungsarten aneinander unmittelbar nahelegt.

In den normierten Leistungsverläufen sind noch Indizes "si" ("Solarertragsindex") und "wi" ("Windertragsindex") angegeben. Zum Beispiel bedeutet  $si=94,8\%$  (siehe Bild 3-10), dass im Jahre 2016 bezogen auf den insgesamt betrachteten Zeitraum 2012-2018 lediglich 94.8% des langjährigen Mittelwerts solaren Energieangebots erzeugt werden. Diese langjährigen Schwankungen des EE-Angebots (wind-/sonnenschwache Jahre vs. wind-/sonnenstarke Jahre) erfordern bei (nahezu vollständig) autonomen Energieversorgungssystemen zwingend die Verfügbarkeit von Langzeitspeichern, die den anfallenden Energiebedarf nicht nur während der vergleichsweise kurzen sog. Dunkelflauten liefern können.

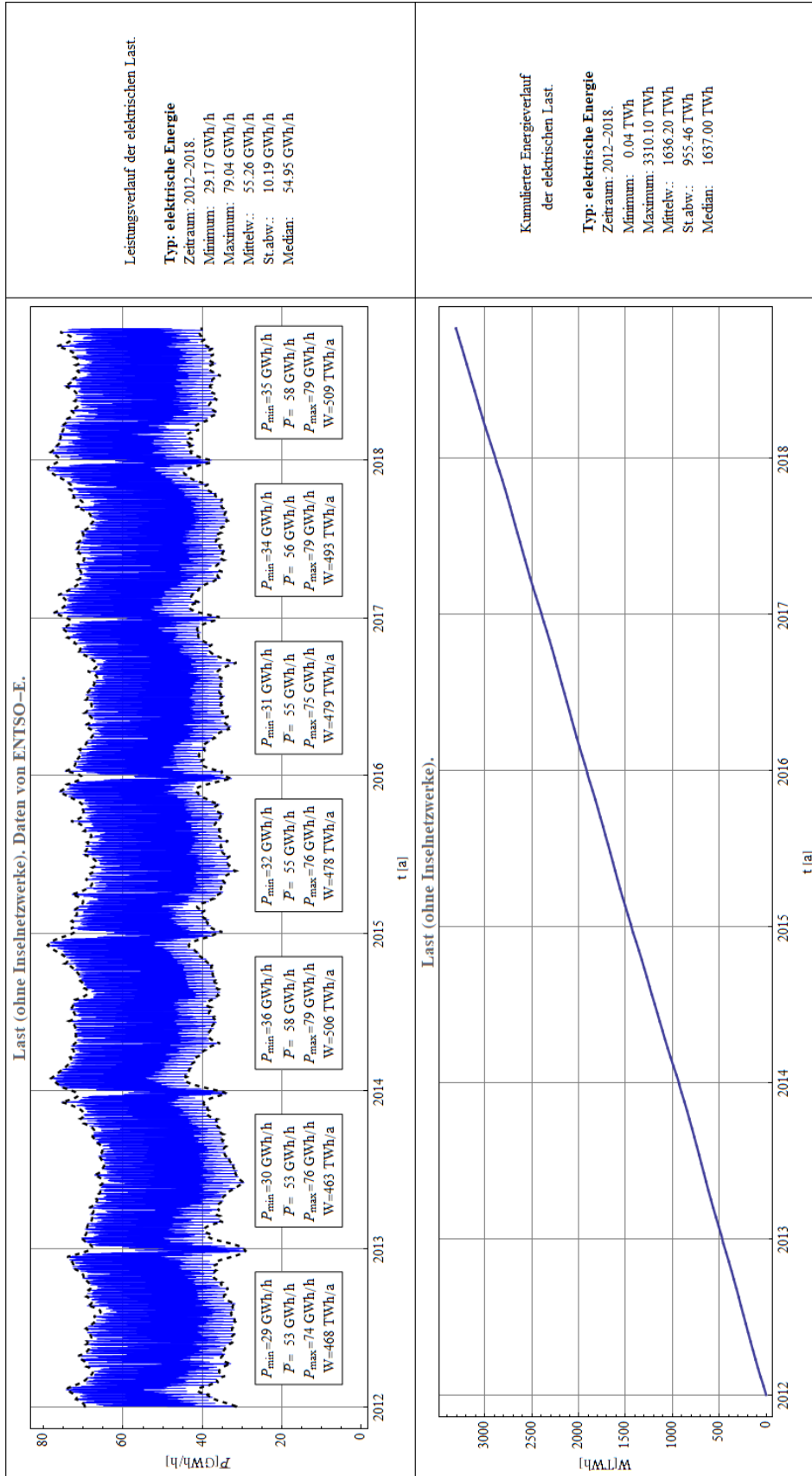


Bild 3–1: Leistungs- und Energieverlauf der "Strom"-Last.

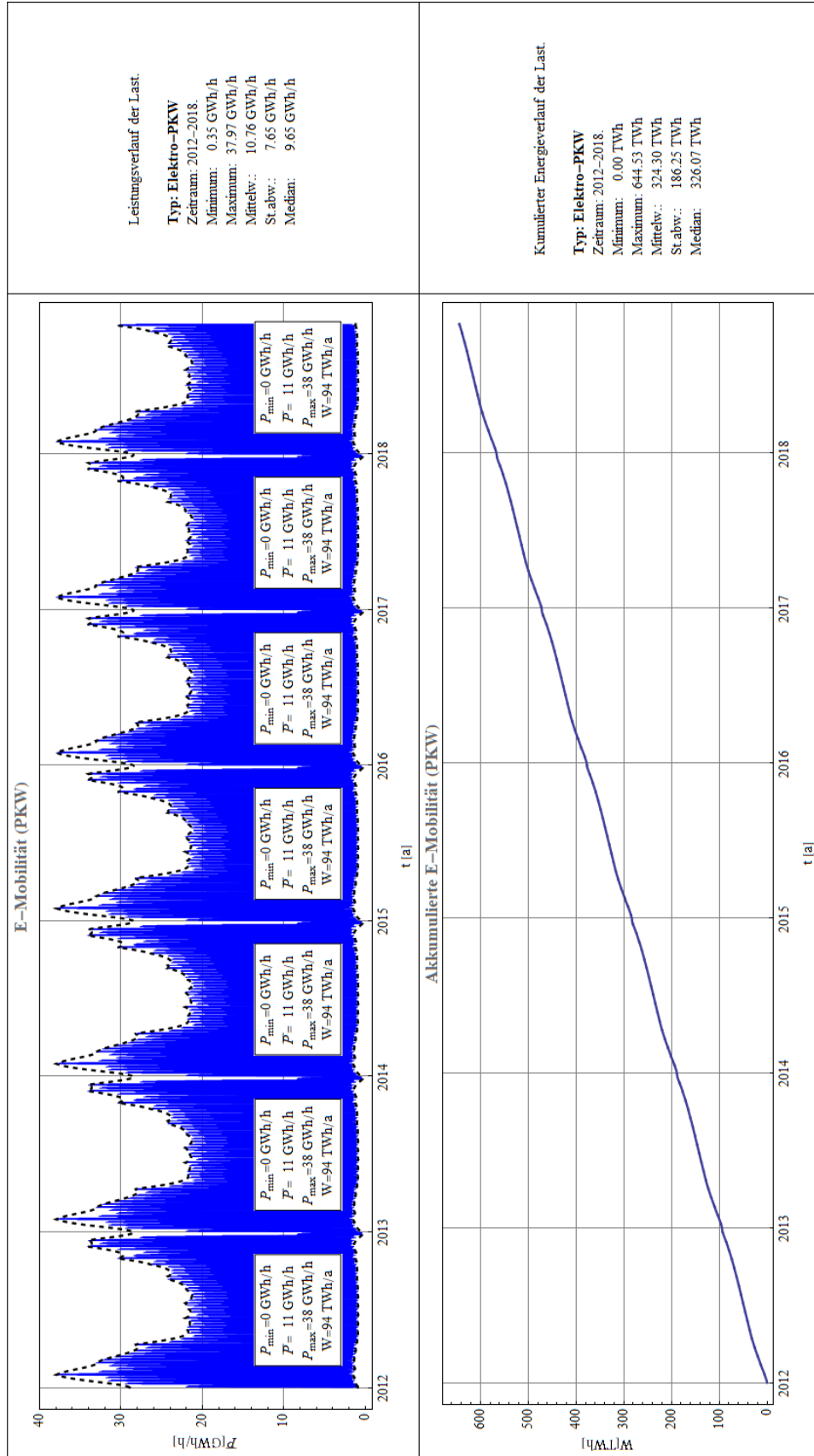


Bild 3-2: Leistungs- und Energieverlauf von mit Akkumulatoren betriebenen PKWs.

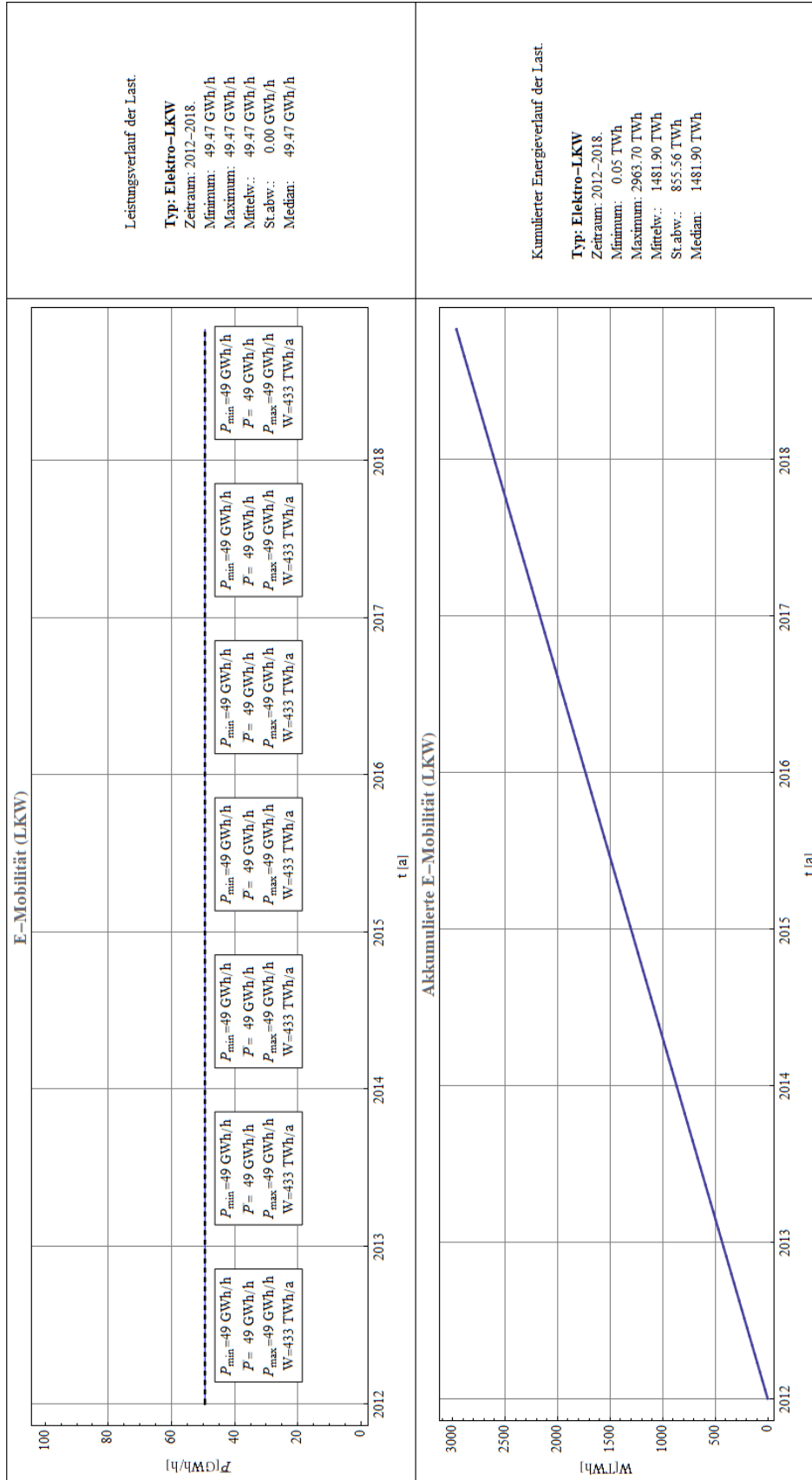


Bild 3–3: Leistungs- und Energieverlauf von mit Akkumulatoren betriebenen LKWs.



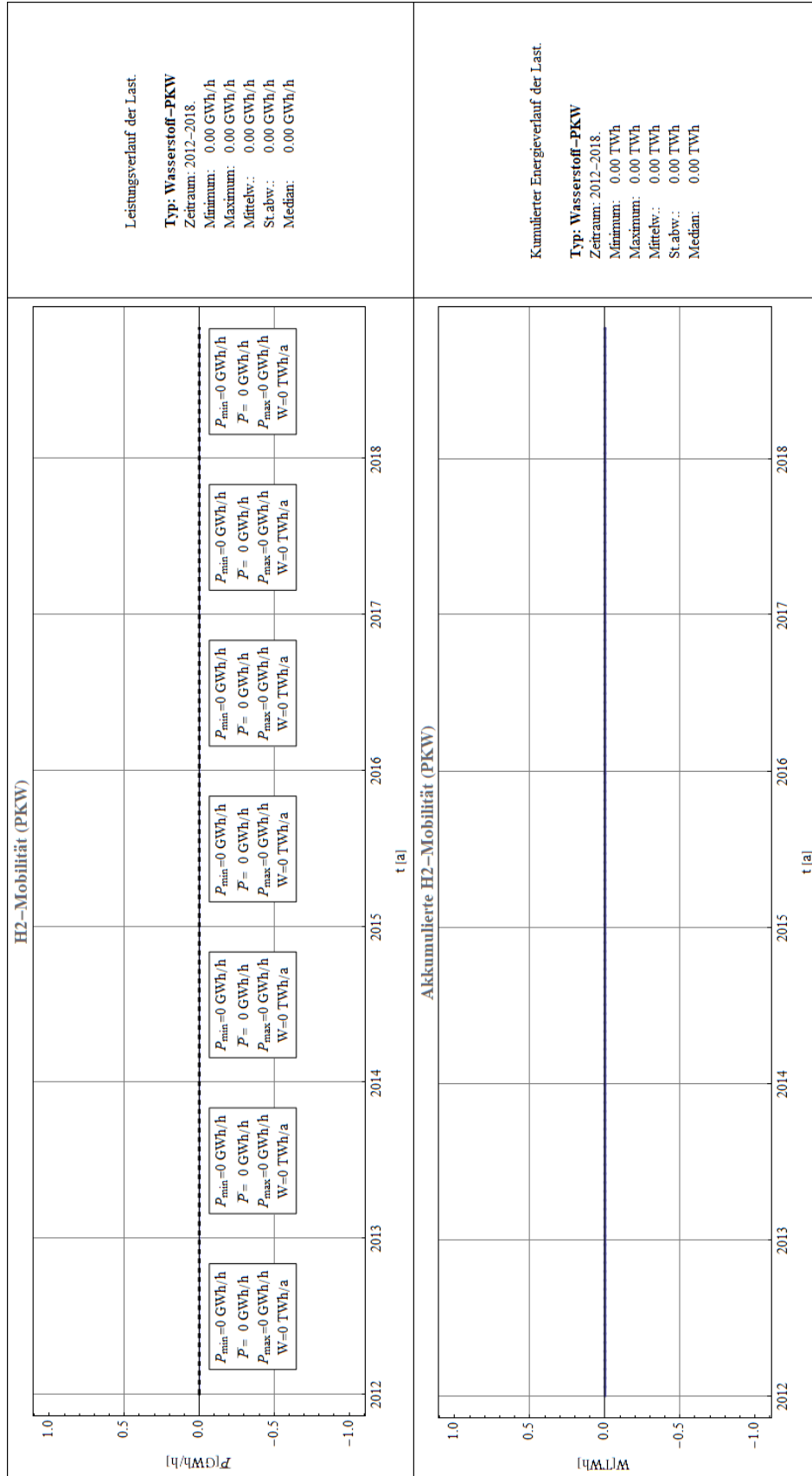


Bild 3-4: Leistungs- und Energieverlauf von mit Brennstoffzellen betriebenen PKWs.

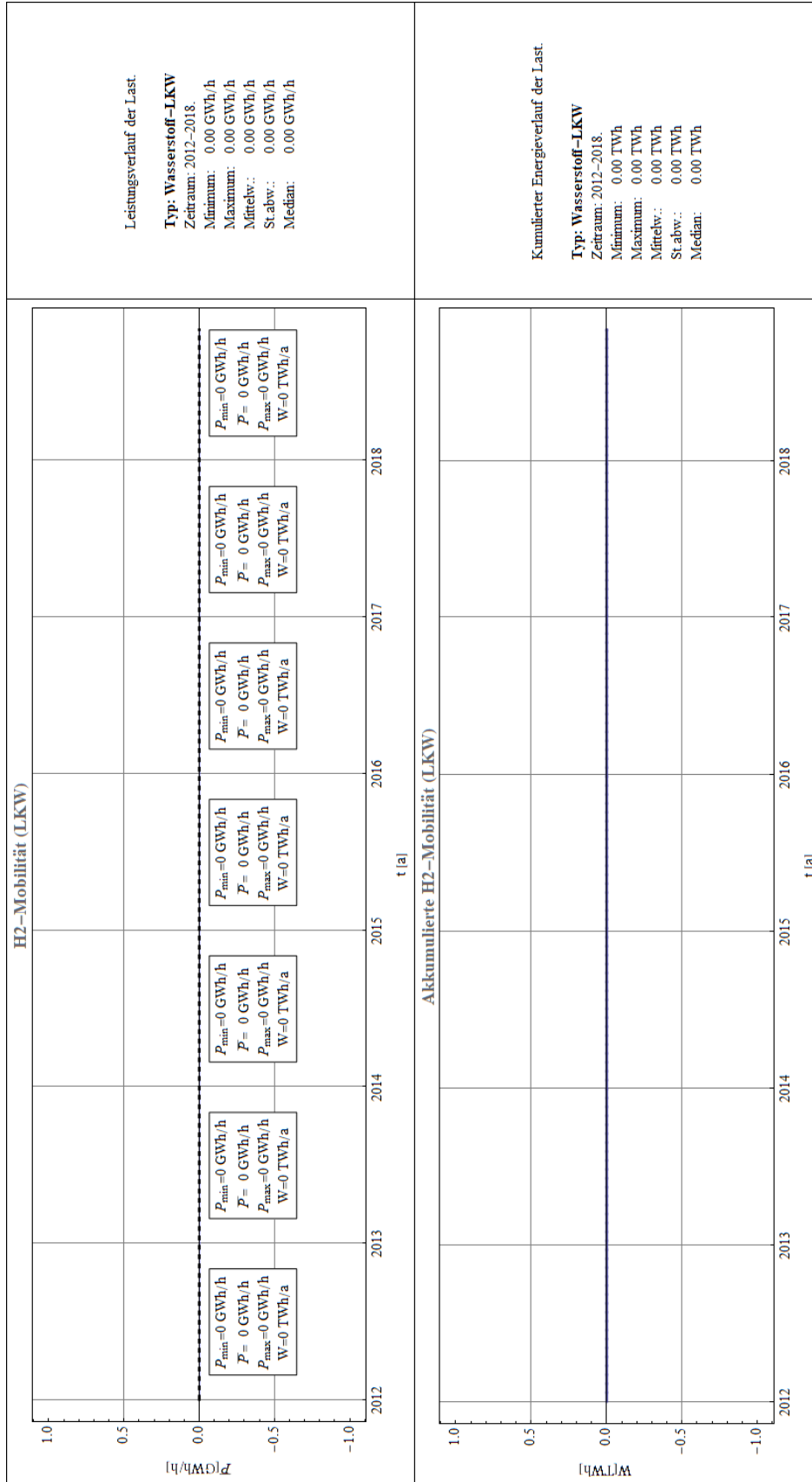


Bild 3-5: Leistungs- und Energieverlauf von mit Brennstoffzellen betriebenen LKWs.

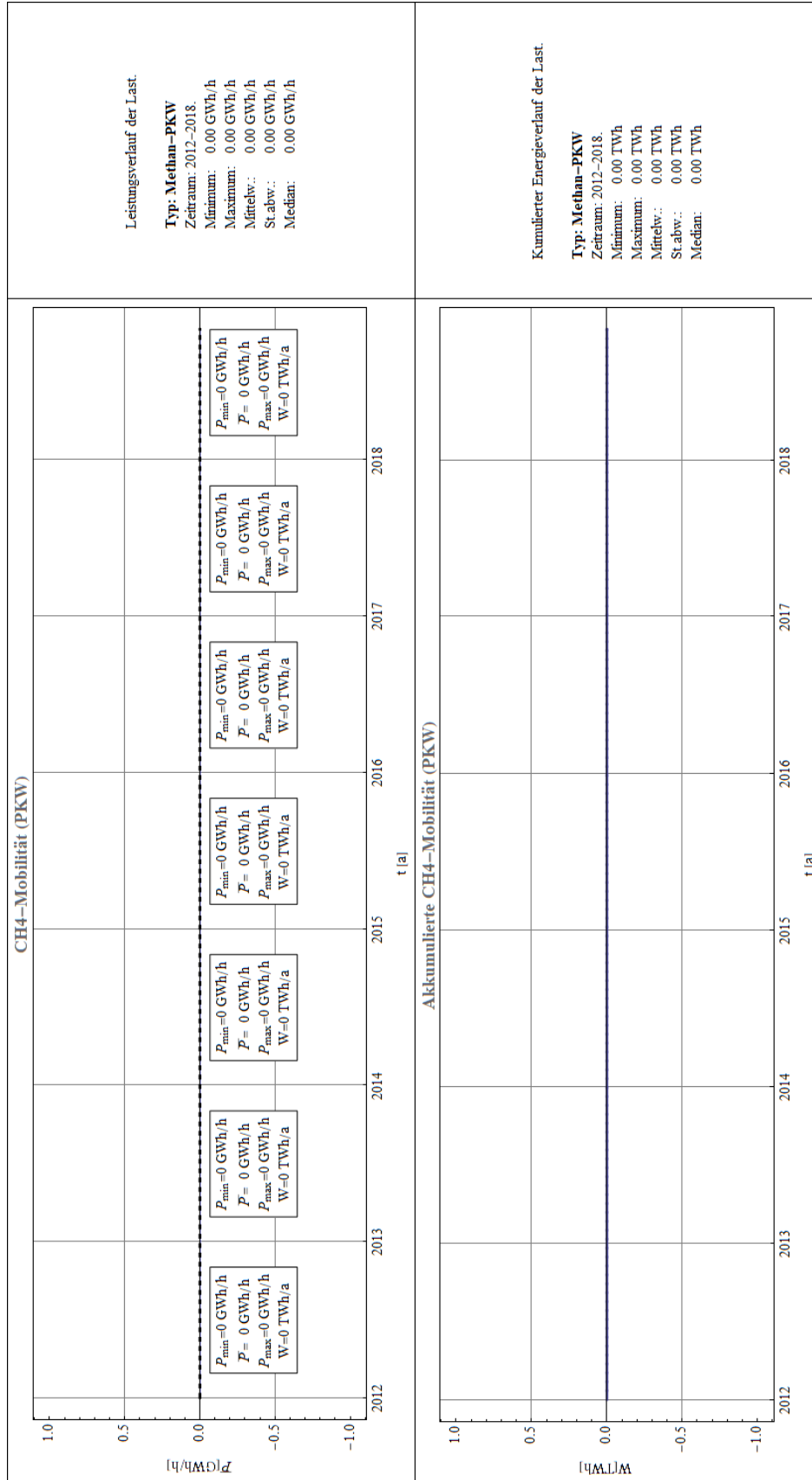


Bild 3-6: Leistungs- und Energieverlauf von mit Methan betriebenen PKWs.

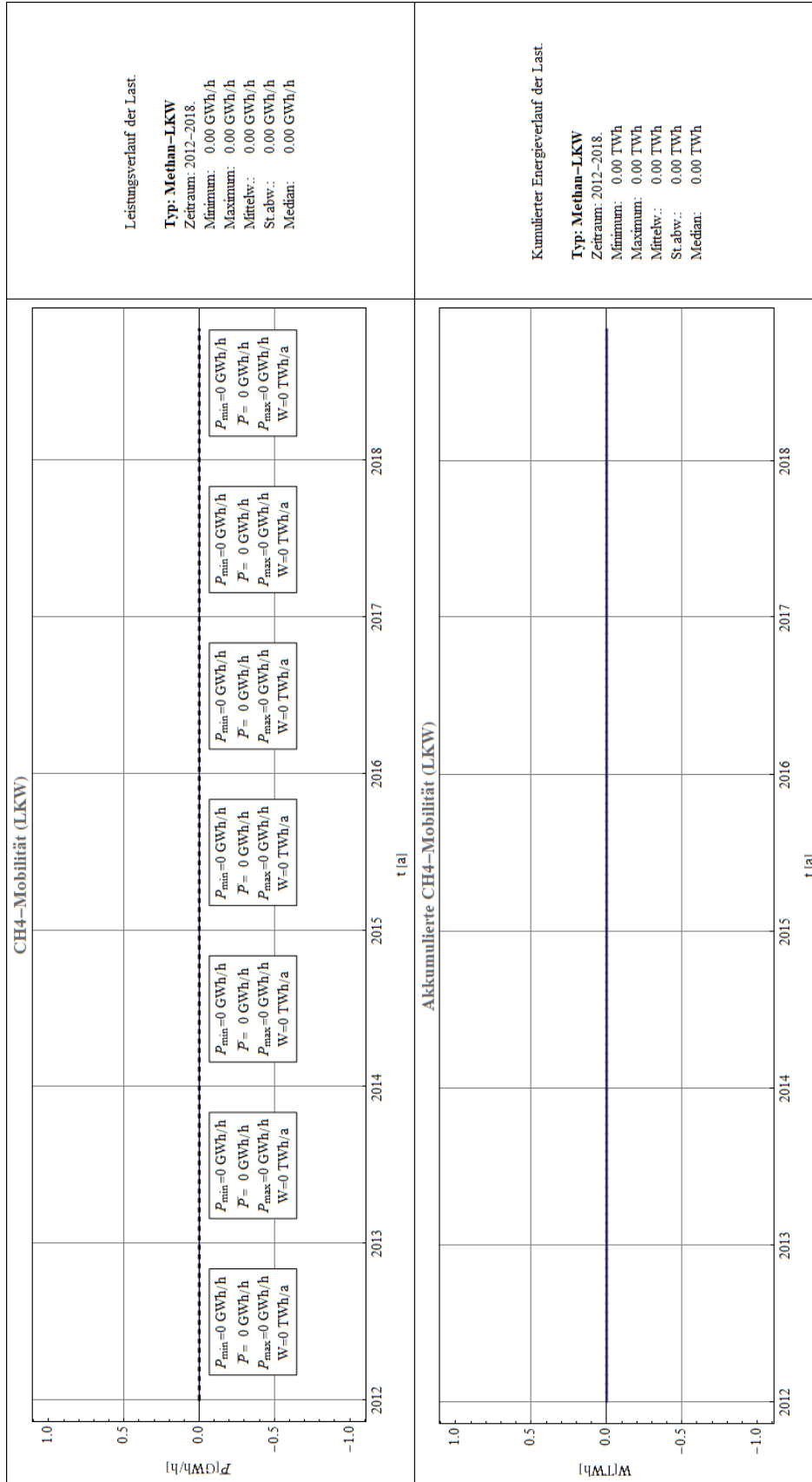


Bild 3-7: Leistungs- und Energieverlauf von mit Methan betriebenen LKWs.

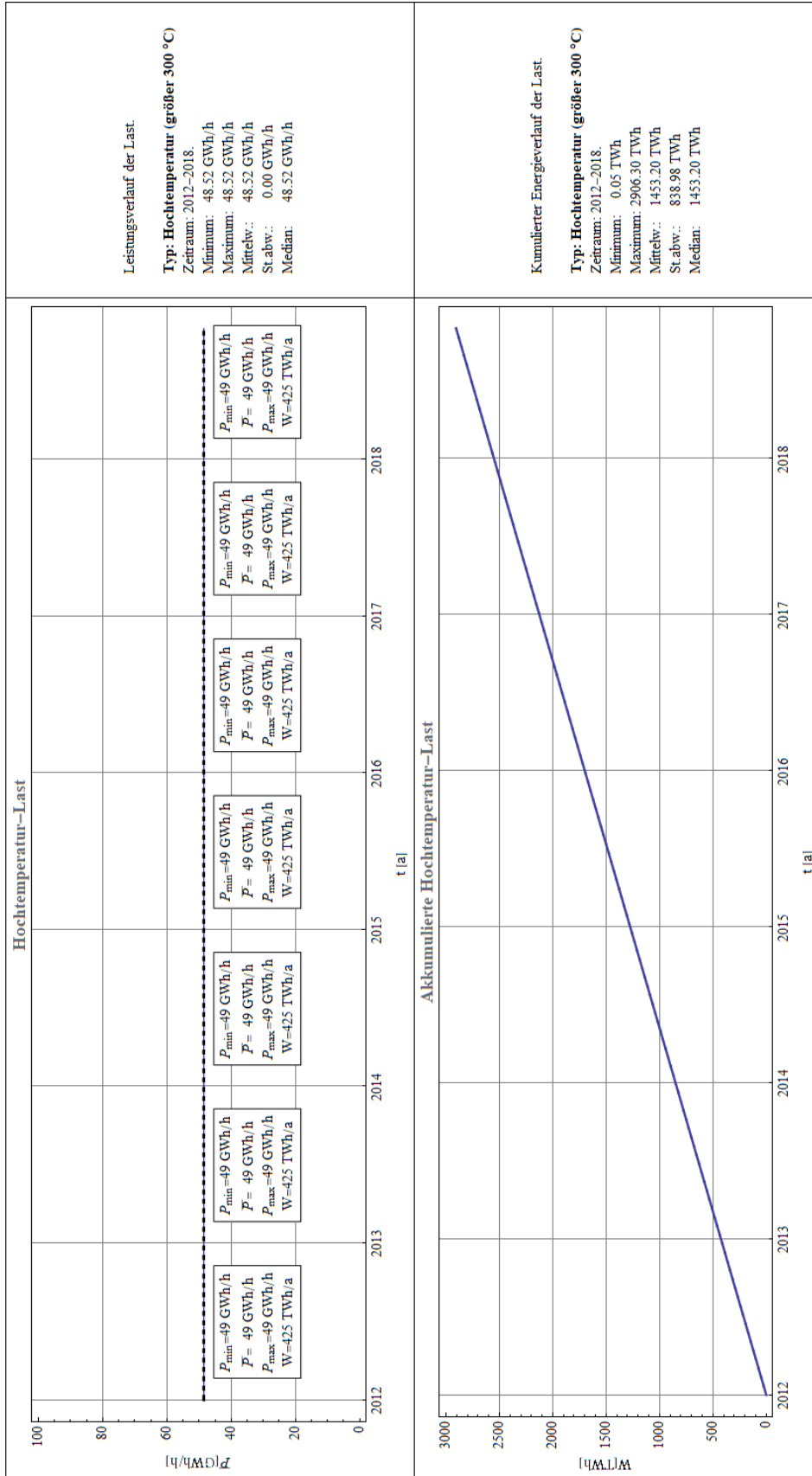


Bild 3–8: Leistungs- und Energieverlauf der Hochtemperatur-Wärmelasten (>300°C).

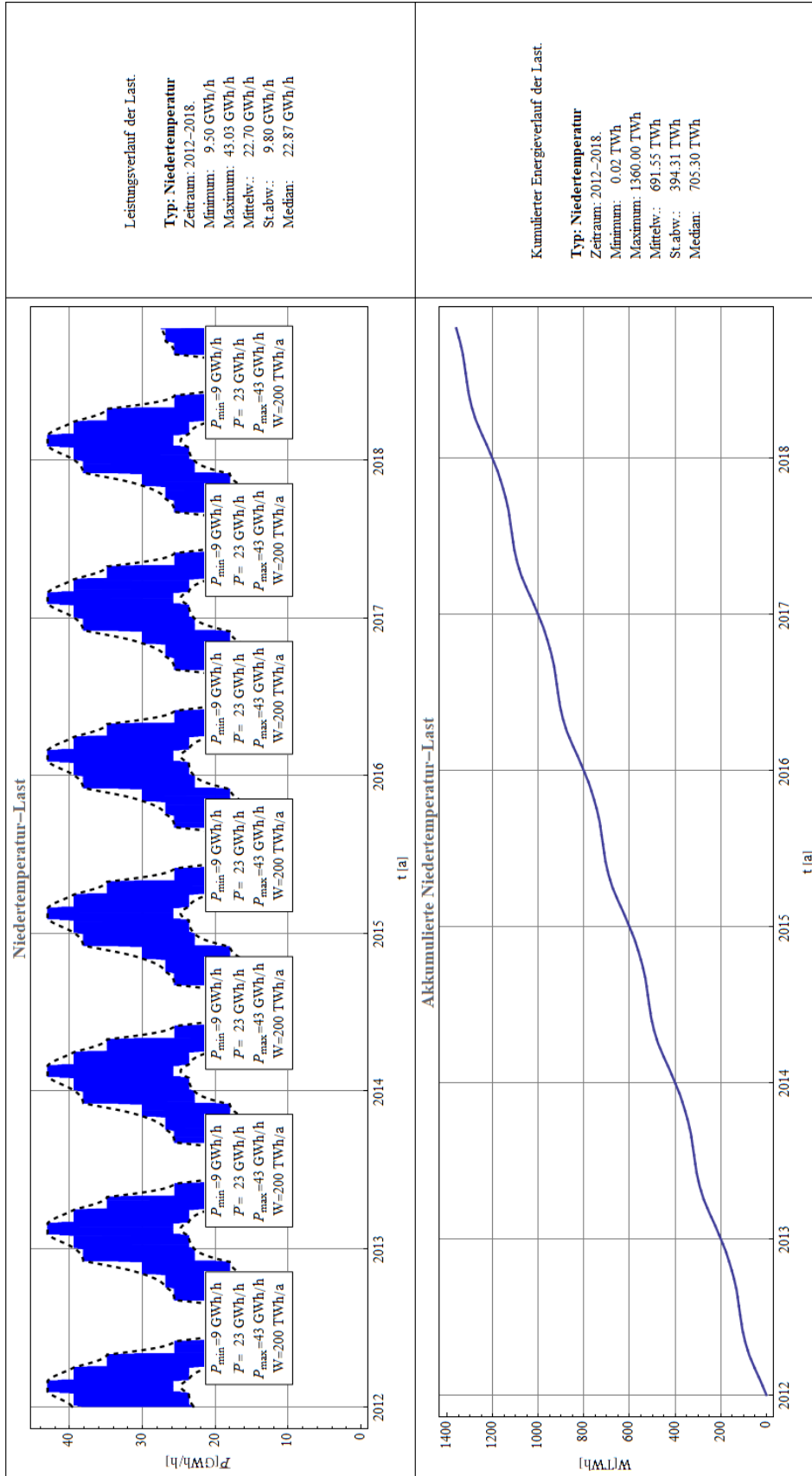


Bild 3–9: Leistungs- und Energieverlauf der Niedertemperatur-Wärmelasten (<300 °C).

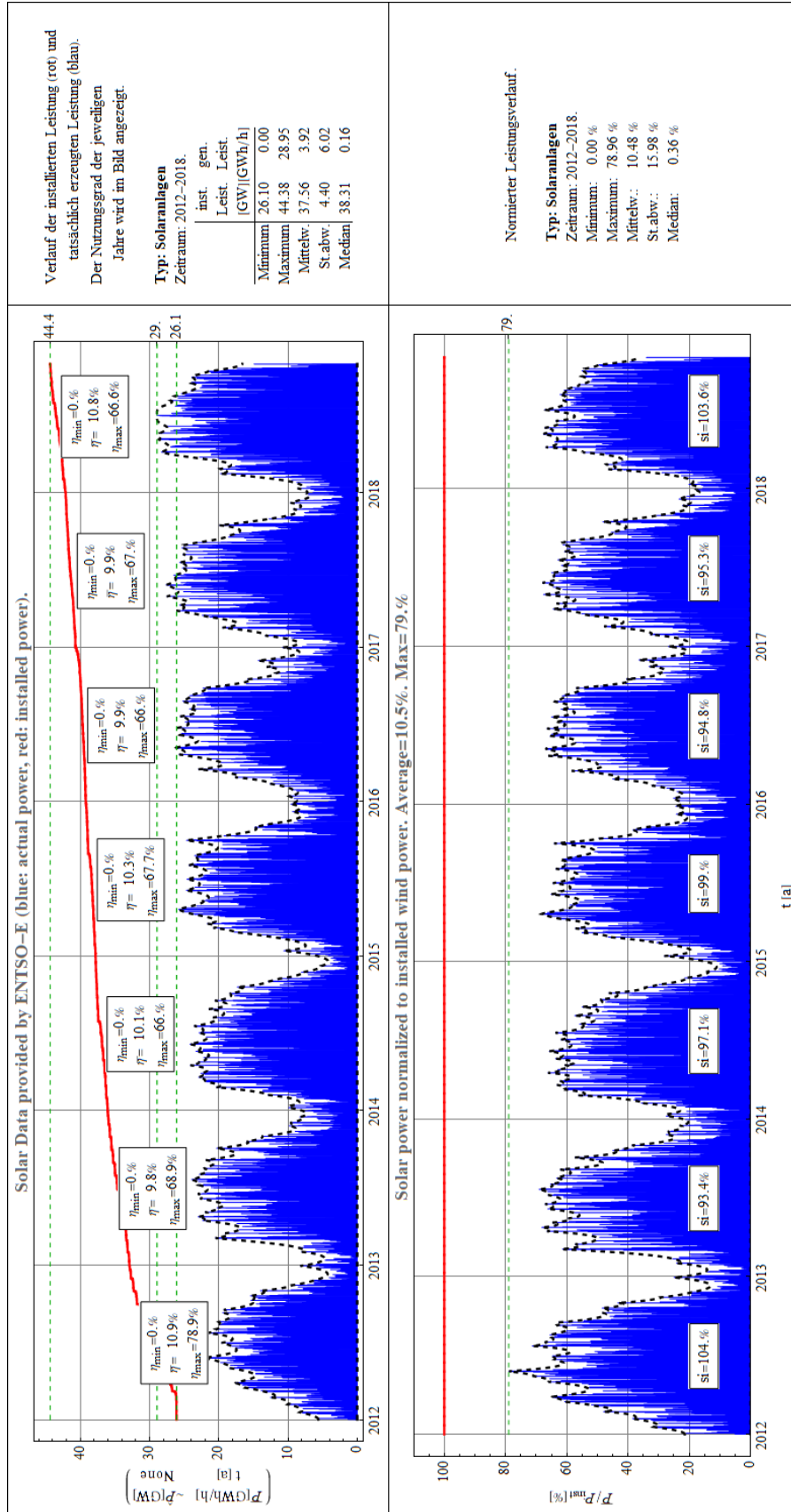


Bild 3-10: Installierte, aktuelle und normierte Leistung von PV-Anlagen in Deutschland.

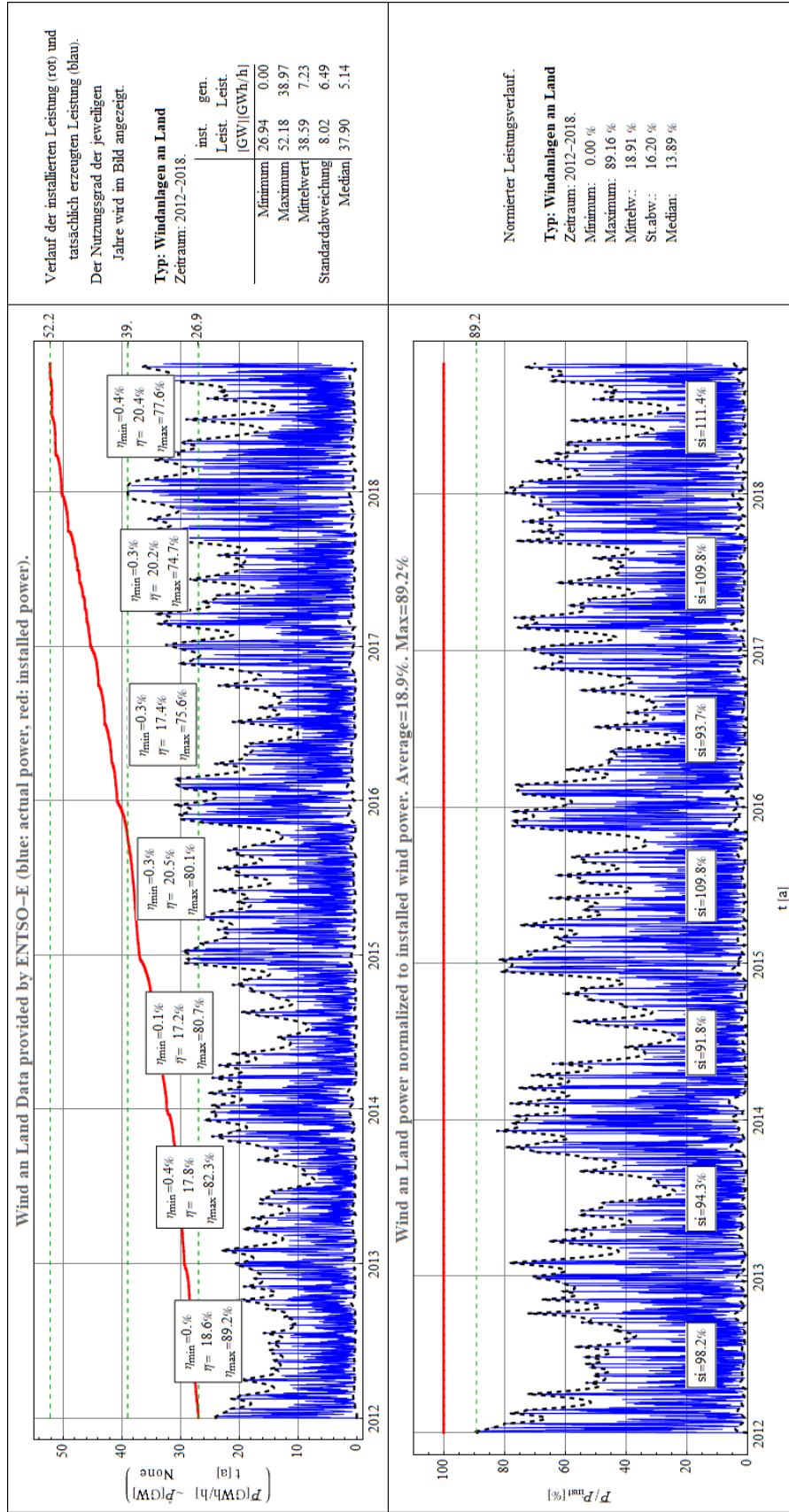


Bild 3–11: Installierte, aktuelle und normierte Leistung von WEA an Land (Deutschland).



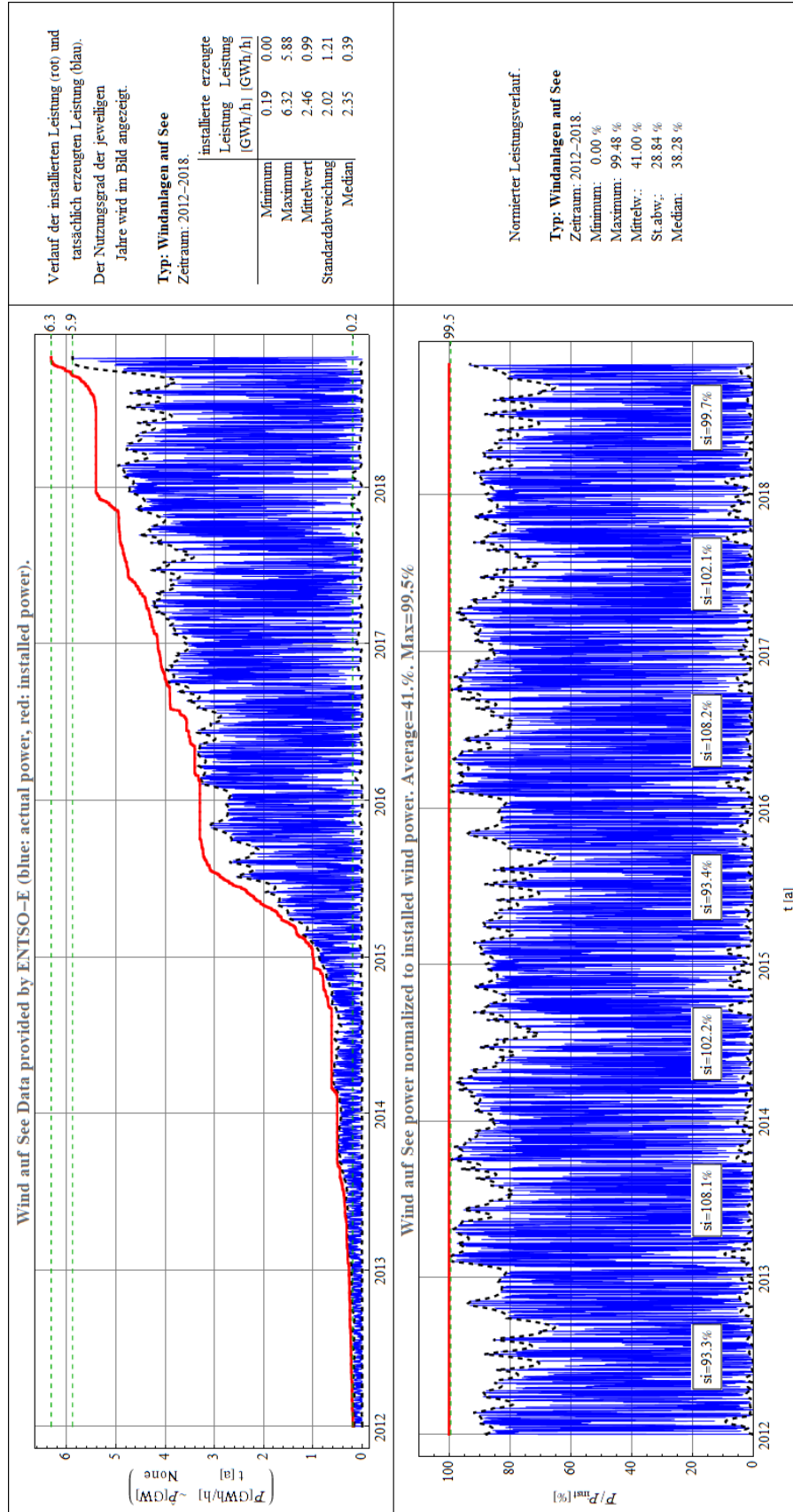


Bild 3-12: Installierte, aktuelle und normierte Leistung von WEA auf See (Deutschland).

---

## 4. Berechnete Daten und Verläufe

Die Leistungs- und Energieverläufe der für das Energieversorgungssystem angenommen EE-Erzeuger sowie konventioneller Kraftwerke sind in den Bildern 4-1 ff. dargestellt. Im jeweils oberen Teilbild sind die Leistungsverläufe und in den jeweils unteren Teilbildern die Verläufe der dabei im Laufe der Zeit erzeugten Energien (kumulierte Leistungen) dargestellt.

Eintragungen in den Verlaufsbildern selber sowie die rechten Bildspalten geben Auskunft über die minimal und maximal erzeugten Leistungen und deren Mittelwerte sowie über die im Laufe des Betrachtungszeitraums erzeugten Energien.

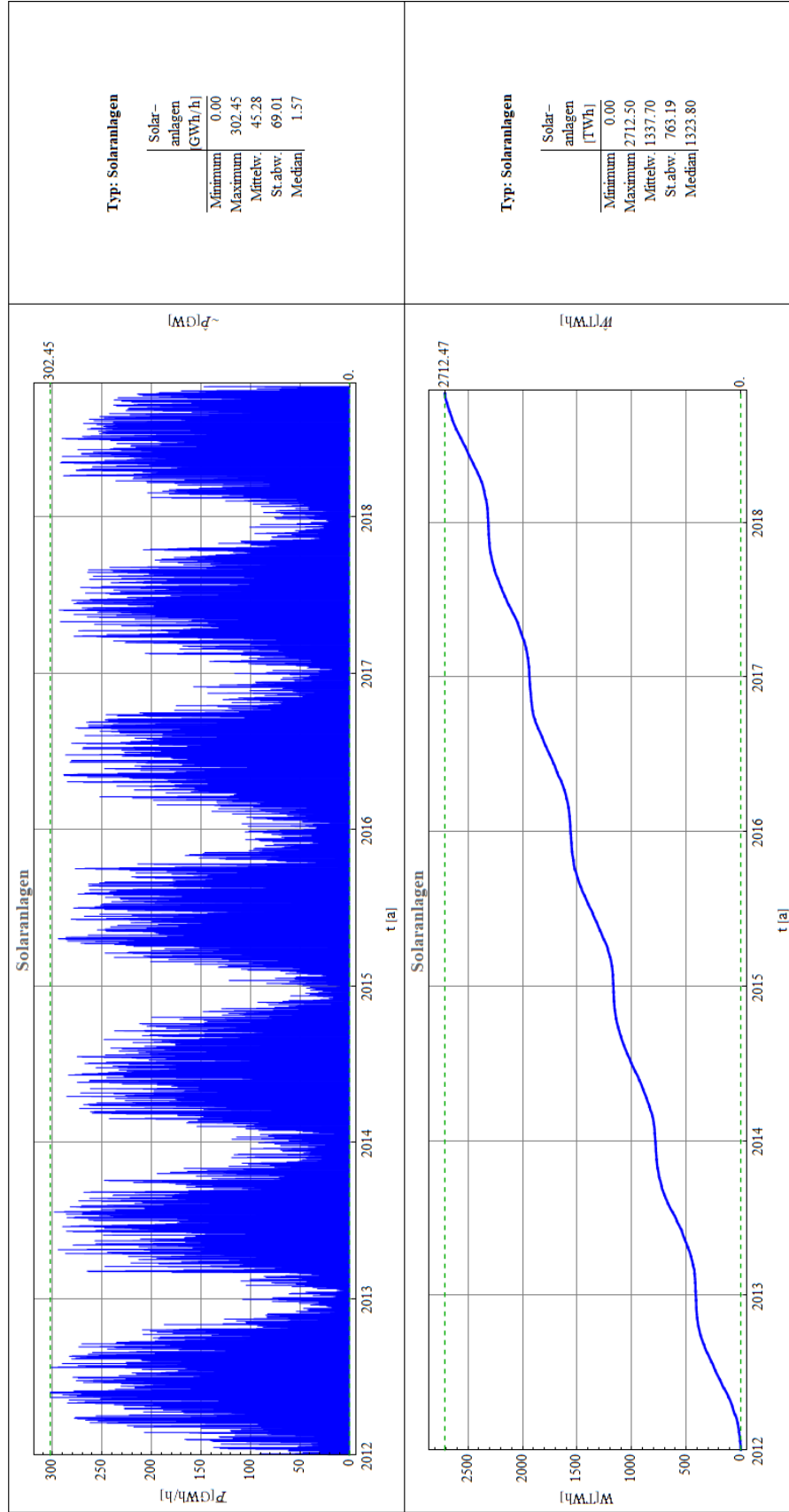


Bild 4-1: Leistungs-/Energieverlauf Photovoltaik-Anlagen.

