

Emissionsfrei campen: Der regenerativ versorgte Campingplatz (RegCamp)

Projektbericht

Stand: 18.12.2025

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektumsetzung

Deutsches Institut für Tourismusforschung (DI Tourismusforschung)
Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE)
Fachhochschule Westküste
Fritz-Thiedemann-Ring 20
25746 Heide

DI Tourismusforschung: Prof. Dr. Bernd Eisenstein, Manon Krüger
ITE: Prof. Dr. Gunther Gehlert, Prof. Dr. Christian Buchmüller, Dr. Nassipkul Dyussebekova

In Kooperation mit

Bundesverband der Campingwirtschaft in Deutschland e. V. (BVCD)
Spandauer Burgwall 22a
13581 Berlin

Prof. Dr. Frank Schaal

Projektförderung

Das Projekt „Emissionsfrei campen: Der regenerativ versorgte Campingplatz“ wurde im Rahmen der Fördermaßnahme „LIFT Transformation“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) gefördert.

Heide, Dezember 2025

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird bei Personenbezeichnungen und personenbezogenen Hauptwörtern in diesem Leitfaden die männliche Form verwendet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform hat lediglich redaktionelle Gründe und beinhaltet keine Wertung.

Management Summary

In Zeiten des fortschreitenden Klimawandels muss dem Tourismus – und mit ihm Campingplätzen – als Betroffenen und Mit-Verursachendem zugleich daran gelegen sein, eine intakte Umwelt als Grundlage der eigenen wirtschaftlichen Tätigkeit zu erhalten. Zu den klimarelevantesten Bereichen auf Campingplätzen gehört die Energieversorgung, die insbesondere im Wärmebereich derzeit auf vielen Plätzen vorwiegend noch auf Grundlage fossiler Energieträger erfolgt. Die Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energiequellen ist für Campingplätze eine Klimaschutzpolitische Notwendigkeit, eröffnet – auch vor dem Hintergrund des perspektivisch erwartbaren Mehrbedarfs an Energie (u. a. durch die Anforderungen der Wärme- und Mobilitätswende) – aber zugleich auch Chancen für die Stärkung der betrieblichen Resilienz.

Zielsetzung des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) im Rahmen der Fördermaßnahme LIFT Transformation geförderten Projektes „Emissionsfrei campen: Der regenerativ versorgte Campingplatz“ ist es, Campingplätze bei der Aufgabe des klimafreundlichen Umbaus ihres Energiesystems zu unterstützen. Zur Schaffung einer Argumentationsgrundlage wurde zunächst die Transformationsnotwendigkeit – also die vollständige Organisation der Energieversorgung aufbauend auf regenerativen Energiequellen sowie auch die empfohlene Eigenerzeugung von Energie – theoretisch hergeleitet. Mittels einer Befragung der Mitgliedsbetriebe von zehn Landesverbänden des Bundesverbandes der Campingwirtschaft in Deutschland e. V. wurde der Status Quo in der Energieversorgung deutscher Campingplätze erhoben. Demnach sind viele Campingplätze in der Versorgung mit erneuerbarem Strom bereits gut aufgestellt bzw. gehen diese Herausforderung mit der Eigenerzeugung von Strom aktiv an, die Versorgung im Wärmebereich stützt sich derzeit hingegen weit überwiegend noch auf fossile Energieträger.

Die Evaluierung der verschiedenen verfügbaren technischen Ansätze für die regenerative Energiegewinnung, die Energiespeicherung und die Energienutzung im Hinblick auf einen sinnvollen Einsatz auf Campingplätzen identifiziert eine Reihe von für Campingplätze geeigneten Bausteinen einer regenerativen Energieversorgung. In drei Fallstudien kann auf Grundlage der Simulation des Einsatzes unterschiedlicher Technologien bzw. der Nutzung von dynamischen Strompreismodellen gezeigt werden, dass es technisch sinnvolle und wirtschaftlich tragfähige Ansätze für eine weitgehend regenerative Energieversorgung von Campingplätzen gibt.