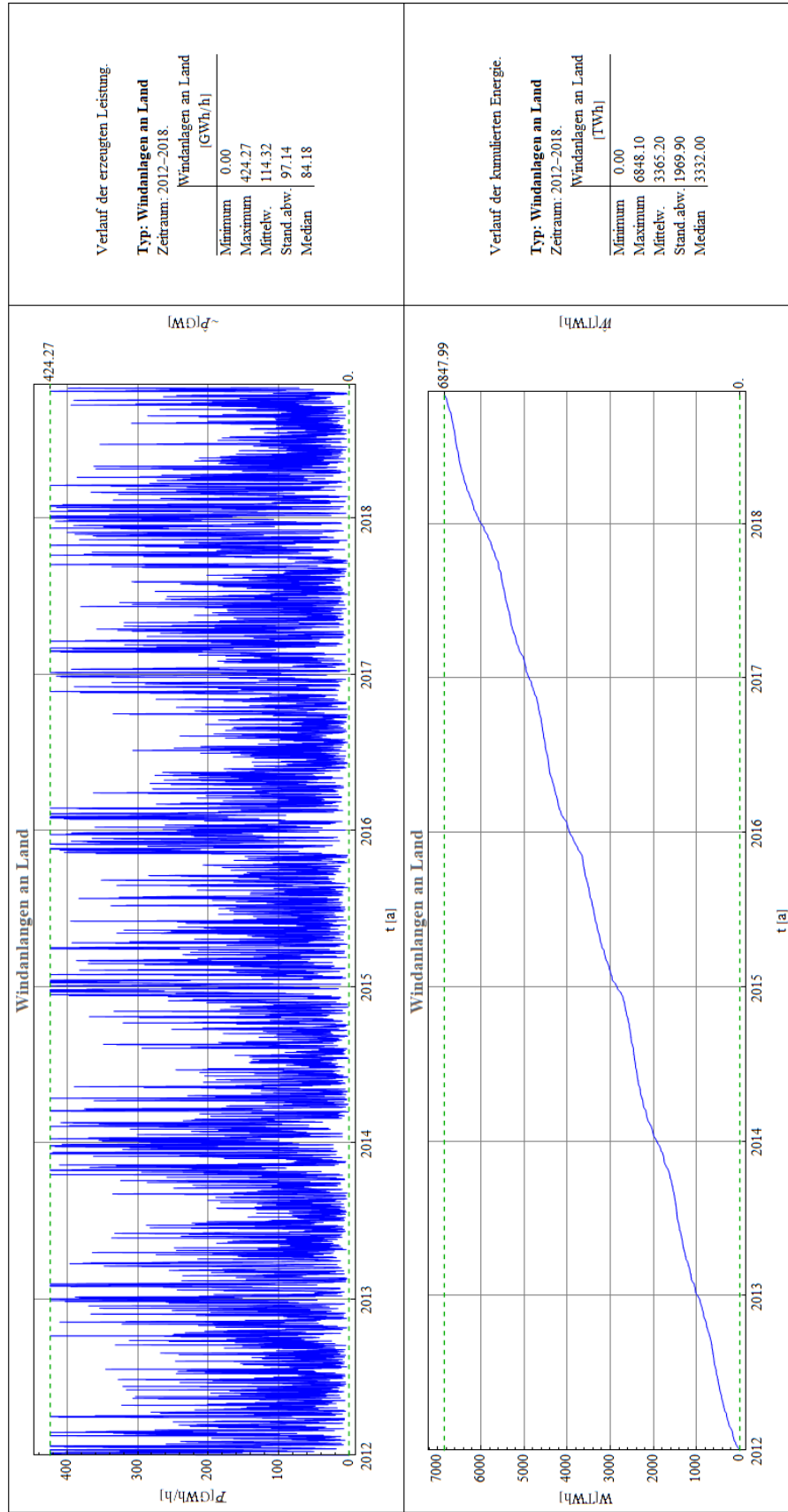


Bild 4–2: Leistungs-/Energieverlauf Windenergieanlagen auf See.

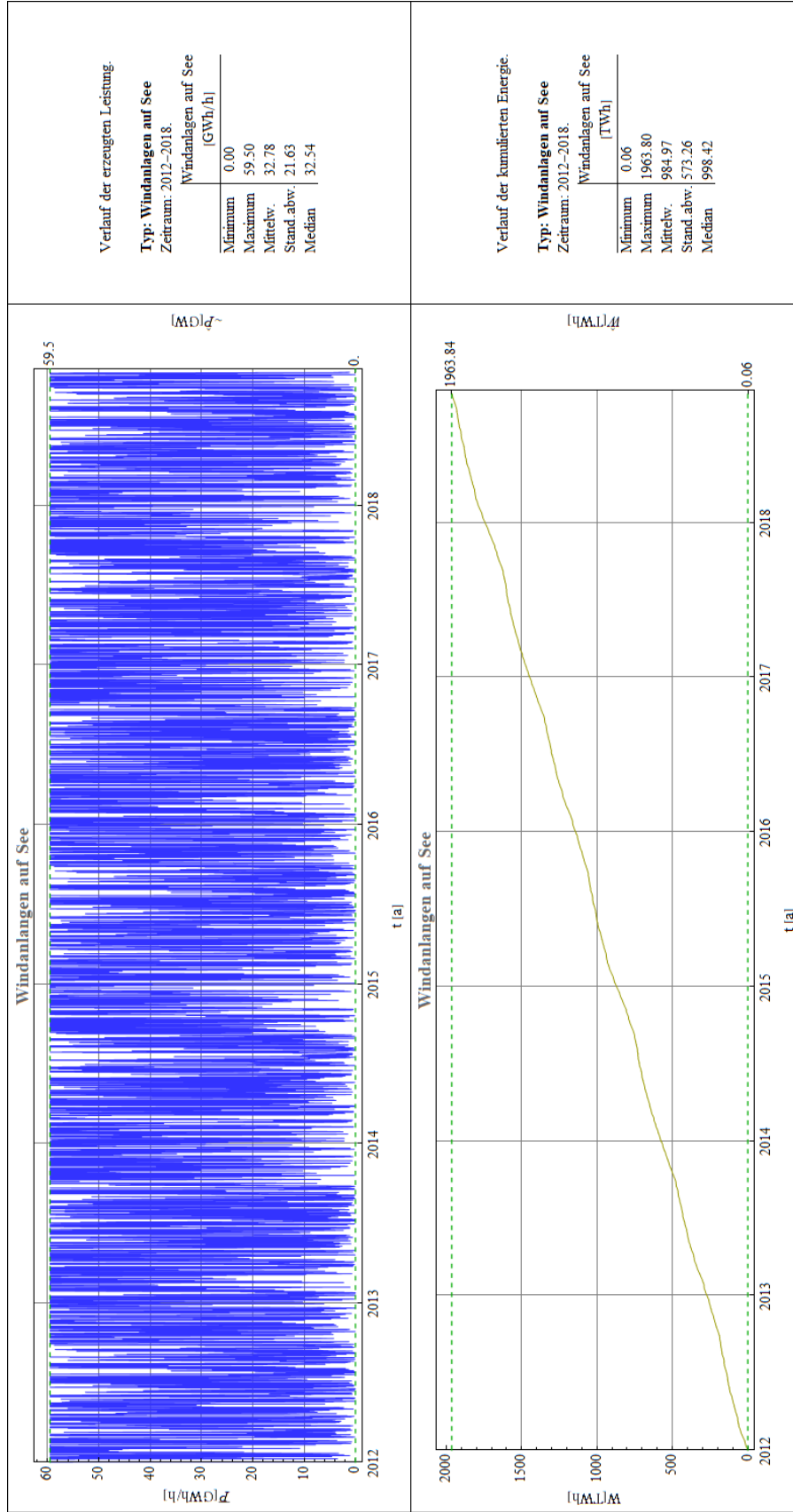


Bild 4–3: Leistungs-/Energieverlauf der Windenergieanlagen an Land.

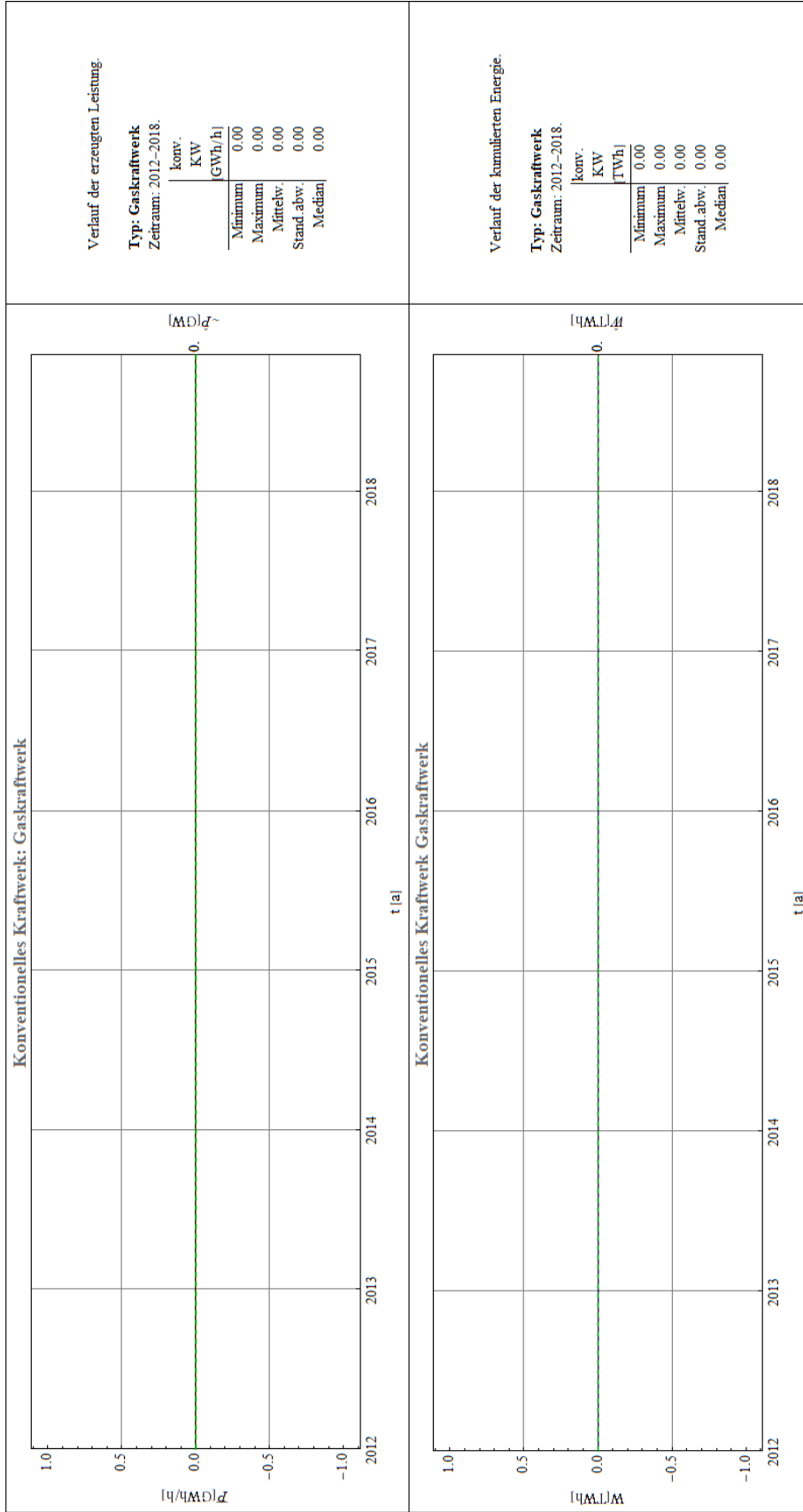


Bild 4-4: Leistungs-/Energieverlauf Gaskraftwerk

## 5. Zusammenfassende Ergebnisdarstellungen

Die in Bild 5-1 dargestellte Tabelle ist eine Kopie des Endzustands des "Progress Indicators", der während des Programmlaufs angezeigt wird. Die Tabelle informiert über die Gesamtdauer der Berechnung, ob die Berechnung mit oder ohne Berücksichtigung eines Smart-Grid-Eingriffs durchgeführt ist und ob die bei der Eingabe festgelegte maximal zulässige zu installierende Leistung der Energieerzeuger zur Deckung des Energiebedarfs ausreicht. Ist dies nicht der Fall, wird die dort mitgeteilte Maßnahme vom Programm automatisch durchgeführt. Weiterhin werden die zu installierenden Leistungen für Solaranlagen, Wind-an-Land- und Wind-auf-See-Anlagen angegeben. Die in Klammern ausgewiesenen Zahlen informieren darüber, um welchen Faktor die heute bereits installierten Leistungen auszubauen sind. Der Teil "Delta between Iterations" gibt an, wie gut die für die drei bei der Berechnung zu durchlaufenden Iterationsschleifen ihr Abbruchkriterium eines zulässigen Abbruchfehlers von 0.1% einhalten. Die Iteration ist erforderlich, da zu Beginn einer Berechnung die bei der Energiespeicherung auftretenden Lade-/Entladeverluste noch nicht bekannt sind und schrittweise nur schrittweise ermittelt werden: Bei jedem Iterationsschritt werden die Verluste ermittelt, und der Last zugeschlagen. Diese "neue" Last stellt dann den neuen Lastverlauf für die Wiederholung des Rechenablaufs in einer folgenden Iterationsschleife dar. Ändern sich die Verluste kaum noch, wird die Iteration beendet. Die Zahl der Iterationsschritte ist in der Tabelle unten angegeben.

<b><u>Grundlegende Berechnungsergebnisse</u></b>	
<b><u>Energiewendeplaner 2.2</u></b>	
Calculation Time: 6. min. 38. sec. (Ø 28.4448 sec.)	
<b><u>Smart-Grid Progress:</u></b>	
NO	
Smart Grid	
Maximal zu installierende Leistung war ausreichend	
<b><u>Effektiv installierte Leistung:</u></b>	
Solar: 432 GW (Faktor: 10)	
Wind an Land: 606 GW (Faktor: 11)	
Wind auf See: 85 GW (Faktor: 13)	
<b><u>Real zu inst. Leistung:</u></b>	
Solar: 453 GW bis 463 GW (Faktor: 10 bis 10)	
Wind an Land: 698 GW bis 747 GW (Faktor: 13 bis 14)	
Wind auf See: 98 GW bis 105 GW (Faktor: 15 bis 16)	
<b><u>Delta between Iterations:</u></b>	
Δ Verluste: 0.0985 %	
Δ ConvGenPower: 0. %	
Δ Abwärme: 0. %	
Iterationsschritte: 14	

Bild 5–1: Nennleistungen von WE– und PV–Anlagen.  
Iterationsfehler, Iterationen, Berechnungsdauer.

In Bild 5-2 sind zwei Jahresdauerlinien dargestellt.

Die Jahresdauerlinie ist "ein in der Energiewirtschaft gebräuchliches Diagramm, das den Leistungsbedarf eines Versorgungsobjekts auf Basis der jeweiligen Nutzungszeit darstellt. Aus der Jahresdauerlinie wird also ersichtlich, wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung nachgefragt wird. Praktische Bedeutung hat dies bei der Kapazitätsplanung und bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung: Nur wenige Stunden im Jahr auftretende Bedarfsspitzen werden in der Regel anders abgedeckt als ein nahezu ständig vorhandener Dauerbedarf.

Alternativ kann die Jahresdauerlinie auch verwendet werden, um die Auslastung eines Strom- oder Wärmeezeugers darzustellen.

In der gebräuchlichsten Form eines Jahresdauerlinien-Diagramms wird die Stundenzahl – maximal 8760 Jahresstunden – auf der Abszisse dargestellt und die Leistung auf der Ordinate. In dieser Darstellungsform wäre eine waagrecht liegende Jahresdauerlinie der günstigste Fall, weil dies einen jederzeit gleich hohen Bedarf bedeutet. Je steiler die Linie von der Waagrechten abweicht, desto häufiger bleibt eine auf den Maximalbedarf hin dimensionierte Anlage unausgelastet." [3]

Die Jahresdauerlinie für die gesamte Last

- Strom
- Wärme
- Verkehr/Transport
- Verluste durch (Um)Speicherprozesse

ist in ROT dargestellt.

Die Jahresdauerlinie für die mit

- Photovoltaik
- Wind an Land
- Wind auf See
- Sonstige EE (z.B. Biomasse, Wasserkraft)
- konventionelle Kraftwerke
- Erdwärme
- genutzte Abwärme/Verluste und
- bei Verbundbetrieb mit dem Ausland, Gasimporte

erzeugten Leistungen ist in BLAU angegeben. Weiterhin sind im Bild sich aus den Verläufen ergebende wichtige Eckdaten dargestellt.

Im Bild ist die betrachtete Stundenzahl von den üblichen 8760 h eines Jahres auf die Stundenzahl des gesamten betrachteten Zeitraums erweitert. Der im Bild hellgelb markierte Bereich kennzeichnet den Leistungsbereich der elektrischen Last, die strichpunktierte Linie den Mittelwert der von der elektrischen Last im Betrachtungszeitraum aufgenommenen Leistung. Drei Markierungen (grün, Rechteck und Pfeil) informieren von links nach rechts darüber,

- wieviel Stunden mehr regenerative Leistung erzeugt wird als von der Last maximal benötigt wird (Übererzeugung),



- wieviel Stunden die regenerative Leistung im allgemeinen größer ist wie der stündliche Energiebedarf und
- wieviel Stunden die regenerativen Leistungen oberhalb des minimal von den Verbrauchern benötigten Leistungsbedarfs liegen.

Bild 5-3 ist in erster Linie eine Kontrollausgabe. Im oberen Teilbild ist ein Energie-, im unteren Teilbild ein Leistungsverlauf dargestellt. Die Verläufe zeigen die Differenz zwischen insgesamt erzeugter Energie/Leistung (Photovoltaik, Wind an Land, Wind auf See, sonstige EE, konventionelle Kraftwerke, Erdwärme, genutzte Abwärme/Verluste und, bei Verbundbetrieb mit dem Ausland, Gasimporte) und der vom Verbraucher insgesamt aufgenommenen Energie/Leistung (Strom, Wärme, Verkehr, inkl. auftretender (Um-)Speicherverluste) auf. Diese Differenz wird auch als Gesamt-Residualenergie bzw. -leistung bezeichnet. Ist die Gesamt-Residualleistung größer null, ist die insgesamt erzeugte Leistung größer wie die Energieabnahme. Die Überschussleistung wird dann entweder zwischengespeichert (Batteriekraftwerke, Gasspeicher, Wärmespeicher) oder für einen späteren Reimport exportiert (Strom). Ist die Residualleistung kleiner null, ist die Energienachfrage größer wie das Energieangebot (z.B. bei den sog. Dunkelflauten). In diesem Fall erfolgt die Lieferung der restlichen erforderliche Energie aus Energiespeichern (Batteriekraftwerke, Gasspeicher, Wärmespeicher) oder aus dem Import von Energie (Gase, Strom).

Der Verlauf der Energieerzeugung vs. -verbrauch ist hilfreich für eine erste Überprüfung des korrekten Simulationsablaufs. Ein erstes Indiz für Korrektheit ist gegeben, wenn Anfangs- bzw. Endwerte des Energiedifferenzverlaufs gleich den Summen der Anfangs- bzw. der Endenergien in den Speichern sind. Nur dann entsprechen die während des betrachteten Zeitraums erzeugten Energien/Leistungen auch den insgesamt durch Lastbedarf und Verluste umgesetzten Energien/Leistungen. Bei Nichteinhaltung dieses Kriteriums ist von fehlerhaften Berechnungen aufgrund numerischer Instabilitäten auszugehen. Aus der eventuellen Abweichung des Anfangs- und des Endpunktes lässt sich erkennen, ob eine derartige eventuell auftretende Fehlerhaftigkeit noch tolerabel ist.

Bild 5-4 zeigt Leistungs- und Energieverläufe von

- Gesamtlast inkl. Verlusten
- “Stromverbrauch”
- eingesetzten Energieerzeuger/-wandlern inkl. Erdwärme und genutzter Abwärme.

Das obere Teilbild zeigt vergleichend die Leistungsverläufe von Gesamtverbrauch und Gesamterzeugung. Deutlich ist der erhebliche Unterschied der Leistungsverlaufsarten zu erkennen: Während die saisonalen Schwankungen des Energieverbrauchs lediglich ein schmales Band um einen jährlich ungefähr wiederkehrenden Verlauf nach sich führen, sind die Schwankungen der Energieerzeugung erheblich heftiger. Sie weisen teilweise stark überhöhte Werte auf, die letztlich die Engpassleistung des gesamten Energieversorgungsnetzes (Strom-, Wärme- und Gasnetz) definieren. Die Verbrauchleistung des “klassischen Stromverbrauchs” ist im Vergleich zu den beiden anderen Leistungsverläufen fast schon vernachlässigbar. Dies illustriert, welche Anforderungen künftig an die elektrische Energieerzeugung im Vergleich zu heute zu stellen sein wird.

Die Tabelle in der rechten Spalte zeigt wiederum die wesentlichen Eckdaten der Verläufe:

- die minimalen Leistungen  $P_{\min}$

- die maximalen Leistungen  $P_{\max}$
- die Mittelwerte der Leistungen  $P_{Mw}$  und die dazugehörigen
- Standardabweichungen  $P_{\text{Stabw}}$ .

Im unteren Teilbild sind die kumulierten Energieverläufe dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, dass am Ende des Betrachtungszeitraums die insgesamt erzeugte Energie gleich der insgesamt genutzten Energie ist. Zusammen mit der Kontrollausgabe in Bild 5.3 ist dies ein weiterer Nachweis für einen korrekten Ablauf der Simulation (Einhaltung des Energieerhaltungssatzes). Die Kurven unterhalb der weit oben verlaufenden Kurven stellen die Energieverläufe ausgewählter Einzelenergieerzeuger dar. In der Tabelle in der rechten Spalte sind die wesentlichen Eckdaten der Verläufe vermerkt. Dabei wird unterschieden in die innerhalb des Betrachtungszeitraums auftretenden Energiemaximalwerte  $W_{\max}$ , die durchschnittlich auftretenden Energie-Jahreswerte  $\Delta W$  und die durchschnittliche Leistung  $\bar{P}$ .

In Bild 5-5 sind die Verläufe der Leistungen der EE-Erzeuger Wind (Land+See, blau), Photovoltaik (grün) und deren Summenverlauf (rot) dargestellt.

Die Leistungen der anderen EE-Erzeuger und der konventionellen Kraftwerke sind hier nicht dargestellt. Im Bild sind für die jeweiligen Leistungsverläufe deren Maximalwerte angegeben. Weiterhin ist im Bild die insgesamt installierte Leistung der drei Erzeugertypen aufgeführt. Die Tabelle in der rechten Spalte gibt an: die minimalen Leistungen  $P_{\min}$ , die maximalen Leistungen  $P_{\max}$ , die Mittelwerte der Leistungen  $P_{Mw}$  und die dazugehörigen Standardabweichungen  $P_{\text{Stabw}}$ . In typischen Berechnungen ist stets zu erkennen, dass die insgesamt installierte Leistung erheblich größer ist wie die maximal erzeugte Gesamtleistung (rot). Dies liegt an der saisonalen Abwechslung und somit Ergänzung der unterschiedlichen Versorgerarten Wind und Photovoltaik: Ist im Winter wenig Solarleistung verfügbar tritt die Windleistung besonders deutlich hervor. Im Sommer sind die Verhältnisse umgekehrt.

Bild 5-6 schließlich zeigt in einem zusammenfassenden Überblick noch die Leistungsverläufe der Lasten: "Stromverbrauch", Verkehr+Transport (elektrisch,  $H_2$  und  $CH_4$ ), Wärme (Niedertemperatur, Hochtemperatur) und nicht nutzbarer Verluste.

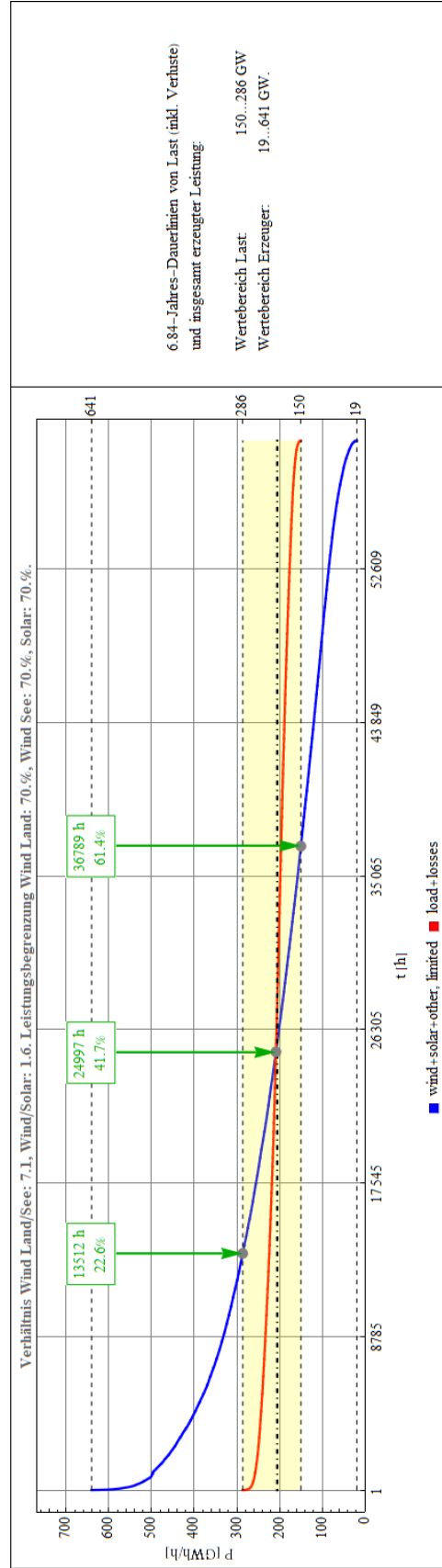


Bild 5-2: Leistungsdauerlinie elektrische Last (inkl. Verluste) und EE-Erzeuger.

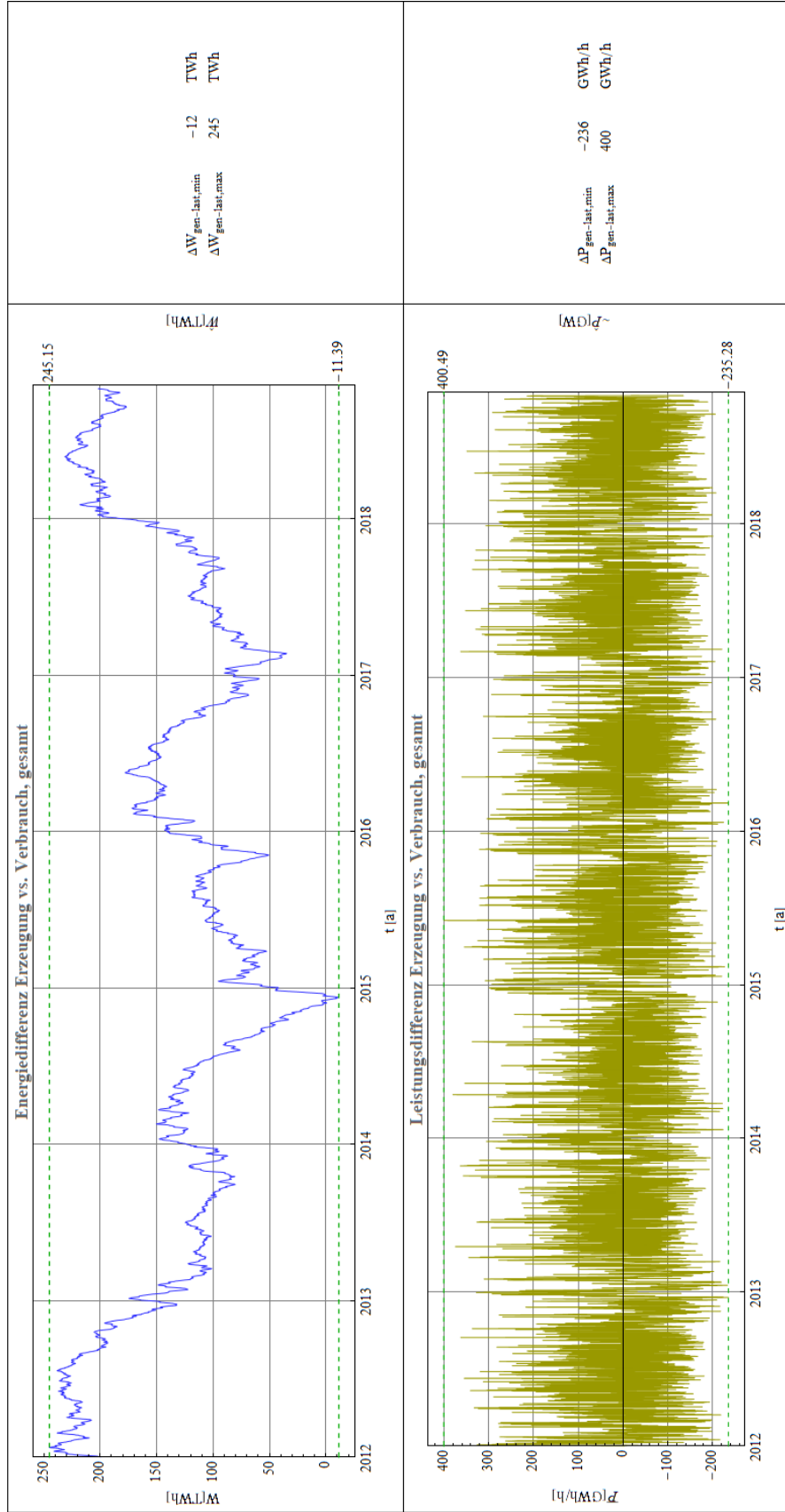


Bild 5-3: Kontrollausgabe Energiegleichgewicht. Anfangswert=Endwert.

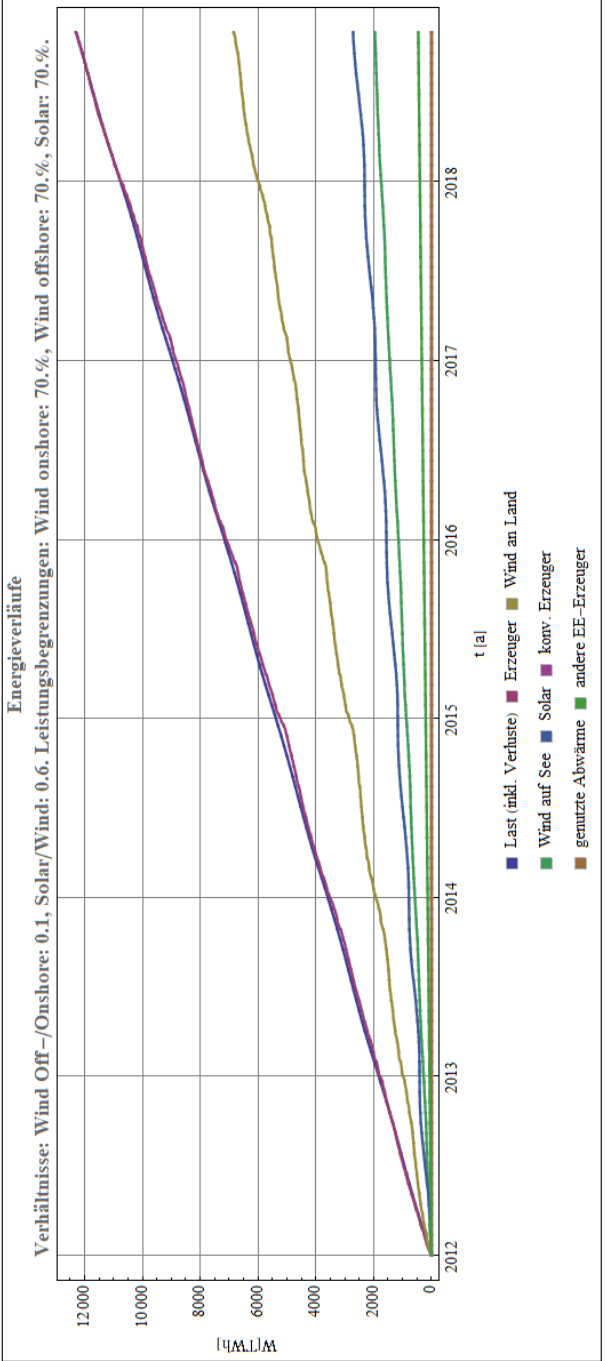
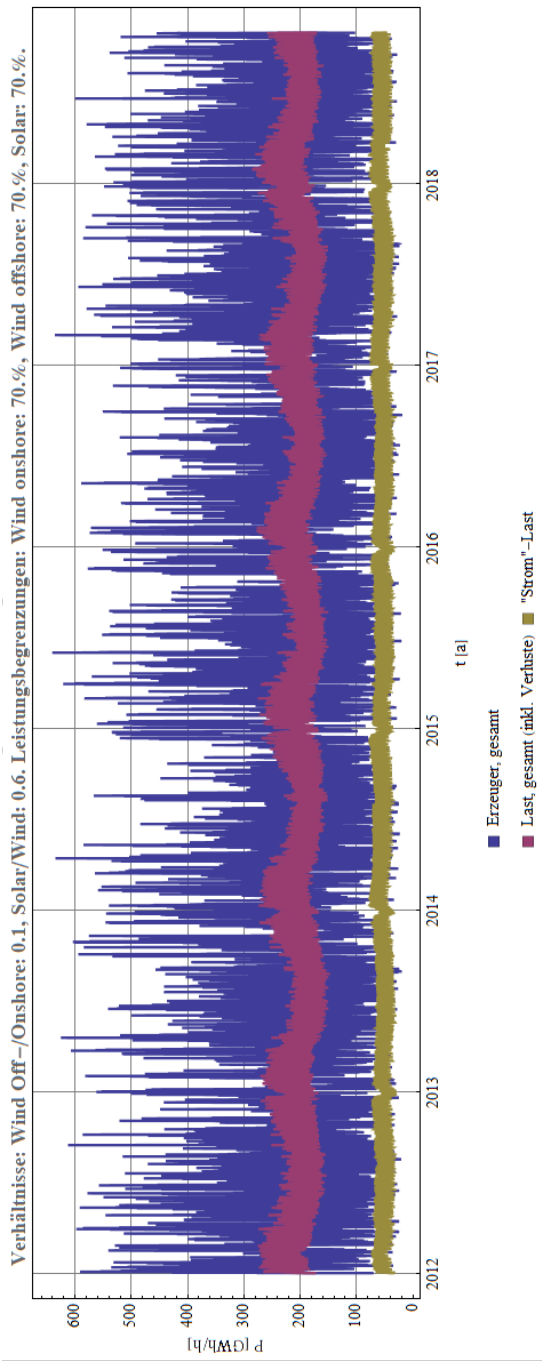


Bild 4. Energieverläufe Erzeuger und Verbraucher Anfangszeit-Endzeit

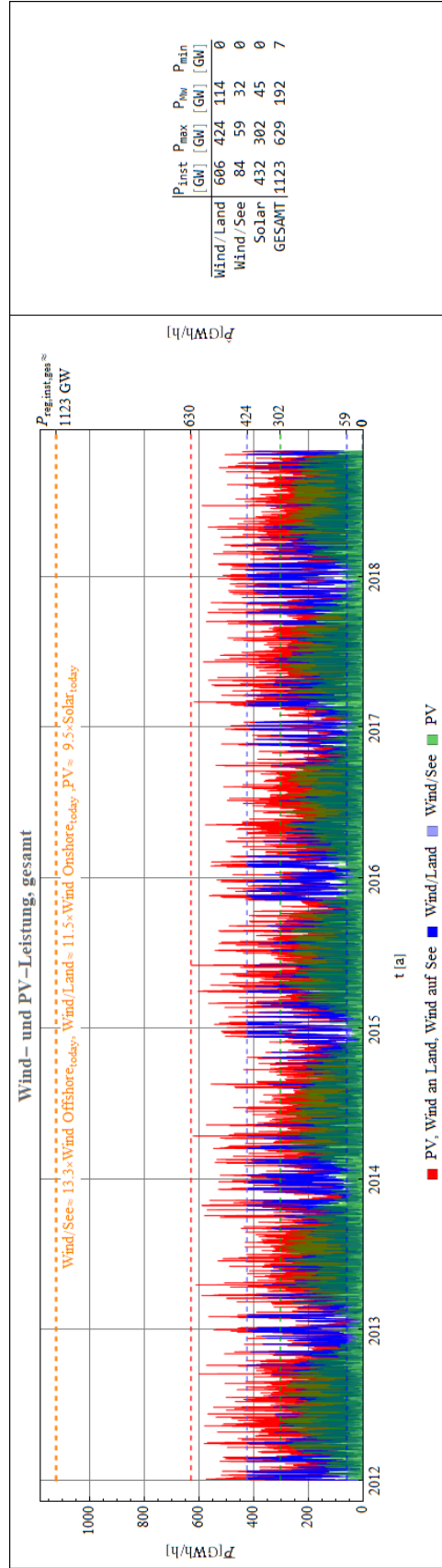


Bild 5-5: Leistungsverläufe WEA-/PV-Erzeuger, Maximalleistungen, Gesamtnennleistung.

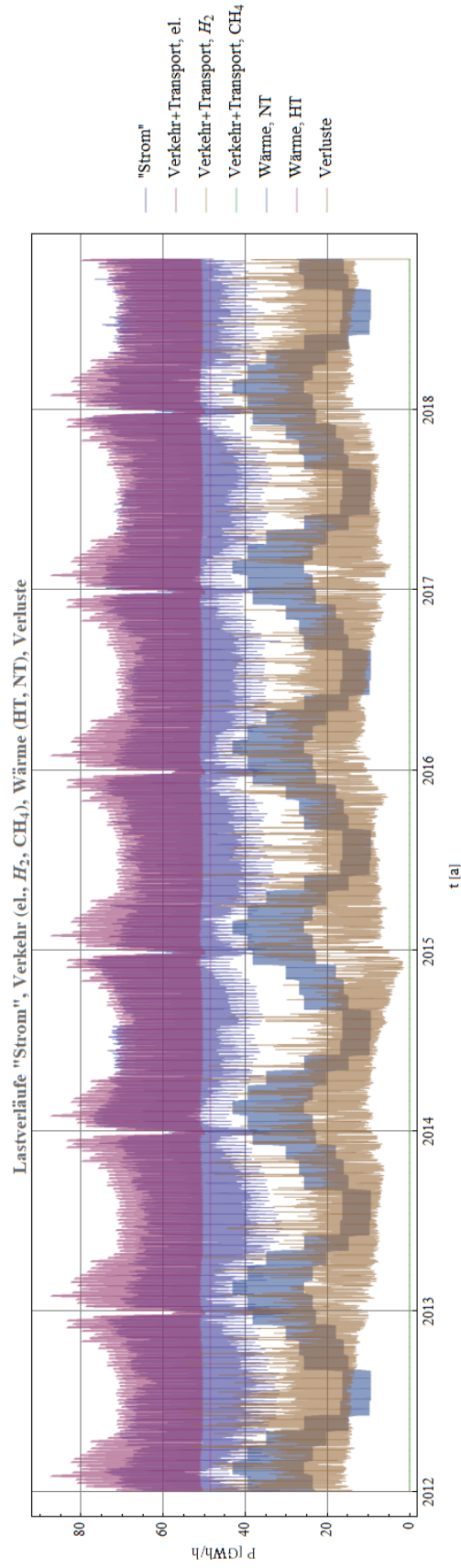


Bild 5-6: Diverse Lastverläufe.

---

## 6. Leistungs- und Energieverläufe der Energiewandler

### 6.1 Leistungs- und Energieverläufe der Energiewandler

Auf den nächsten Seiten sind in den Bildern 6.1-1 bis 6.1-17 die Leistungen und Energieverläufe sämtlicher Energiewandler des Systems dargestellt.

Sind die Verläufe identisch gleich Null, ist der entsprechende Energiewandler aufgrund der Vorgaben in der Eingabemaske nicht im Eingriff. Diese Fälle treten auf, wenn entweder die installierte Leistung des entsprechenden Energiewandlers auf 0 GW gesetzt ist, wenn bei einem oder mehreren der nachfolgenden Elementen (Speicher, Last) keine Energieaufnahme stattfindet oder wenn bei einem der vorgelagerten Elemente keine Energie erzeugt wird.



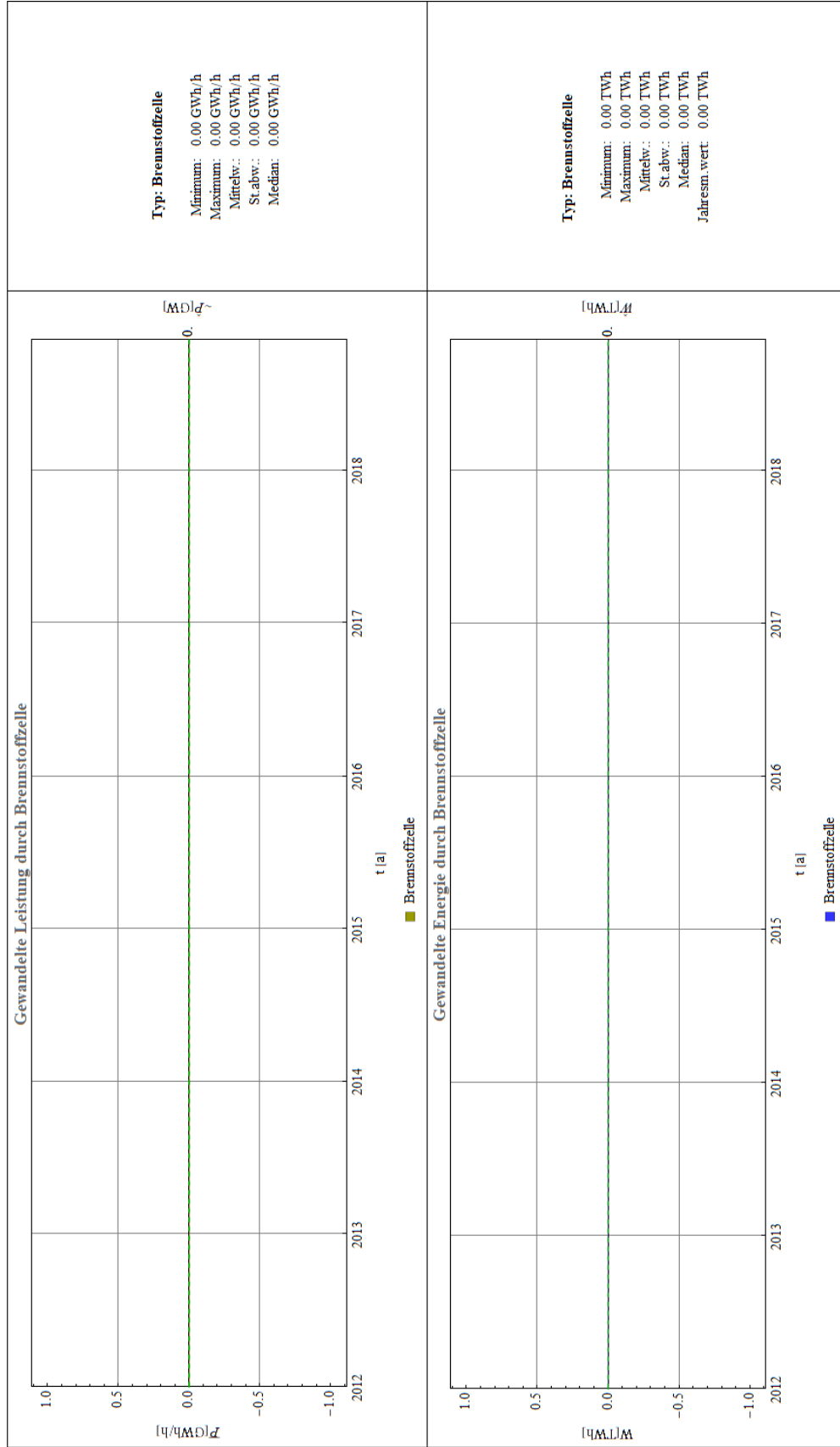


Bild 6.1-1: Leistungs-/Energieverläufe Brennstoffzellen-Anlagen.

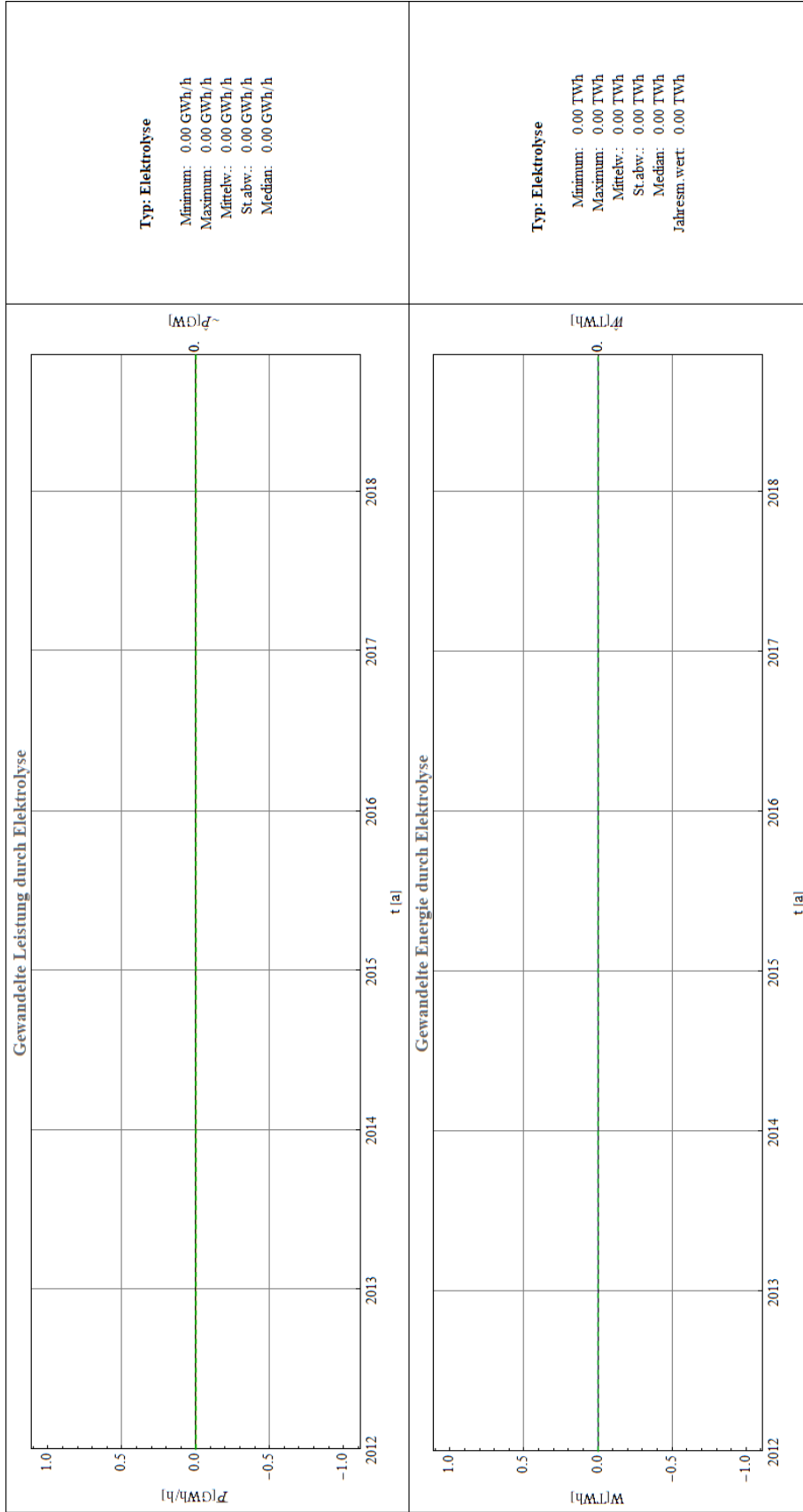


Bild 6.1-2: Leistungs-/Energieverläufe Elektrolyse-Anlagen.

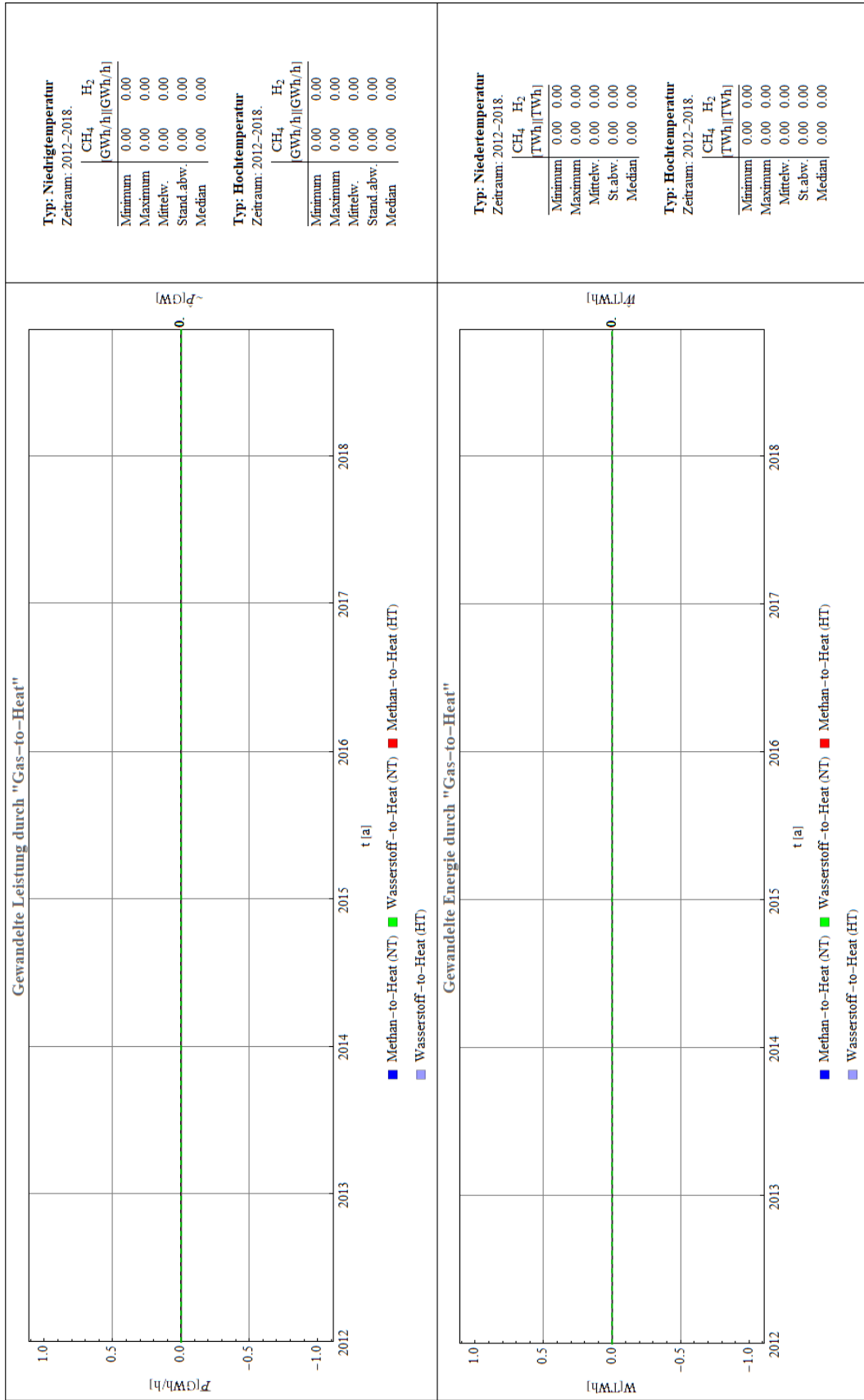


Bild 6.1-3: Leistungs-/Energieverläufe "Gas-to-Heat"-Anlagen, gesamt.

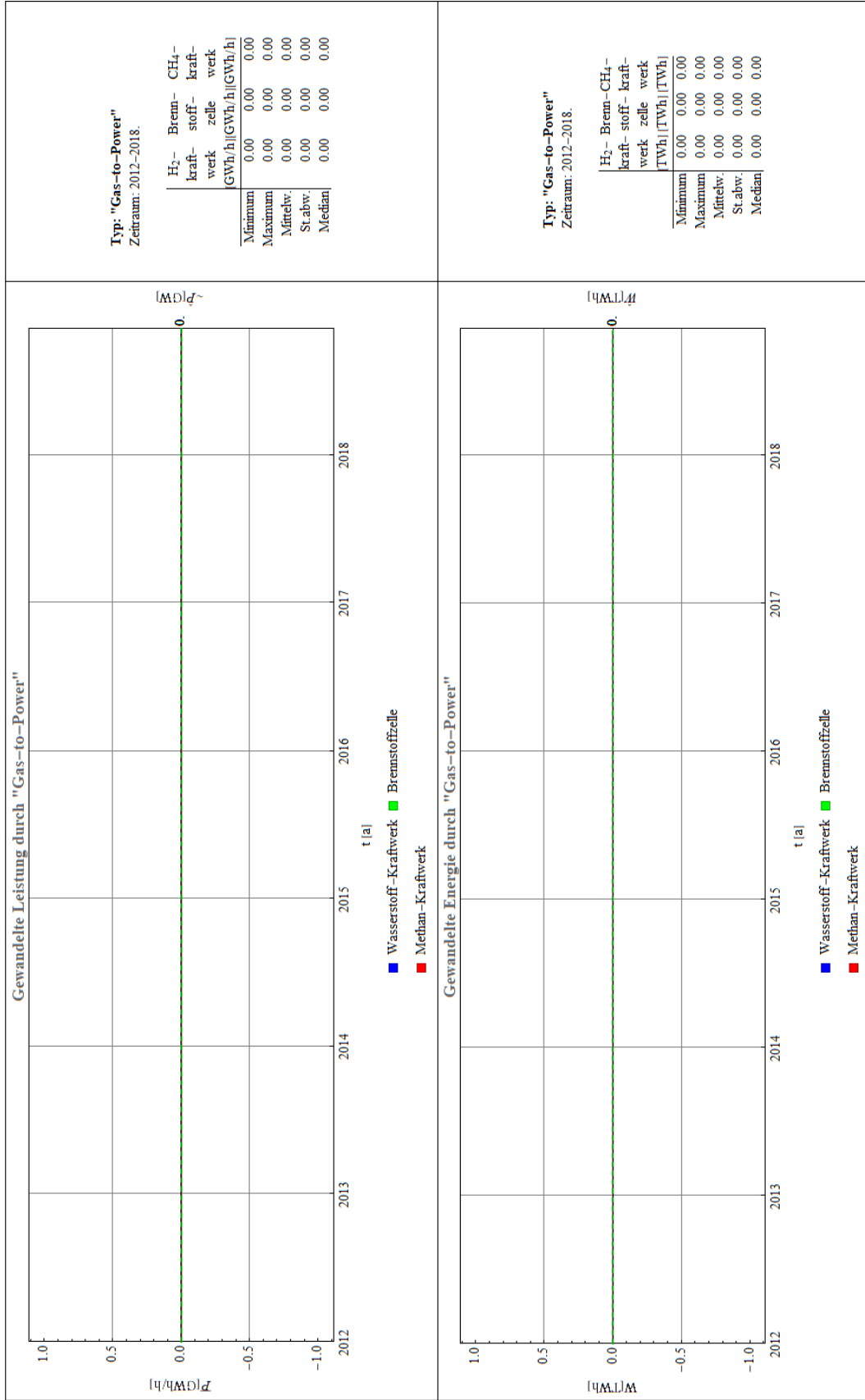


Bild 6.1-4: Leistungs-/Energieverläufe "Gas-to-Power"-Anlagen, gesamt.

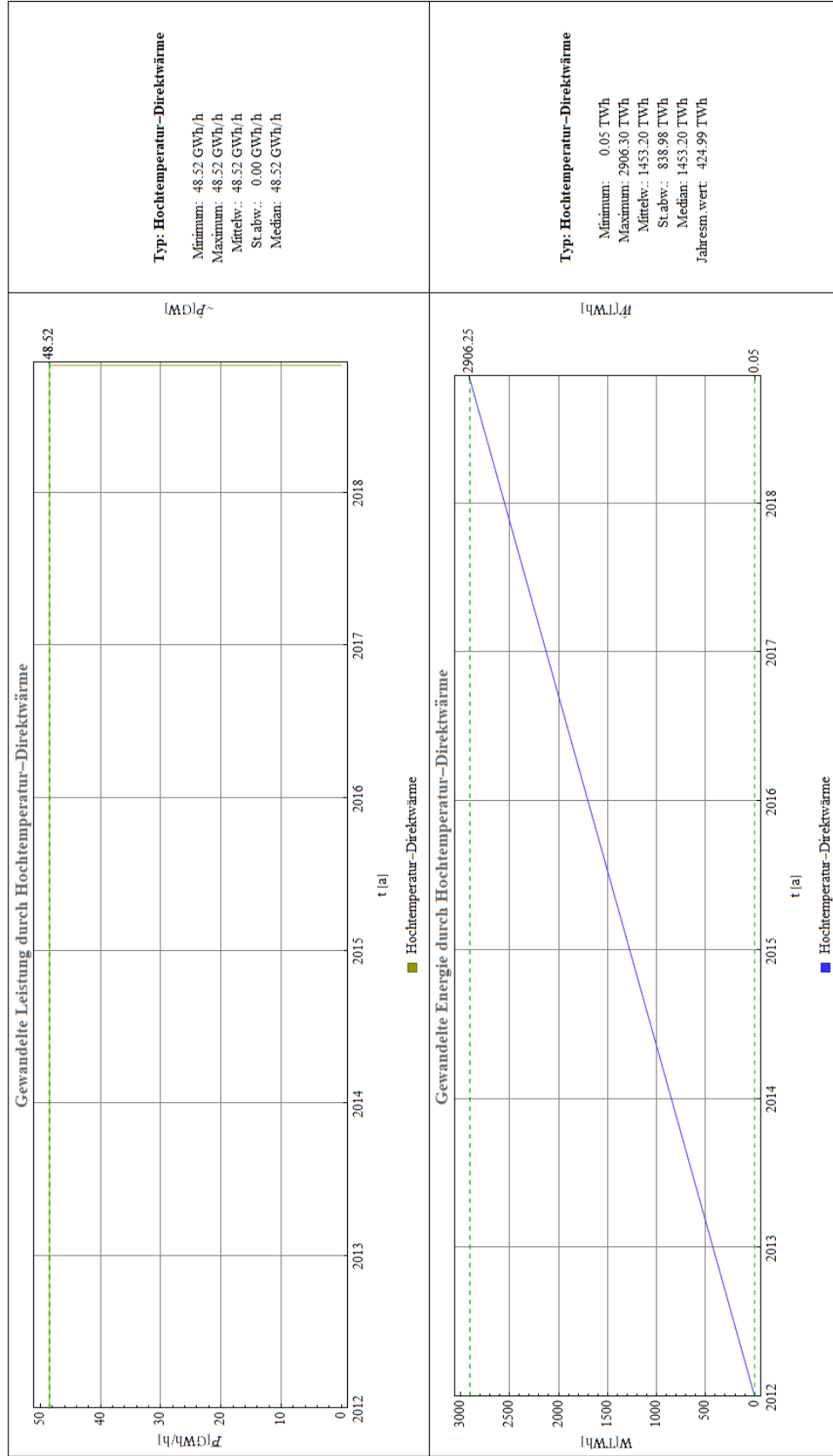


Bild 6.1-5: Leistungs-/Energieverläufe Direktwärmeanlagen (HT).

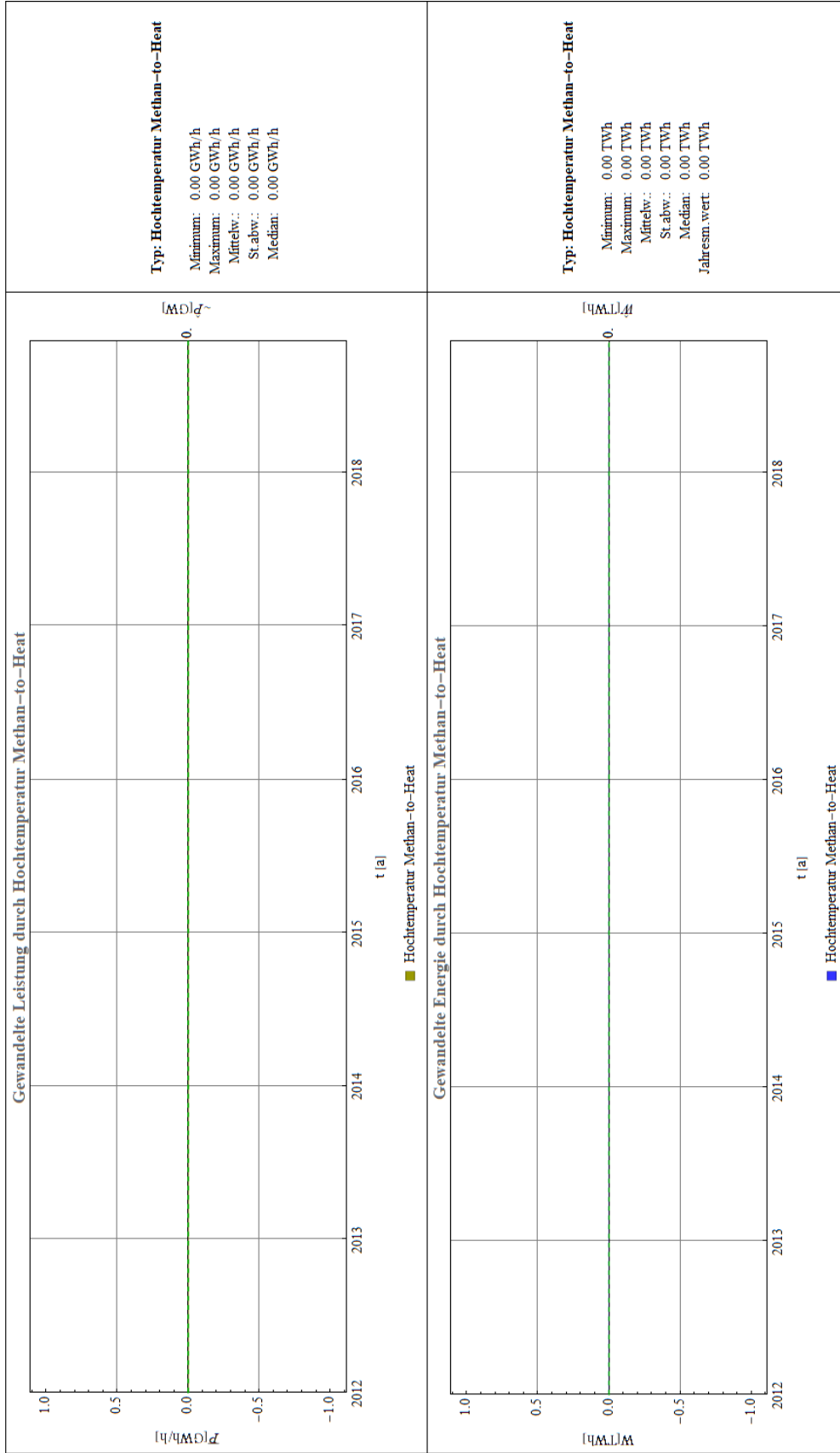


Bild 6.1-6: Leistungs-/Energieverläufe "CH4-to-Heat"-Anlagen (HT).

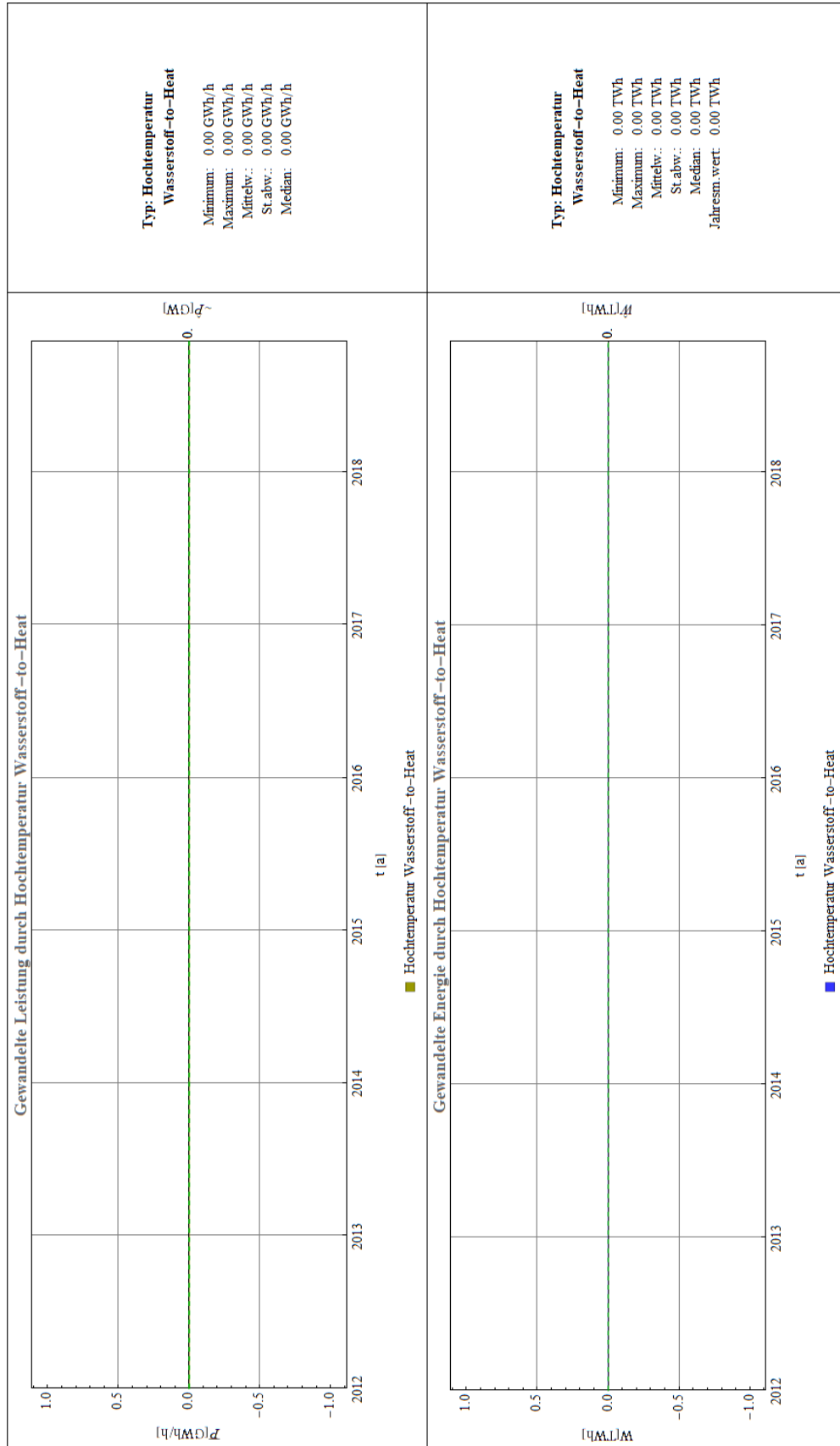


Bild 6.1-7: Leistungs-/Energieverläufe "H2-to-Heat"-Anlagen (HT).

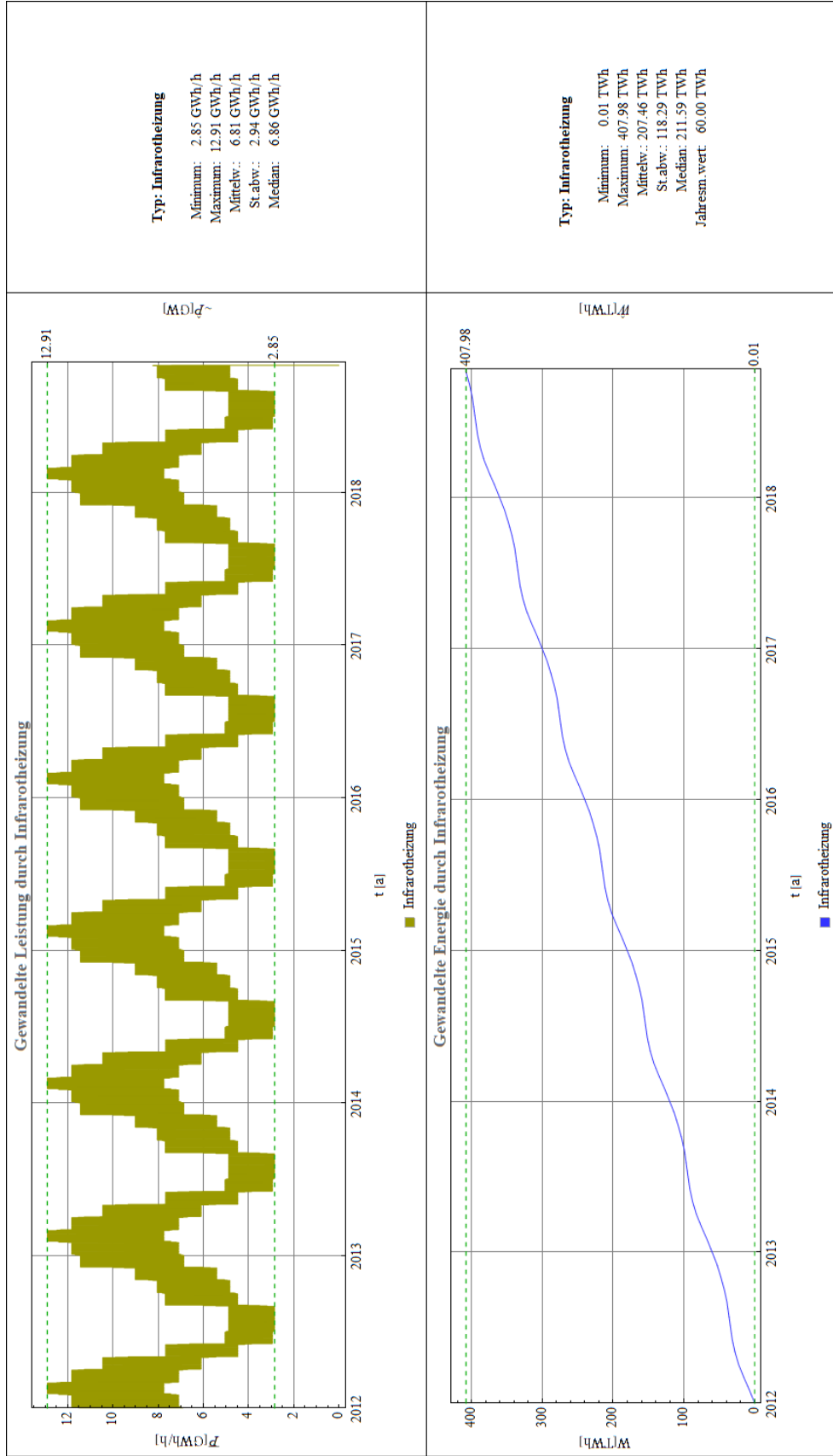


Bild 6.1–8: Leistungs-/Energieverläufe Infrarot-Heizungen.



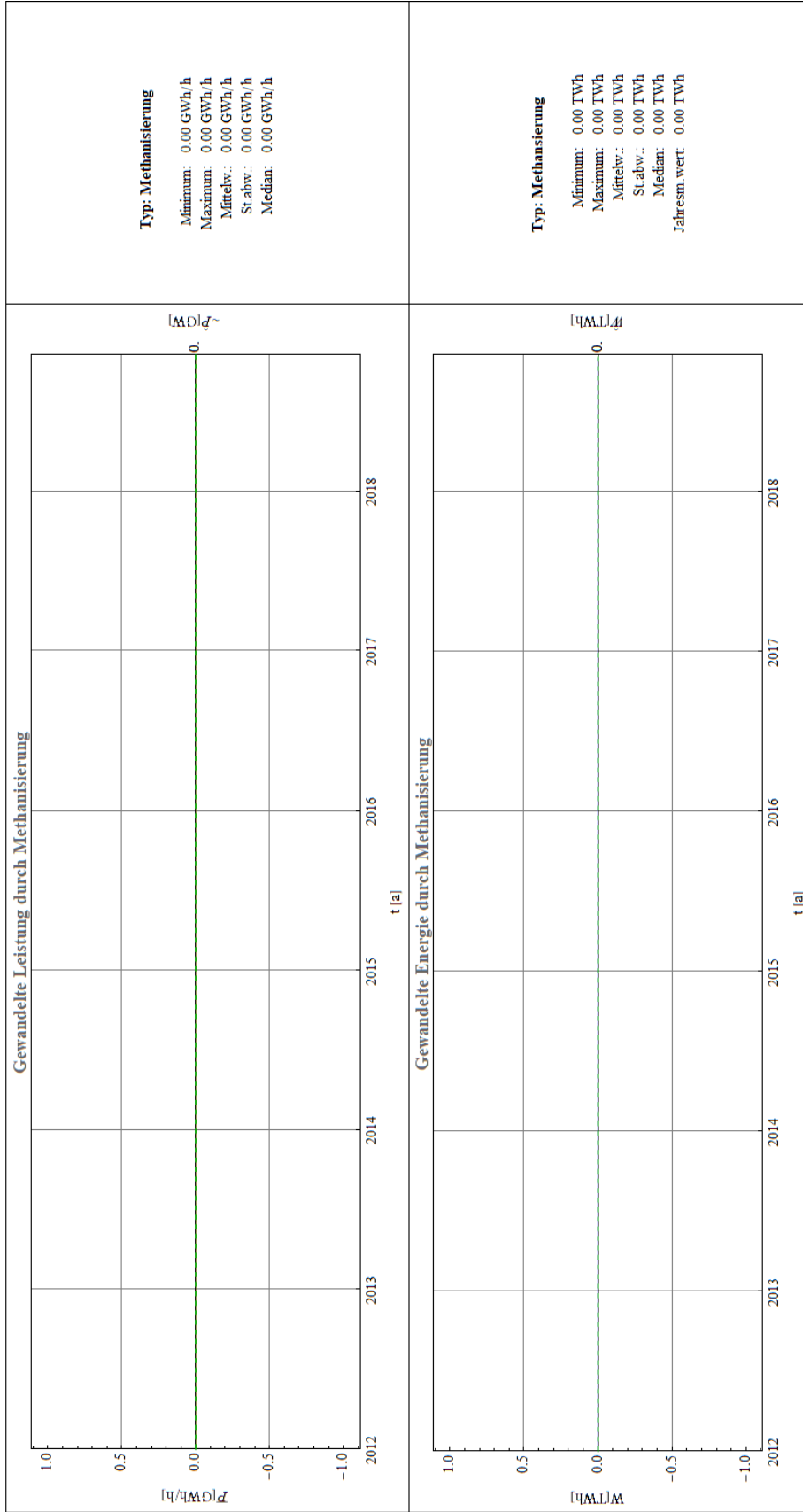


Bild 6.1-9: Leistungs-/Energieverläufe Methanisierung.

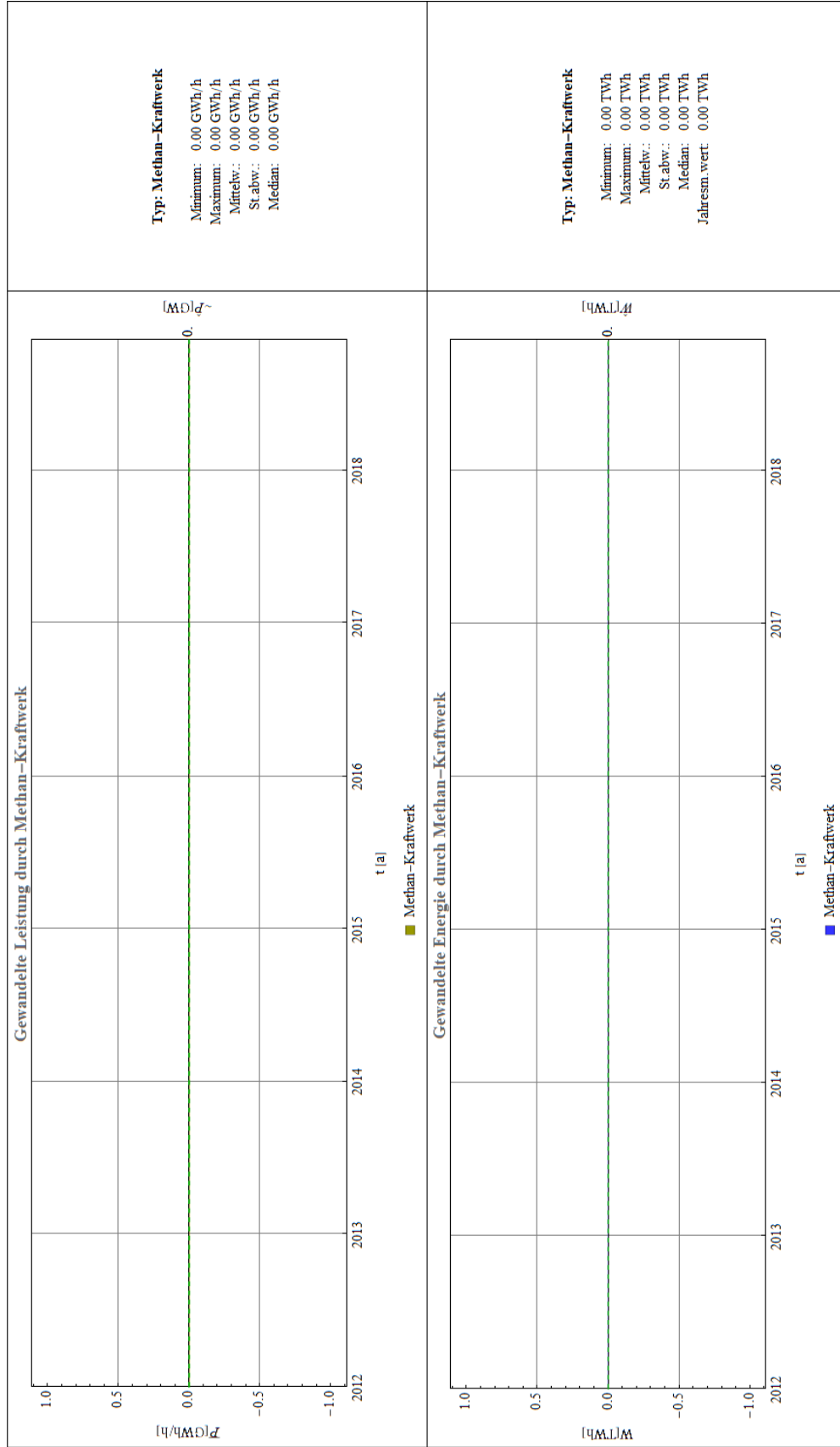


Bild 6.1-10: Leistungs-/Energieverläufe CH4-Gaskraftwerke.

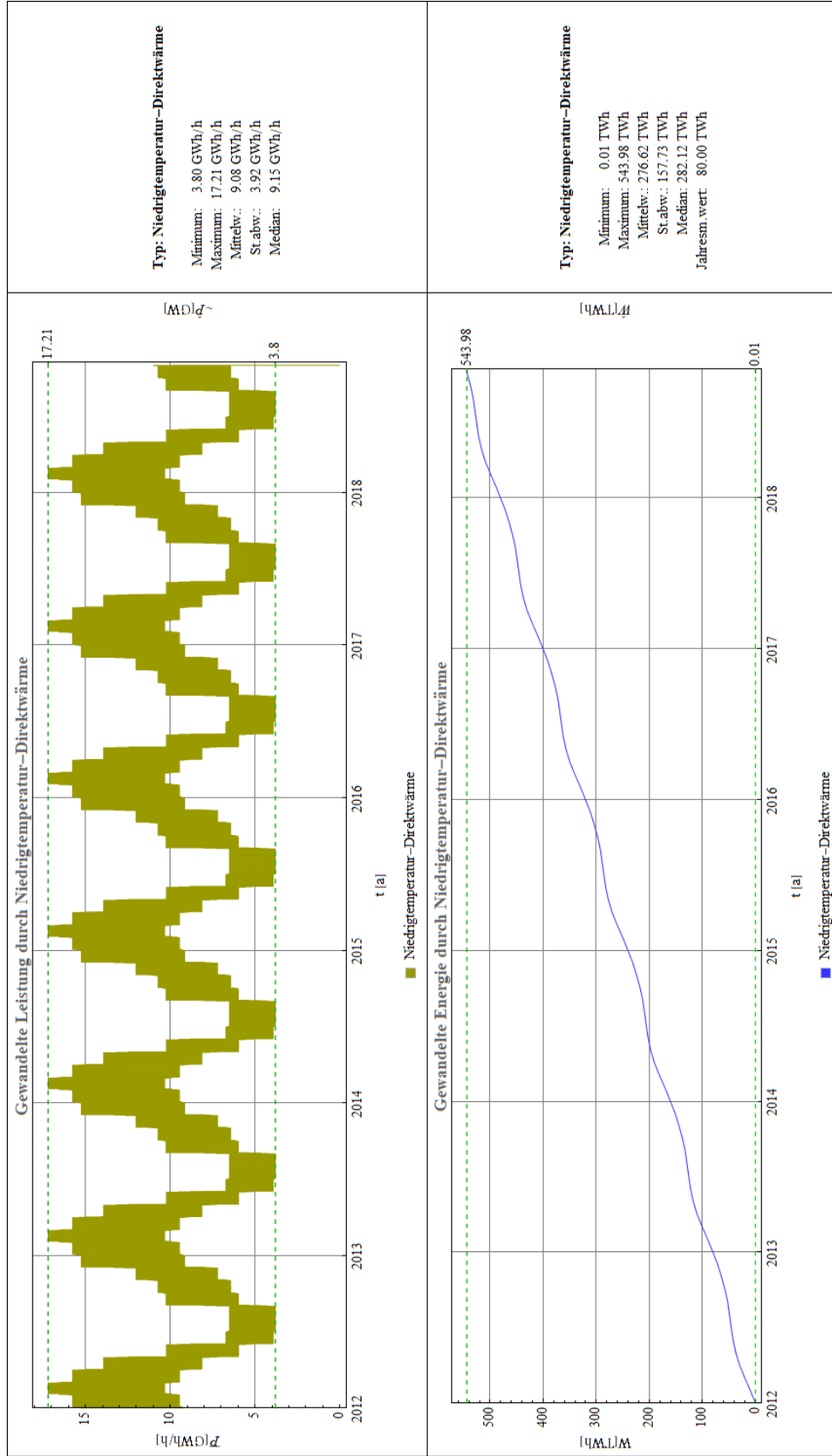


Bild 6.1-11: Leistungs-/Energieverläufe Direktwärmeanlagen (NT).

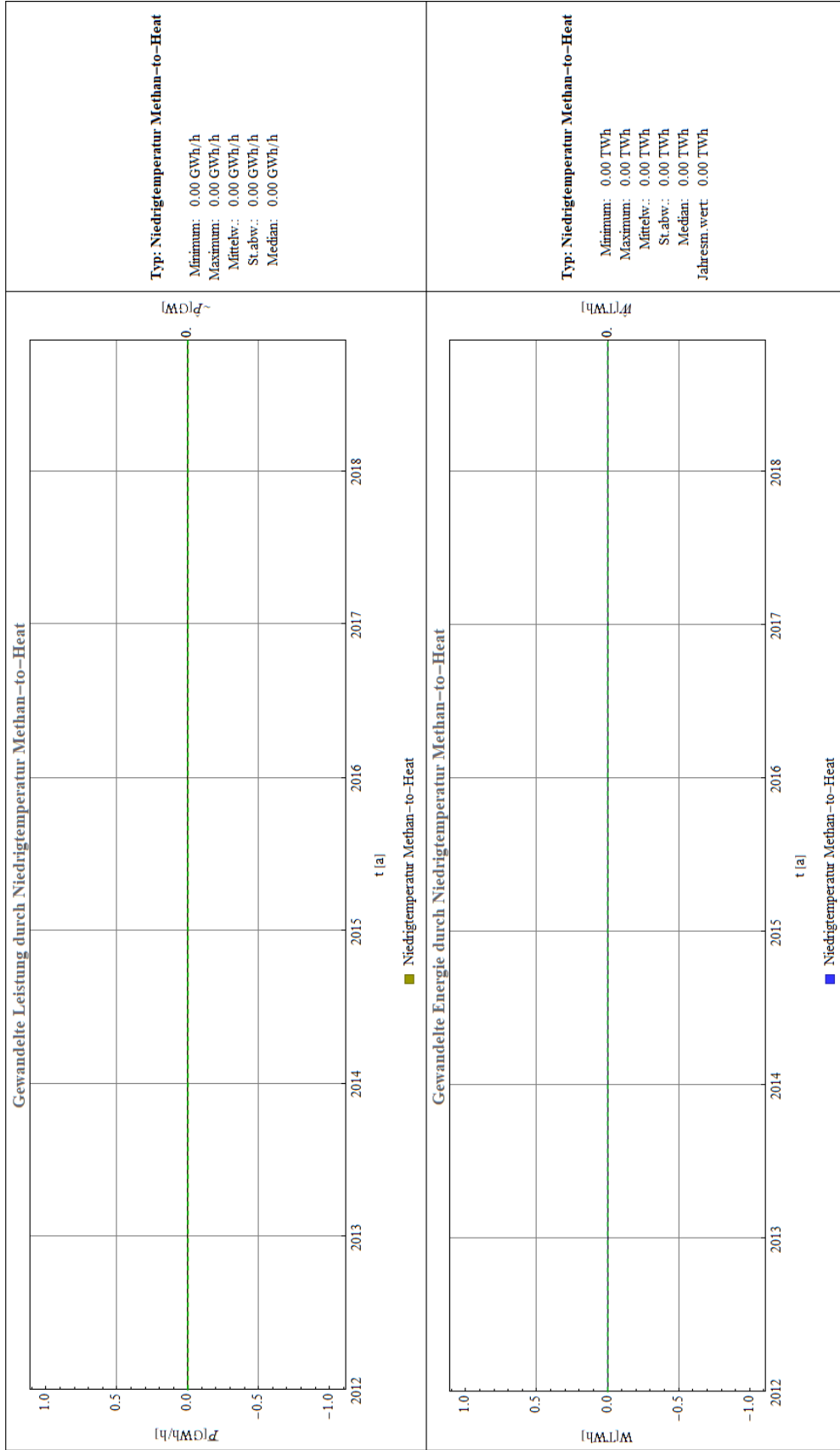


Bild 6.1-12: Leistungs-/Energieverläufe "CH4-to-Heat" -Anlagen (NT).

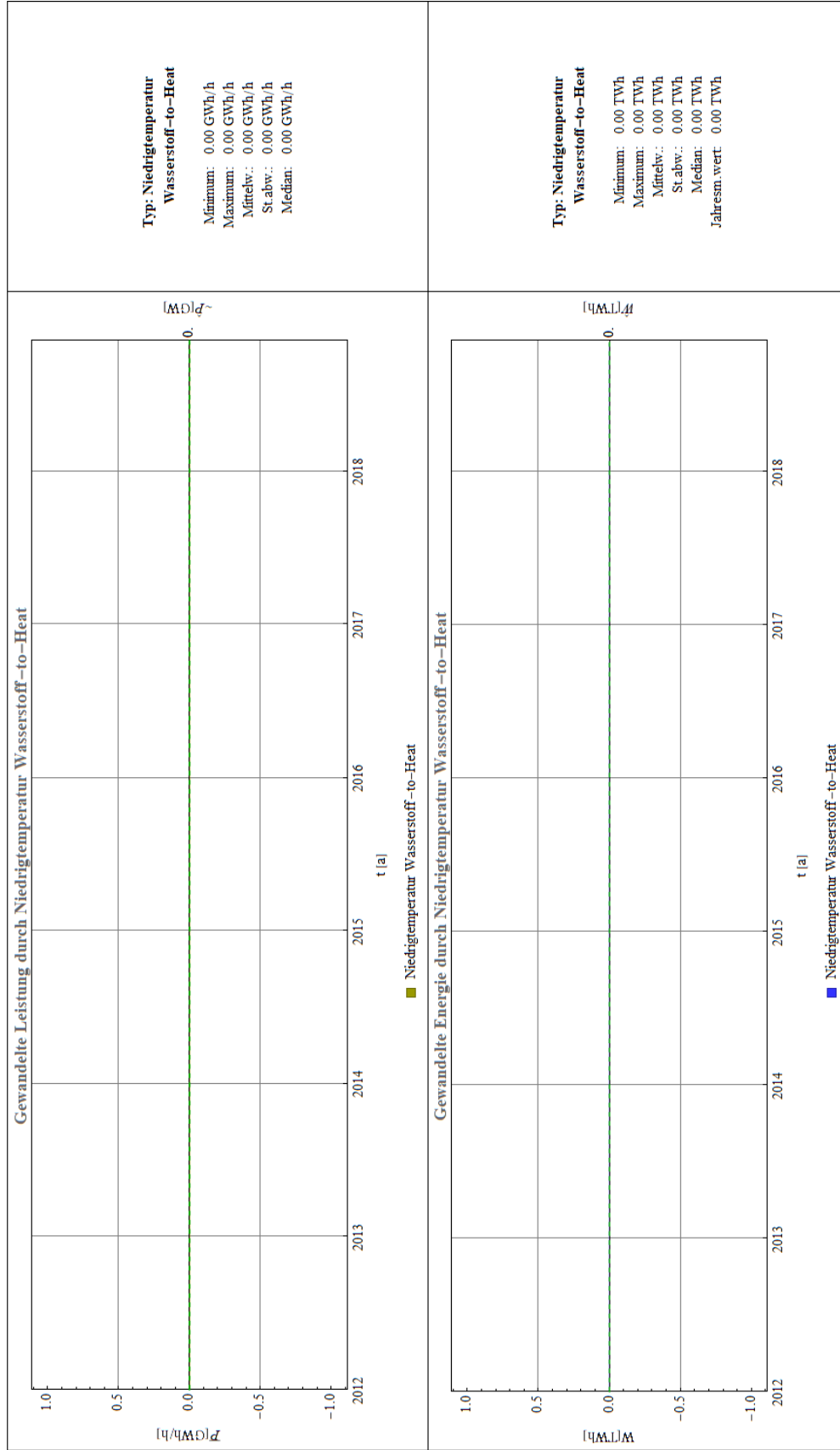


Bild 6.1-13: Leistungs-/Energieverläufe "H2-to-Heat"-Anlagen (NT).

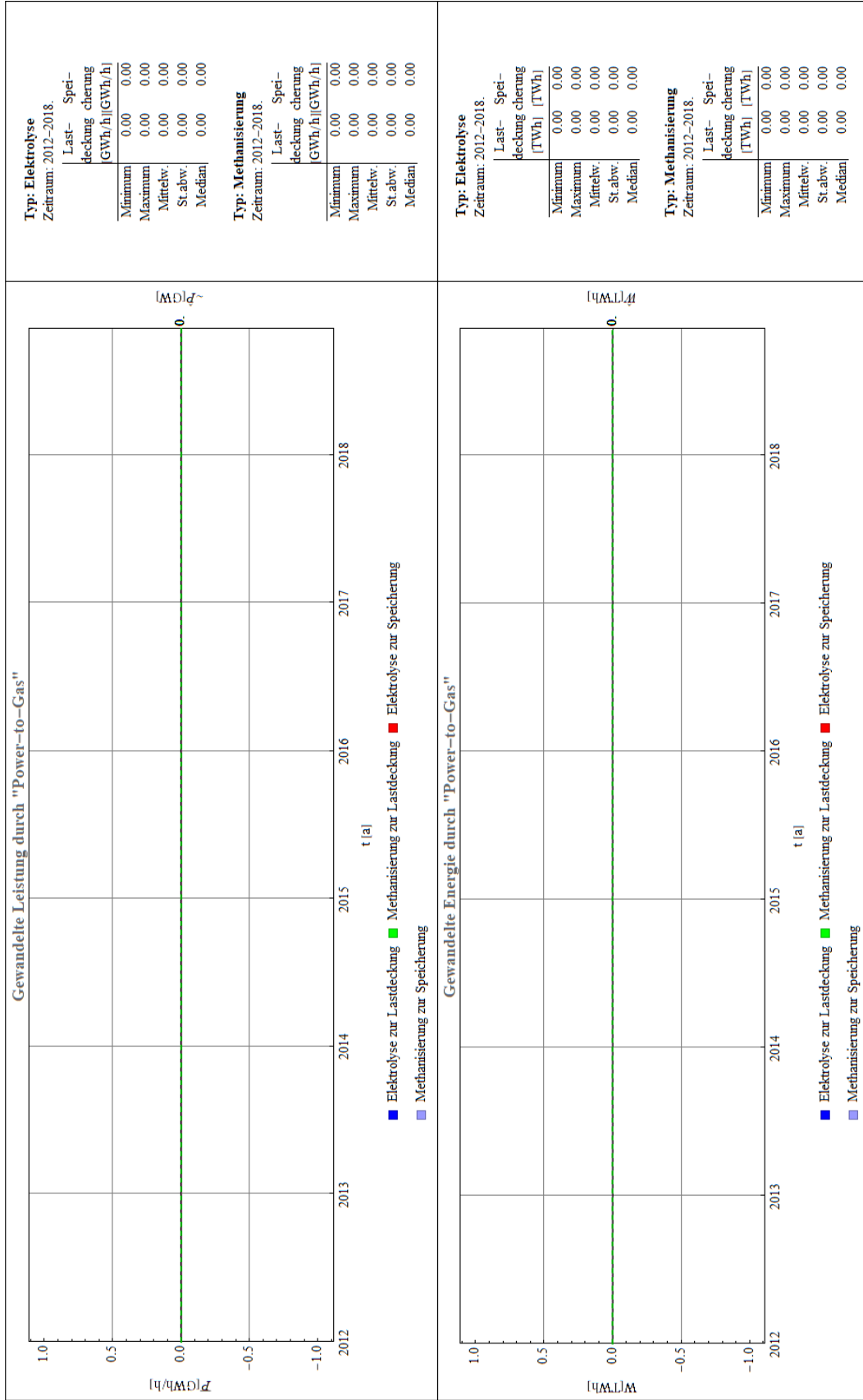


Bild 6.1 – 14: Überblick Leistungs-/Energieverläufe "Power-to-Gas"-Anlagen (P2G).

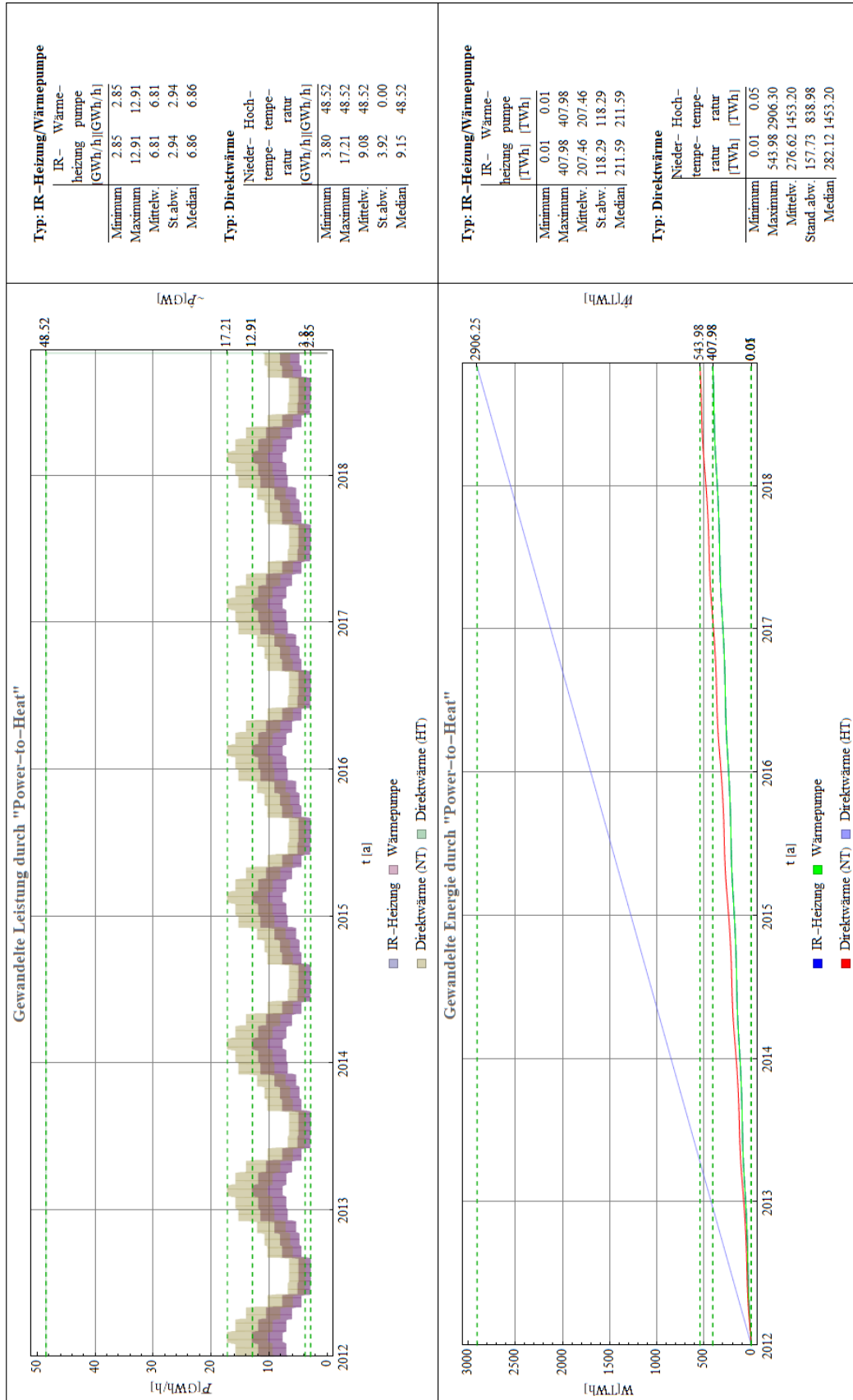


Bild 6.1-15: Überblick Leistungs-/Energieverläufe "Power-to-Heat" –Anlagen (P2H).

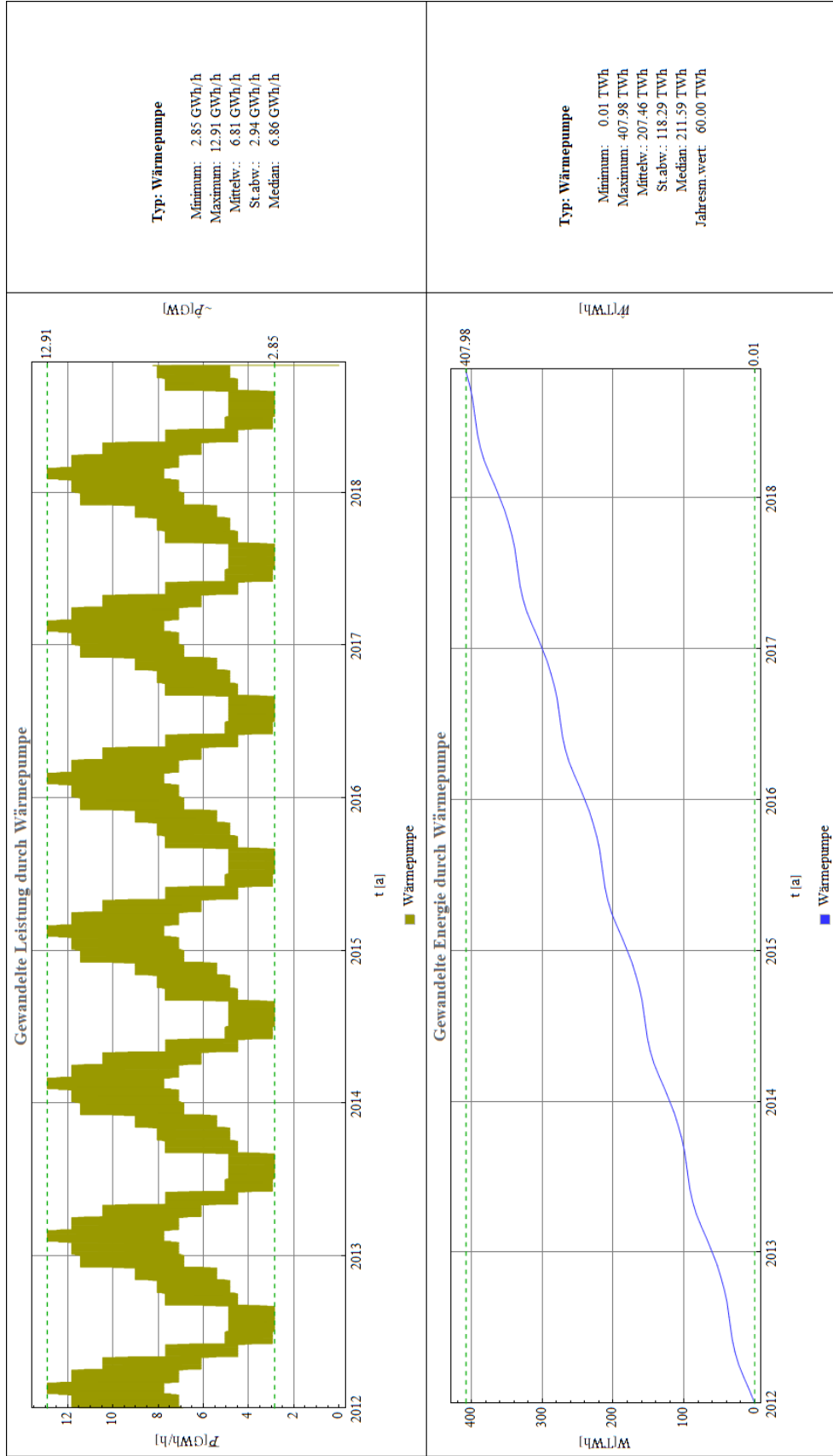


Bild 6.1–16: Leistungs-/Energieverläufe Wärmepumpen-Anlagen.



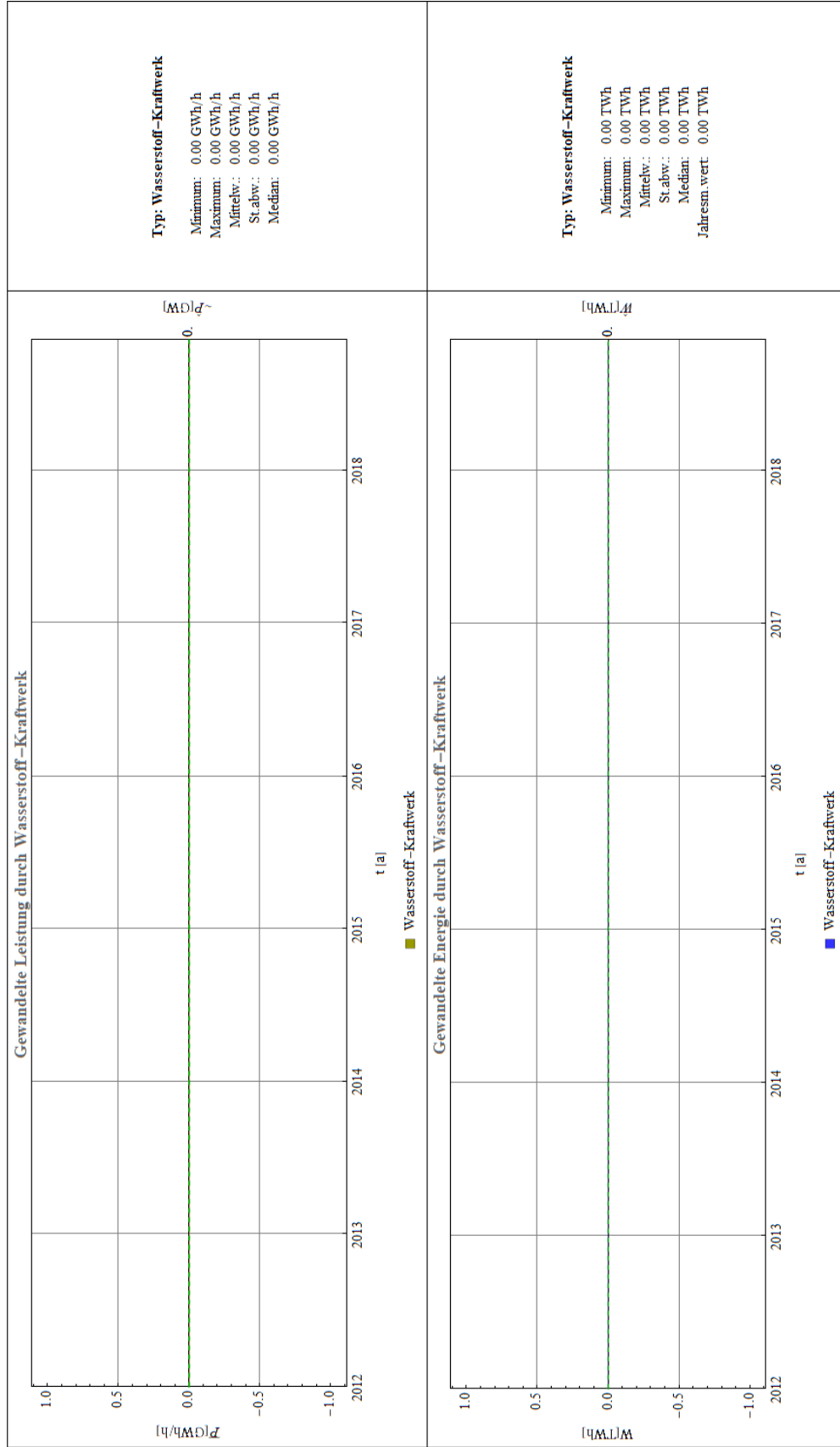


Bild 6.1-17: Leistungs-/Energieverläufe H2-Gaskraftwerke.

## 6.2 Leistungs- und Energieverläufe von Import und Export

In den Bildern 6.2-1 bis 6.2-4 sind auf den folgenden Seiten die Leistungen und Energieverläufe sämtlicher betrachteter Import- und Export-Prozesse dargestellt. Während Strom sowohl importiert als auch exportiert werden kann, werden Gase nur importiert. Aus Sicht der Programmierer macht es keinen (wirtschaftlichen) Sinn, in Deutschland erzeugte regenerative Energien in Form von Gas ins Ausland zu exportieren. Stromim- und -export dienen lediglich zum Ausgleich von aus Speichern nicht abdeckbaren Differenzen zwischen Erzeuger- und Verbraucherleistung.

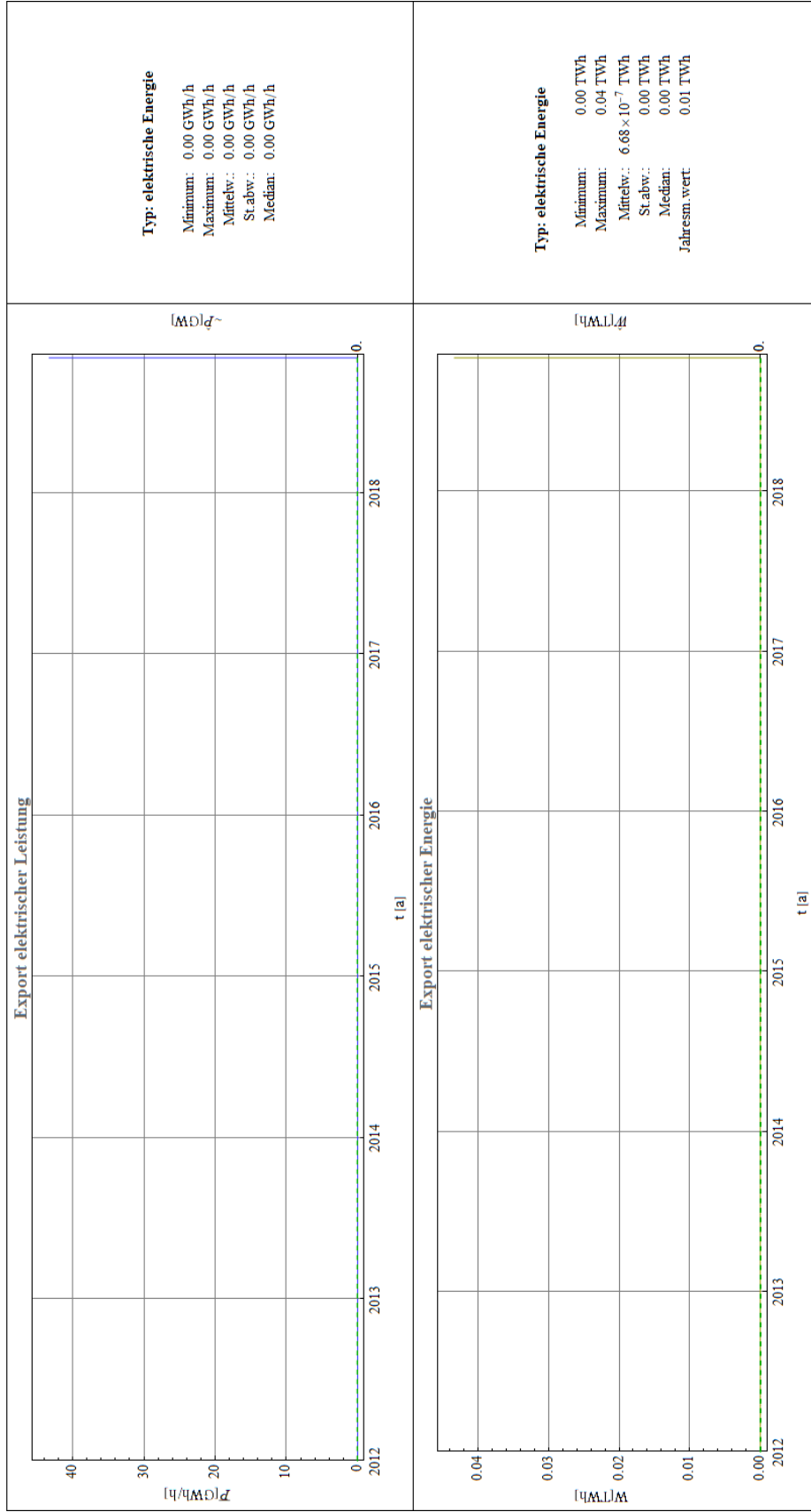


Bild 6.2-1: Leistungs-/Energieverläufe Stromexport.

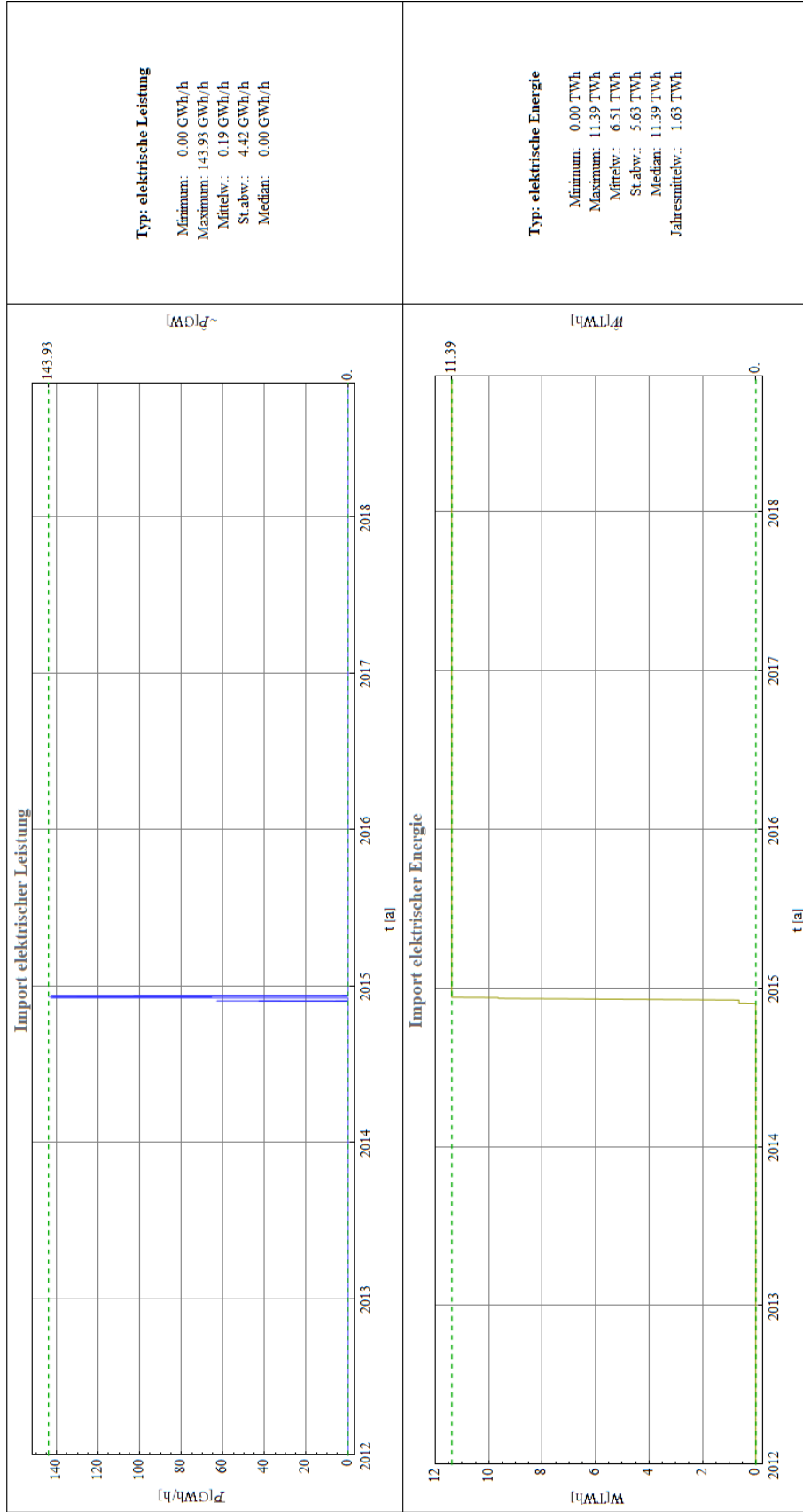


Bild 6.2-2: Leistungs- /Energieverläufe Stromimport.

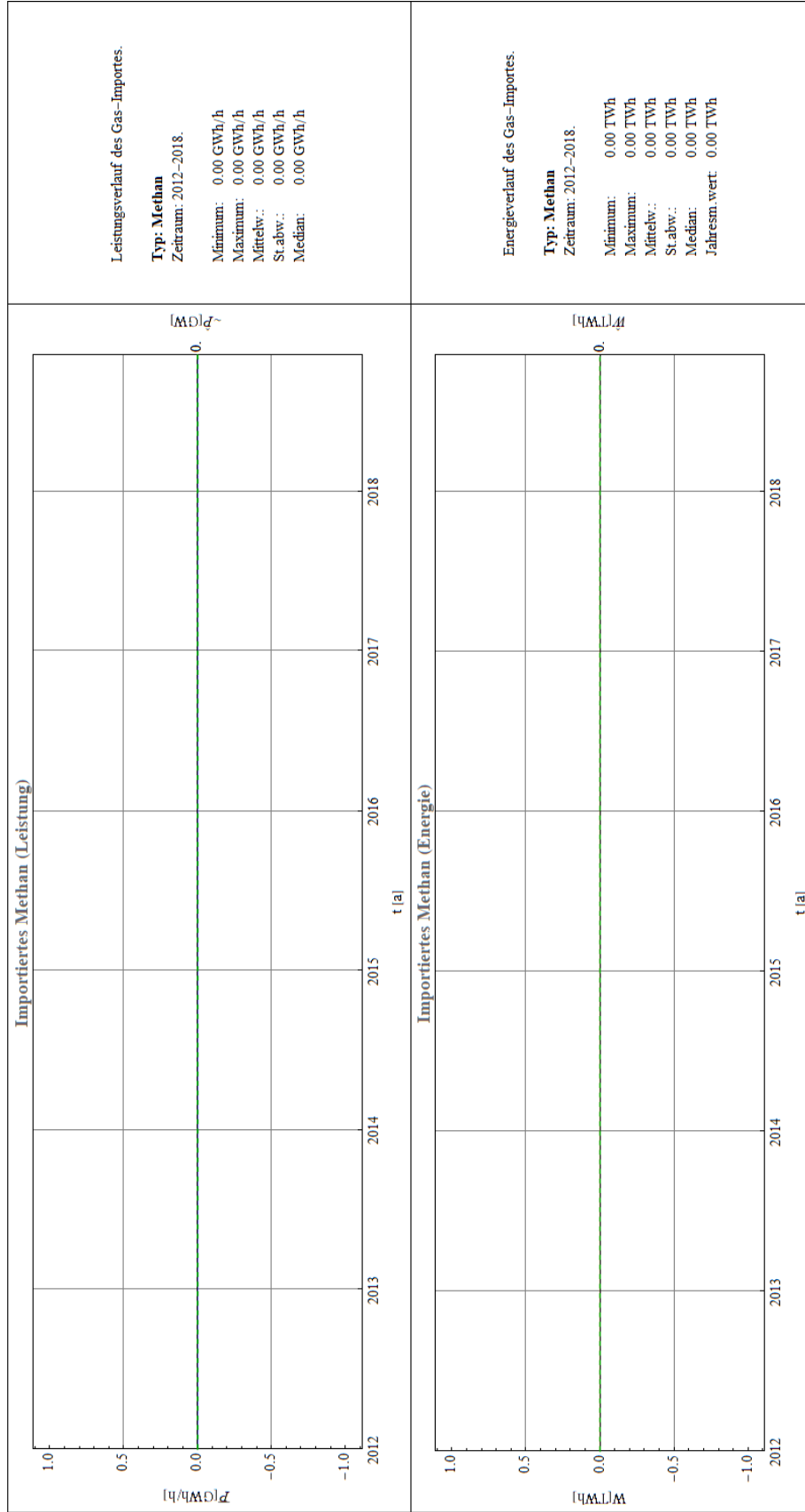


Bild 6.2-3: Leistungs-/Energieverläufe CH4-Import.

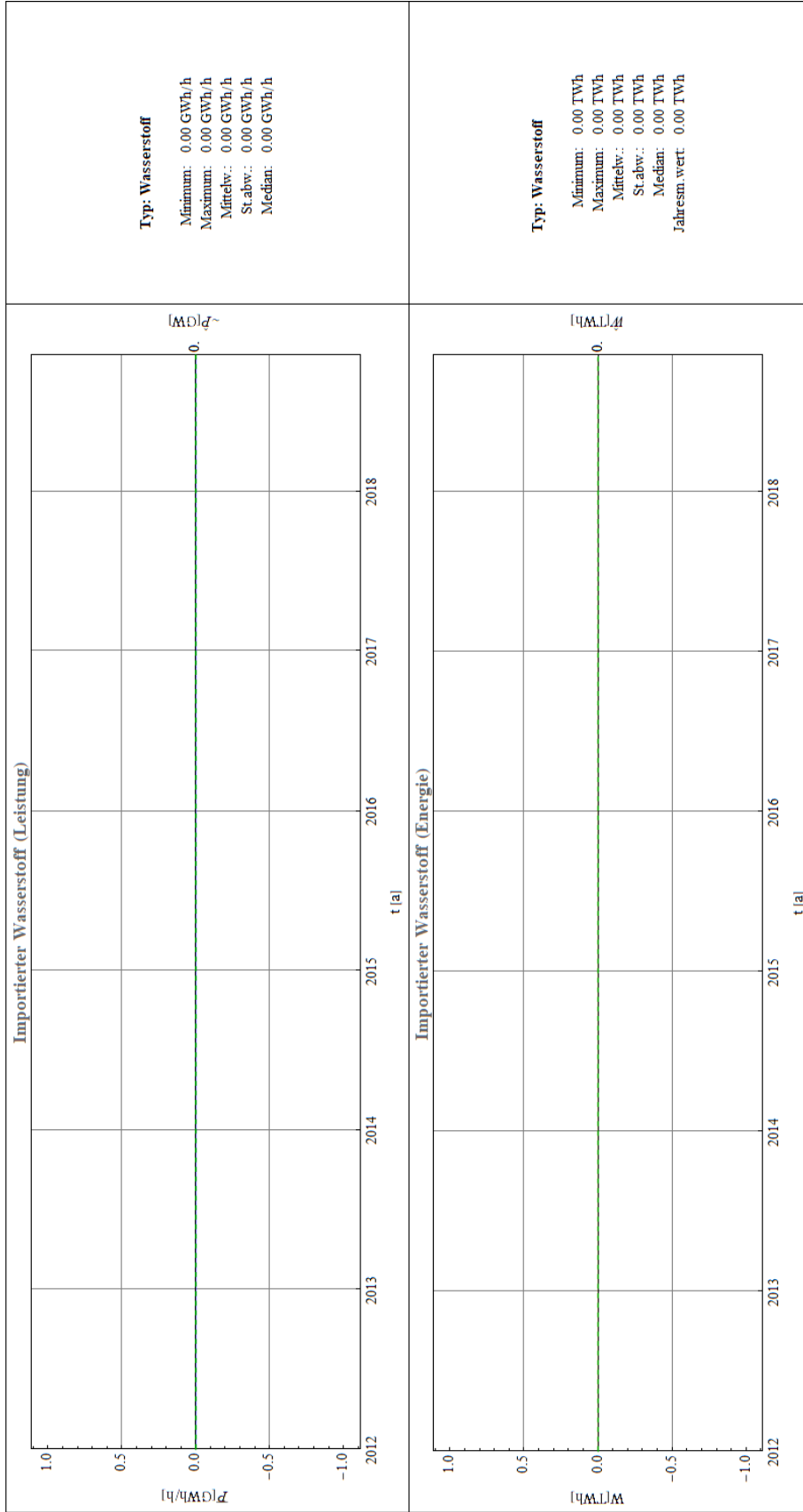


Bild 6.2-4: Leistungs-/Energieverläufe H2-Import.

### 6.3 Leistungs- und Energieverläufe von Speichern

In den Bildern 6.3-1 bis 6.3-17 auf den folgenden Seiten sind die Leistungen und Energieverläufe sämtlicher Speicher des Systems dargestellt.

Sind die Verläufe identisch gleich Null, ist der entsprechende Energiewandler aufgrund der Vorgaben in der Eingabemaske nicht im Eingriff. Diese Fälle treten auf, wenn entweder die installierte Leistung des entsprechenden Energiewandlers auf 0 GW gesetzt ist, wenn bei einem oder mehreren der nachfolgenden Elementen (Speicher, Last) keine Energieaufnahme stattfindet oder wenn bei einem der vorgelagerten Elemente keine oder zu wenig Energie erzeugt wird.

Sind die Energiespeicher zu Beginn auf einen Anfangsenergie geladen und reicht die Energieerzeugung fortlaufend nicht zur Lastdeckung aus, werden zunächst die Speicher entladen und im weiteren Verlauf die fehlende Energie in Form von in den Gasen  $H_2$  und/oder  $CH_4$  chemisch gespeicherter Energie importiert.

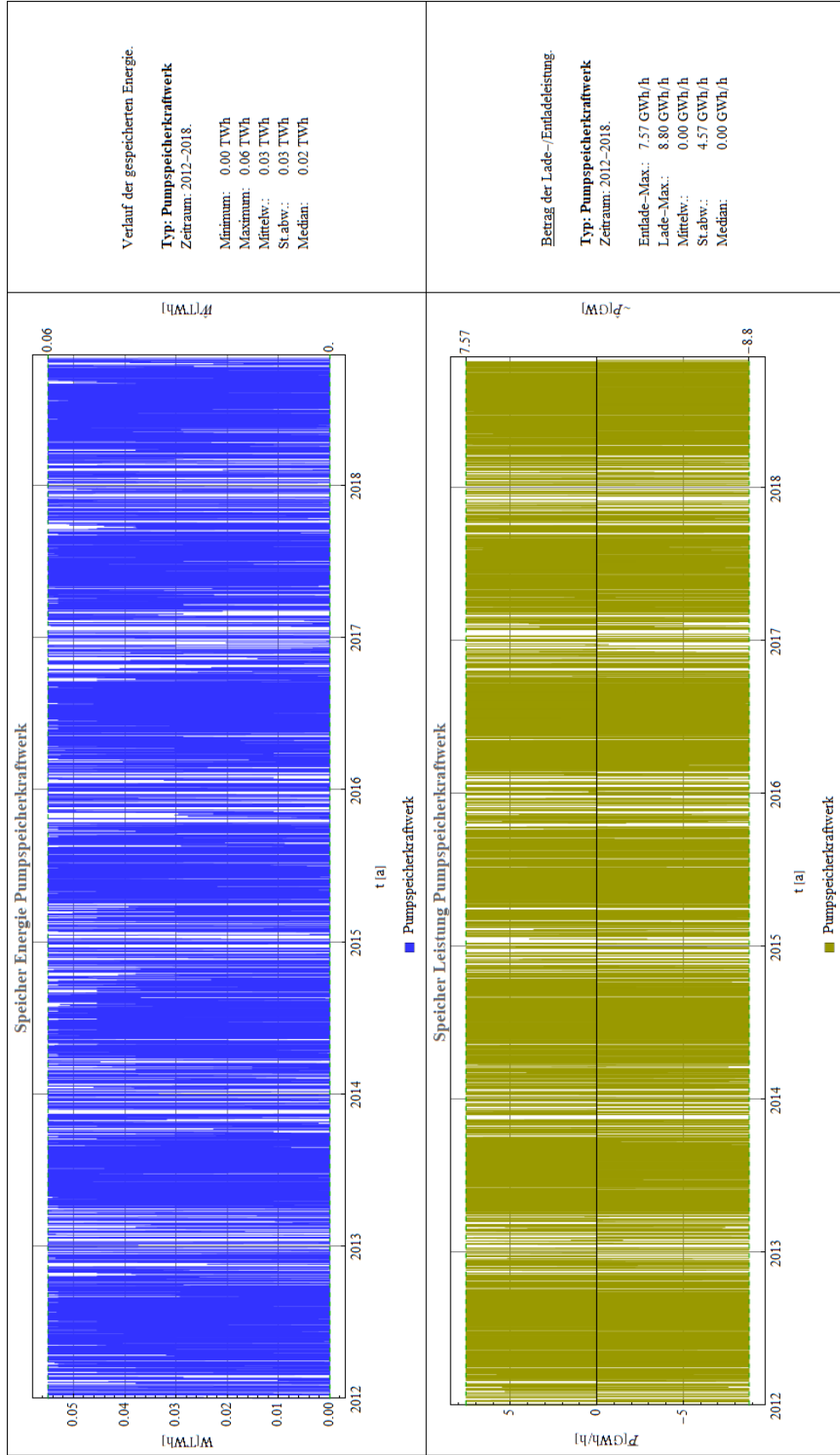


Bild 6.3–1: Leistungs- und Energieverläufe Pumpspeicherkraftwerk.



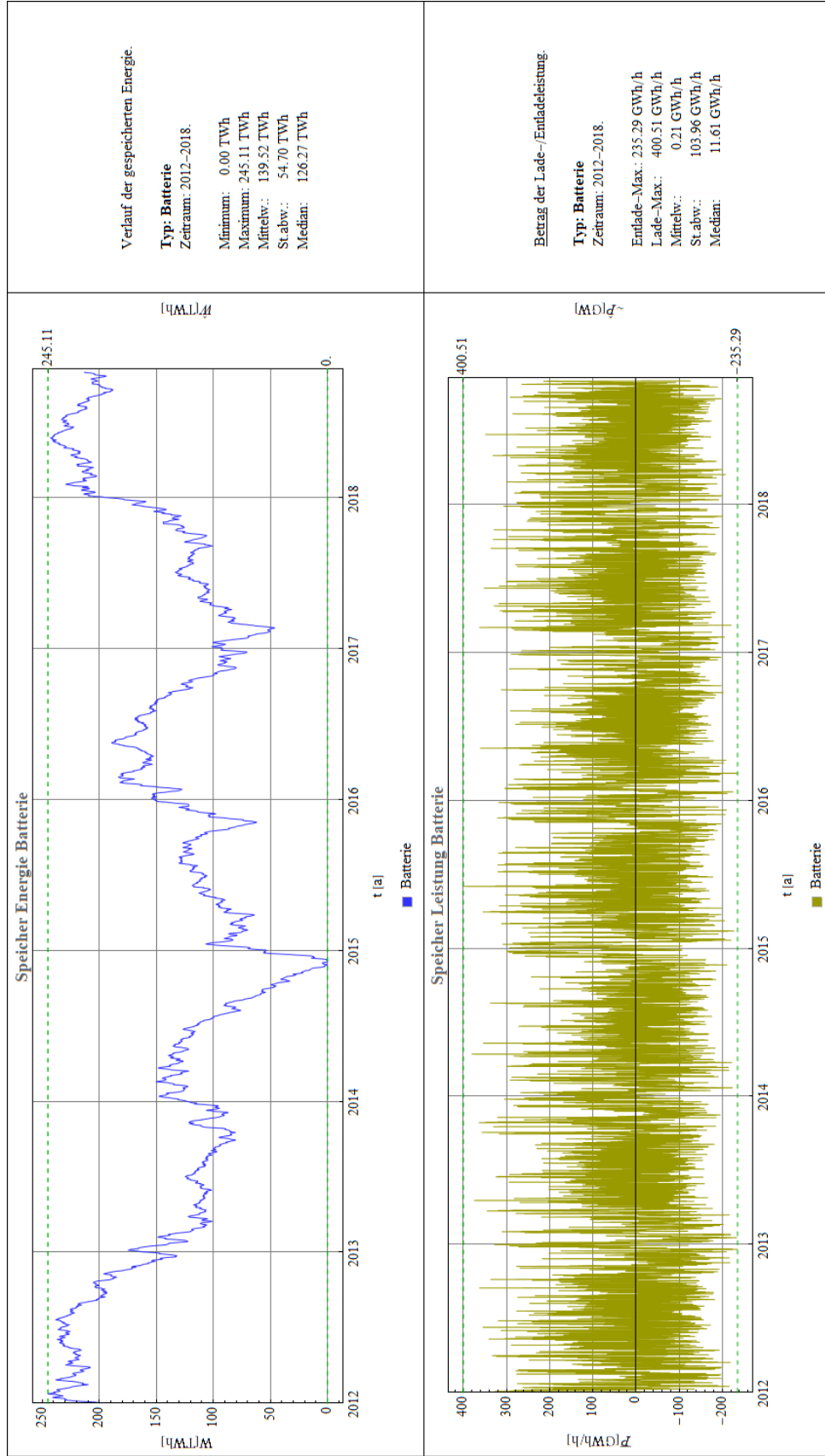


Bild 6.3–2: Leistungs- und Energieverläufe Batterie.

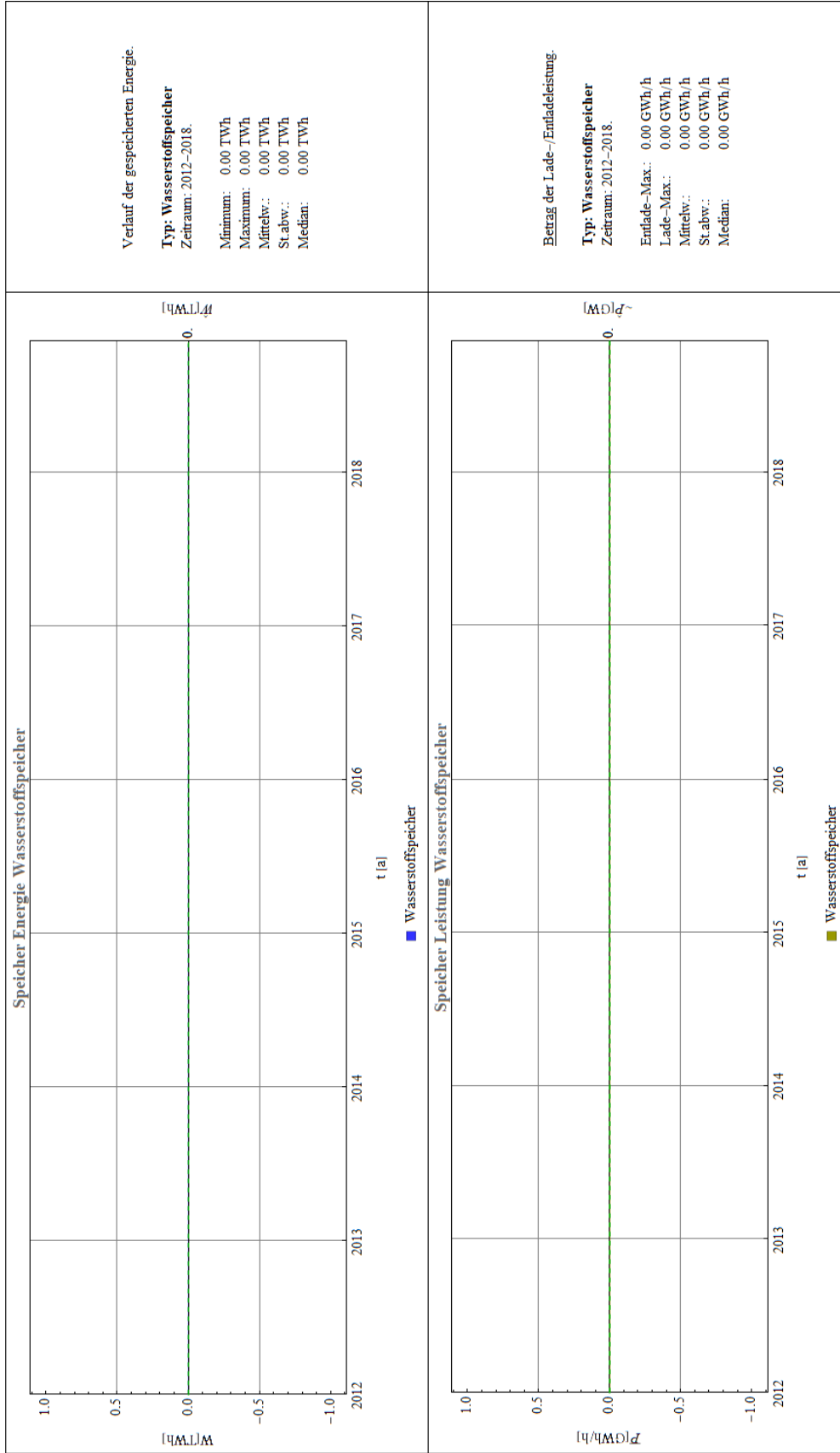


Bild 6.3–3: Leistungs-/Energieverläufe H2-Speicher.

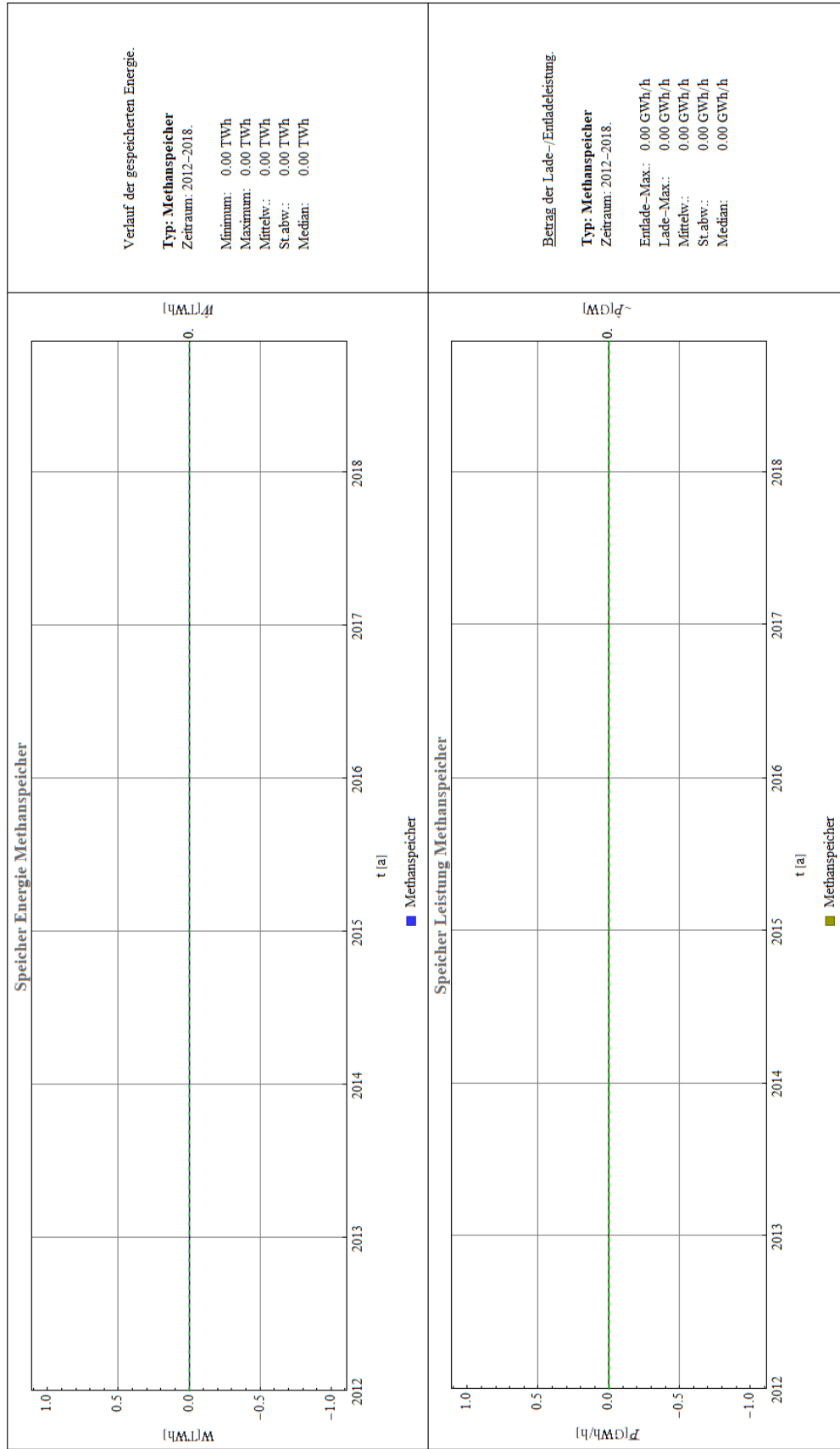


Bild 6.3–4: Leistungs-/Energieverläufe CH4-Speicher.

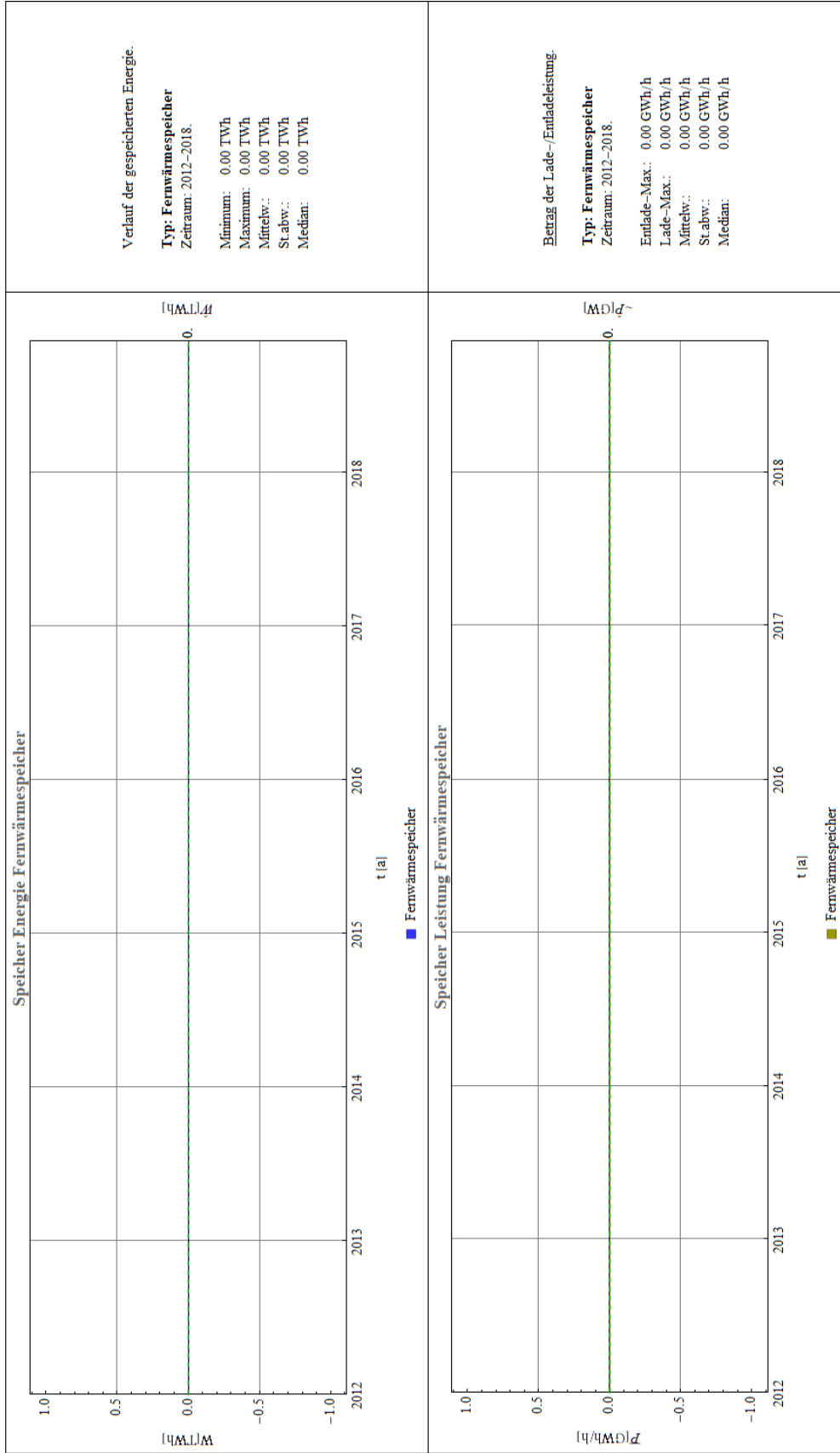


Bild 6.3–5: Leistungs-/Energieverläufe Fernwärmespeicher.

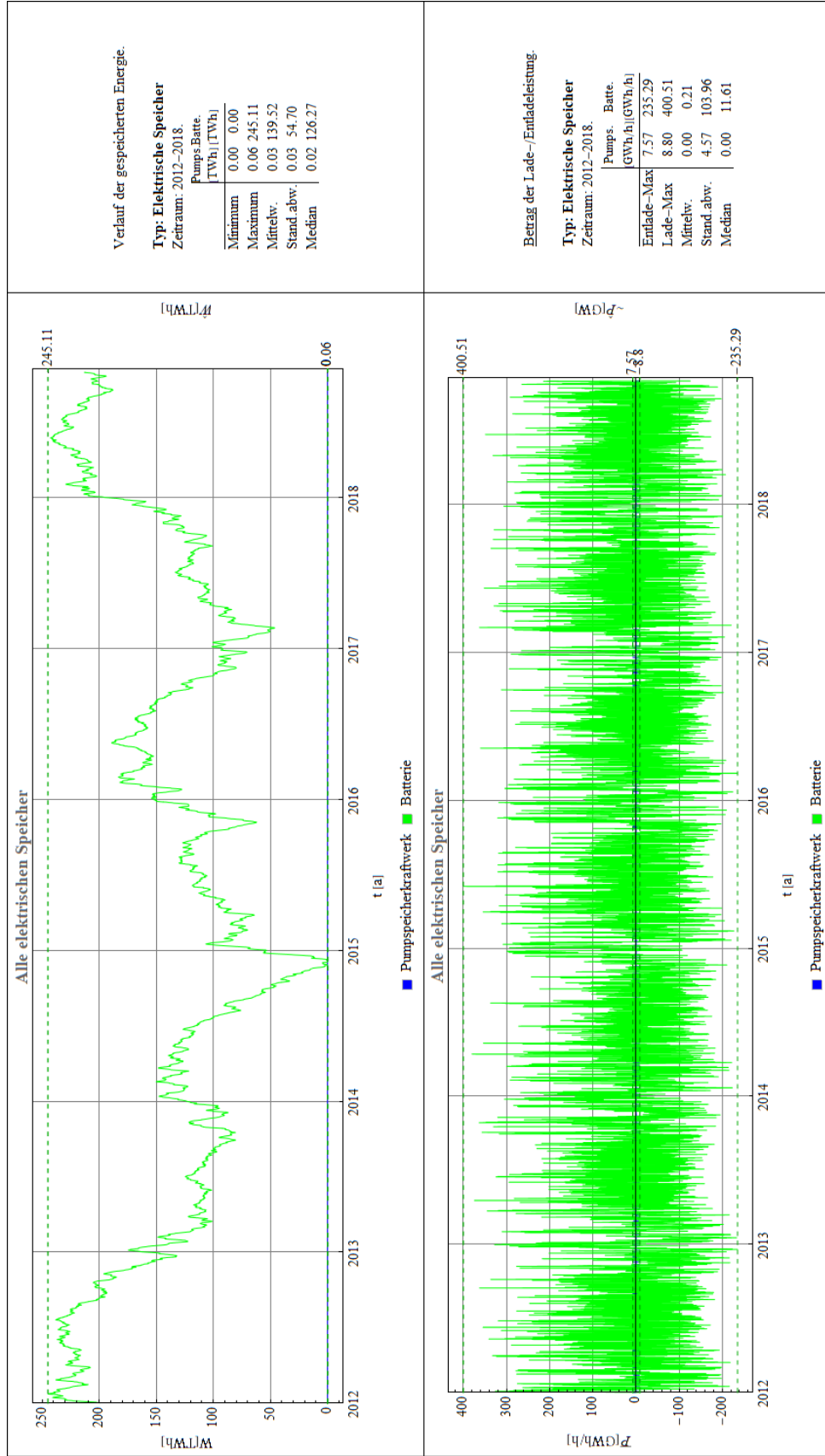


Bild 6.3–6: Leistungs-/Energieverläufe elektrische Speicher gesamt.

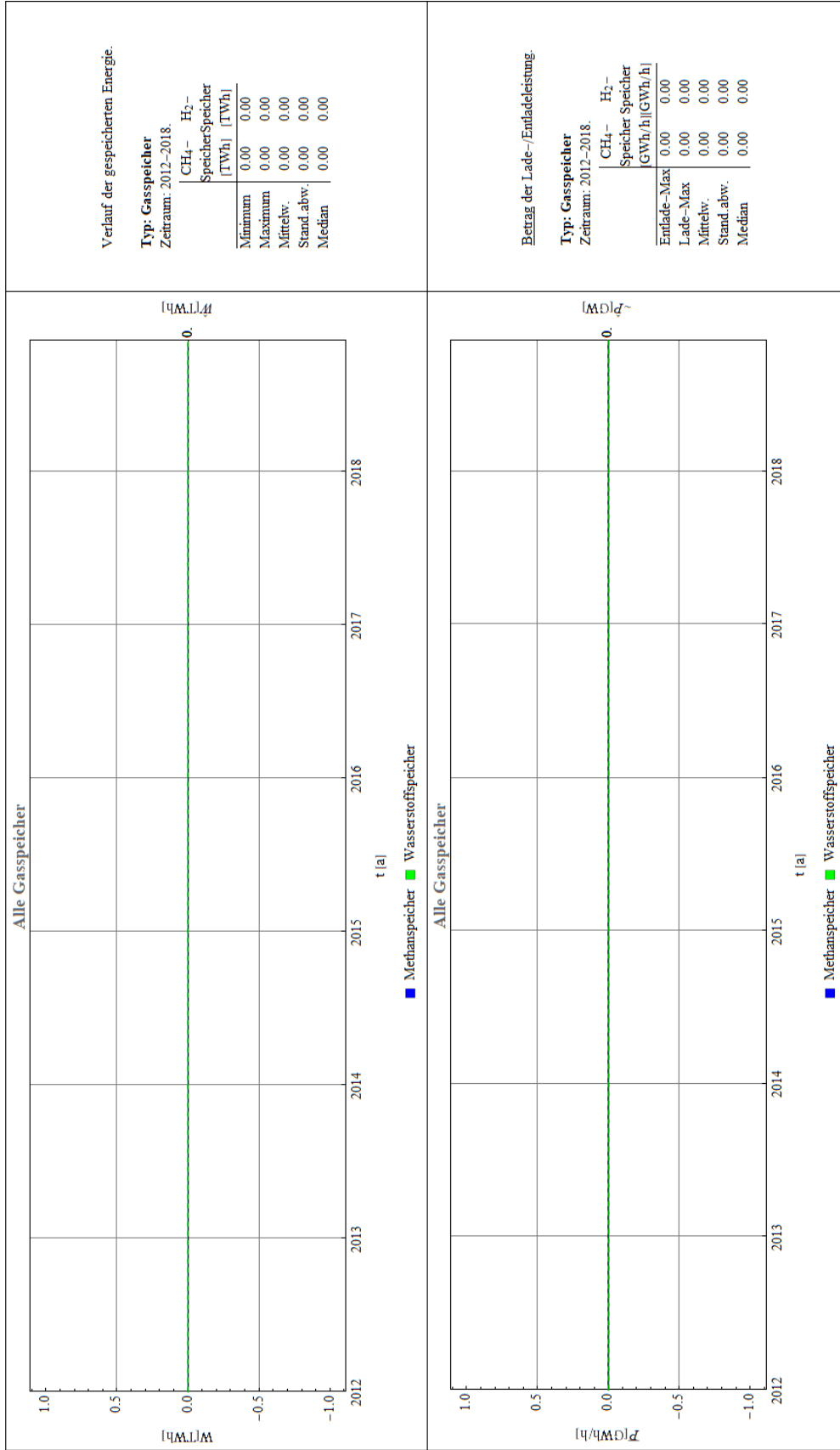


Bild 6.3–7: Leistungs-/Energieverläufe Gasspeicher, gesamt.

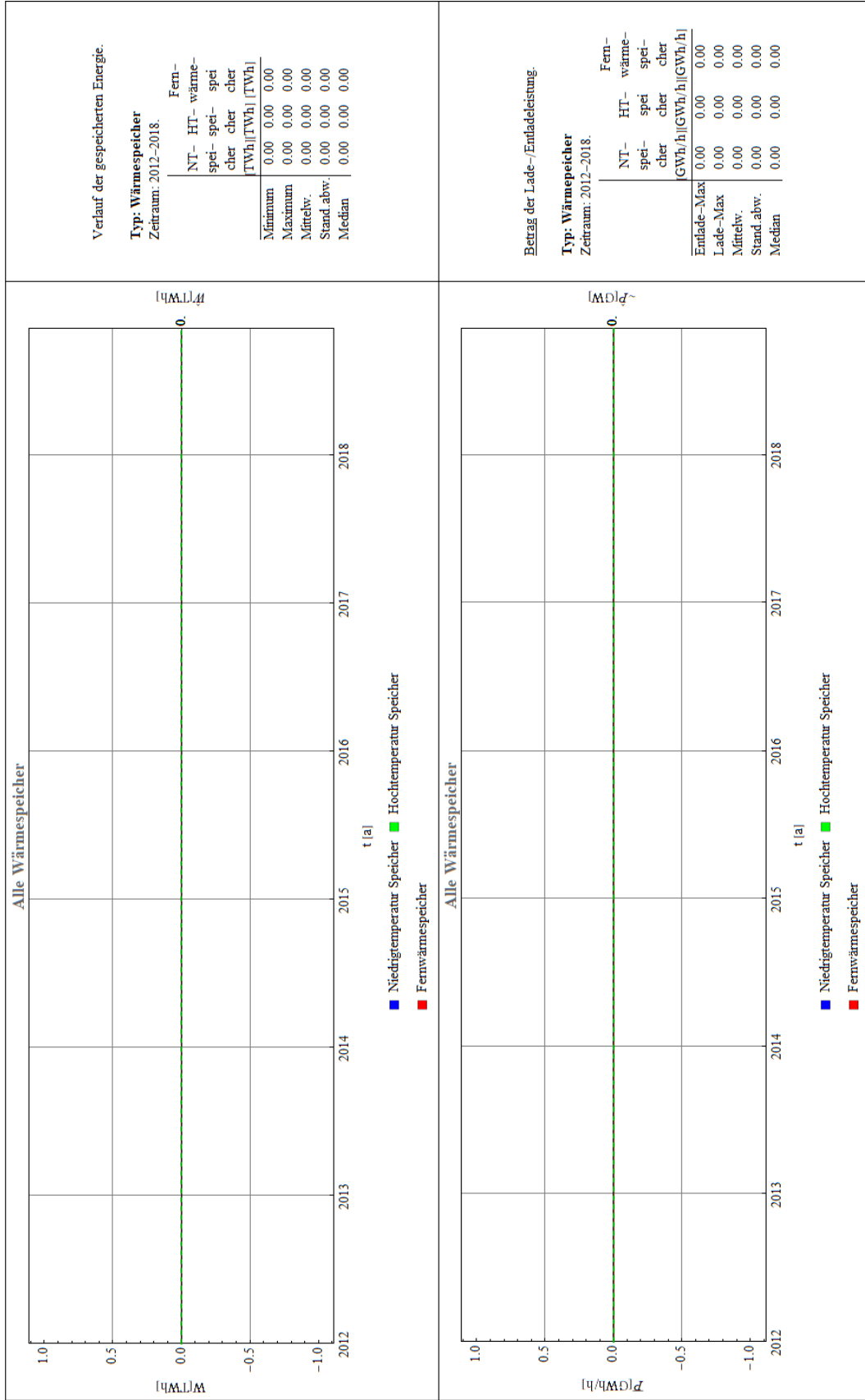


Bild 6.3–8: Leistungs-/Energieverläufe Wärmespeicher, gesamt.

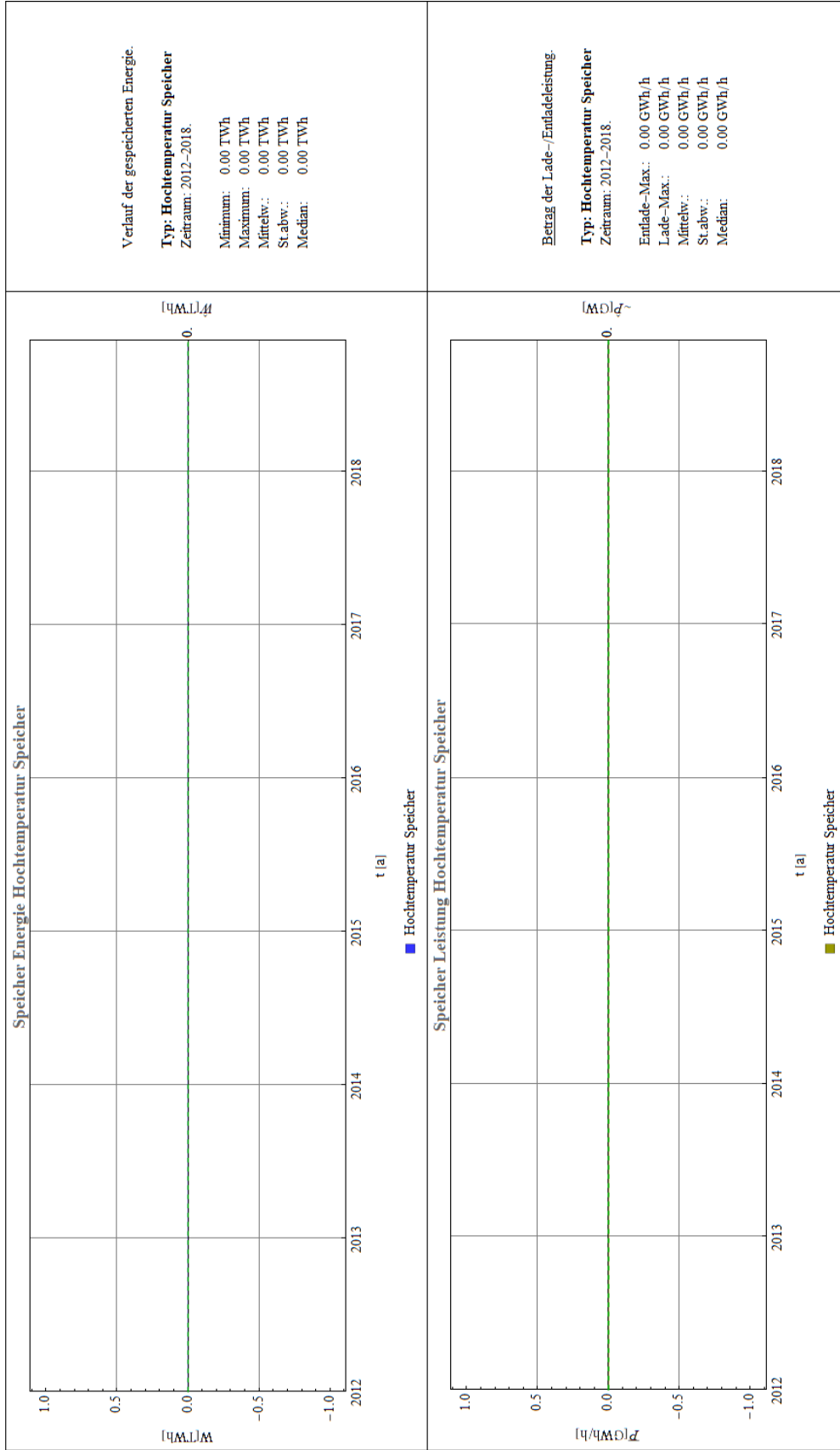


Bild 6.3–9: Leistungs-/Energieverläufe Wärmespeicher (HT).



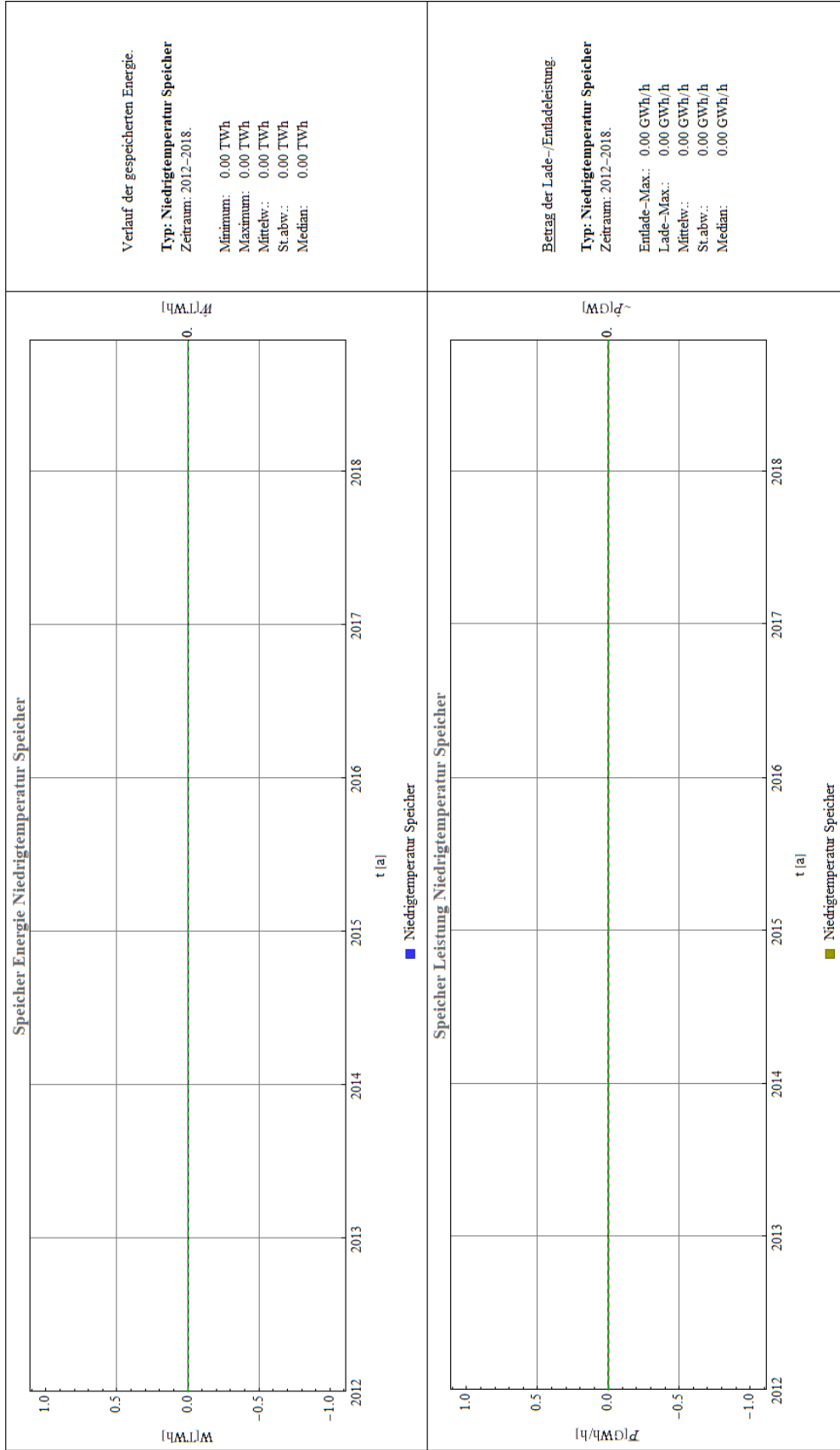


Bild 6.3–10: Leistungs-/Energieverläufe Wärmespeicher (NT).

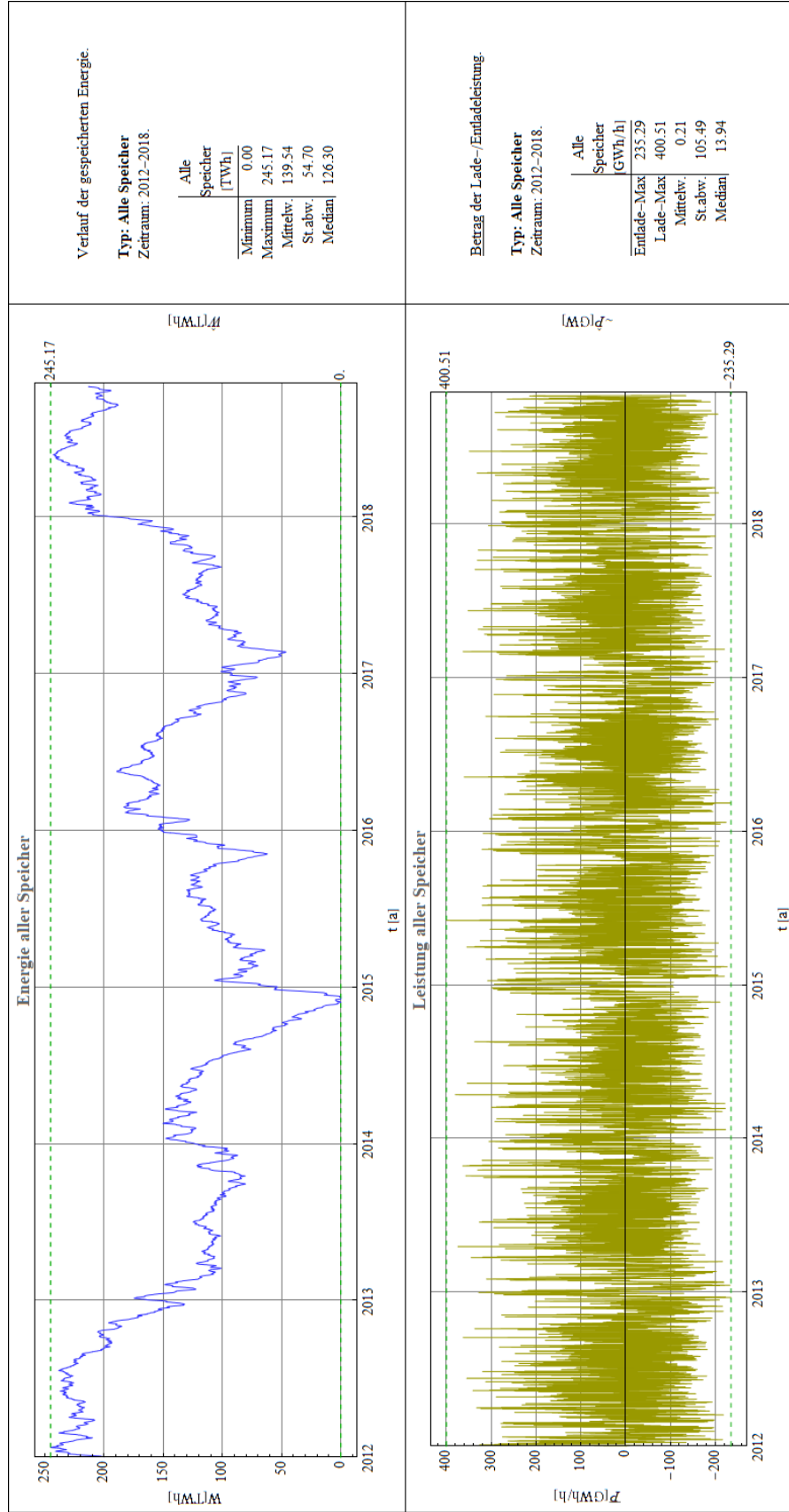


Bild 6.3–11: Leistungs-/Energieverläufe Speicher, gesamt.

## 6.4 Verlustleistungen und -energien

In den Bildern 6.4-1 ff. sind auf den folgenden Seiten die Verlustleistungen und Verluste sämtlicher Energiewandler und -speicher des Systems dargestellt (Text bezieht sich auf die Defaulteinstellungen des Energiewendeplaners). Die Bildunterschriften sollen an dieser Stelle genügen. Es sei allerdings nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Begriffe "... zur Lastdeckung" und "... zur Speicherung" wieder auf die Art der Weiterleitung der erzeugten Energieform beziehen: Entweder wird Energie ohne weitere Zwischenspeicherung "direkt" an die entsprechende Last weitergeleitet oder sie wird zunächst in einem Speicher deponiert.

Auch hier gilt: Sind die Verläufe identisch gleich Null, ist der entsprechende Energiewandler aufgrund der Vorgaben in der Eingabemaske nicht im Eingriff. Diese Fälle treten auf, wenn entweder die installierte Leistung des entsprechenden Energiewandlers auf 0 GW gesetzt ist, wenn bei einem oder mehreren der nachfolgenden Elementen (Speicher, Last) keine Energieaufnahme stattfindet oder wenn bei einem der vorgelagerten Elemente keine Energie erzeugt wird.

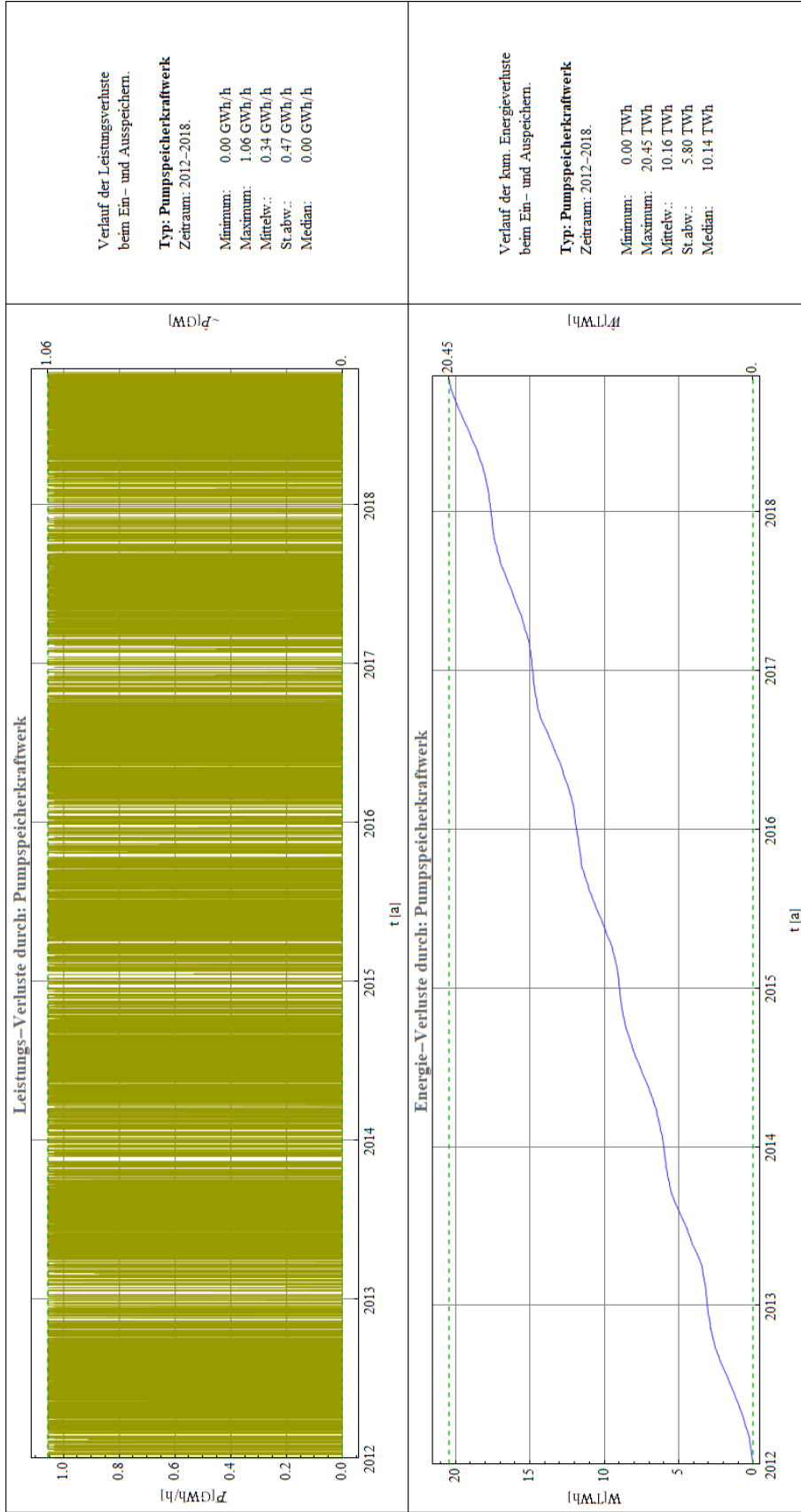


Bild 6.4–1: Verlustleistung und –energie Pumpspeicherkraftwerk.

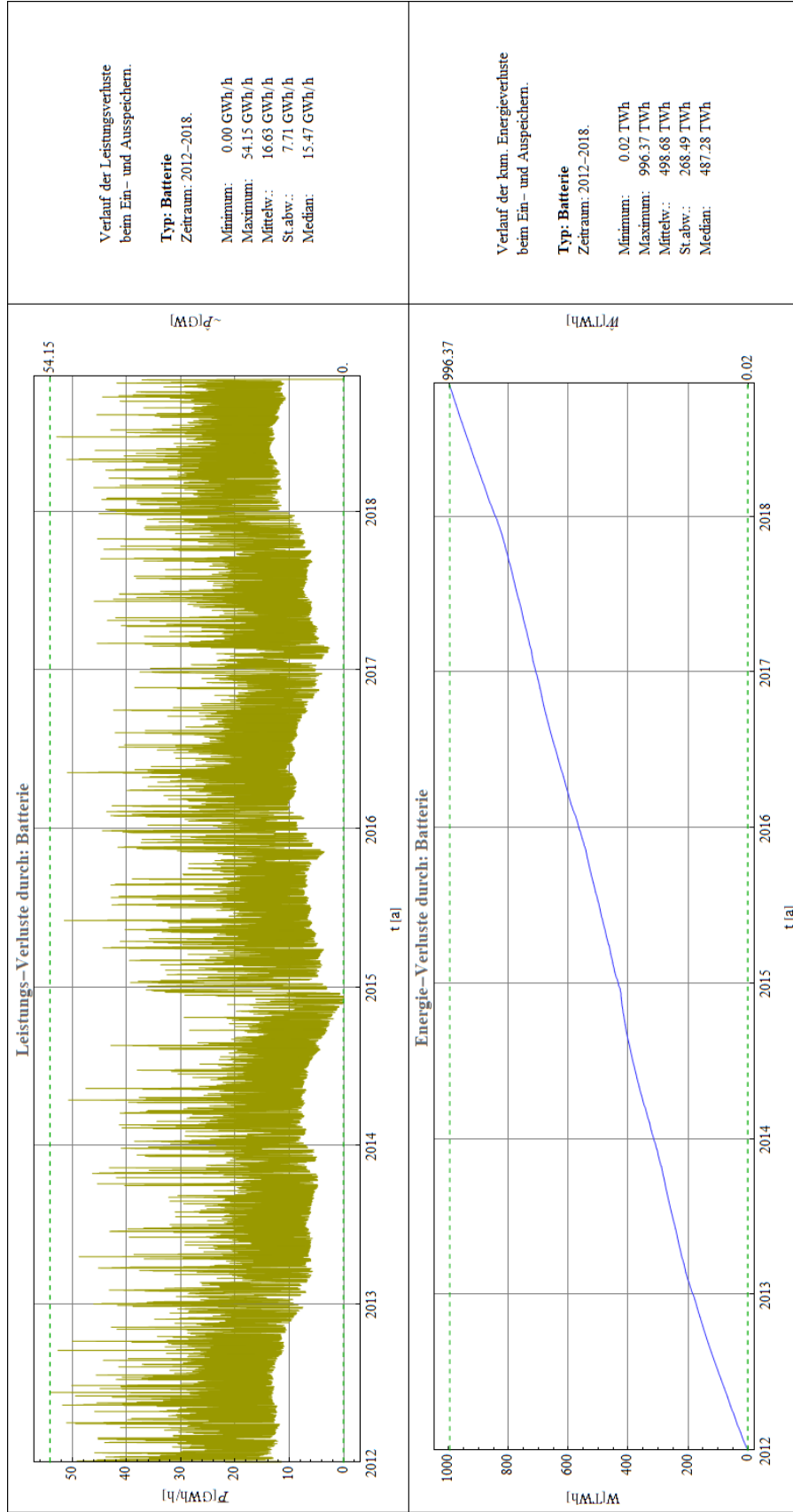


Bild 6.4–2: Verlustleistung und –energie Batterie.

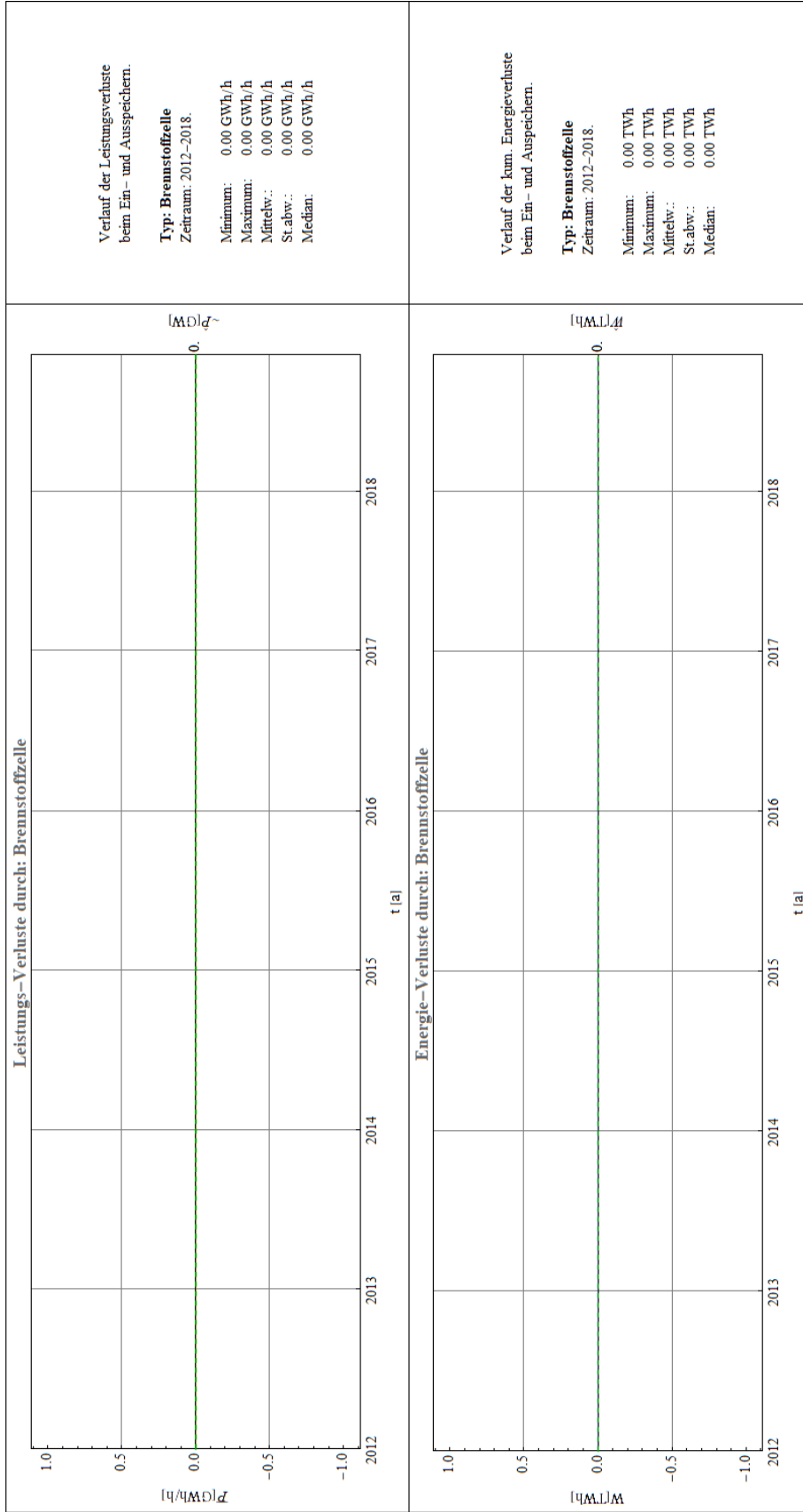


Bild 6.4-3: Verlustleistung/-energie H2-Elektrolyse-Anlagen (zur Lastdeckung).

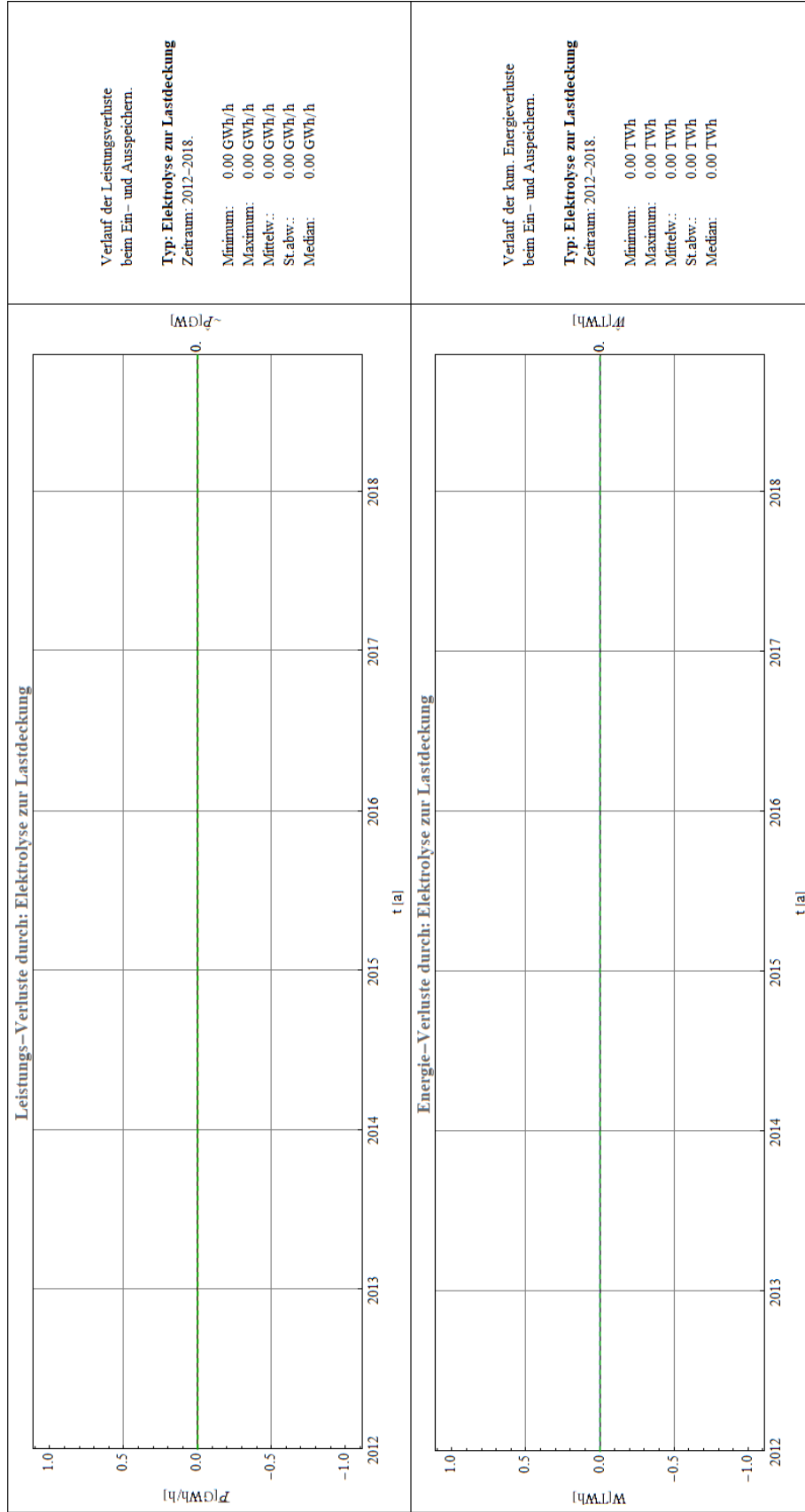


Bild 6.4-4: Verlustleistung/-energie H2-Elektrolyse-Anlagen (zur Speicherung).

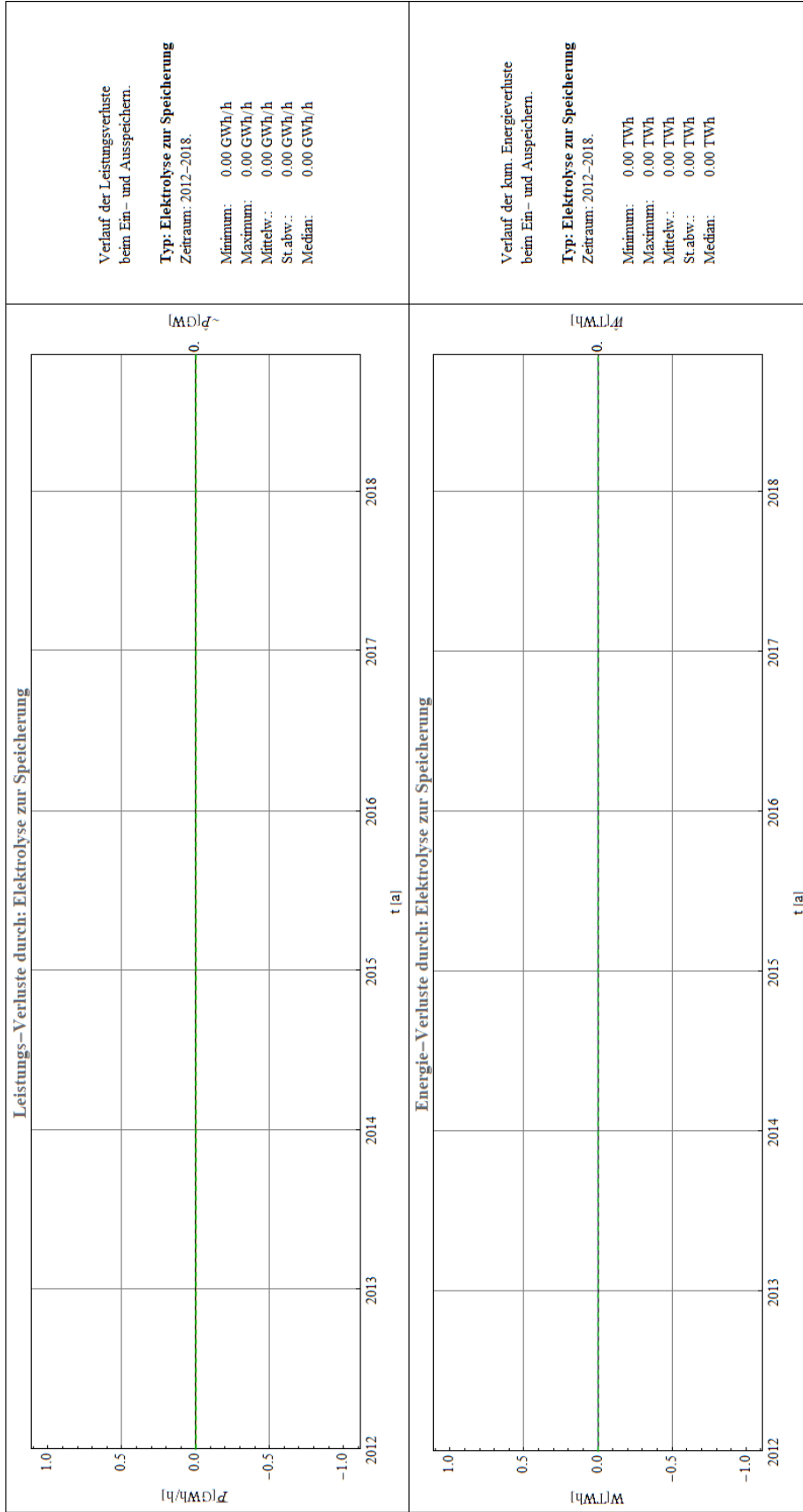


Bild 6.4–5: Verlustleistung/–energie Brennstoffzellen.



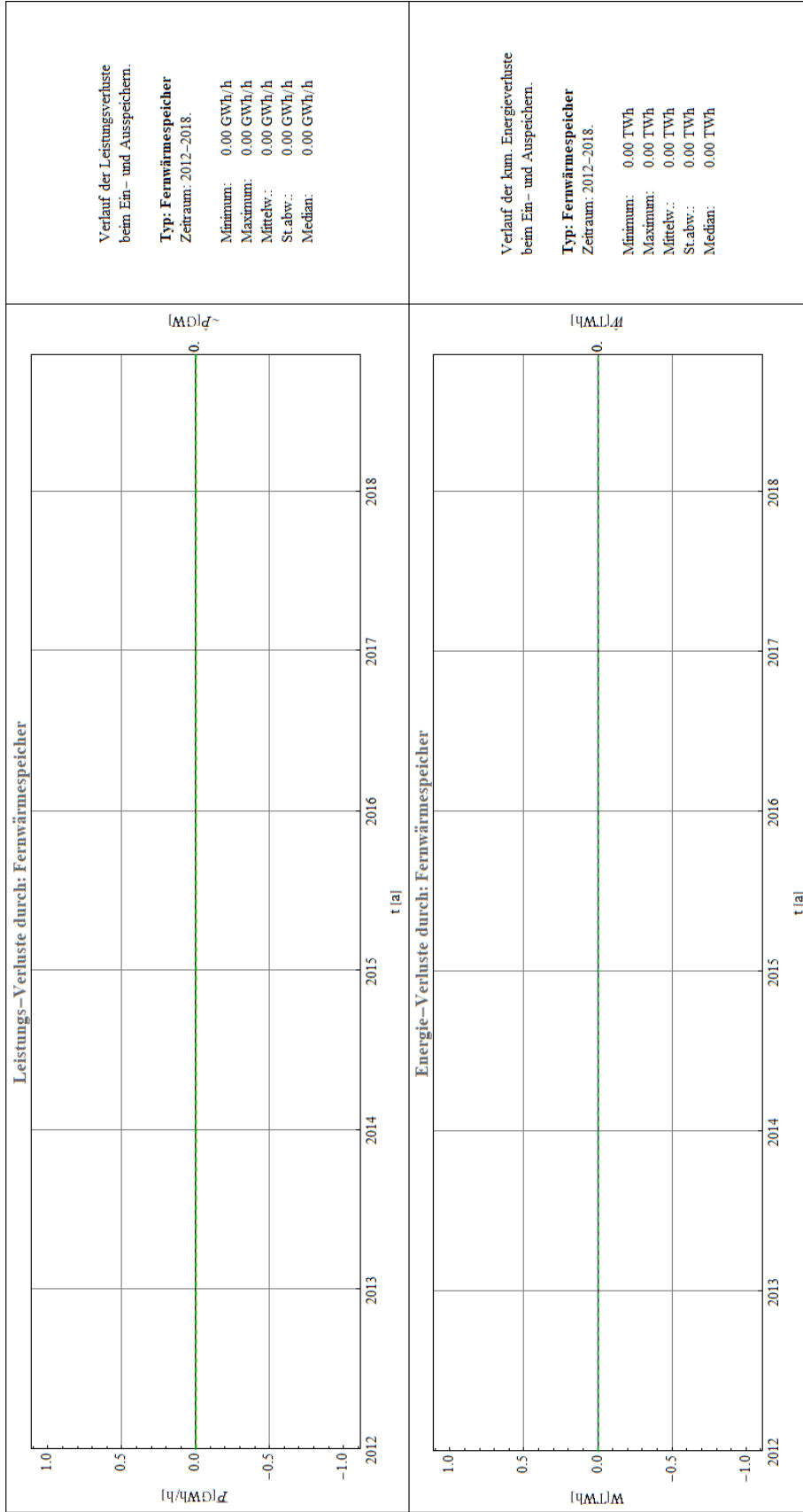


Bild 6.4-6: Verlustleistung/-energie H2-Gaskraftwerke (G2P H2).

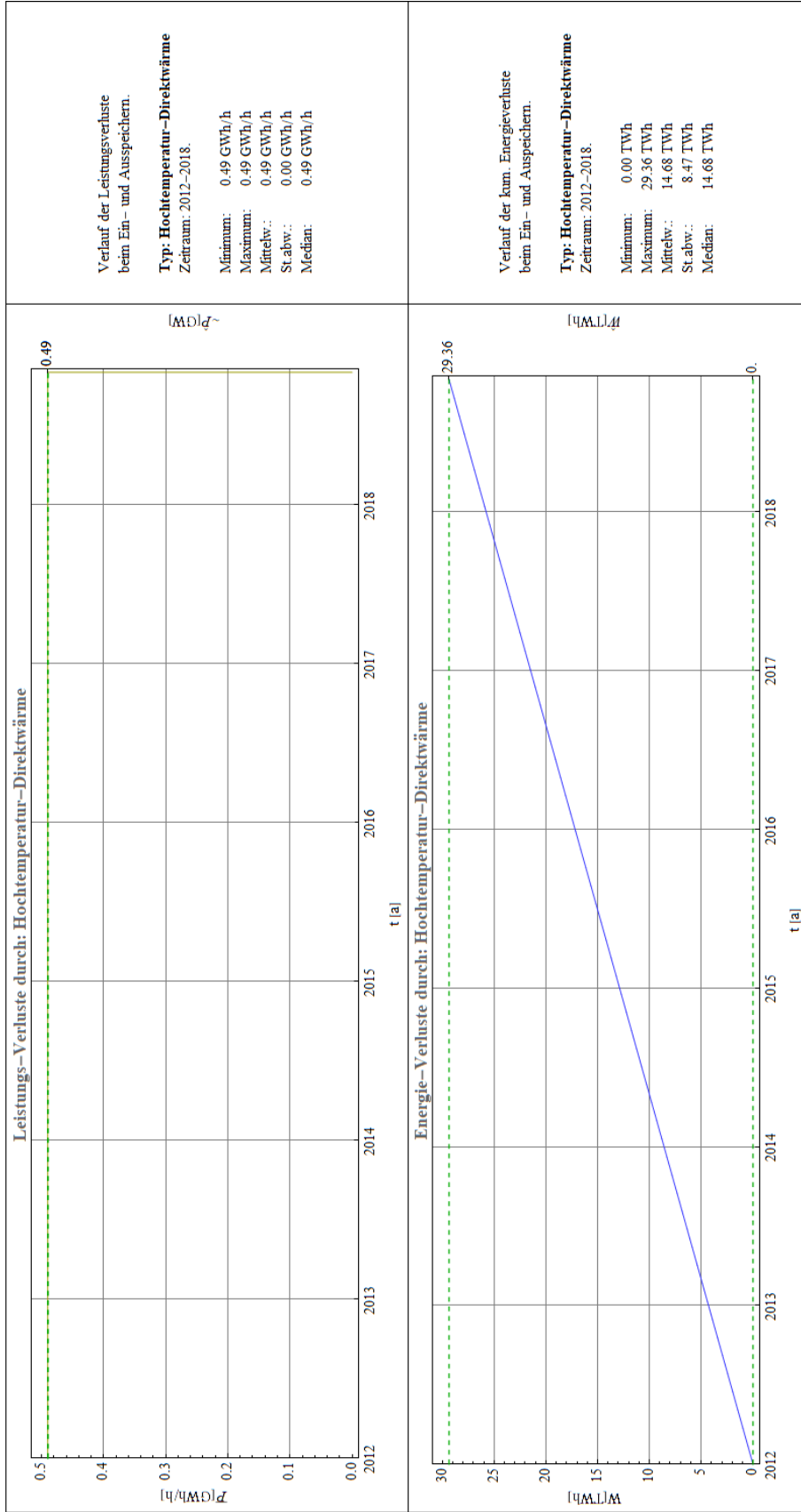


Bild 6.4–7: Verlustleistung/–energie H2-Speicher (zur Speicherung).

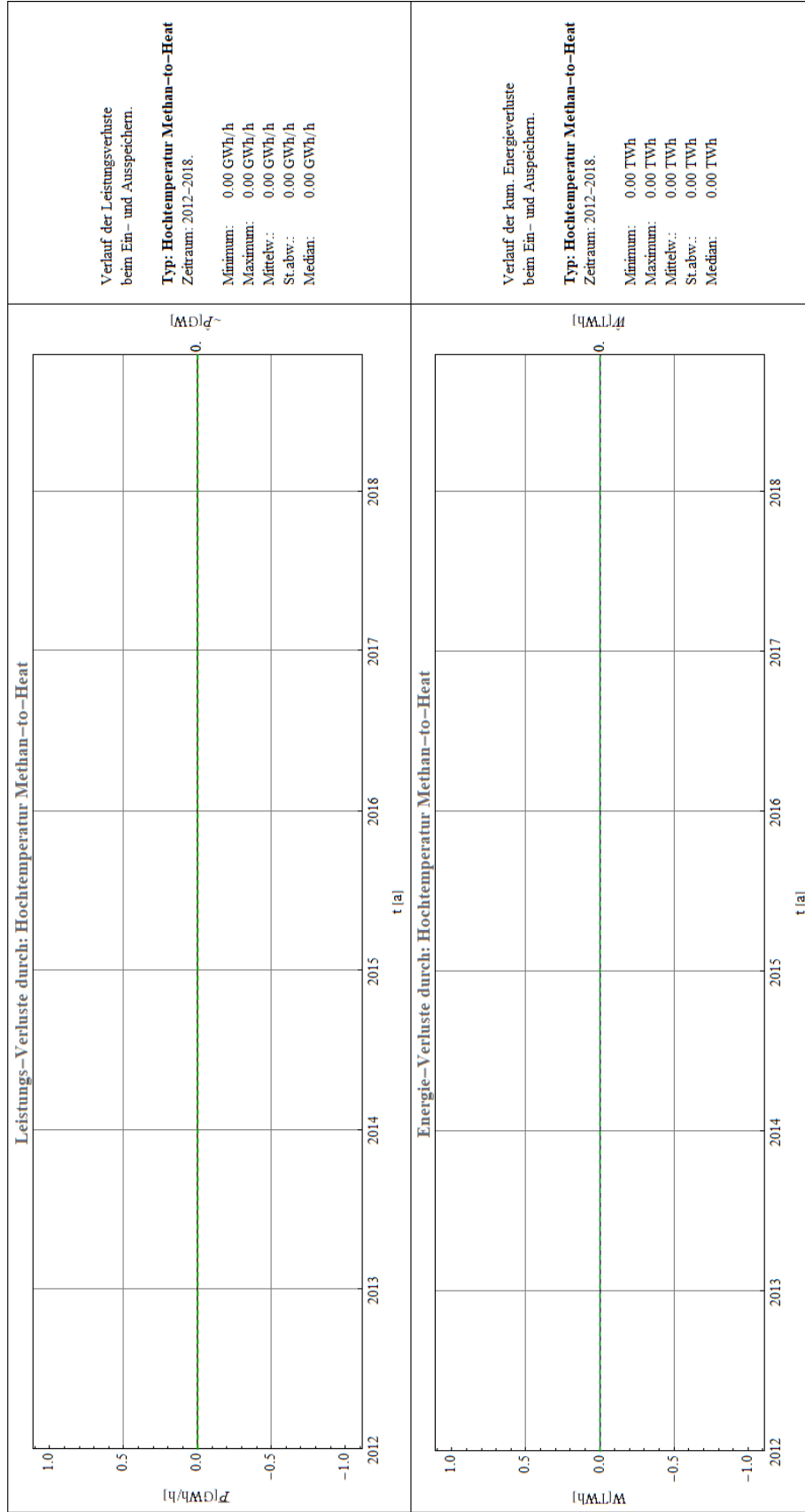


Bild 6.4-8: Verlustleistung/-energie H2-Speicher (zur Lastdeckung).

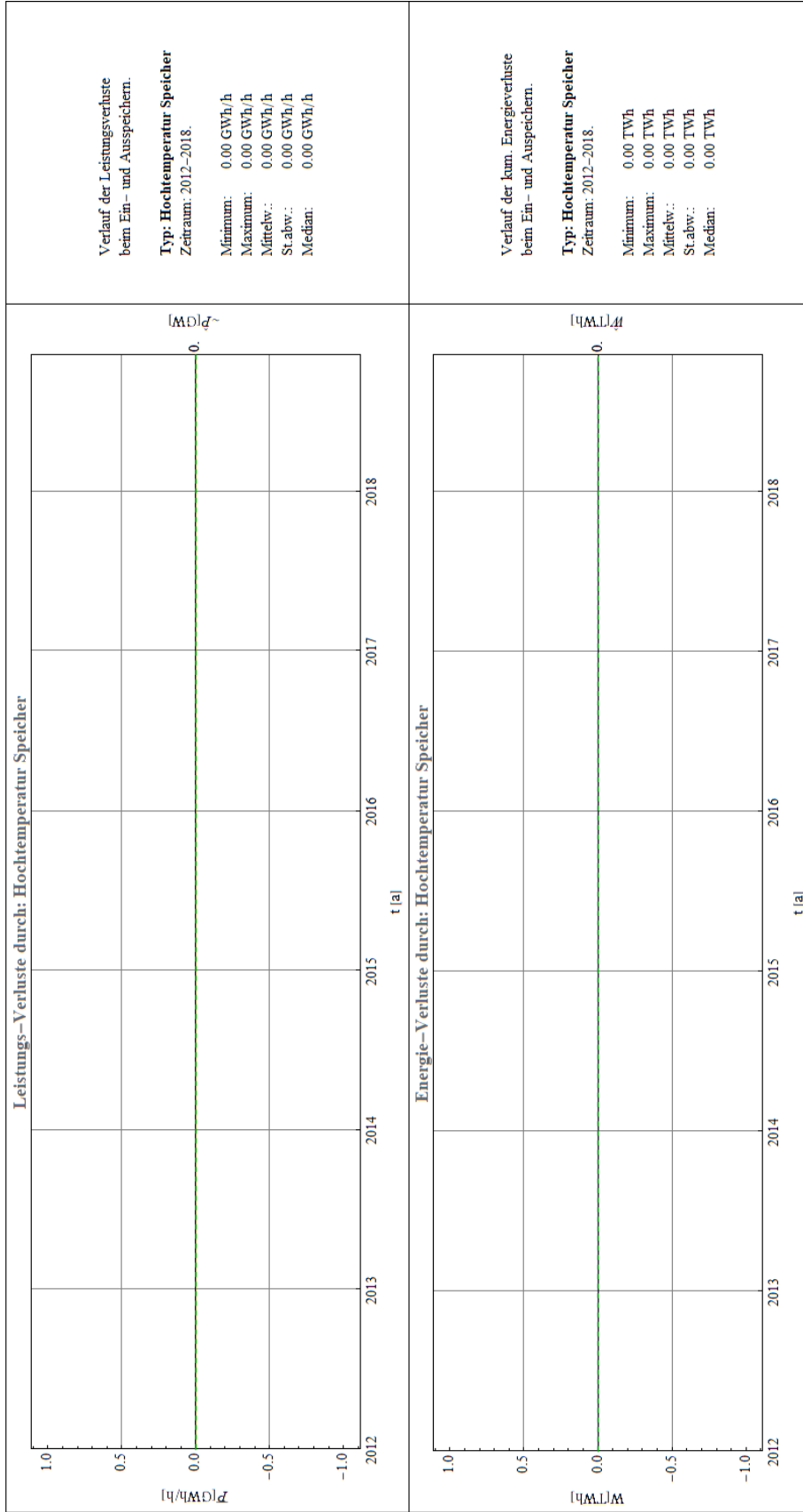


Bild 6.4-9: Verlustleistung/-energie "H2-to-Heat"-Anlagen (NT).

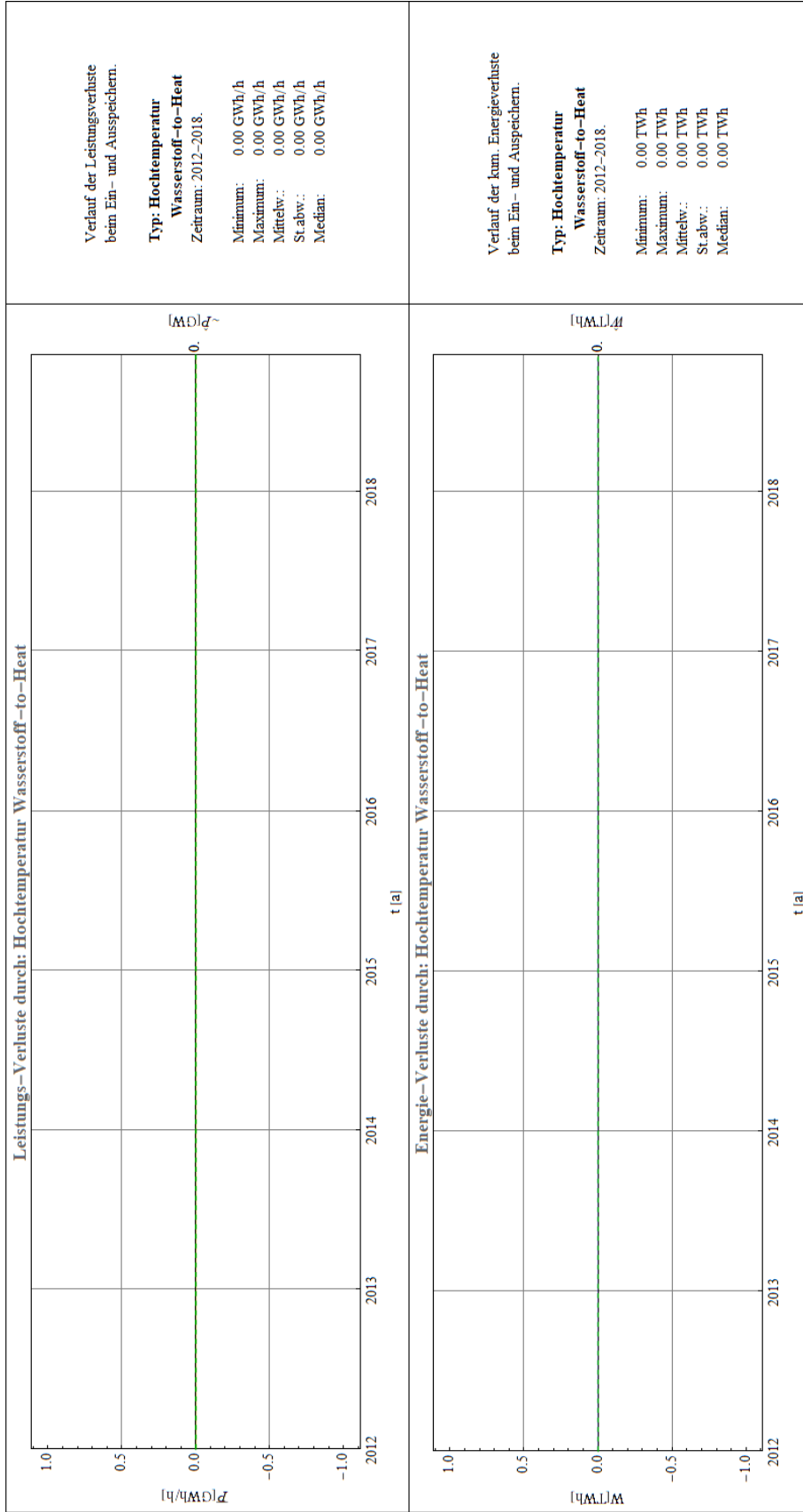


Bild 6.4-10: Verlustleistung/–energie "H2-to-Heat"-Anlagen (HT).

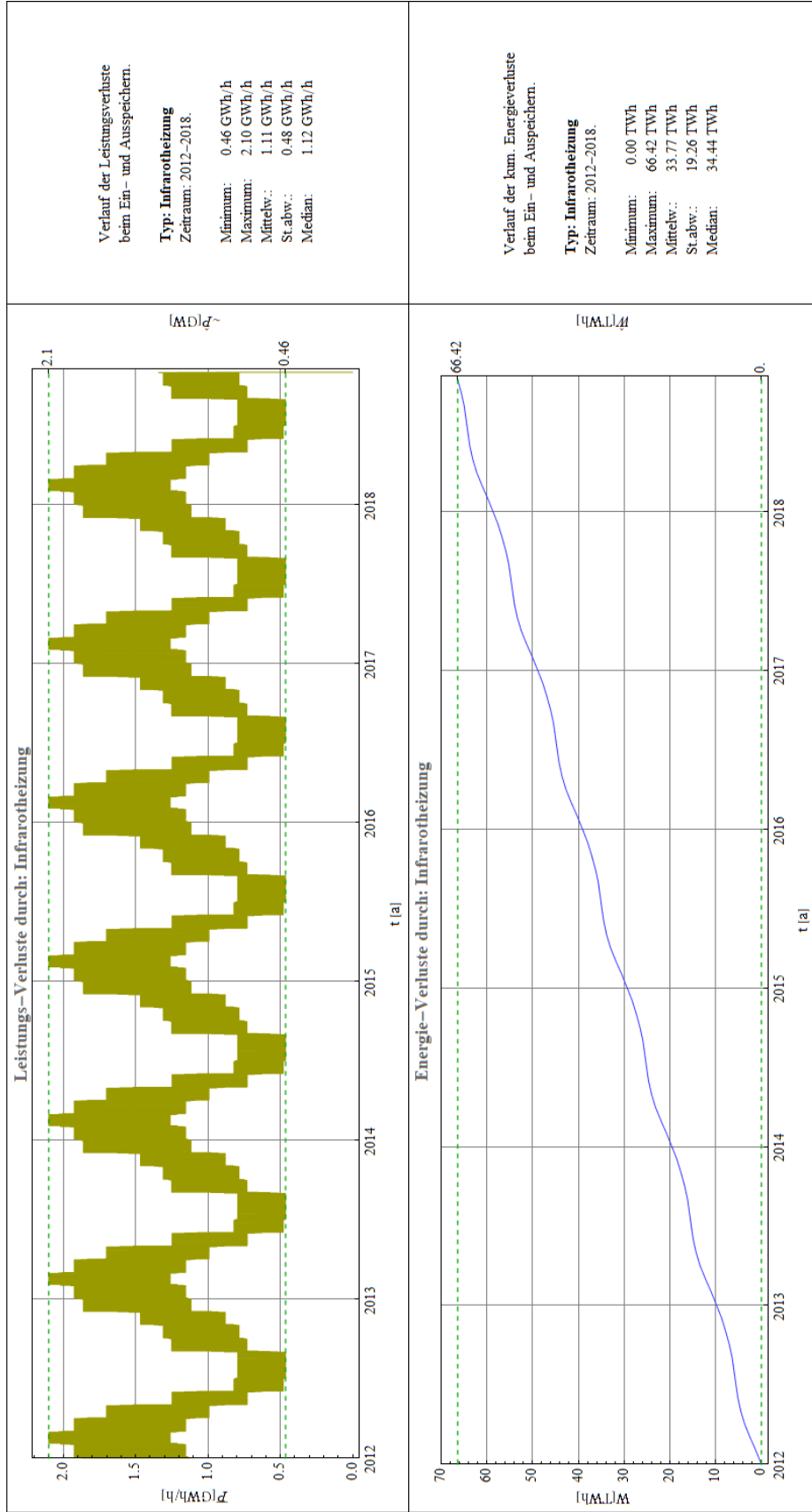


Bild 6.4–11: Verlustleistung/–energie Methanisierungsanlage (zur Lastdeckung).

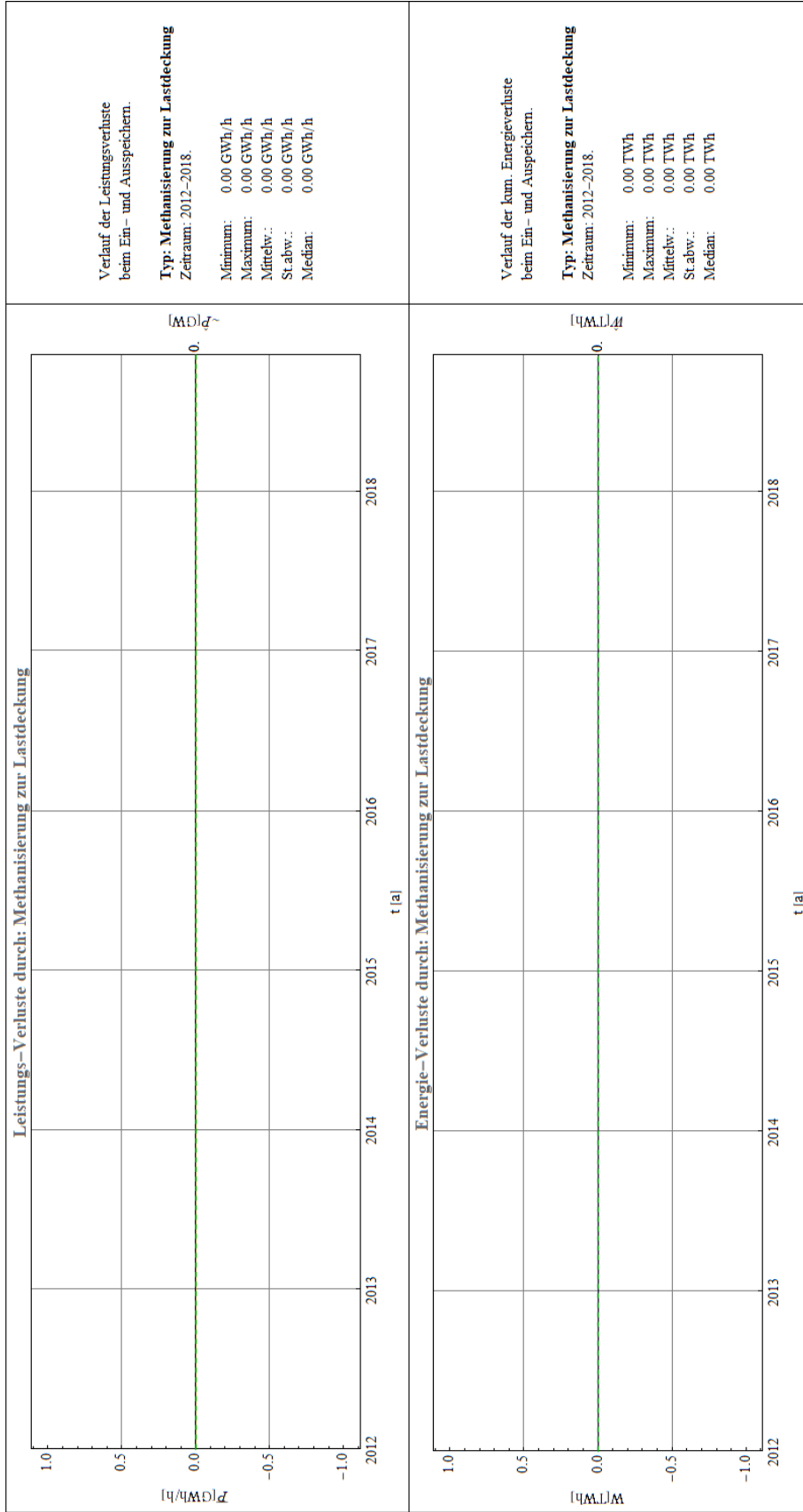


Bild 6.4–12: Verlustleistung/–energie Methanisierungsanlage (zur Speicherung).

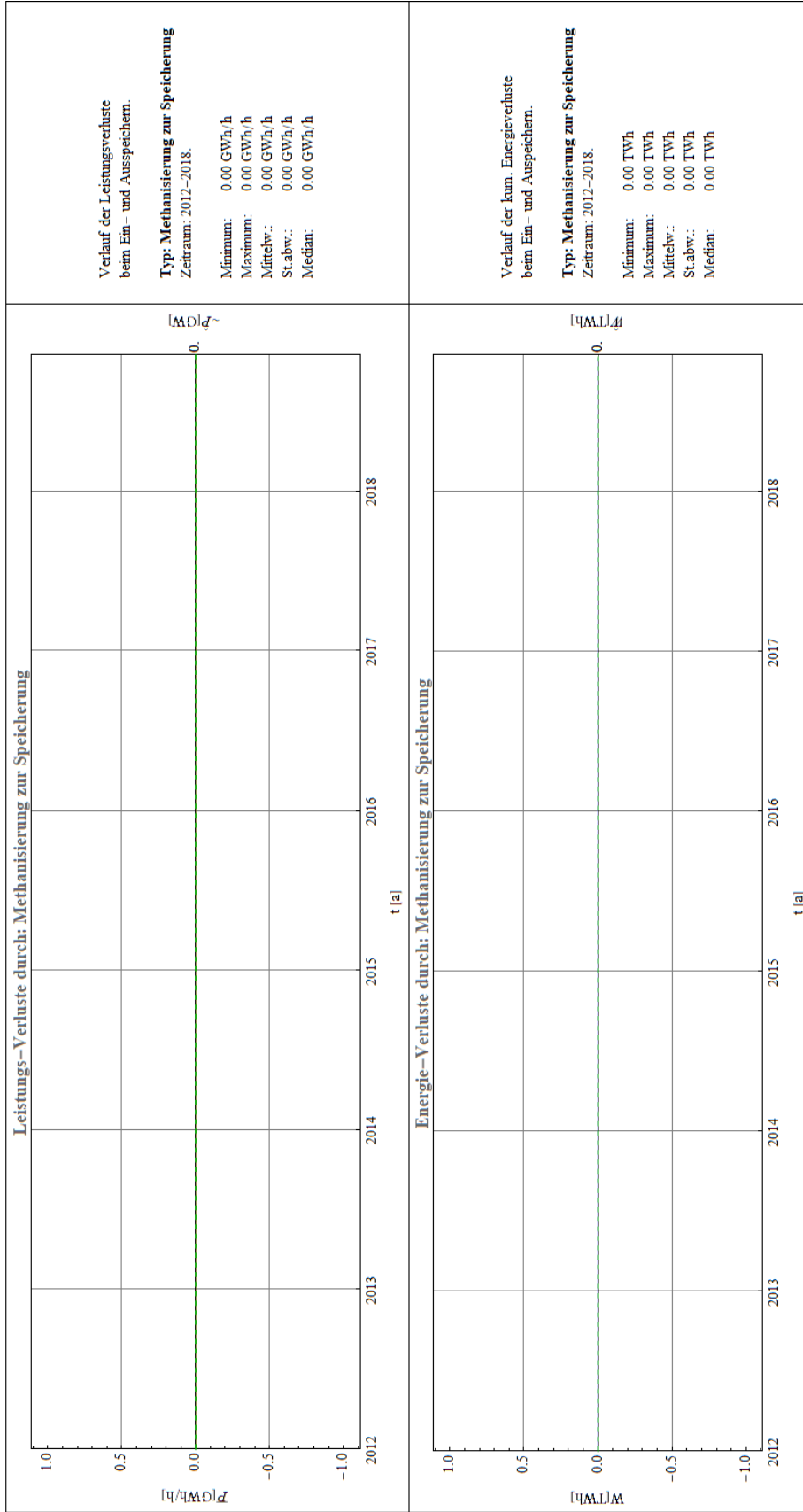


Bild 6.4–13: Verlustleistung/–energie CH<sub>4</sub>–Gaskraftwerk (G2P Methan).



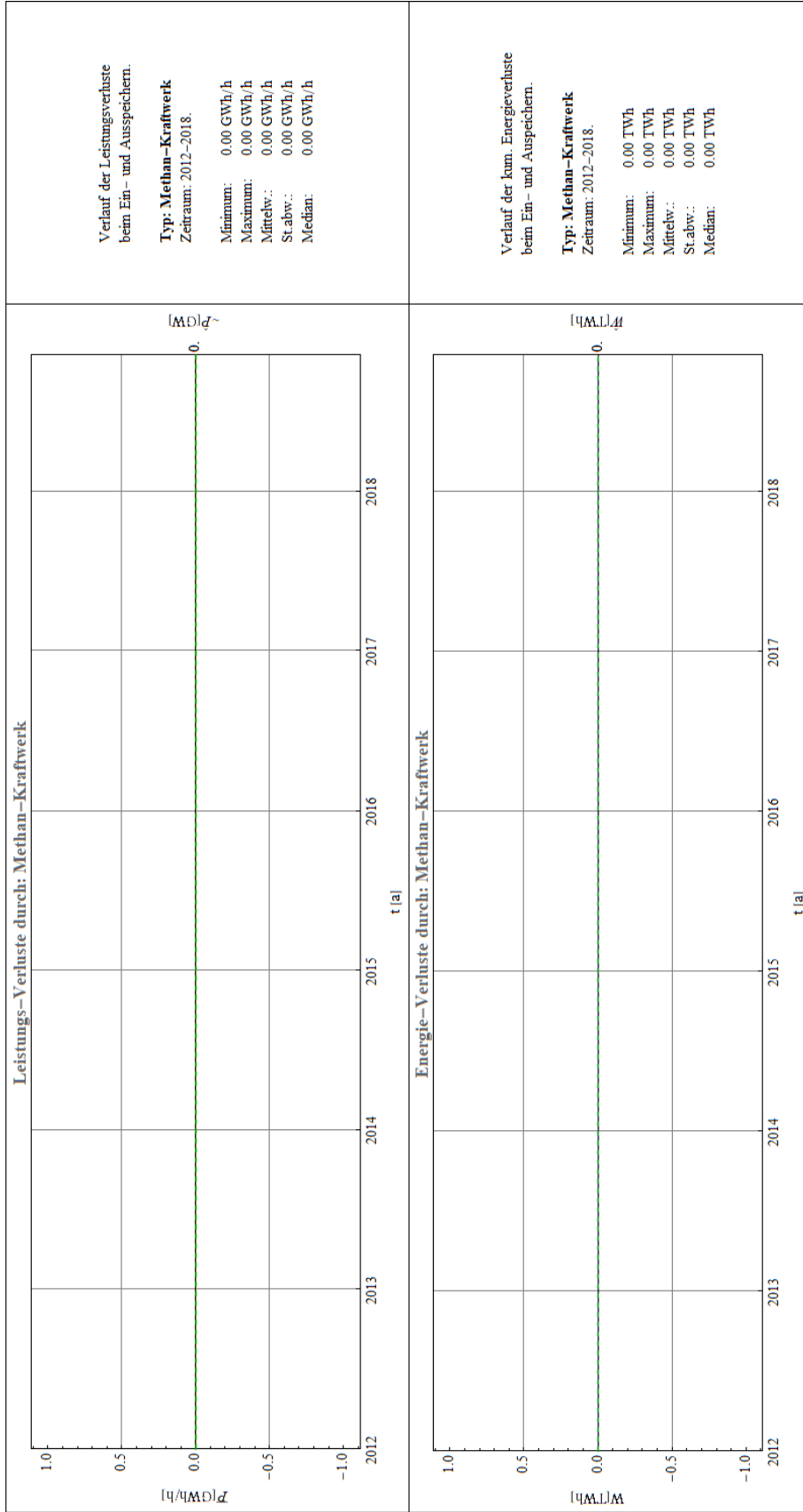


Bild 6.4-14: Verlustleistung/–energie CH4–Speicher (zur Speicherung).

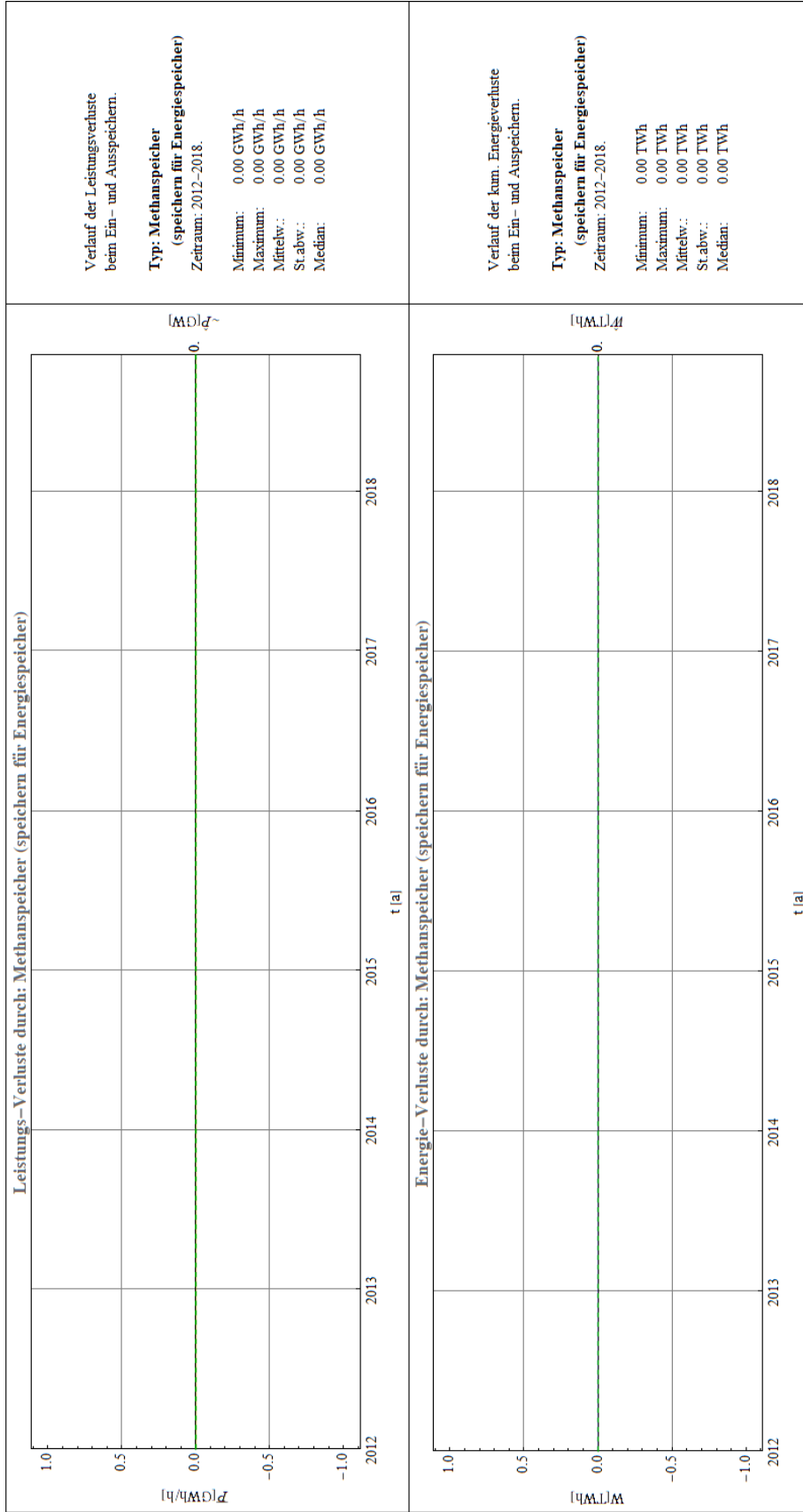


Bild 6.4-15: Verlustleistung/-energie CH4-Speicher (zur Lastdeckung).

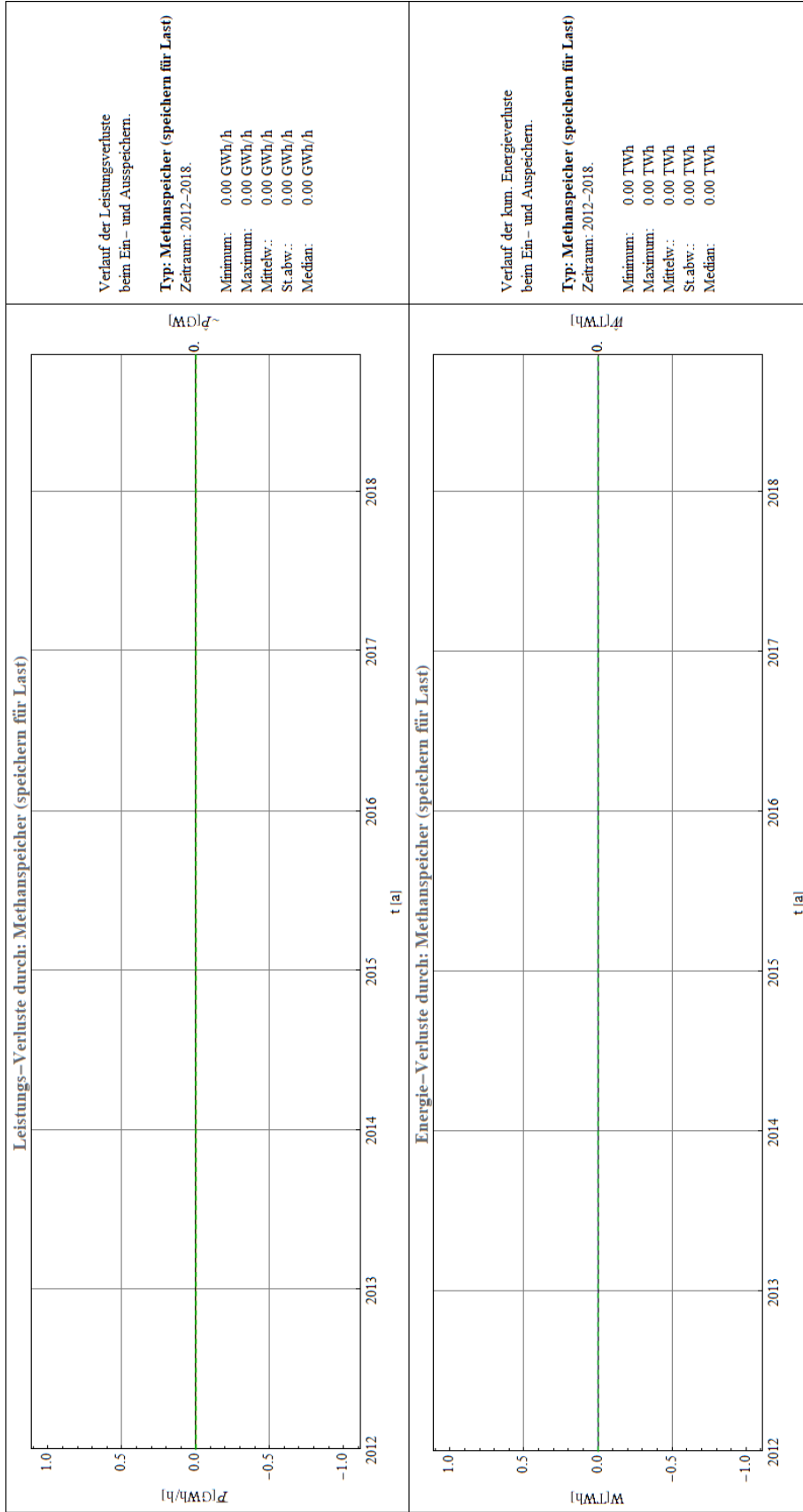


Bild 6.4–16: Verlustleistung/–energie "CH4-to-Heat"-Anlagen (NT).

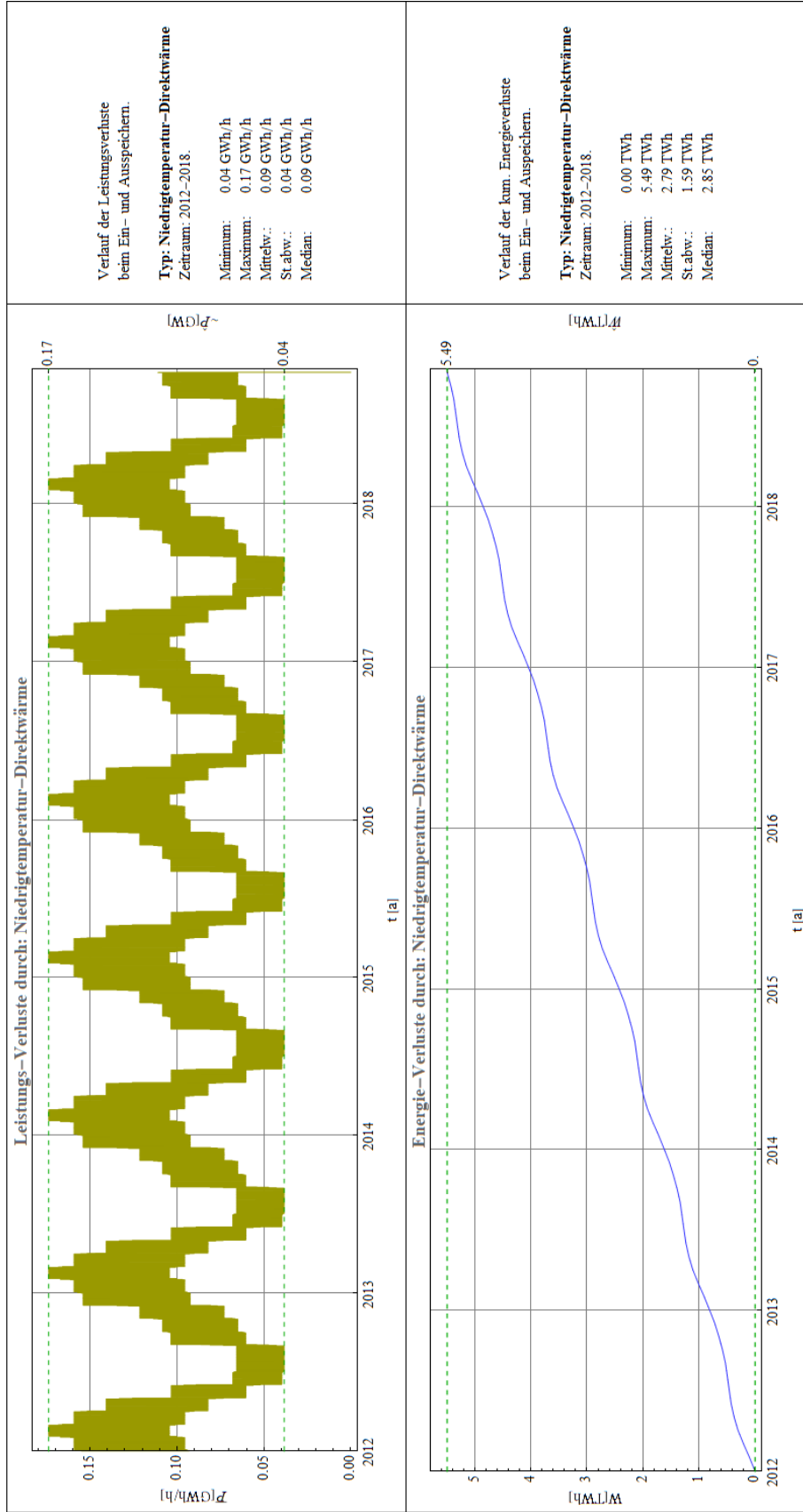


Bild 6.4-17: Verlustleistung/-energie "CH4-to-Heat"-Anlagen (HT).

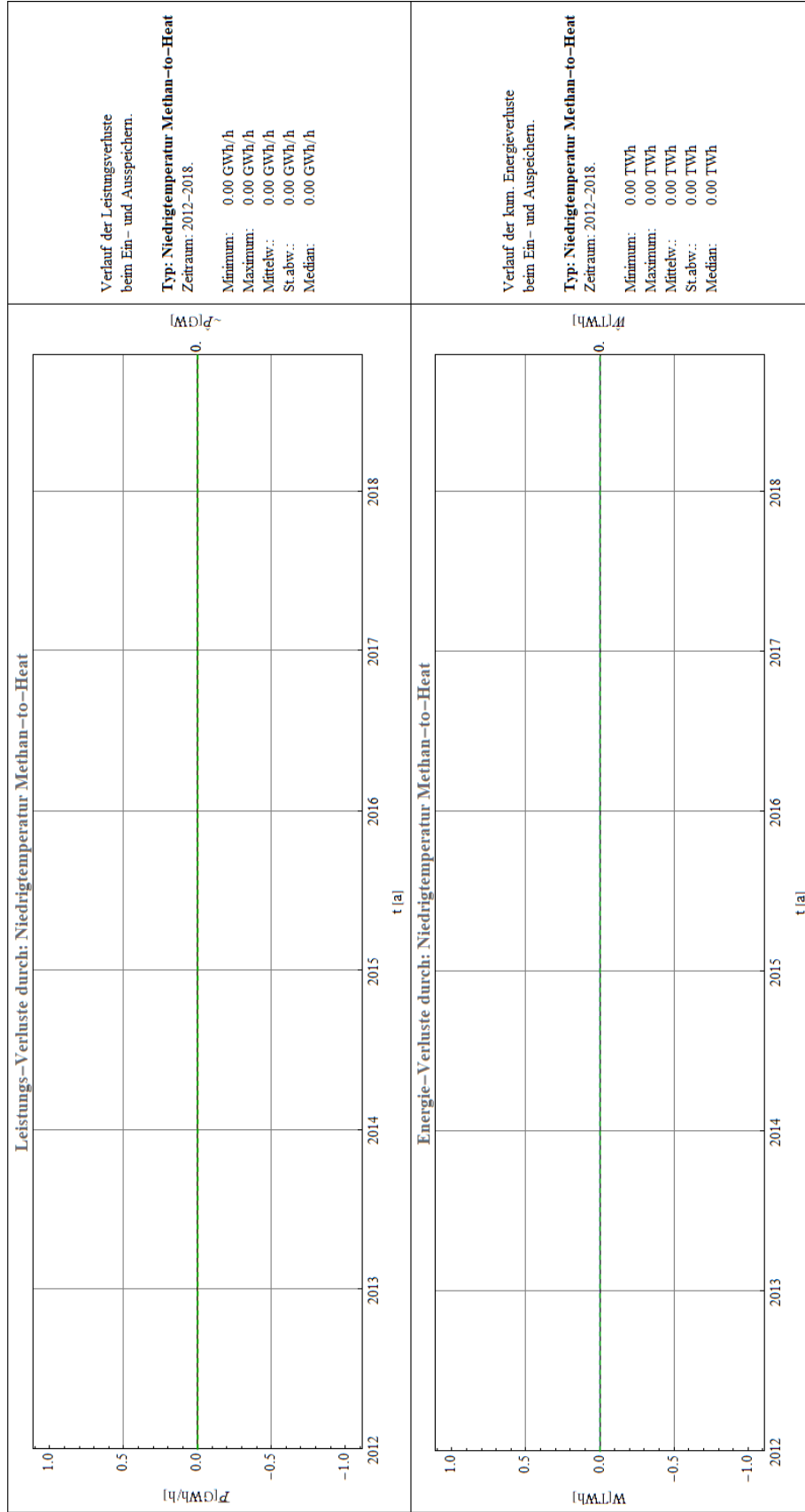


Bild 6.4-18: Verlustleistung/-energie Infrarotheizungen (Direktwärme (zentral), NT).

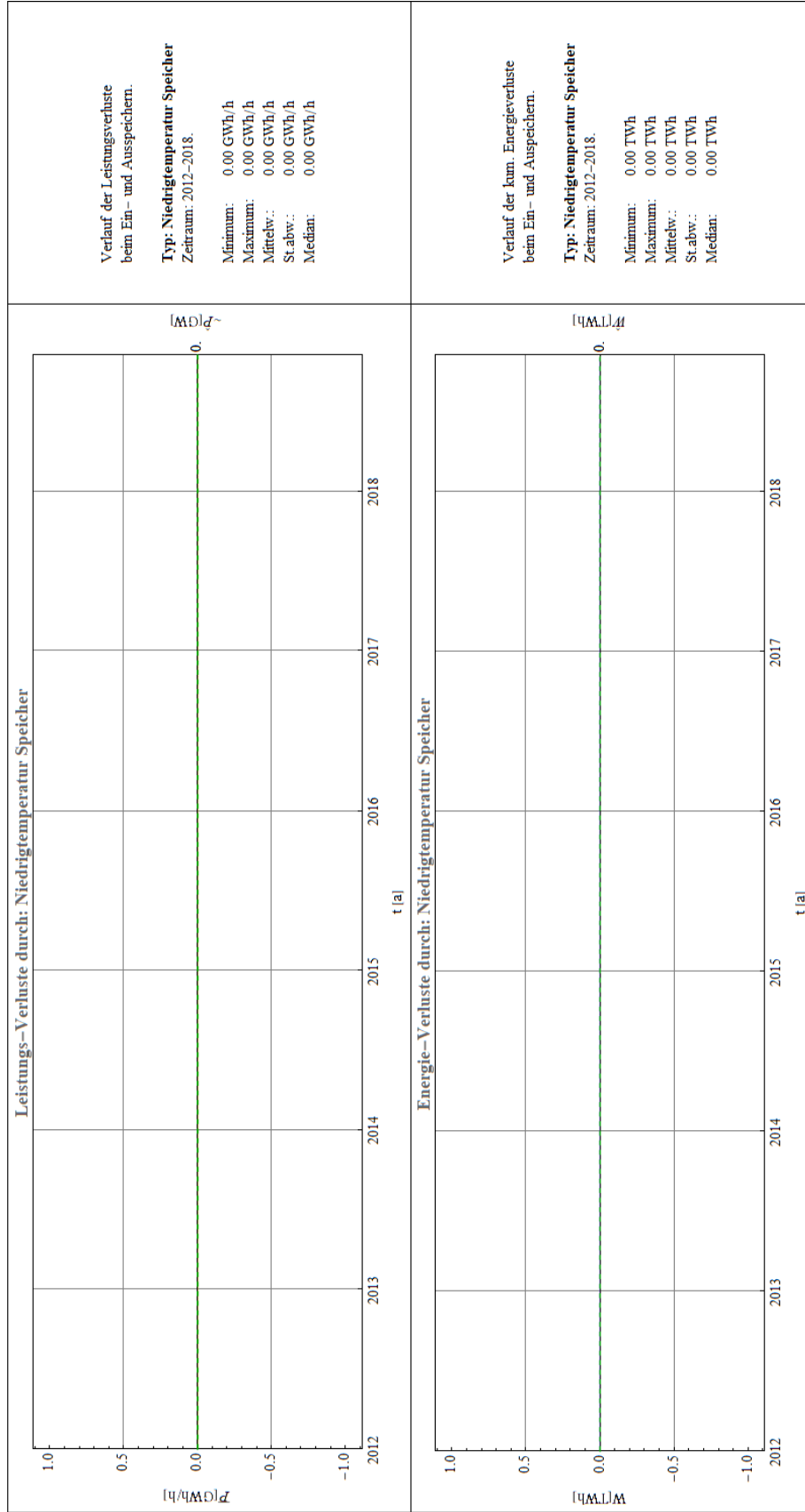


Bild 6.4–19: Verlustleistung/–energie Wärmepumpen (Direktwärme (zentral), NT).

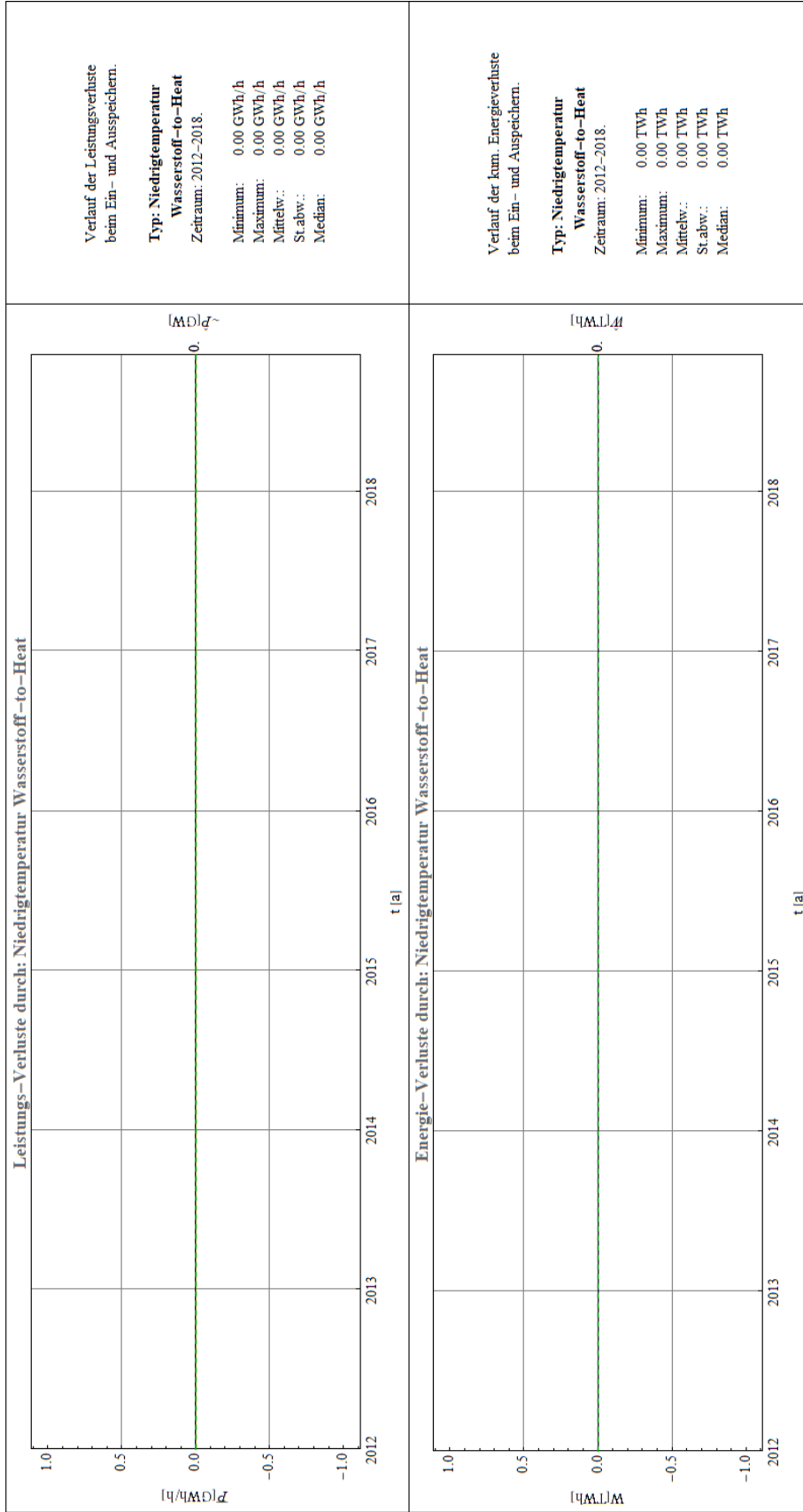


Bild 6.4-20: Verlustleistung/-energie Direktwärme (dezentral, NT).

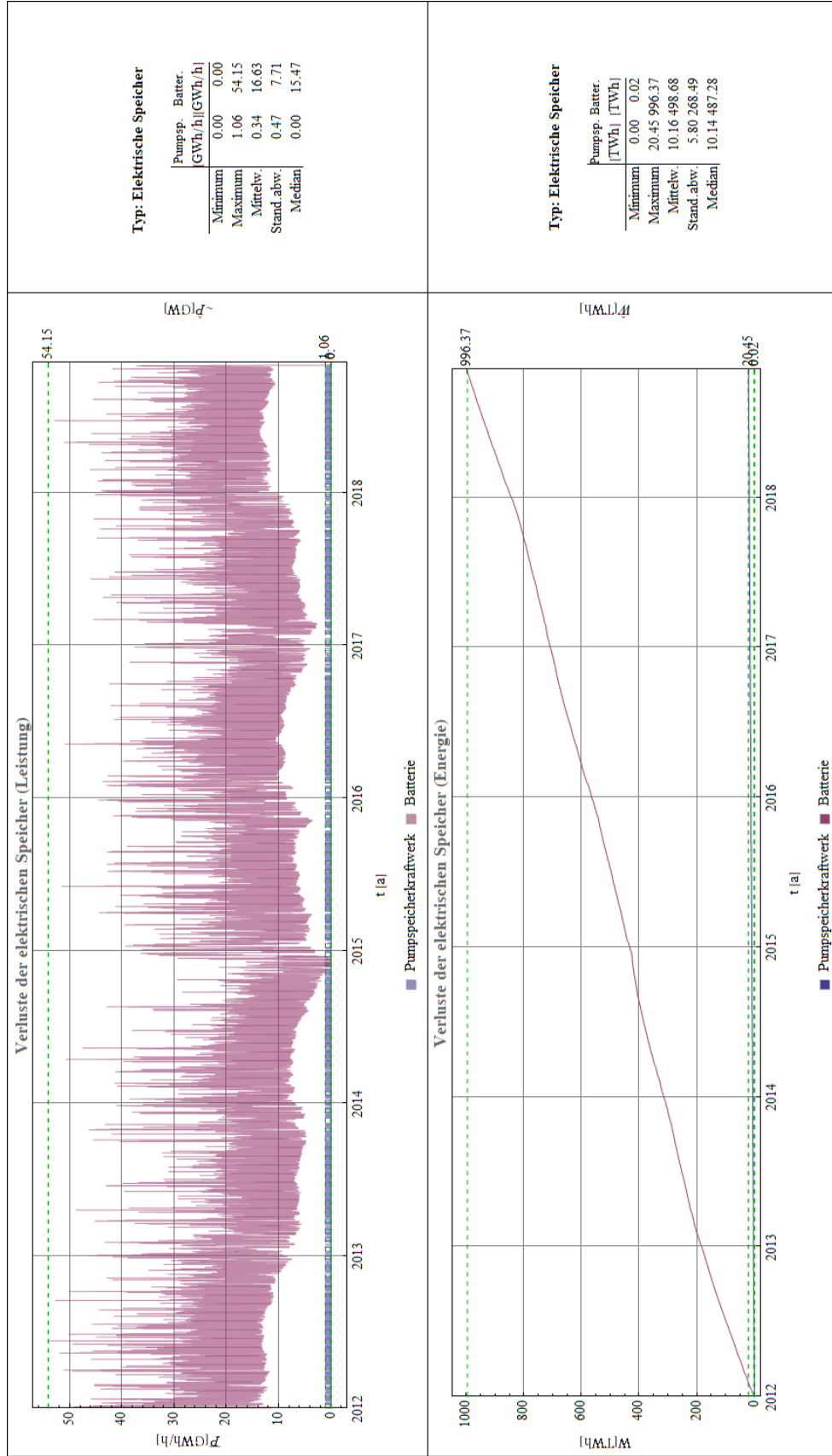


Bild 6.4-21: Verlustleistung/-energie Direktwärme (HT).



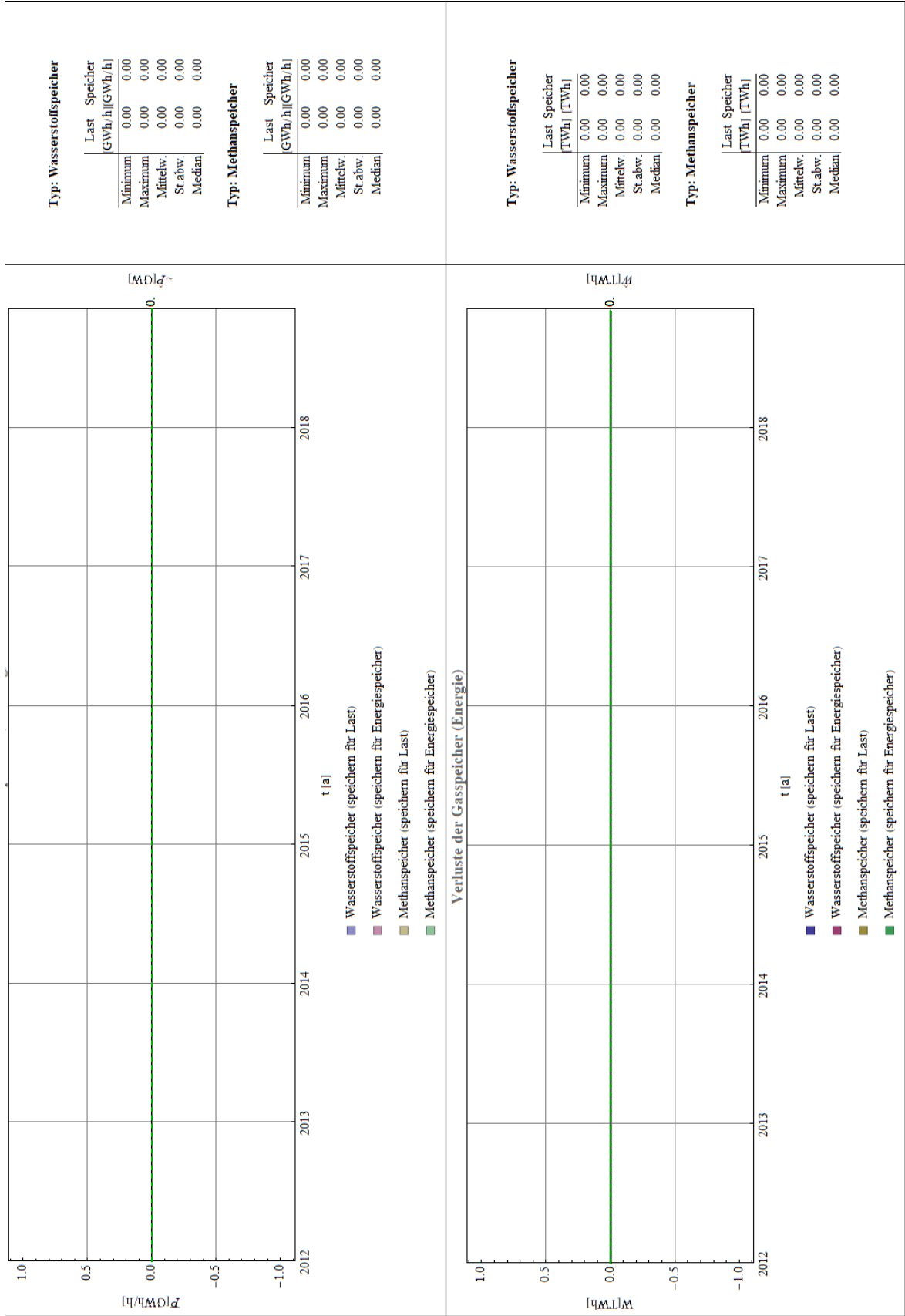


Bild 4 20. Industriehydrogen/ ammonia Fernwärmespeicher / AHT

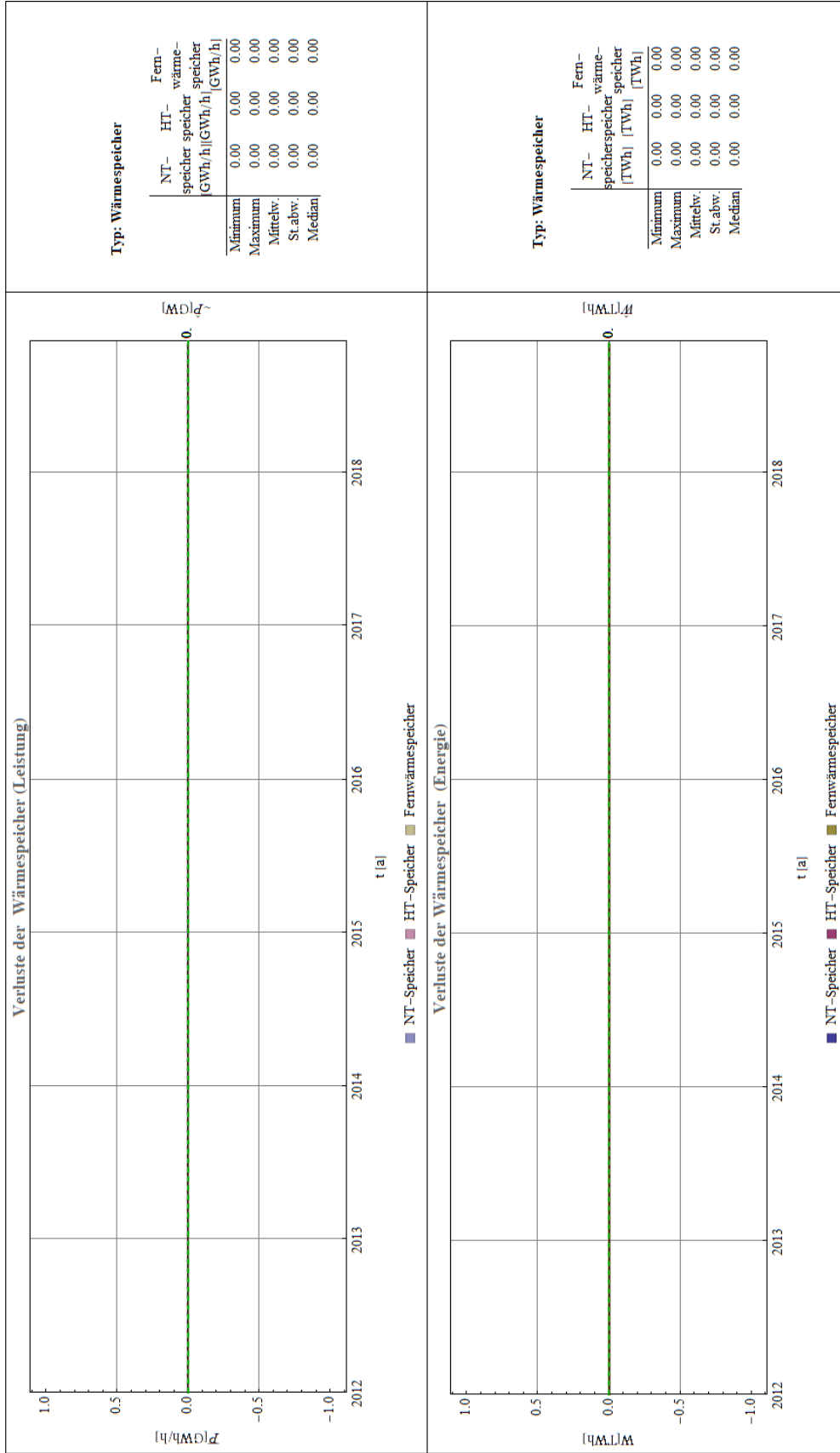


Bild 6.4-23: Verlustleistung/-energie Wärmespeicher (NT).

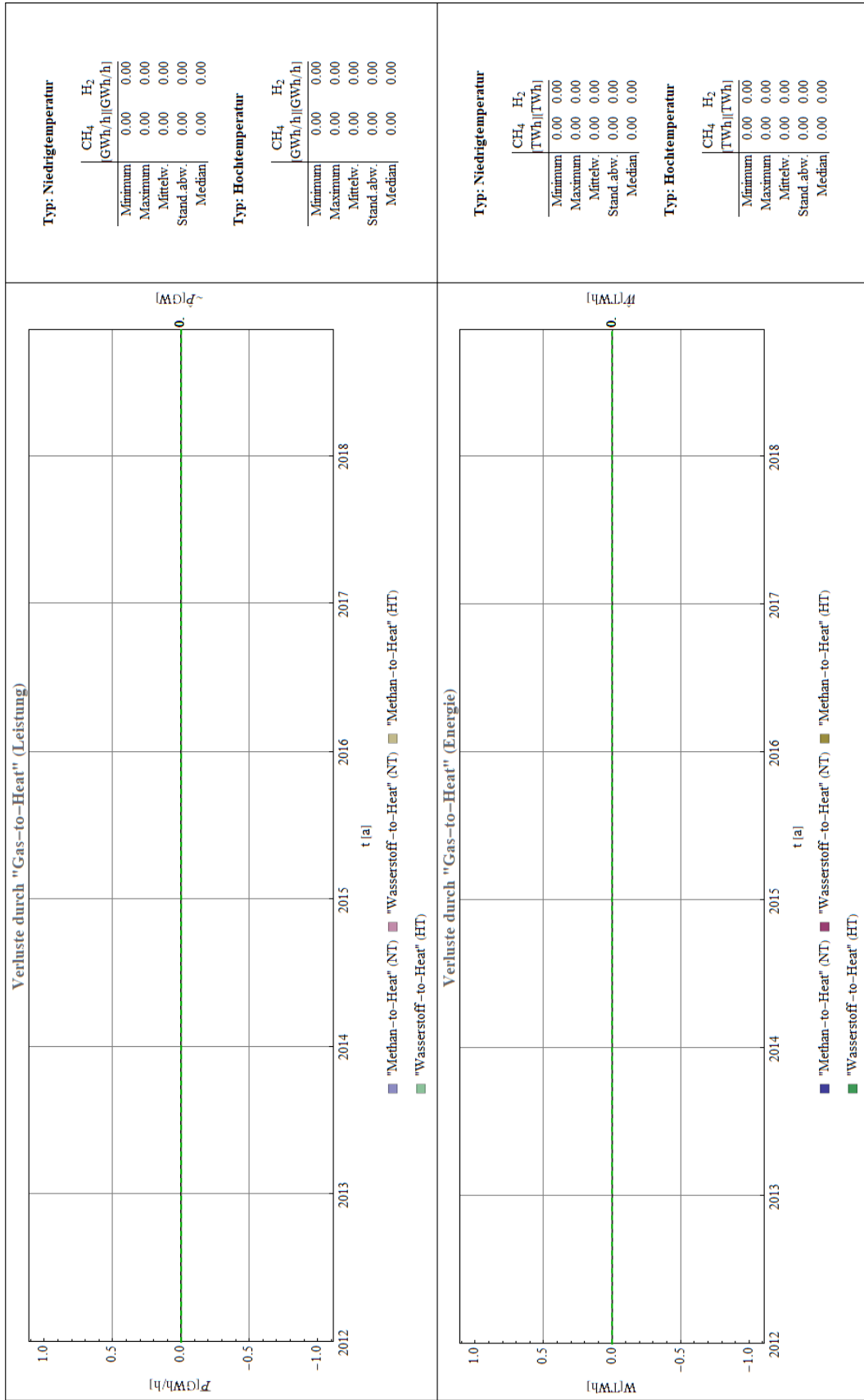


Bild 6.4-24: Verlustleistung/-energie Wärmespeicher (HT).

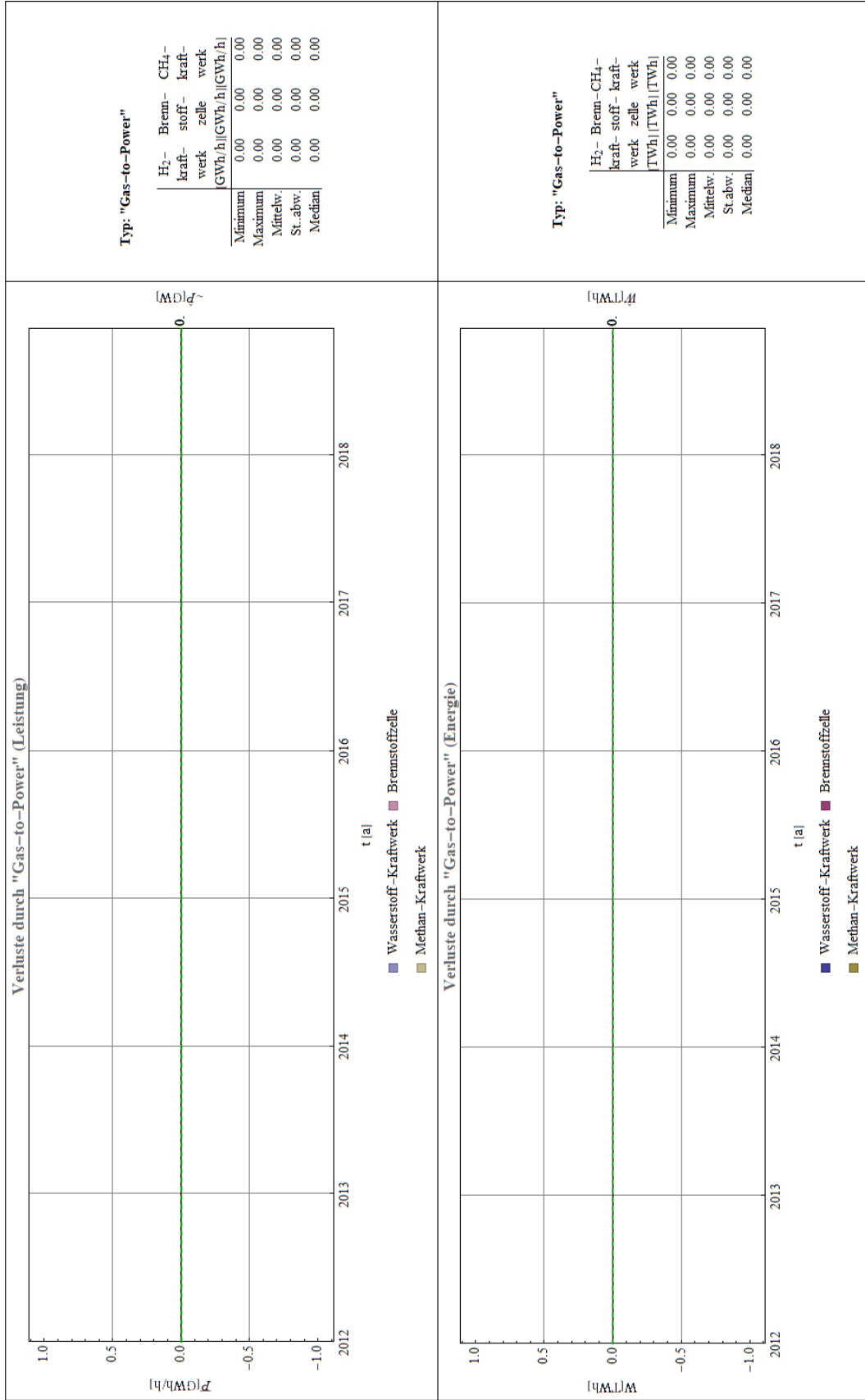


Bild 6.4-25: Verlustleistungen/-energien elektrische Speicher (gesamt).

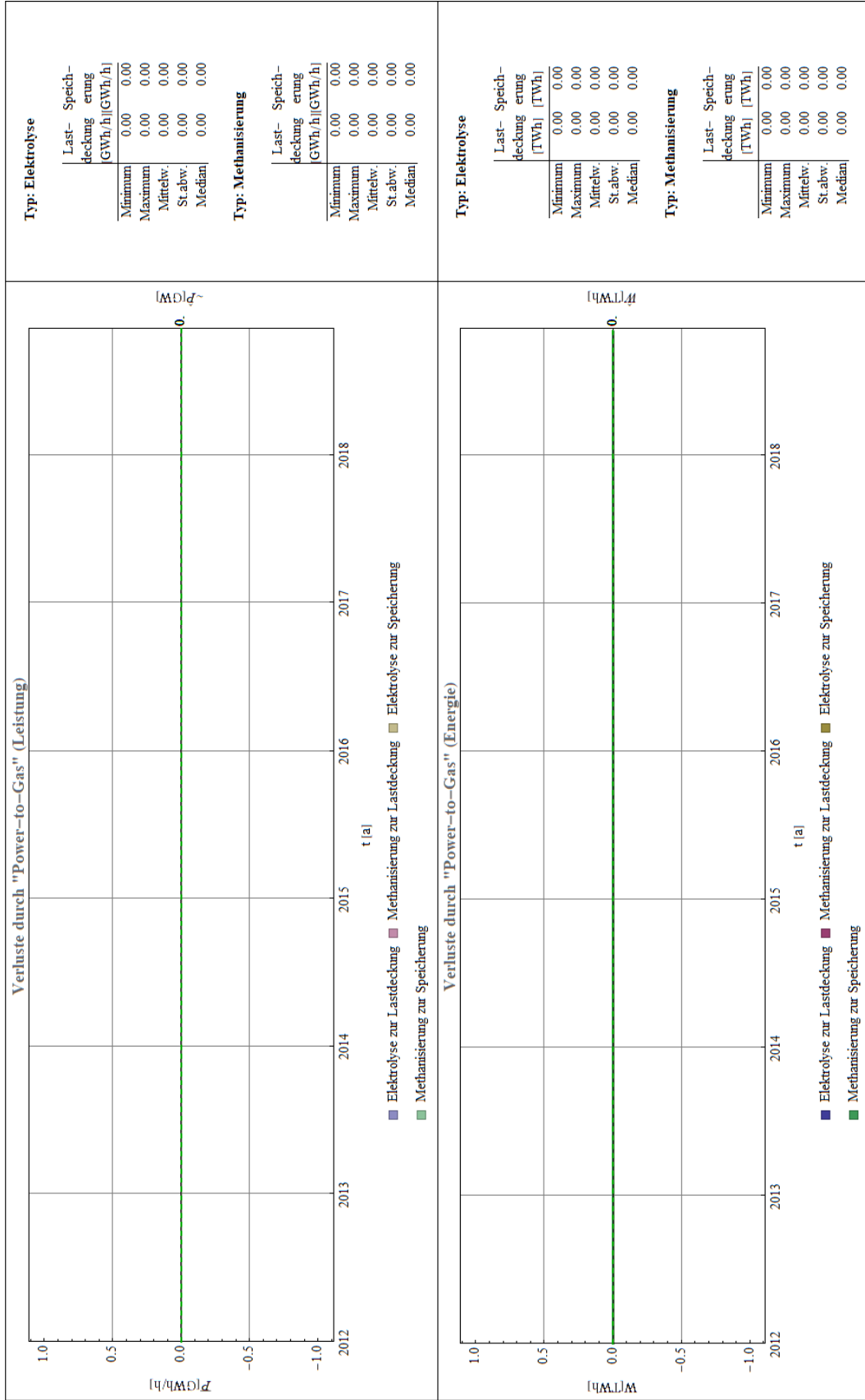


Bild 6.4-26: Verlustleistungen/–energien Gasspeicher, gesamt.

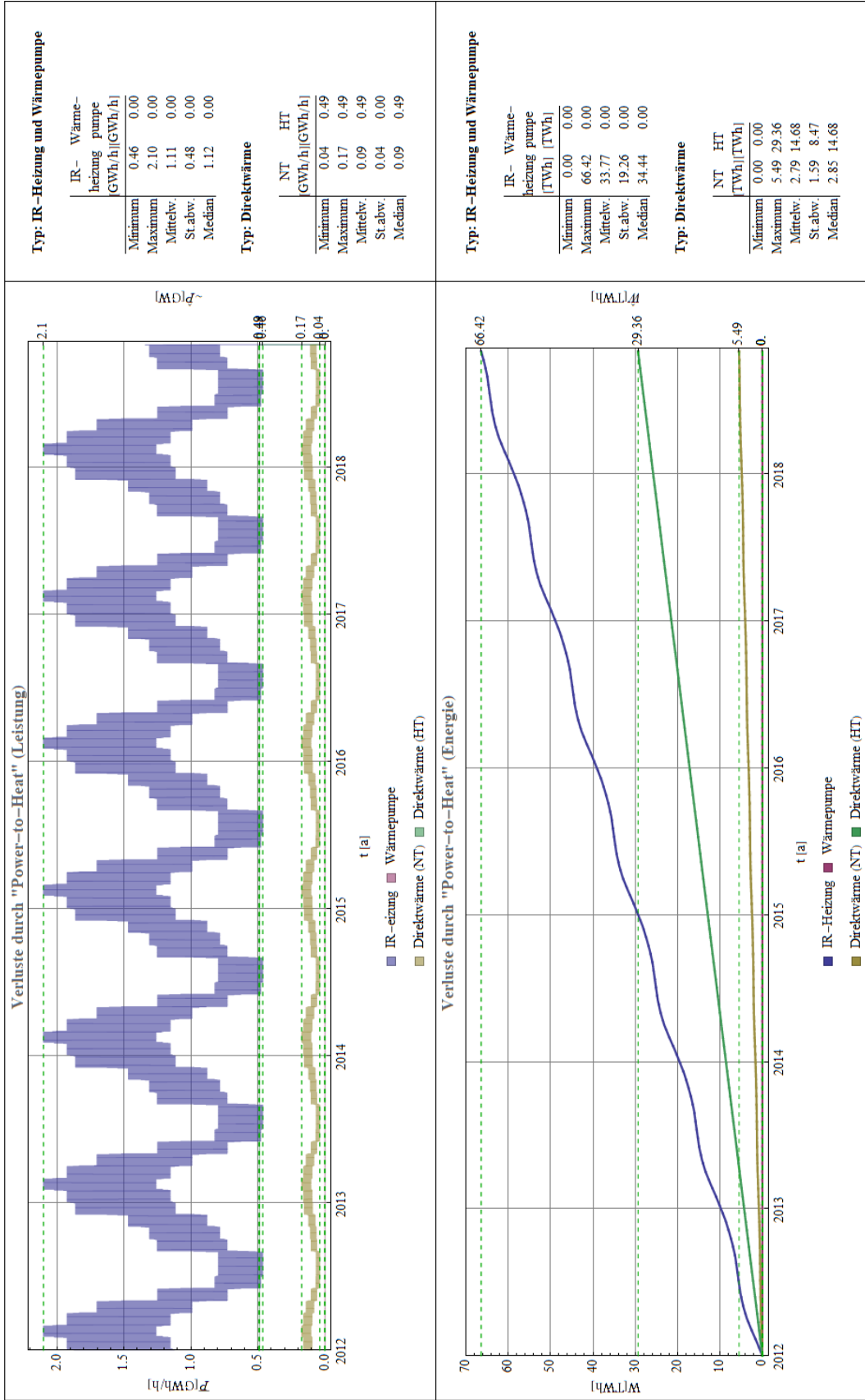


Bild 6.4-27: Verlustleistungen/-energien Wärmespeicher, gesamt.

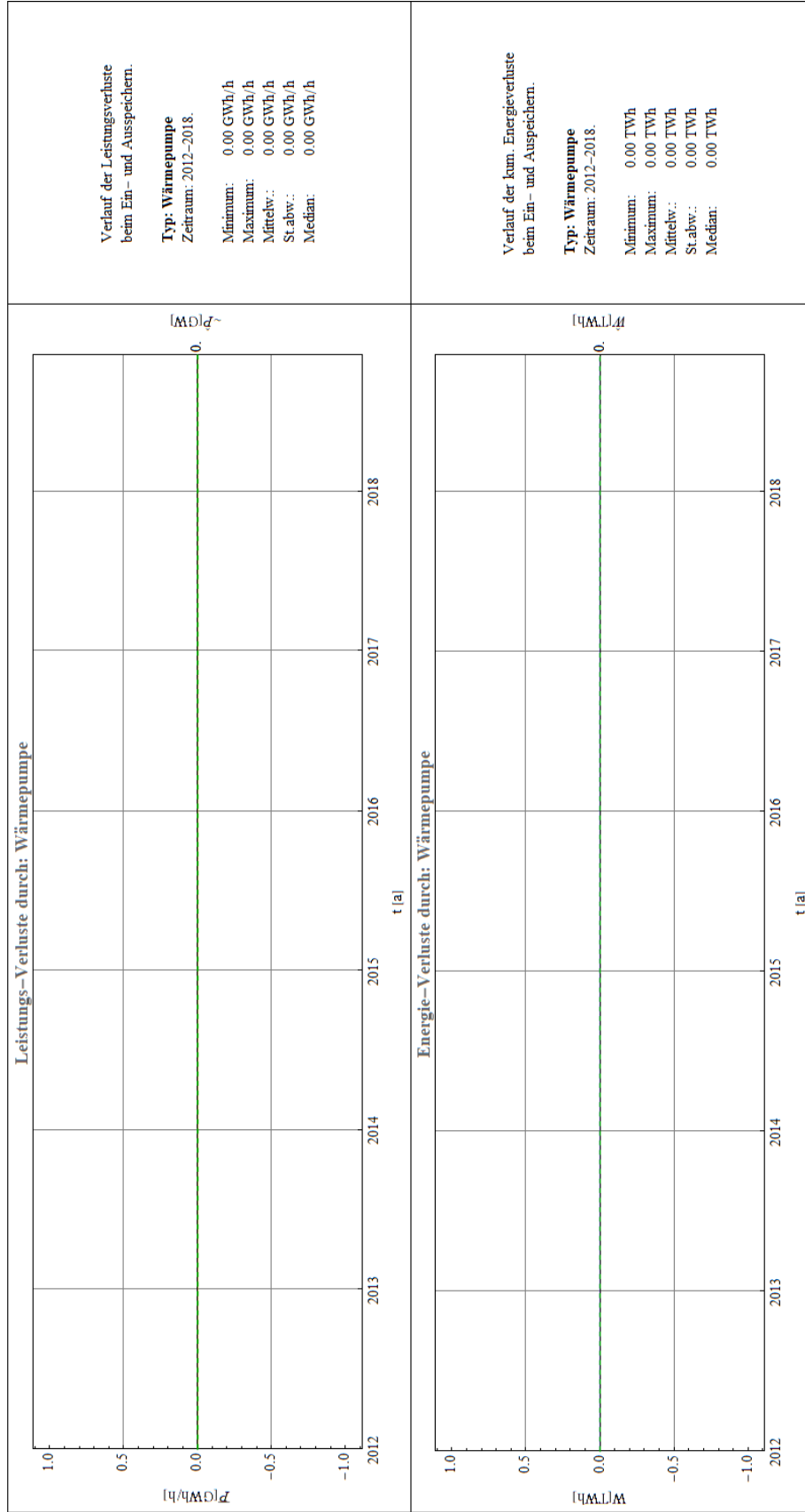


Bild 6.4-28: Verlustleistungen/-energien "Gas-to-Power"-Anlagen (G2P), gesamt.

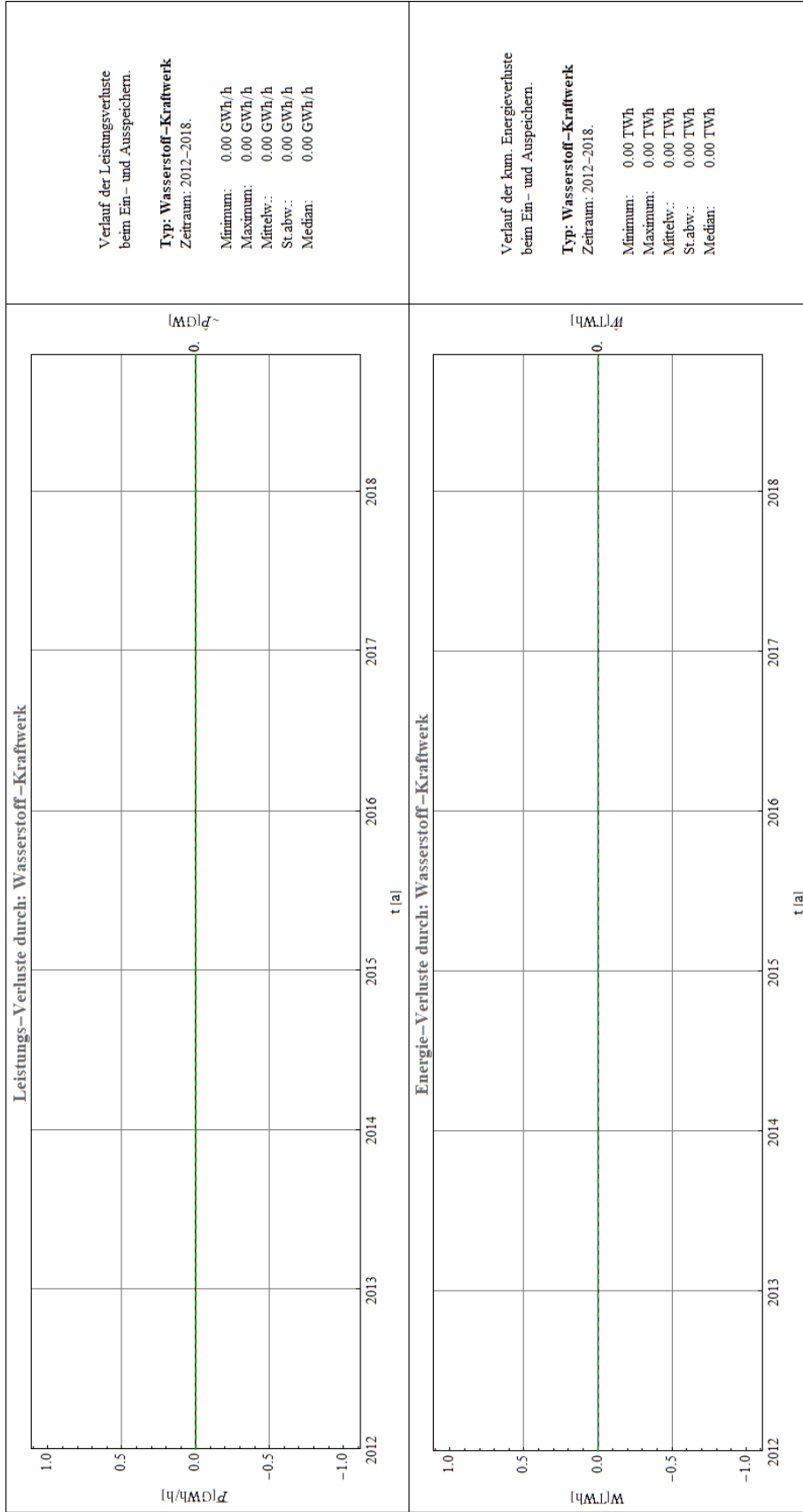


Bild 6.4-29: Verlustleistungen/–energien "Gas-to-Heat"-Anlagen (G2H), gesamt.



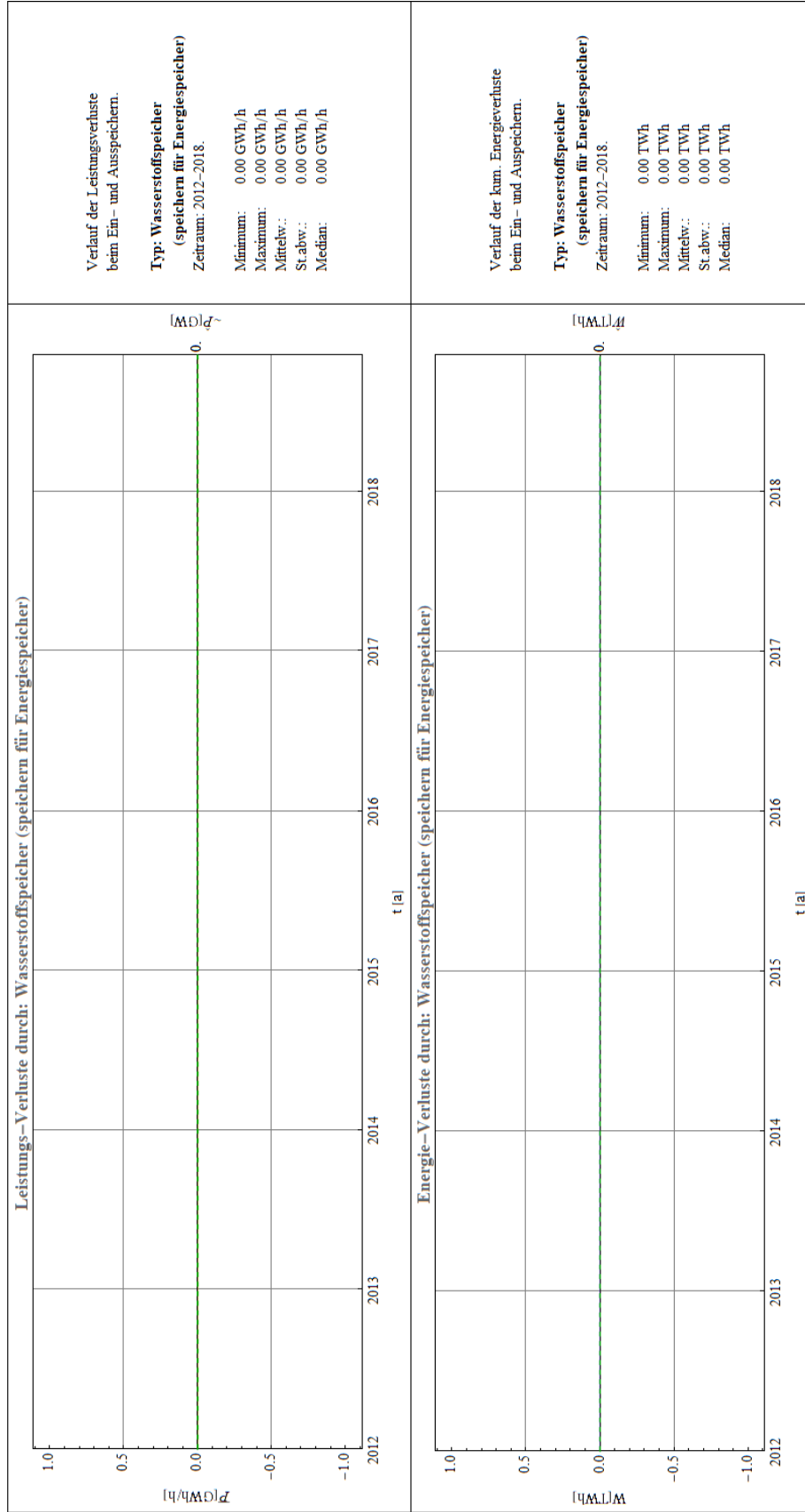


Bild 6.4-30: Verlustleistungen/-energien "Power-to-Gas"-Anlagen (P2G), gesamt.

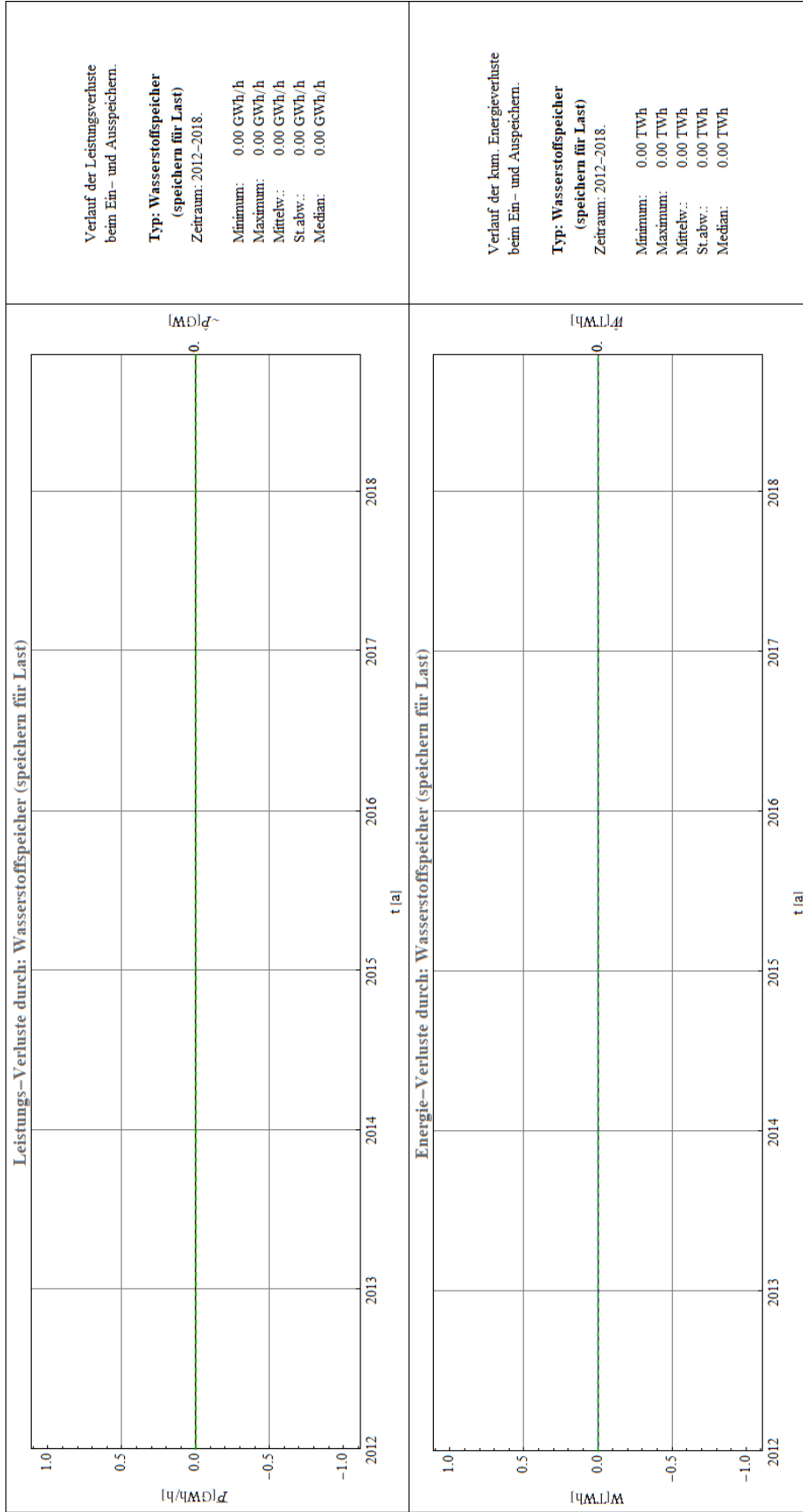


Bild 6.4-31: Verlustleistungen/-energien "Power-to-Heat"-Anlagen (P2H), gesamt.

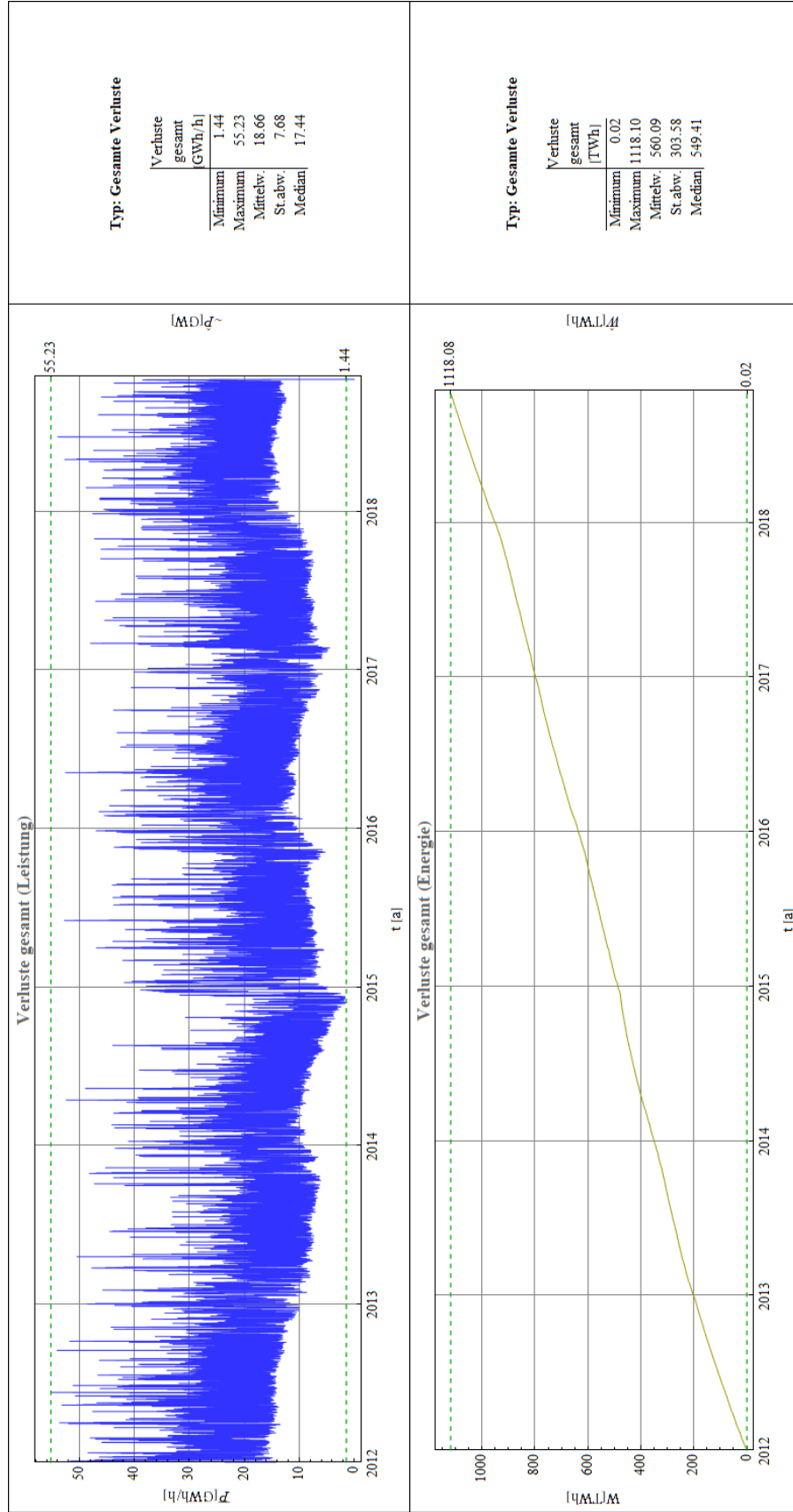


Bild 6.4–32: Verlustleistung/–energie, GESAMT.

## 7. Tabellen mit wichtigen Eckdaten

In den Tabellen 7-1 bis 7-7 sind zahlreiche Eckpunkte, die sich aus den Berechnungen ergeben, zusammenfassend dargestellt.

- Tabelle 7-1: Hier wird der Flächenbedarf der wichtigsten Komponenten gemäß den Angaben in der Eingabemaske zum spezifischen Flächenbedarf dargestellt. Da der Flächenbedarf in der Eingabemaske in einem Min-Max-Wertebereich angegeben ist, ergeben sich auch im Endergebnis Minimal- und Maximalwerte für den Flächenbedarf. Der Flächenbedarf ist in der Tabelle verglichen mit der verfügbaren Fläche von Deutschland und von Nordrhein-Westfalen. Dies soll helfen einzuschätzen, ob die anfangs eingegebenen Parameter bzgl. des Flächenbedarfs zu vertretbaren Werten führen. Bei den Flächenangaben für die WE- und PV-Anlagen ist außerdem noch der zusätzliche Flächenbedarf zum Ausgleich der Anlagen-Degradation (siehe Anlage 1 *“Memo zu den Abschreibungskosten degradierender Anlagen”*) berücksichtigt.
- Tabelle 7-2: Hier wird der Ressourcenbedarf der wichtigsten Komponenten gemäß den Angaben in der Eingabemaske zum spezifischen Ressourcenbedarf dargestellt. Dieser wird verglichen mit den weltweit verfügbaren Ressourcen gemäß den Angaben in der Eingabemaske.
- Tabelle 7-3: Die energetische Übersichtstabelle dient zuvörderst der Überprüfung der Energiebilanz durch die Programm-Entwickler. Sie stellt somit die dritte Möglichkeit einer Plausibilitätsüberprüfung dar. Weiterhin gibt die Tabelle zusammenfassend Informationen zur Erzeugung, zum Verbrauch und zu den Verlusten im System. Hinweis: Die Energiebilanz kommt nur dann zu korrekten Werten, wenn die Füllstände aller Speicher zu Beginn der Berechnung Null sind. Werden initiale Speicherfüllstände größer Null vorgegeben, berücksichtigt die Energiebilanz die hierdurch bedingten (geringfügigen) Selbstentladungsverluste nicht, was allerdings nur zu geringfügigen Fehlern bei der Bilanzierung der Energien führt. Die Korrektheit der Energieverläufe ist dennoch gegeben, vergleiche Bild 5.3.

Die nachfolgend erörterten Kostentabellen enthalten in der Spalte “Typ” die Begriffe *“initiale Installation”* und *“durch Instandsetzung”*. PV- und WEA-Anlagen degradieren während ihrer Lebensdauer spürbar. Bei PV-Anlagen beträgt die üblicherweise angenommene jährliche Degradation ~0,5% [7], Windenergieanlagen verlieren pro Jahr ~1,6% ihrer ursprünglich installierten Leistungsfähigkeit [8]. Dies führt zu einem entsprechenden Ausfall an effektiv installierter Leistung, der fortlaufend, z.B. jährlich, nachgerüstet werden muss, um das erforderliche bzw. eingeplante Leistungsniveau aufrecht zu erhalten. Zur Aufrechterhaltung der ursprünglichen Leistungsfähigkeit von PV- und Windenergieanlagen müssen diese also ständig um neue Anlagenteile ergänzt werden. Hierdurch erhöhen sich bezogen auf die effektiv installierte Leistung die Investitionskosten und die Abschreibungsraten. Für WE- und PV-Anlagen ist diese Degradation bei den Berechnungsergebnissen des Energiewendeplaners berücksichtigt. Weitere Informationen sind im Memo in Anhang 1 angegeben.

Die Bezeichnungen *“p...leistungsspezifisch”* und *“c...kapazitätsspezifisch”* bedeuten, dass die anfänglichen Investitionskosten entweder auf die installierte Leistung einer der aufgeführten Komponenten oder auf deren Speicherkapazität bezogen sind.

Die betrachteten Kosten beinhalten keinerlei Kosten durch Zinsdienste, durch den Import von Energie, die Netzkosten, Wartungskosten oder ähnliches. Sie beziehen sich ausschließlich auf die für die aufgeführten Komponenten mitgeteilten Kosten. Sie liegen daher unterhalb der tatsächlich

zu erwartenden Kosten und können als optimistisch betrachtet werden.

- Tabelle 7-4: Die Tabelle informiert in G€/a (Giga-EUR/a, Milliarden €/a) über die jährlich mindestens anfallenden Kosten in einem Min-Max-Bereich. Dabei sind die spezifischen Investitionskosten (pro kW oder pro kWh) und die Abschreibungsdauern berücksichtigt.
- Tabelle 7-5: Die Tabelle informiert über die Umlage der jährlichen Investitionskosten gemäß Tabelle 7-4 auf jeweils einen in Deutschland registrierten "durchschnittlichen" Bewohner (€/res/m). Weiterhin informiert sie über den Anteil dieser Kosten am fiktiven durchschnittlichen monatlichen Einkommen pro Person (%pci/m [pci=per capita income]).
- Tabelle 7-6: Wie Tabelle 7-5. Allerdings sind hier die jährlichen EE-Kosten auf Haushalte umgelegt.
- Tabelle 7-7: Die Tabelle informiert über die Umlage der jährlichen EE-Kosten auf die insgesamt mit inländischen EE erzeugter Energie.

Typ (p ... Leistungsspezifisch) (c ... Kapazitätsspezifisch)	Fläche (min) qkm	Fläche (max) qkm	%DE (min) %	%DE (max) %	%NRW (min) %	%NRW (max) %
Wind auf See (Neuinstallation)	4250.0	17000.0	1.2	4.8	12.5	49.8
Wind auf See (wg. Degradation)	646.0	3944.0	0.2	1.1	1.9	11.6
Wind an Land /Neuinstallation)	30305.0	121220.0	8.5	33.9	88.8	355.4
Wind an Land (wg. Degradation)	4606.4	28123.0	1.3	7.9	13.5	82.4
Solar (Neuinstallation)	2592.4	3456.6	0.7	1.0	7.6	10.1
Solar (wg. Degradation)	123.1	250.6	0.0	0.1	0.4	0.7
Pumpspeicherkraftwerk (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Batterie (p)	40.1	400.5	0.0	0.1	0.1	1.2
Methanspeicher (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserstoffspeicher (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Speicher (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hochtemperatur Speicher (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärmespeicher (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pumpspeicherkraftwerk (c)	5.5	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Batterie (c)	11520.0	11520.0	3.2	3.2	33.8	33.8
Methanspeicher (c)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserstoffspeicher (c)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Speicher (c)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hochtemperatur Speicher (c)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärmespeicher (c)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gaskraftwerk (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Elektrolyse (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Methanisierung (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Wasserstoff-Kraftwerk (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brennstoffzelle (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Methan-Kraftwerk (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hochtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hochtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Infrarotheizung (p)	0.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Wärmepumpe (p)	0.3	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Niedrigtemperatur-Direktwärme (p)	0.4	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Hochtemperatur-Direktwärme (p)	1.1	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Summe	54051.0	185530.0	15.1	51.9	158.5	543.9

Bild 7-1: Min./max. Flächenbedarf Energieerzeuger.

Typ	kritisches Material	W <sub>requ</sub> [TWh]	(m/W) batt g/kWh	m <sub>nötig</sub> [Mt]	m <sub>verfügbar</sub> [Mt]	$\frac{m_{nötig}}{m_{verfügbar}}$ %
Batterie	Lithium	245.11	140.0	34.30	47.0	73.0
Batterie	Cobalt	245.11	450.0	110.00	25.0	441.2
Elektroauto	Lithium	1.18	140.0	0.00	47.0	0.0
Elektrotrucks	Lithium	0.94	150.0	0.00	41.0	0.0

Bild 7-2: Bedarf an seltenen Materialien.

Energetische Übersichtstabelle										
Lasten										
Typ	Last [TWh/a]	Benötigte Energie [TWh/a]	Verluste [TWh/a]	Jahresmittelwert [TWh]						
				2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Bruttostromverbrauch	484	484	0	468	463	506	478	479	493	509
<b>Mobilitäts-Last</b>										
Elektro-Mobilität	528	528	0	528	528	528	528	528	528	528
Wasserstoff-Mobilität	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Methan-Mobilität	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wärme-Last (Niedrigtemperatur)</b>										
elektrisch	199	209	11	211	211	211	211	211	211	211
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Methan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wärme-Last (Hochtemperatur)</b>										
elektrisch	425	429	4	429	429	429	429	429	429	429
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Methan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Verluste durch Speicherung und Wandlung</b>										
Speichern (el.)	./.	149	149	186	134	121	135	147	137	184
Speichern (Wasserstoff)	./.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Speichern (Methan)	./.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rückverstromung (Wasserstoff)	./.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rückverstromung (Methan)	./.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Summe</b>	1636	1799	164	1822	1765	1794	1780	1794	1798	1860
Checksumme der Verluste	./.	164	164	201	149	136	150	162	152	199
<b>Erzeuger [TWh/a]</b>										
<b>Parametrierte Erzeuger</b>										
Solar		397		413	370	385	393	376	378	411
Wind an Land		1001		980	943	919	1099	940	1101	1117
Wind auf See		287		271	304	296	271	304	296	287
reg. Grundleistung		67		67	67	67	67	67	67	67
konv. Kraftwerke		0		0	0	0	0	0	0	0
<b>energetische (Rück-) Gewinnung</b>										
Abwärme		0		0	0	0	0	0	0	0
therm. Energie (Wärmepumpe)		47		47	47	47	47	47	47	47
<b>Summe</b>		1797		1778	1732	1714	1877	1735	1889	1929
<b>Import/Export [TWh/a]</b>										
Wasserstoff (Import)		0		0	0	0	0	0	0	0
Methan (Import)		0		0	0	0	0	0	0	0
el. Energie (Import)		2		0	0	11	0	0	0	0
el. Energie (Export)		0		0	0	0	0	0	0	0
<b>Durchschnittliche im System umgespeicherte Energie [TWh/a]</b>										
Speicher		2		-44	-33	-69	97	-59	91	69

Bild 7-3: Überprüfung der Energiebilanz.

Typ (p ... Leistungsspezifisch) (c ... kapazitätsspezifisch)	min. inv. G€/a	max. inv. G€/a
Wind auf See (initiale Intallation)	2.2	4.4
Wind auf See (durch Instandsetzung)	0.5	0.7
Wind an Land (initiale Intallation)	15.6	31.2
Wind an Land (durch Instandsetzung)	3.5	4.8
Solar (initiale Installation)	10.1	36.7
Solar (durch Instandsetzung)	0.7	1.8
Pumpspeicherkraftwerk (p)	0.1	0.2
Batterie (p)	20.0	55.9
Methanspeicher (p)	0.0	0.0
Wasserstoffspeicher (p)	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Speicher (p)	0.0	0.0
Hochtemperatur Speicher (p)	0.0	0.0
Fernwärmespeicher (p)	0.0	0.0
Pumpspeicherkraftwerk (c)	0.1	0.6
Batterie (c)	6127.8	27371.0
Methanspeicher (c)	0.0	0.0
Wasserstoffspeicher (c)	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Speicher (c)	0.0	0.0
Hochtemperatur Speicher (c)	0.0	0.0
Fernwärmespeicher (c)	0.0	0.0
Gaskraftwerk (p)	0.0	0.0
Elektrolyse (p)	0.0	0.0
Methanisierung (p)	0.0	0.0
Wasserstoff-Kraftwerk (p)	0.0	0.0
Brennstoffzelle (p)	0.0	0.0
Methan-Kraftwerk (p)	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.0	0.0
Niedrigtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.0	0.0
Hochtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.0	0.0
Hochtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.0	0.0
Infrartheizung (p)	0.0	0.0
Wärmepumpe (p)	0.1	0.9
Niedrigtemperatur-Direktwärme (p)	0.1	1.2
Hochtemperatur-Direktwärme (p)	0.4	3.5
<b>SUMME</b>	<b>6161.1</b>	<b>27457.0</b>

Bild 7-4: Min./max. zu investierende Mittel.

Typ (p ... Leistungsspezifisch) (c ... Kapazitätsspezifisch)	min. inv.	max. inv.	Einheit
Wind auf See (initiale Installation)	2.23	4.48	€/EW/m
Wind auf See (durch Instandsetzung)	0.51	0.69	€/EW/m
Wind auf See	0.10	0.18	€/pci/m
Wind an Land (initiale Installation)	15.92	31.94	€/EW/m
Wind an Land (durch Instandsetzung)	3.63	4.94	€/EW/m
Wind an Land	0.68	1.29	€/pci/m
Solar (initiale Installation)	10.32	37.58	€/EW/m
Solar (durch Instandsetzung)	0.74	1.82	€/EW/m
Solar	0.39	1.38	€/pci/m
Pumpspeicherkraftwerk (p)	0.06	0.25	€/EW/m
	0.00	0.01	€/pci/m
Batterie (p)	20.49	57.21	€/EW/m
	0.72	2.00	€/pci/m
Methanspeicher (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Wasserstoffspeicher (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Niedrigtemperatur Speicher (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Hochtemperatur Speicher (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Fernwärmespeicher (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Pumpspeicherkraftwerk (c)	0.05	0.56	€/EW/m
	0.00	0.02	€/pci/m
Batterie (c)	6271.10	28011.00	€/EW/m
	219.27	979.39	€/pci/m
Methanspeicher (c)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Wasserstoffspeicher (c)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Niedrigtemperatur Speicher (c)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Hochtemperatur Speicher (c)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Fernwärmespeicher (c)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Gaskraftwerk (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Elektrolyse (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Methanisierung (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Wasserstoff-Kraftwerk (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Brennstoffzelle (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Methan-Kraftwerk (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Niedrigtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Niedrigtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Hochtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Hochtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Infrarotheizung (p)	0.00	0.00	€/EW/m
	0.00	0.00	€/pci/m
Wärmepumpe (p)	0.15	0.95	€/EW/m
	0.01	0.03	€/pci/m
Niedrigtemperatur-Direktwärme (p)	0.13	1.27	€/EW/m
	0.00	0.04	€/pci/m
Hochtemperatur-Direktwärme (p)	0.37	3.59	€/EW/m
	0.01	0.13	€/pci/m
<b>Summe</b>	<b>6305.10</b>	<b>28099.00</b>	€/EW/m
	<b>220.46</b>	<b>982.47</b>	€/pci/m

Bild 7-5: Min./max. zu investierende Mittel pro Einwohner und Monat.



Typ (p ... leistungsspezifisch) (c ... kapazitätsspezifisch)	min. inv. €/hh/m	max. inv. €/hh/m
Wind auf See (Initial Intallation)	4.39	8.82
Wind auf See (Durch Instandsetzung)	1.00	1.36
Wind an Land (Initial Intallation)	31.33	62.86
Wind an Land (Durch Instandsetzung)	7.14	9.72
Solar (Initiale Installation)	20.30	73.96
Solar (durch Instandsetzung)	1.45	3.57
Pumpspeicherkraftwerk (p)	0.11	0.49
Batterie (p)	40.33	112.59
Methanspeicher (p)	0.00	0.00
Wasserstoffspeicher (p)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Speicher (p)	0.00	0.00
Hochtemperatur Speicher (p)	0.00	0.00
Fernwärmespeicher (p)	0.00	0.00
Pumpspeicherkraftwerk (c)	0.10	1.11
Batterie (c)	12341.10	55123.70
Methanspeicher (c)	0.00	0.00
Wasserstoffspeicher (c)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Speicher (c)	0.00	0.00
Hochtemperatur Speicher (c)	0.00	0.00
Fernwärmespeicher (c)	0.00	0.00
Gaskraftwerk (p)	0.00	0.00
Elektrolyse (p)	0.00	0.00
Methanisierung (p)	0.00	0.00
Wasserstoff-Kraftwerk (p)	0.00	0.00
Brennstoffzelle (p)	0.00	0.00
Methan-Kraftwerk (p)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.00	0.00
Hochtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.00	0.00
Hochtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.00	0.00
Infrartheizung (p)	0.00	0.01
Wärmepumpe (p)	0.29	1.88
Niedrigtemperatur-Direktwärme (p)	0.26	2.50
Hochtemperatur-Direktwärme (p)	0.72	7.06
<b>Summe</b>	<b>12408.10</b>	<b>55296.60</b>

Bild 7-6: Min./max. zu investierende Mittel pro Haushalt und Monat.

Typ (p ... Leistungsspezifisch) (c ... kapazitätsspezifisch)	min. invest. ct/kWh	max. invest. ct/kWh
Wind auf See (initiale Installation)	0.12	0.24
Wind auf See (durch Instandsetzung)	0.03	0.04
Wind an Land (initiale Installation)	0.86	1.74
Wind an Land (durch Instandsetzung)	0.20	0.27
Solar (initiale Installation)	0.56	2.04
Solar (durch Instandsetzung)	0.04	0.10
Pumpspeicherkraftwerk (p)	0.00	0.01
Batterie (p)	1.11	3.11
Methanspeicher (p)	0.00	0.00
Wasserstoffspeicher (p)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Speicher (p)	0.00	0.00
Hochtemperatur Speicher (p)	0.00	0.00
Fernwärmespeicher (p)	0.00	0.00
Pumpspeicherkraftwerk (c)	0.00	0.03
Batterie (c)	340.61	1521.40
Methanspeicher (c)	0.00	0.00
Wasserstoffspeicher (c)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Speicher (c)	0.00	0.00
Hochtemperatur Speicher (c)	0.00	0.00
Fernwärmespeicher (c)	0.00	0.00
Gaskraftwerk (p)	0.00	0.00
Elektrolyse (p)	0.00	0.00
Methanisierung (p)	0.00	0.00
Wasserstoff-Kraftwerk (p)	0.00	0.00
Brennstoffzelle (p)	0.00	0.00
Methan-Kraftwerk (p)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.00	0.00
Niedrigtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.00	0.00
Hochtemperatur Methan-to-Heat (p)	0.00	0.00
Hochtemperatur Wasserstoff-to-Heat (p)	0.00	0.00
Infrarotheizung (p)	0.00	0.00
Wärmepumpe (p)	0.01	0.05
Niedrigtemperatur-Direktwärme (p)	0.01	0.07
Hochtemperatur-Direktwärme (p)	0.02	0.19
<b>Summe</b>	<b>342.46</b>	<b>1526.20</b>

Bild 7-7: Min./max. zu investierende Mittel pro erzeugter kWh.

## Quellenverzeichnis

- [1] Mark Lux: “Erstellung und Erprobung eines Mathematica-Programms mit EXCEL-Präprozessor zur Berechnung diverser Energiewende-Szenarien.” Masterarbeit, Oktober 2019, Westfälische Hochschule, Labor für Hochspannungs- und Hochleistungspulstechnik.
- [1a] “Sicherstellung der Stromversorgung bei Dunkelflauten”. Dokumentation Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste. Dokumentation WD s-3000-167/18, 31.01.2019. Via <https://www.bundestag.de/resource/blob/627898/b65deea51fdb399e4b64f1182465658d/WD-5-167-18-pdf-data.pdf> (abgerufen am 18.10.2019).
- [1b] “Pumpspeicherkraftwerk”. <https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherkraftwerk> (abgerufen am 18.10.2019).
- [1c] “Übertragungsverlust”. <https://de.wikipedia.org/wiki/Übertragungsverlust> (abgerufen am 18.10.2019).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: “Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: August 2018”. Via [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=30](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=30) (abgerufen am 13.10.2019).
- [3] Rudolph Buch et al.: “Jahresdauerlinie”. <https://de.wikipedia.org/wiki/Jahresdauerlinie> (abgerufen am 10.10.2019).
- [4] Stefan Hajek: “Bremsen Rohstoff-Engpässe das Elektroauto aus?”. Wirtschaftswoche, 15.11.2017, <https://www.wiwo.de/technologie/mobilitaet/lithium-und-kobalt-bremsen-rohstoff-engpaesse-das-elektroauto-aus/20560144.html> (abgerufen am 10.10.2019).
- [5] <https://www.entsoe.eu/data/transparency-platform/> (abgerufen am 10.10.2019).
- [6] <https://www.marktstammdatenregister.de/> (aufgerufen am 10.10.2019).
- [7] <https://www.photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/solarmodule/degradation-von-solarmodulen> (aufgerufen am 18.10.2019).
- [8] I. Staffel, R. Green: “How does wind farm performance decline with age?” Renewable Energy, Vol. 66, Juni 2014, S. 775-786. Via <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005727?via%3Dihub> (aufgerufen am 18.10.2019).

## Verzeichnis der Bilder

Bild 3–1	Leistungs– und Energieverlauf der "Strom"–Last.
Bild 3–2	Leistungs– und Energieverlauf von mit Akkumulatoren betriebenen PKWs.
Bild 3–3	Leistungs– und Energieverlauf von mit Akkumulatoren betriebenen LKWs.
Bild 3–4	Leistungs– und Energieverlauf von mit Brennstoffzellen betriebenen PKWs.
Bild 3–5	Leistungs– und Energieverlauf von mit Brennstoffzellen betriebenen LKWs.
Bild 3–6	Leistungs– und Energieverlauf von mit Methan betriebenen PKWs.
Bild 3–7	Leistungs– und Energieverlauf von mit Methan betriebenen LKWs.
Bild 3–8	Leistungs– und Energieverlauf der Hochtemperatur–Wärmelasten (>300°C).
Bild 3–9	Leistungs– und Energieverlauf der Niedertemperatur–Wärmelasten (<300°C).
Bild 3–10	Installierte, aktuelle und normierte Leistung von PV–Anlagen in Deutschland.
Bild 3–11	Installierte, aktuelle und normierte Leistung von WEA an Land (Deutschland).
Bild 3–12	Installierte, aktuelle und normierte Leistung von WEA auf See (Deutschland).
Bild 4–1	Leistungs–/Energieverlauf Photovoltaik–Anlagen.
Bild 4–2	Leistungs–/Energieverlauf Windenergieanlagen auf See.
Bild 4–3	Leistungs–/Energieverlauf der Windenergieanlagen an Land.
Bild 4–4	Leistungs–/Energieverlauf Gaskraftwerk
Bild 5–1	Nennleistungen von WE– und PV–Anlagen. Iterationsfehler, Iterationen, Berechnungsdauer.
Bild 5–2	Leistungsdauerlinie elektrische Last (inkl. Verluste) und EE–Erzeuger.
Bild 5–3	Kontrollausgabe Energiegleichgewicht. Anfangswert $\neq$ Endwert.
Bild 5–4	Energieverläufe Erzeuger und Verbraucher. Anfangswert $\neq$ Endwert.
Bild 5–5	Leistungsverläufe WEA–/PV–Erzeuger, Maximalleistungen, Gesamtnennleistung.
Bild 7–1	Min./max. Flächenbedarf Energieerzeuger.
Bild 7–2	Bedarf an seltenen Materialien.
Bild 7–3	Überprüfung der Energiebilanz.
Bild 7–4	Min./max. zu investierende Mittel.
Bild 7–5	Min./max. zu investierende Mittel pro Einwohner und Monat.
Bild 7–6	Min./max. zu investierende Mittel pro Haushalt und Monat.
Bild 7–7	Min./max. zu investierende Mittel pro erzeugter kWh.
Bild 6.1–1	Leistungs–/Energieverläufe Brennstoffzellen–Anlagen.
Bild 6.1–2	Leistungs–/Energieverläufe Elektrolyse–Anlagen.
Bild 6.1–3	Leistungs–/Energieverläufe "Gas–to–Heat"–Anlagen, gesamt.
Bild 6.1–4	Leistungs–/Energieverläufe "Gas–to–Power"–Anlagen, gesamt.
Bild 6.1–5	Leistungs–/Energieverläufe Direktwärmeanlagen (HT).
Bild 6.1–6	Leistungs–/Energieverläufe "CH <sub>4</sub> –to–Heat"–Anlagen (HT).
Bild 6.1–7	Leistungs–/Energieverläufe "H <sub>2</sub> –to–Heat"–Anlagen (HT).
Bild 6.1–8	Leistungs–/Energieverläufe Infrarot–Heizungen.
Bild 6.1–9	Leistungs–/Energieverläufe Methanisierung.
Bild 6.1–10	Leistungs–/Energieverläufe CH <sub>4</sub> –Gaskraftwerke.
Bild 6.1–11	Leistungs–/Energieverläufe Direktwärmeanlagen (NT).
Bild 6.1–12	Leistungs–/Energieverläufe "CH <sub>4</sub> –to–Heat"–Anlagen (NT).
Bild 6.1–13	Leistungs–/Energieverläufe "H <sub>2</sub> –to–Heat"–Anlagen (NT).
Bild 6.1–14	Überblick Leistungs–/Energieverläufe "Power–to–Gas"–Anlagen (P2G).
Bild 6.1–15	Überblick Leistungs–/Energieverläufe "Power–to–Heat"–Anlagen (P2H).
Bild 6.1–16	Leistungs–/Energieverläufe Wärmepumpen–Anlagen.
Bild 6.1–17	Leistungs–/Energieverläufe H <sub>2</sub> –Gaskraftwerke.
Bild 6.2–1	Leistungs–/Energieverläufe Stromexport.

Bild 6.2–2	Leistungs-/Energieverläufe Stromimport.
Bild 6.2–3	Leistungs-/Energieverläufe CH <sub>4</sub> -Import.
Bild 6.2–4	Leistungs-/Energieverläufe H <sub>2</sub> -Import.
Bild 6.3–1	Leistungs- und Energieverläufe Pumpspeicherkraftwerk.
Bild 6.3–2	Leistungs- und Energieverläufe Batterie.
Bild 6.3–3	Leistungs-/Energieverläufe H <sub>2</sub> -Speicher.
Bild 6.3–4	Leistungs-/Energieverläufe CH <sub>4</sub> -Speicher.
Bild 6.3–5	Leistungs-/Energieverläufe Fernwärmespeicher.
Bild 6.3–6	Leistungs-/Energieverläufe elektrische Speicher gesamt.
Bild 6.3–7	Leistungs-/Energieverläufe Gasspeicher, gesamt.
Bild 6.3–8	Leistungs-/Energieverläufe Wärmespeicher, gesamt.
Bild 6.3–9	Leistungs-/Energieverläufe Wärmespeicher (HT).
Bild 6.3–10	Leistungs-/Energieverläufe Wärmespeicher (NT).
Bild 6.3–11	Leistungs-/Energieverläufe Speicher, gesamt.
Bild 6.4–1	Verlustleistung und –energie Pumpspeicherkraftwerk.
Bild 6.4–2	Verlustleistung und –energie Batterie.
Bild 6.4–3	Verlustleistung/–energie H <sub>2</sub> -Elektrolyse-Anlagen (zur Lastdeckung).
Bild 6.4–4	Verlustleistung/–energie H <sub>2</sub> -Elektrolyse-Anlagen (zur Speicherung).
Bild 6.4–5	Verlustleistung/–energie Brennstoffzellen.
Bild 6.4–6	Verlustleistung/–energie H <sub>2</sub> -Gaskraftwerke (G2P H <sub>2</sub> ).
Bild 6.4–7	Verlustleistung/–energie H <sub>2</sub> -Speicher (zur Speicherung).
Bild 6.4–8	Verlustleistung/–energie H <sub>2</sub> -Speicher (zur Lastdeckung).
Bild 6.4–9	Verlustleistung/–energie "H <sub>2</sub> -to-Heat"-Anlagen (NT).
Bild 6.4–10	Verlustleistung/–energie "H <sub>2</sub> -to-Heat"-Anlagen (HT).
Bild 6.4–11	Verlustleistung/–energie Methanisierungsanlage (zur Lastdeckung).
Bild 6.4–12	Verlustleistung/–energie Methanisierungsanlage (zur Speicherung).
Bild 6.4–13	Verlustleistung/–energie CH <sub>4</sub> -Gaskraftwerk (G2P Methan).
Bild 6.4–14	Verlustleistung/–energie CH <sub>4</sub> -Speicher (zur Speicherung).
Bild 6.4–15	Verlustleistung/–energie CH <sub>4</sub> -Speicher (zur Lastdeckung).
Bild 6.4–16	Verlustleistung/–energie "CH <sub>4</sub> -to-Heat"-Anlagen (NT).
Bild 6.4–17	Verlustleistung/–energie "CH <sub>4</sub> -to-Heat"-Anlagen (HT).
Bild 6.4–18	Verlustleistung/–energie Infrarotheizungen (Direktwärme (zentral), NT).
Bild 6.4–19	Verlustleistung/–energie Wärmepumpen (Direktwärme (zentral), NT).
Bild 6.4–20	Verlustleistung/–energie Direktwärme (dezentral, NT).
Bild 6.4–21	Verlustleistung/–energie Direktwärme (HT).
Bild 6.4–22	Verlustleistung/–energie Fernwärmespeicher (NT).
Bild 6.4–23	Verlustleistung/–energie Wärmespeicher (NT).
Bild 6.4–24	Verlustleistung/–energie Wärmespeicher (HT).
Bild 6.4–25	Verlustleistungen/–energien elektrische Speicher (gesamt).
Bild 6.4–26	Verlustleistungen/–energien Gasspeicher, gesamt.
Bild 6.4–27	Verlustleistungen/–energien Wärmespeicher, gesamt.
Bild 6.4–28	Verlustleistungen/–energien "Gas-to-Power"-Anlagen (G2P), gesamt.
Bild 6.4–29	Verlustleistungen/–energien "Gas-to-Heat"-Anlagen (G2H), gesamt.
Bild 6.4–30	Verlustleistungen/–energien "Power-to-Gas"-Anlagen (P2G), gesamt.
Bild 6.4–31	Verlustleistungen/–energien "Power-to-Heat"-Anlagen (P2H), gesamt.
Bild 6.4–32	Verlustleistung/–energie, GESAMT.

---

## Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1–1:	Niedertemperatur–Wärmeverbrauch.
Tabelle 2.1–2:	Hochtemperatur–Wärmeverbrauch.
Tabelle 2.2–1:	Generelle Daten Verkehr/Transport.
Tabelle 2.2–2:	Verbrauch usw. Verkehr/Transport
Tabelle 2.2–3:	Kritische Materialien
Tabelle 2.3–1:	Eingegebene Eckdaten Haupterzeuger
Tabelle 2.3–2:	Eingegebene Eckdaten konventionelle Kraftwerke
Tabelle 2.4–1:	Strom↔Gas.
Tabelle 2.4–2:	Direktwärme.
Tabelle 2.4–3:	Gas→Wärme.
Tabelle 2.5–1:	Eingegebene Eckdaten elektrische Speicher.
Tabelle 2.5–2:	Eingegebene Eckdaten Gasspeicher.
Tabelle 2.5–3:	Eingegebene Eckdaten Wärmespeicher.

## Verzeichnis der Quellen zu den Eingabedaten

Sofern bei der Definition der Variablen in der Eingabemaske die entsprechende Literatur angegeben ist, wird diese hier angegeben.

### Elektrische Speicher

#### Pumpspeicherkraftwerk

- Maximal mögliche Kapazität

0.055 TWh

Sterner, Michael(Hrsg.);Stadler,Ingo(Hrsg.) (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Berlin/Heidelberg: Springer/Vieweg

- Maximal mögliche installierte Leistung

8.6 GW

Sterner, Michael(Hrsg.);Stadler,Ingo(Hrsg.) (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Berlin/Heidelberg: Springer/Vieweg

- Startwert Speicherenergie

0. TWh

Keine Quelle angegeben!

- Jahresnutzungsgrad

90. %

R. Paschotta, Artikel 'Pumpspeicherkraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energielexikon.info/pumpspeicherkraftwerk.html>>, (Abgerufen am 15.08.2017)

- Wirkungsgrad eingangsseitig

88. %

R. Paschotta, Artikel 'Pumpspeicherkraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energielexikon.info/pumpspeicherkraftwerk.html>>, (Abgerufen am 15.08.2017)

- Wirkungsgrad ausgangsseitig

88. %

R. Paschotta, Artikel 'Pumpspeicherkraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energielexikon.info/pumpspeicherkraftwerk.html>>, (Abgerufen am 15.08.2017)

- Selbstentladungsrate

4.46 %/Jahr

S. 29: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

- Nutzbare Abwärme

0. %

Keine Quelle angegeben!

- Minimale Abschreibungsdauer

40. Jahr

Agora Energiewende(2014):Studie"Stromspeicher der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilernetz"

- Maximale Abschreibungsdauer

80. Jahr

Agora Energiewende(2014):Studie"Stromspeicher der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilernetz"

- Minimale mittlere technische Lebensdauer

99. Jahr

<http://voith.com/corp-de/branchen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerke.html>

- Maximale mittlere technische Lebensdauer

99. Jahr

<http://voith.com/corp-de/branchen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerke.html>

- Minimale leistungsspezifische Investitionskosten

0.44 k€/kW

Bundesverband Energiespeicher (2016): Anwendungsbeispiel Speichertechnologien: Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal

- Maximale leistungsspezifische Investitionskosten

1. k€/kW

Bundesverband Energiespeicher (2016): Anwendungsbeispiel Speichertechnologien: Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal

- Minimale kapazitätsspezifische Investitionskosten

0.073 k€/kWh

Bundesverband Energiespeicher (2016): Anwendungsbeispiel Speichertechnologien: Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal

- Maximale kapazitätsspezifische Investitionskosten

0.4 k€/kWh

Bundesverband Energiespeicher (2016): Anwendungsbeispiel Speichertechnologien: Pumpspeicherwerk (PSW) Goldisthal

- Minimale leistungsspezifische Stellfläche

0.52 m<sup>2</sup>/MW

[https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherwerk\\_Goldisthal](https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherwerk_Goldisthal)

- Maximale leistungsspezifische Stellfläche

0.52 m<sup>2</sup>/MW

[https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherwerk\\_Goldisthal](https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherwerk_Goldisthal)

- Minimale kapazitätsspezifische Stellfläche

100. m<sup>2</sup>/MWh

<http://energiespeicher.blogspot.com/2011/08/pumpspeicherkraftwerke.html>

- Maximale kapazitätsspezifische Stellfläche

100. m<sup>2</sup>/MWh

<http://energiespeicher.blogspot.com/2011/08/pumpspeicherkraftwerke.html>

## Regenerative Kraftwerke

### Windkraftanlage auf See

- Prozentuale Leistungsbegrenzung

70. %



Keine Quelle angegeben!

- **Derzeit installierte Leistung**

6382. MW

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/270822/umfrage/installierte-windenergieleistung-auf-see-in-deutschland/>

- **Maximal installierbare Leistung**

85 000. MW

<https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/wind/onshore/potenziale-der-windenergie>

- **Minimale Abschreibungsdauer**

20. Jahr

<https://datenbank.nwb.de/Dokument/Anzeigen/300738/>

- **Maximale Abschreibungsdauer**

30. Jahr

<https://datenbank.nwb.de/Dokument/Anzeigen/300738/>

- **Minimale mittlere technische Lebensdauer**

10. Jahr

<https://www.windkraft-journal.de/2017/05/17/verlaengerung-der-lebensdauer-von-hauptwellenlagern-in-windkraftanlagen/102415>

- **Maximale mittlere technische Lebensdauer**

20. Jahr

<https://www.windkraft-journal.de/2017/05/17/verlaengerung-der-lebensdauer-von-hauptwellenlagern-in-windkraftanlagen/102415>

- **Minimale leistungsspezifische Investitionskosten**

0.77 k€/kW

Artikel: "Kosten für Windkraftanlagen", URL: <<http://www.erneuerbare-energie-windenergie.de/windenergie-kosten>>, (Abgerufen am 11.08.2017)

- **Maximale leistungsspezifische Investitionskosten**

1.03 k€/kW

Artikel: "Kosten für Windkraftanlagen", URL: <<http://www.erneuerbare-energie-windenergie.de/windenergie-kosten>>, (Abgerufen am 11.08.2017)

- **Minimale leistungsspezifische Stellfläche**

50 000. m<sup>2</sup>/MW

<http://www.windenergie-im-binnenland.de/flaechenverbrauch.php>

- **Maximale leistungsspezifische Stellfläche**

200 000. m<sup>2</sup>/MW

<http://www.windenergie-im-binnenland.de/flaechenverbrauch.php>

## Konventionelle Kraftwerke

### Gaskraftwerk

- **Installierte Leistung**

0. GW

entsoeTransparency Platform; Central collection and publication of electricity generation, transportation and

consumption data and information for the pan-European market, URL:<<https://transparency.entsoe.eu>> (Abgerufen am 17.08.2017)

#### ■ Nutzbare\_Abwaerme

80. %

R. Paschotta, Artikel 'Gaskraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energie-lexikon.info/gaskraftwerk.html>>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

#### ■ Jahresnutzungsgrad

90. %

R. Paschotta, Artikel 'Gaskraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energie-lexikon.info/gaskraftwerk.html>>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

#### ■ Maximal zulässiger CO2-Anteil

100. %

Keine Quelle angegeben!

#### ■ Spezifische CO2-Produktion

600. g CO2 - eq/kWh

R. Paschotta, Artikel 'Gaskraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energie-lexikon.info/gaskraftwerk.html>>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

#### ■ Minimale Abschreibungsdauer

10. Jahr

[https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/SolH2\\_Bericht\\_final.pdf](https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/SolH2_Bericht_final.pdf)

#### ■ Maximale Abschreibungsdauer

30. Jahr

[https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/SolH2\\_Bericht\\_final.pdf](https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/SolH2_Bericht_final.pdf)

#### ■ Minimale mittlere technische Lebensdauer

20. Jahr

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010\\_03\\_04\\_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010_03_04_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf)

#### ■ Maximale mittlere technische Lebensdauer

40. Jahr

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010\\_03\\_04\\_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010_03_04_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf)

#### ■ Minimale leistungsspezifische Investitionskosten

0.36 k€/kW

Agentur für Erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke", Stand: November 2012, URL:

<[http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Investitionskosten\\_nov12.pdf](http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf)>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

#### ■ Maximale leistungsspezifische Investitionskosten

0.55 k€/kW

Agentur für Erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke", Stand: November 2012, URL:

<[http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Investitionskosten\\_nov12.pdf](http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf)>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

#### ■ Minimale leistungsspezifische Stellfläche

45 . m<sup>2</sup>/MW

PDF: Gersteinwerk\_Kraftwerk

- Maximale leistungsspezifische Stellfläche

100 . m<sup>2</sup>/MW

PDF: Gersteinwerk\_Kraftwerk

## Elektromobilität

### Elektroauto

- Jährlicher Stromverbrauch

14,4 kWh/100km

<https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>

- Prozentualer Anteil an allen PKWs oder LKWs

100 . %

Keine Quelle angegeben!

- Durchschnittliche Kapazität

25 . kWh

<https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>

## P2G / G2P

### Elektrolyse

- Wirkungsgrad

70 . %

<https://de.wikipedia.org/wiki/Elektrolyse>

- Installierte Leistung

0 . GW

[https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer/barometer\\_2017/power-to-gas.html](https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer/barometer_2017/power-to-gas.html)

- Nutzbare Abwärme

10 . %

Keine Quelle angegeben!

- Jahresnutzungsgrad

99 . %

Keine Quelle angegeben!

- Minimale Abschreibungsdauer

20 . Jahr

[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Kloess.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf)

- Maximale Abschreibungsdauer

20 . Jahr

[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Kloess.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf)

- Minimale mittlere technische Lebensdauer  
20 . Jahr  
S. 4: <https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie%20Power-to-X.pdf>
- Maximale mittlere technische Lebensdauer  
30 . Jahr  
S. 4: <https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie%20Power-to-X.pdf>
- Minimale leistungsspezifische Investitionskosten  
0 . 4 k€/kW  
[https://www.weltenergierrat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040\\_DNK\\_Energie2018\\_Kap4.3.pdf](https://www.weltenergierrat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040_DNK_Energie2018_Kap4.3.pdf)
- Maximale leistungsspezifische Investitionskosten  
1 . 5 k€/kW  
[https://www.weltenergierrat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040\\_DNK\\_Energie2018\\_Kap4.3.pdf](https://www.weltenergierrat.de/wp-content/uploads/2018/05/81040_DNK_Energie2018_Kap4.3.pdf)
- Minimale leistungsspezifische Stellfläche  
63 . m<sup>2</sup>/MW  
[https://elib.dlr.de/94979/1/2014\\_DLR\\_ISE\\_KBB\\_LBST\\_PlanDelyKaD.pdf](https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf)
- Maximale leistungsspezifische Stellfläche  
190 . 6 m<sup>2</sup>/MW  
[https://elib.dlr.de/94979/1/2014\\_DLR\\_ISE\\_KBB\\_LBST\\_PlanDelyKaD.pdf](https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf)

## Gasspeicher

### Methanspeicher

- Maximal mögliche Kapazität  
0 . TWh  
S. 76: Sterner, Michael(Hrsg.);Stadler,Ingo(Hrsg.) (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Berlin/Heidelberg: Springer/Vieweg
- Startwert Speicherenergie  
0 . TWh  
Keine Quelle angegeben!
- Jahresnutzungsgrad  
99 . %  
Keine Quelle angegeben!
- Wirkungsgrad eingangsseitig  
99 . %  
Keine Quelle angegeben!
- Wirkungsgrad ausgangsseitig  
99 . %  
Keine Quelle angegeben!
- Selbstentladungsrate  
6 . %/Jahr

[https://crm.saena.de/sites/default/files/civCRM/persist/contribute/files/2012-11\\_Energiespeicher\\_Schegner.pdf](https://crm.saena.de/sites/default/files/civCRM/persist/contribute/files/2012-11_Energiespeicher_Schegner.pdf)

- **Minimale Abschreibungsdauer**

20. Jahr

[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Kloess.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf)

- **Maximale Abschreibungsdauer**

20. Jahr

[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Kloess.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf)

- **Minimale mittlere technische Lebensdauer**

20. Jahr

<https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie%20Power-to-X.pdf>

- **Maximale mittlere technische Lebensdauer**

30. Jahr

<https://www.ffe.de/attachments/article/761/Kurzstudie%20Power-to-X.pdf>

- **Minimale leistungsspezifische Investitionskosten**

1. k€/kW

S. 47: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

- **Maximale leistungsspezifische Investitionskosten**

2. k€/kW

S. 47: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

- **Minimale kapazitätsspezifische Investitionskosten**

0.0003 m<sup>2</sup>/MW

S. 45: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

- **Maximale kapazitätsspezifische Investitionskosten**

0.0006 k€/kWh

S. 45: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

- **Minimale leistungsspezifische Stellfläche**

4.51 m<sup>2</sup>/MW

<https://group.vattenfall.com/what-we-do/market-transparency/gas-storage>

- **Maximale leistungsspezifische Stellfläche**

6.27 m<sup>2</sup>/MW

<https://group.vattenfall.com/what-we-do/market-transparency/gas-storage>

- **Minimale kapazitätsspezifische Stellfläche**

0. m<sup>2</sup>/MWh

Seite 45: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

- **Maximale kapazitätsspezifische Stellfläche**

0. m<sup>2</sup>/MWh

Seite 45: [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf)

## Gas-Mobilität

### Methan PKW

- Gasverbrauch

3.5 kg/100km

<https://www.gas24.de/cms/31-0-modelle-erdgasfahrzeuge.html>

- Prozentualer Anteil an allen PKWs oder LKWs

0. %

Keine Quelle angegeben!

## Gas-to-Heat

### Methan Niedertemperatur

- Wirkungsgrad

96. %

Keine Quelle angegeben!

- Jahresnutzungsgrad

90. %

R. Paschotta, Artikel 'Gaskraftwerk' im RP-Energie-Lexikon, URL: <<https://www.energie-lexikon.info/gaskraftwerk.html>>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

- Minimale Abschreibungsdauer

15. Jahr

[https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/schlussbericht-vorhaben-biomethan.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/schlussbericht-vorhaben-biomethan.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

- Maximale Abschreibungsdauer

30. Jahr

[https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/schlussbericht-vorhaben-biomethan.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/schlussbericht-vorhaben-biomethan.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

- Minimale mittlere technische Lebensdauer

35. Jahr

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010\\_03\\_04\\_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010_03_04_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf)

- Maximale mittlere technische Lebensdauer

45. Jahr

[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010\\_03\\_04\\_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20171010_03_04_Konventionelle%20KW%20und%20Klimasc.pdf)

- Minimale leistungsspezifische Investitionskosten

0.36 k€/kW

Agentur für Erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke", Stand: November 2012, URL:

<[http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Investitionskosten\\_nov12.pdf](http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf)>, (Abgerufen am: 08.08.2017)

- Maximale leistungsspezifische Investitionskosten

0.55 k€/kW

Agentur für Erneuerbare Energien, "Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke", Stand: November 2012, URL:

<[http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Investitionskosten\\_nov12.pdf](http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf)>  
, (Abgerufen am: 08.08.2017)

- Minimale leistungsspezifische Stellfläche

63. m<sup>2</sup>/MW

[https://elib.dlr.de/94979/1/2014\\_DLR\\_ISE\\_KBB\\_LBST\\_PlanDelyKaD.pdf](https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf)

- Maximale leistungsspezifische Stellfläche

190. m<sup>2</sup>/MW

[https://elib.dlr.de/94979/1/2014\\_DLR\\_ISE\\_KBB\\_LBST\\_PlanDelyKaD.pdf](https://elib.dlr.de/94979/1/2014_DLR_ISE_KBB_LBST_PlanDelyKaD.pdf)

## Wärmespeicher

### Niedertemperatur Tagesspeicher

- Maximal mögliche Kapazität

10. TWh

S. 152: Sterner, Michael (Hrsg.); Stadler, Ingo (Hrsg.) (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Berlin/Heidelberg: Springer/Vieweg

- Startwert Speicherenergie

0. TWh

Keine Quelle angegeben!

- Jahresnutzungsgrad

90. %

Keine Quelle angegeben!

- Wirkungsgrad eingangsseitig

99.9 %

[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)

- Wirkungsgrad ausgangsseitig

99.9 %

[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)

- Selbstentladungsrate

80. %/Jahr

Keine Quelle angegeben!

- Minimale Abschreibungsdauer

20. Jahr

[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)

- Maximale Abschreibungsdauer

40. Jahr

[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)

- **Minimale mittlere technische Lebensdauer**  
40. Jahr  
[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)
- **Maximale mittlere technische Lebensdauer**  
40. Jahr  
[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)
- **Minimale leistungsspezifische Investitionskosten**  
78 570. k€/GW  
[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)
- **Maximale leistungsspezifische Investitionskosten**  
116 430. k€/GW  
[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)
- **Minimale kapazitätsspezifische Investitionskosten**  
15 000. k€/GWh  
[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)
- **Maximale kapazitätsspezifische Investitionskosten**  
50 000. k€/GWh  
[https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_Energiespeicher.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf)
- **Minimale leistungsspezifische Stellfläche**  
100 000. m<sup>2</sup>/GW  
Keine Quelle angegeben!
- **Maximale leistungsspezifische Stellfläche**  
200 000. m<sup>2</sup>/GW  
Keine Quelle angegeben!
- **Minimale kapazitätsspezifische Stellfläche**  
750. m<sup>2</sup>/GWh  
Werte von Fernwärmespeicher übernommen/angenähert
- **Maximale kapazitätsspezifische Stellfläche**  
1000. m<sup>2</sup>/GWh  
Werte von Fernwärmespeicher übernommen/angenähert

## Direktwärme

### Infrarot Heizung (Niedertemperatur, zentral)

- **Wirkungsgrad**  
86. %  
<https://infrarotheizung-test.net/>
- **Jahresnutzungsgrad**  
99. %  
<http://heizkostenrechner.eu/infrarotheizung.html>



- Minimale Abschreibungsdauer  
10. Jahr  
Keine Quelle angegeben!
- Maximale Abschreibungsdauer  
20. Jahr  
Keine Quelle angegeben!
- Minimale mittlere technische Lebensdauer  
30. Jahr  
<https://www.haller-infrarot.com/faq/>
- Maximale mittlere technische Lebensdauer  
40. Jahr  
<https://www.haller-infrarot.com/faq/>
- Minimale leistungsspezifische Investitionskosten  
0.0018 k€/kW  
<https://www.energie-experten.org/heizung/elektroheizung/infrarotheizung/kosten.html>
- Maximale leistungsspezifische Investitionskosten  
0.0025 k€/kW  
<https://www.energie-experten.org/heizung/elektroheizung/infrarotheizung/kosten.html>
- Minimale leistungsspezifische Stellfläche  
10. m<sup>2</sup>/MW  
Keine Quelle angegeben!
- Maximale leistungsspezifische Stellfläche  
40. m<sup>2</sup>/MW  
Keine Quelle angegeben!

## Sonstige

- Regenerative Grundeinspeisung (z.B. Biomasse)  
67. TWh/a  
Sternner,Michael(Hrsg.);Stadler,Ingo(Hrsg.) (2017): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Berlin/Heidelberg: Springer/Vieweg
- Jährlich zulässige CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke  
200. Mt/a  
Umwelt Bundesamt, Artikel:"Treibhausgas-Emissionen in Deutschland", URL:  
<<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>>,(Abgerufen am: 08.08.2017
- Zugelassene PKWs  
 $4.70958 \times 10^7$   
[https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b\\_jahresbilanz.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html)
- Zugelassene LKWs  
 $3.14926 \times 10^6$   
[https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b\\_jahresbilanz.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html)

■ Jährliche Fahrleistung PKWs

13 922 . km/a

[https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr\\_in\\_kilometern\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html)

■ Jährliche Fahrleistung LKWs

96 915 . km/a

[https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr\\_in\\_kilometern\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html)

■ Energiedichte  $\frac{\text{CH}_4}{\text{kg}}$

14 . kWh/kg

<https://de.wikipedia.org/wiki/Energiedichte#Beispiele>

■ Energiedichte  $\frac{\text{H}_2}{\text{kg}}$

33 . 33 kWh/kg

<https://de.wikipedia.org/wiki/Energiedichte#Beispiele>

■ Jährlicher Stromverbrauch

485 . TWh/a

entsoeTransparency Platform; Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market, URL:<<https://transparency.entsoe.eu>> (Abgerufen am 17.08.2017)

■ Bedarf NT-Wärme

200 . TWh/a

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#textpart-1>

■ Prozentualer Anteil Wärmepumpen

30 . %

Keine Quelle angegeben!

■ Prozentualer Anteil IR-Heizungen

30 . %

Keine Quelle angegeben!

■ Prozentualer Anteil Fernwärmeheizungen

40 . %

Keine Quelle angegeben!

■ Prozentualer Anteil "CH<sub>4</sub>-to-Heat" (NT)

0 . %

Keine Quelle angegeben!

■ Prozentualer Anteil "H<sub>2</sub>-to-Heat" (NT)

0 . %

Keine Quelle angegeben!

■ Bedarf NT-Wärme

425 . TWh/a

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#textpart-1>

■ Prozentualer Anteil HT-Direktwärme

100 . %

Keine Quelle angegeben!

■ Prozentualer Anteil "CH4-to-Heat" (NT)

0. %

Keine Quelle angegeben!

■ Prozentualer Anteil "H2-to-Heat" (NT)

0. %

Keine Quelle angegeben!

■ Anzahl Einwohner Deutschland

$8.143 \times 10^7$

<https://countrymeters.info/de/Germany>

■ Anzahl Haushalte Deutschland

$4.1378 \times 10^7$

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156950/umfrage/anzahl-der-privathaushalte-in-deutschland-seit-1991/>

■ Mittleres Einkommen Deutschland (ipc)

2860. €/Month

<https://www.merkur.de/leben/karriere/gehalt-verdienen-deutschen-durchschnitt-zr-10493938.html>

■ Fläche Bundesrepublik Deutschland

357 582. km<sup>2</sup>

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/flaeche/struktur-der-flaechennutzung#textpart-1>

■ Fläche Nordrhein-Westfalen

34 110. km<sup>2</sup>

<https://de.wikipedia.org/wiki/Nordrhein-Westfalen>

# Anlage 1

## Memo zu den Abschreibungskosten degradierender Anlagen

### Einführung

Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen degradieren im Laufe ihrer Lebensdauer, die im folgenden mit ihrer Abschreibungsdauer  $T$  gleichgesetzt werden soll.

### Technische Betrachtung

Wird zum Beispiel angenommen, dass eine Anlage während eines Jahres einen bestimmten Prozentsatz  $d$  ihrer Leistungsfähigkeit verliert, muss dieser Leistungsverlust am Ende eines jeden Jahres ausgeglichen werden. Der Leistungsverlust im ersten Jahr folgt der Funktion

$$P_{\text{inst,eff}} = P_{\text{inst,init}} (1 - d)^t \quad (0)$$

Dabei ist  $P_{\text{inst,init}}$  die zu Beginn des ersten Jahres betrachtete Leistung,  $d$  ist die Degradation (z.B. 0.5% bei PV-Anlagen und 1.6% bei Windenergieanlagen),  **$t$  ist die Zeit in Jahren** und  $P_{\text{inst,eff}}$  ist die im Laufe der Zeit effektiv verfügbare installierte Leistung. Die gewählte Funktion definiert einen exponentiellen Abfall von  $P_{\text{inst,eff}}$ .

Bild M-1 zeigt den Verlauf der effektiv verfügbaren installierten Leistung  $P_{\text{inst,eff}}$  im ersten Jahr für  $d=10\%$ :

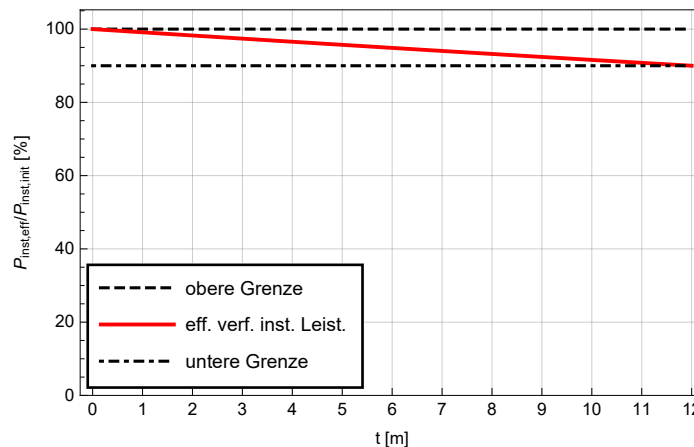


Bild M-1: Verlauf der effektiv verfügbaren installierten Leistung bei einer jährlichen Degradation von 10.0%.

Der hohe Wert für  $d$  wurde zur besseren Sichtbarmachung des Degradationseffektes gewählt. Klar ist zu erkennen, dass die effektiv verfügbare installierte Leistung aufgrund der Anlagen-Degradation innerhalb des ersten Jahres um die angenommenen  $d=10\%$  auf 90% sinkt.

Dieser Verlust soll nach diesem ersten Jahr ausgeglichen werden. Die neu zu installierende Leistung zu Beginn des zweiten Jahres ist somit

$$\Delta P_{\text{inst},1,\text{init}} = d P_{\text{inst,init}} \quad (0)$$

Auch diese neu installierte Leistung degradiert gemäß

$$\Delta P_{\text{inst},1,\text{eff}} = \Delta P_{\text{inst},1,\text{init}} (1 - d)^{t-1} \mathcal{U}[t - 1] = d (1 - d)^{t-1} \mathcal{U}[t - 1] P_{\text{inst},\text{init}} \quad (0)$$

In der Gleichung bedeutet die Funktion

$$\mathcal{U}[x] = \begin{cases} 0 & x < 0 \\ 1 & x \geq 0 \end{cases} \quad (0)$$

die Einheitssprungfunktion. Hierdurch wird sichergestellt, dass die neu installierte Anlage erst dann berücksichtigt wird, nachdem sie in Betrieb ist.

Zur Vermeidung von Missverständnissen wegen der verwendeten Zeiteinheit "Jahr": Wenn im folgenden in Zusammenhang mit den Variablen  $t, T, n$  ganze Zahlen auftreten, z.B. in dem Ausdruck  $t-1$ , dann sind  $t, T$ , und  $n$  zur Vermeidung von Dimensionswidersprüchen stets als

$$t := \frac{t \text{ Jahre}}{1 \text{ Jahr}}; \quad n := \frac{n \text{ Jahre}}{1 \text{ Jahr}}; \quad T = \frac{T \text{ Jahre}}{1 \text{ Jahr}} \quad (0)$$

zu betrachten.

Insgesamt ergibt sich nun für die effektiv verfügbare installierte Leistung

$$P_{\text{inst},\text{eff}} = P_{\text{inst},\text{init}} (1 - d)^t + d (1 - d)^{t-1} \mathcal{U}[t - 1] P_{\text{inst},\text{init}} \quad (0)$$

$$P_{\text{inst},\text{eff}} = P_{\text{inst},\text{init}} ((1 - d)^t + d (1 - d)^{t-1} \mathcal{U}[t - 1]) \quad (0)$$

Es ergibt sich bei Betrachtung der Jahre Eins und Zwei folgender Verlauf gemäß Bild M-2:

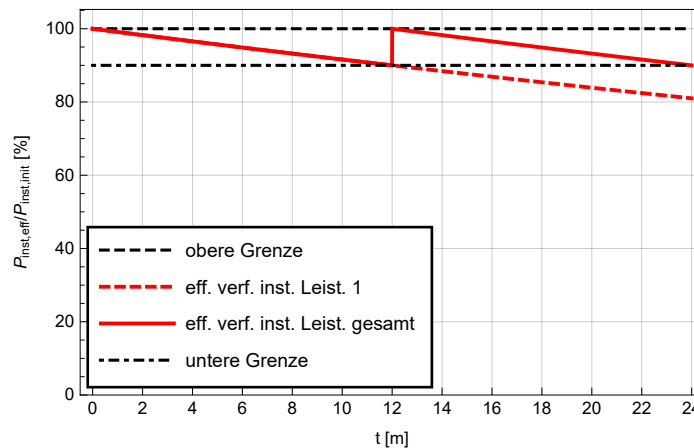


Bild M-2: Verlauf der effektiv verfügbaren installierten Leistung während der beiden ersten Jahre bei einer jährlichen Degradation von 10.0%.

Dieser Vorgang der Nachinstallation degradiert effektiver installierter Leistung lässt sich nun weiter fortsetzen gemäß der Reihe

$$P_{\text{inst},\text{eff}}[t \leq 3] = P_{\text{inst},\text{init}} ((1 - d)^t + d (1 - d)^{t-1} \mathcal{U}[t - 1] + d (1 - d)^{t-2} \mathcal{U}[t - 2]) \quad (0)$$

$$P_{\text{inst},\text{eff}}[t \leq 4] = P_{\text{inst},\text{init}} ((1 - d)^t + d (1 - d)^{t-1} \mathcal{U}[t - 1] + d (1 - d)^{t-2} \mathcal{U}[t - 2] + d (1 - d)^{t-3} \mathcal{U}[t - 3]) \quad (0)$$

$$\vdots \quad (0)$$

$$P_{\text{inst},\text{eff}}[t] = P_{\text{inst},\text{init}} \left( (1 - d)^t + d \sum_{k=1}^n (1 - d)^{t-k} \mathcal{U}[t - k] \right) \quad (0)$$

Bild M-3 zeigt des resultierenden Verlauf

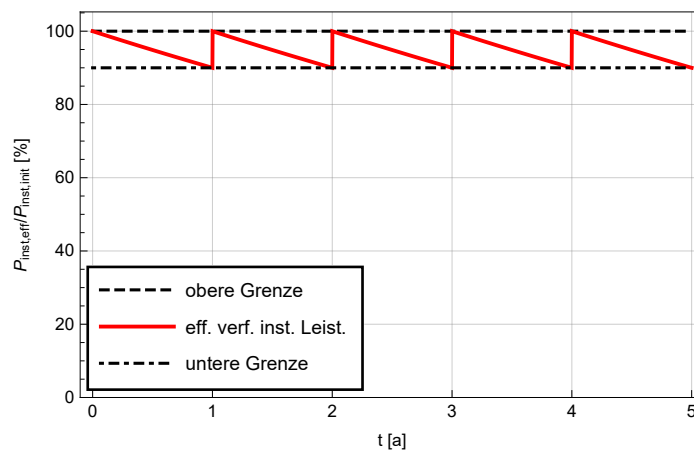


Bild M-3: Verlauf der effektiv verfügbaren installierten Leistung während der ersten 5 Jahre bei einer jährlichen Degradation von 10.0%.

## Wirtschaftliche Betrachtung

Die anfängliche Installation verursacht Installationskosten  $K$  und hat bei einer Abschreibungsdauer  $T$  eine als linear angenommene Abschreibungsrate

$$a = \frac{K}{T} \quad (0)$$

Im ersten Abschreibungszeitraum

$$0 \text{ Jahre} \leq t \leq T \text{ Jahre} \quad (0)$$

ergeben sich die jährlich kumulierten Abschreibungen  $A_1[n]$  bei sukzessiver jährlicher Betrachtung wie folgt:

$$A_1[0] = 0 \quad (0)$$

$$A_1[1] = a \cdot 1 \quad (0)$$

$$A_1[2] = a \cdot 2 + d \cdot a \cdot 1 = a \cdot 2 - d \cdot a \cdot 2 + d \cdot a \cdot 2 + d \cdot a \cdot 1 \quad (0)$$

$$A_1[3] = a \cdot 3 + d \cdot a \cdot 2 + d \cdot a \cdot 1 = a \cdot 3 - d \cdot a \cdot 3 + d \cdot a \cdot 3 + d \cdot a \cdot 2 + d \cdot a \cdot 1 \quad (0)$$

$$\vdots \quad (0)$$

$$A_1[0 \leq n \leq T] = a \cdot (1 - d) \cdot n + a \cdot d \cdot \sum_{k=1}^n k \quad (0)$$

$$A_1[0 \leq n \leq T] = a \cdot n \left( 1 + \frac{d}{2} (n - 1) \right) \quad (0)$$

Bild M-4 zeigt vergleichend den Verlauf der kumulierten Abschreibung für Anlagen mit ohne eine Degradation von 1.6%:

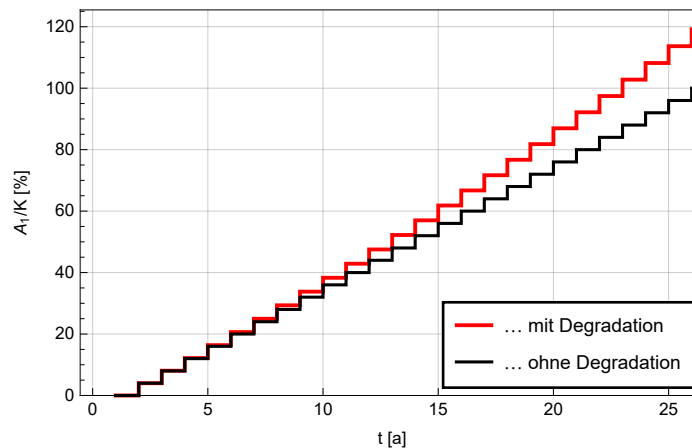


Bild M-4: Vergleich der Verläufe der kumulierten Abschreibungen bei Anlagen mit und ohne einer Degradation von 1.60% bei einem Abschreibungszeitraum von 25 a

Mit Berücksichtigung einer Degradation von 1,6% fällt die insgesamt im Laufe des ersten Abschreibungszeitraums von 25 Jahren einzuplanende Gesamtabschreibung ca. 20% höher aus als man dies bei einer Anlage ohne Degradation erwarten darf.

Genauer lässt sich dieser Unterschied ermitteln mit

$$\frac{A_1[n = T] - aT}{aT} = \frac{aT \left(1 + \frac{d}{2}(T-1)\right) - aT}{aT} \tag{0}$$

$$\delta A_1 = \frac{A_1[T] - aT}{aT} = \frac{d}{2}(T-1) \tag{0}$$

Im vorliegenden Fall ergibt sich  $\delta A_1 = 19.2\%$ .

Das ist die Situation am Ende des ersten Abschreibungszeitraums. Hat die erste Generation der EE-Anlage ausgedient, kommt ein neuer Abschreibungsanteil durch die zu diesem Zeitpunkt zu ersetzenden Anlagen der ersten Generation hinzu. Die Fortschreibung der Abschreibung bei der zweiten Anlagen-Generation ergibt sich bei angenommener gleicher leistungsspezifischer Anlagen-Investition aus folgender Gleichungskette (die Zählung der Jahre  $n$  beginnt hier zunächst wieder bei 0 a):

$$A_2[0] = A_1[T] = aT \left(1 + \frac{d}{2}(T-1)\right) \tag{0}$$

$$A_2[1] = A_1[T] + (1-d)a1 + da1 \tag{0}$$

$$A_2[2] = A_1[T] + (1-d)a2 + da2 + da1 \tag{0}$$

$$A_2[3] = A_1[T] + (1-d)a3 + da3 + da2 + da1 \tag{0}$$

$$\vdots \tag{0}$$

$$A_2[n] = A_1[T] + (1-d)an + dan + da \sum_{k=1}^{n-1} k \tag{0}$$

Es folgt

$$A_2[n] = aT \left(1 + \frac{d}{2}(T-1)\right) + an \left(1 + \frac{d}{2}(n-1)\right) \tag{0}$$

Das Muster lässt sich in gleicher Weise für die Abschreibung der dritten und aller weiteren Generationen fortsetzen. Allgemein ergibt sich für die  $m$ -te Generation

$$A_m[n] = (m-1)aT\left(1 + \frac{d}{2}(T-1)\right) + an\left(1 + \frac{d}{2}(n-1)\right) \quad (0)$$

und somit

$$A_m[n] = a\left((m-1)T\left(1 + \frac{d}{2}(T-1)\right) + n\left(1 + \frac{d}{2}(n-1)\right)\right) \quad (0)$$

oder, wenn der Abschreibungszeitraum von  $m \cdot T$  Jahren komplett mit einem für  $0 \leq n \leq m \cdot T$  durchgehenden Abschreibungsverlauf  $\mathcal{A}[n]$  betrachtet werden soll:

$$\mathcal{A}[n] = a\left(\left[\frac{n}{T}\right]T\left(1 + \frac{d}{2}(T-1)\right) + \left(n - \left[\frac{n}{T}\right]T\right)\left(1 + \frac{d}{2}\left(\left(n - \left[\frac{n}{T}\right]T\right) - 1\right)\right)\right) \quad (0)$$

Das Formelzeichen  $\lfloor x \rfloor$  bedeutet dabei die Abrundung von  $x$  auf die erste volle Stelle. Schlussendlich folgt für die kumulierte Gesamtabschreibung über  $n$  Jahre mehrerer Anlagengenerationen:

$$\mathcal{A}[n] = a\left(\left(1 + \frac{d}{2}(n-1)\right)n - \frac{d}{2}T\left[\frac{n}{T}\right]\left(2n - T\left(1 + \left[\frac{n}{T}\right]\right)\right)\right) \quad (0)$$

Bild M-5 zeigt beispielhaft den resultierenden Verlauf der kumulierten Gesamtabschreibung über vier Abschreibungsperioden:

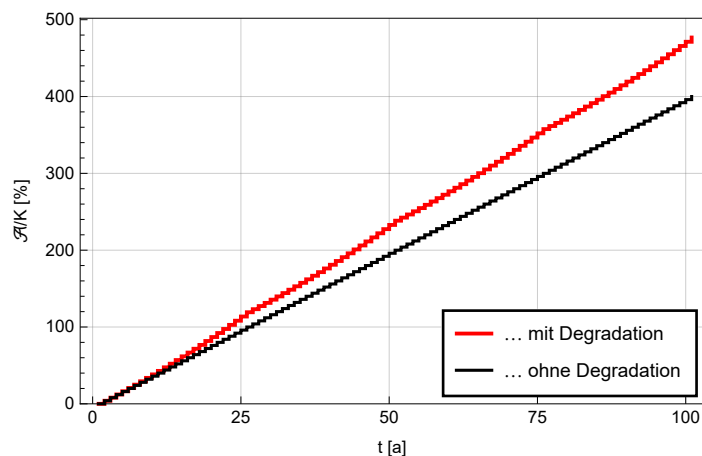


Bild M-5: Vergleich der Verläufe der kumulierten Abschreibungen bei Anlagen mit und ohne einer Degradation von 1.60% bei 4 Abschreibungszeiträumen von jeweils 25 a.

Die durchschnittliche Abschreibung nach  $n$  Jahren während der insgesamt betrachteten Zeitdauer über mehrere Anlagen-Generationen

$$\bar{a} = \frac{\mathcal{A}[n]}{n} \quad (0)$$

wird, bezogen auf die periodisch zu tätigen Investitionskosten  $K$ , für 10 Perioden beispielhaft in Bild M-6 dargestellt:



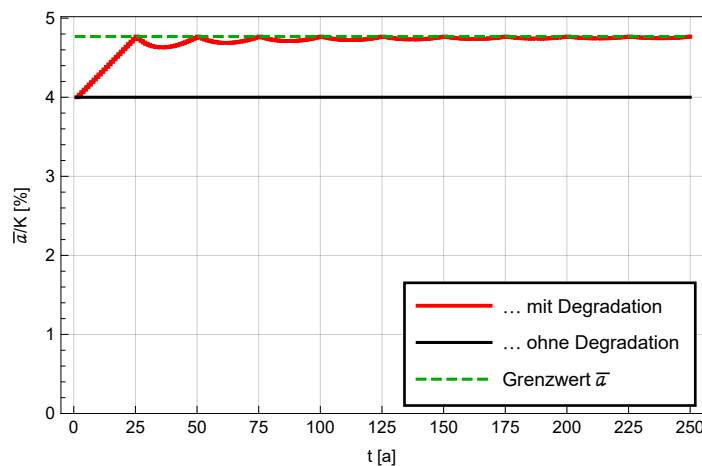


Bild M-6: Vergleich der Verläufe der mittleren Abschreibungsrate bei Anlagen mit und ohne einer Degradation von 1.60% bei 10 Abschreibungszeiträumen von jeweils 25 a.

Für sehr große Periodenzahl  $m$  strebt die Abschreibungsrate einem im Bild mit einer grünen strichlierten Linie gekennzeichneten konstanten Grenzwert  $\bar{a}$  zu, unterhalb dessen sie, außer bei der ersten Abschreibungsperiode, leicht schwankt. Die durchschnittliche Abschreibungsrate lässt sich also zumindest nach der ersten Abschreibungsperiode mit einer Betrachtung für  $n \rightarrow \infty$  ermitteln

$$\bar{a} = \lim_{n \rightarrow \infty} \left[ \frac{\mathcal{A}}{n} \right] = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{a \left( \left( 1 + \frac{d}{2} (n-1) \right) n - \frac{d}{2} T \left\lfloor \frac{n}{T} \right\rfloor (2n - T(1 + \left\lfloor \frac{n}{T} \right\rfloor)) \right)}{n} \quad (0)$$

$$\bar{a} = \lim_{n \rightarrow \infty} \left[ \frac{\mathcal{A}}{n} \right] = a \lim_{n \rightarrow \infty} \left( \left( 1 + \frac{d}{2} (n-1) \right) - \frac{d}{2} T \left\lfloor \frac{n}{T} \right\rfloor \left( 2 - \frac{T}{n} \left( 1 + \left\lfloor \frac{n}{T} \right\rfloor \right) \right) \right) \quad (0)$$

Dies wird jetzt für volle Abschreibungsperioden betrachtet

$$n = mT \quad (0)$$

$$\Rightarrow \bar{a} = \lim_{n \rightarrow \infty} \left[ \frac{\mathcal{A}}{n} \right] = a \lim_{m \rightarrow \infty} \left( \left( 1 + \frac{d}{2} (mT-1) \right) - \frac{d}{2} T \left\lfloor \frac{mT}{T} \right\rfloor \left( 2 - \frac{T}{mT} \left( 1 + \left\lfloor \frac{mT}{T} \right\rfloor \right) \right) \right) \quad (0)$$

$$\Rightarrow \bar{a} = \lim_{n \rightarrow \infty} \left[ \frac{\mathcal{A}}{n} \right] = a \lim_{m \rightarrow \infty} \left( \left( 1 + \frac{d}{2} (mT-1) \right) - \frac{d}{2} T \lfloor m \rfloor \left( 2 - \frac{1}{m} (1 + \lfloor m \rfloor) \right) \right) \quad (0)$$

Hieraus folgt schlussendlich

$$\bar{a} = a \left( 1 + \frac{d}{2} (T-1) \right) \quad (0)$$

Gemäß Bild M-6 steigt die Abschreibungsrate schon während der ersten Abschreibungsperiode auf den maximalen Wert  $\bar{a}$  an und weicht hiervon in den Folgeperioden kaum noch nach unten hin ab. Den Unterschied zwischen den Abschreibungsrate mit und ohne Anlagen-Degradation ergibt sich noch aus

$$\alpha = \frac{\bar{a} - a}{a} = \frac{d}{2} (T-1) \quad (0)$$

Diese Abweichung ist auch innerhalb jeder Abschreibungsperiode die maximal zu erwartende Abweichung.

**Anmerkungen mit Blick auf den Energiewendeplaner**

Da der Energiewendeplaner zusätzliche Kosten wie z.B. Schuldzinsen nicht berücksichtigt, erscheint es gerechtfertigt, von vornherein mit der maximalen Abschreibungsrate  $\bar{a}$  zu rechnen. Dieser wird dort bei PV-Anlagen für  $d=0,5\%$  und bei WE-Anlagen für  $d=1,6\%$  berechnet. Die Werte sind derzeit nur direkt im Programm *5.Ergebnisdarstellung.nb*, Kapitel *“Erzeugen der Tabellen: Kommerzielle Informationen”*, Unterkapitel *“Aufbereiten der Informationen: Jährliche Investitionen (allgemein)”*, Variable *RegWear*, einstellbar. Für andere Anlagen (z.B. Batterie-Kraftwerke, konventionelle Kraftwerke, Biogas-Kraftwerke usw.) ist deren Degradation derzeit nicht berücksichtigt. Der Energiewendeplaner rechnet somit aufgrund der angegebenen spezifischen Kosten und Abschreibungsdauern optimistisch. Soll eine Degradation dieser Komponenten berücksichtigt werden, können als Workaround die Angaben zu den leistungs- oder kapazitätsspezifischen Kosten um den händisch zu ermittelnden Faktor  $\alpha$  angehoben werden. Eine andere Variante ist die Absenkung der Verfügbarkeit einer Anlage um den Faktor  $\alpha$ .

Die Degradation ist auch beim Flächenbedarf der WE- und PV-Anlagen berücksichtigt. Die neu hinzukommenden Anlagen beanspruchen ja ebenfalls Flächen, die alsw Reserveflächen vorgehalten werden müssen. Das Verhältnis aus Reservefläche zur Anfangsfläche ergibt sich ebenfalls aus der Größe  $\alpha$ .