Die Ergebnisse des Projektes sind in dem 88 Seiten umfassenden Leitfaden „Regenerative Energieversorgung von Campingplätzen. Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau des Energiesystems“ zusammengefasst. Mit dem Leitfaden steht Campingplatzbetreibenden in ganz unterschiedlichen Phasen des Motivations-, Informations- und Entscheidungsprozesses zum klimafreundlichen Umbau ihres Energiesystems fortan eine Unterstützung zur Verfügung, die wichtiges Hintergrund- und Grundlagenwissen rund um das Thema der (regenerativen) Energieversorgung vermittelt und über die in den Fallstudien dargestellten Umsetzungsmöglichkeiten entscheidungsunterstützende und im besten Fall handlungsauslösende Erkenntnisse für den eigenen Campingplatz liefert.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	IX
Symbolverzeichnis	XI
1. Hintergrund und Zielsetzung des Projektes	1
2. Durchgeführtes Arbeitsprogramm	2
2.1 Skizzierung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen	2
2.1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise	2
2.1.2 Herleitung der Transformationsnotwendigkeit	3
2.2 Stichprobenartige Bestandsaufnahme auf Campingplätzen	9
2.2.1 Zielsetzung und Methodik der Befragung	9
2.2.2 Zusammenfassung der Befragungsergebnisse und Einbindung in die Projektbearbeitung	10
2.3 Evaluierung verfügbarer Technologien / Maßnahmen einer regenerativen Energie- versorgung und Zusammenführung in einem Maßnahmenbaukasten	13
2.3.1 Zielsetzung und Vorgehensweise der Maßnahmenevaluierung	13
2.3.2 Maßnahmenbaukasten und Einbindung der Ergebnisse in die Projektbearbeitung	14
2.4 Fallstudien: Beispielhafte Konzepte für regenerative Energiesysteme auf Campingplätzen	15
2.4.1 Zielsetzung und Vorgehensweise der Fallstudienerstellung	15
2.4.2 Methodik der Fallstudien	16
2.4.3 Fallstudie 1: Eigenerzeugung Strom	46
2.4.4 Fallstudie 2: Sektorenübergreifende Versorgung	68
2.4.5 Fallstudie 3: Dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte	93
2.5 Leitfaden	109
3. Projektbezogene Ergebnispublikationen und -präsentationen	111
4. Erkenntnisgewinn, praktischer Nutzen und Limitationen des Projektes	112
Anhang	114
Anhang A1: Maßnahmenbeschreibende Steckbriefe	114
Anhang A2: CAPEX-Kostenrecherche	136
Anhang A3: Weitere Ergebnisse zu Fallstudie 1	138
A3.1 Weitere Ergebnisse zu Fallstudie 1 (100 Standplätze)	138
A3.2 Weitere Eingangsdaten und Ergebnisse zu Fallstudie 1 (300 Standplätze)	139
Anhang A4: Weitere Ergebnisse zu Fallstudie 2	147
Literaturverzeichnis	154

Anlagen:

- Anlage 1: Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen - Materialsammlung -
- Anlage 2: Ergebnisse der Campingplatzbefragung
- Anlage 3: Leitfaden „Regenerative Energieversorgung von Campingplätzen. Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau des Energiesystems“

Abbildungsverzeichnis

- Abb. 2.1.1: Schaubild zur Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen
- Abb. 2.3.1: Maßnahmenbaukasten einer regenerativen Energieversorgung von Campingplätzen
- Abb. 2.4.1: Verbrauchsprofil Warmwasser Campingplatz in 10-minütiger Auflösung
- Abb. 2.4.2: Angenommenes tageszeitliches Bedarfsprofil für Standplatz-Strom bei 100 Standplätzen (ohne Heizen bzw. Kühlen über fahrzeugintegrierte Einrichtungen; gemittelt über alle potenziellen Nutzergruppen (Wohnmobil, Wohnwagen, Zelt, Mietunterkunft; Touristik- bzw. Dauercamper))
- Abb. 2.4.3: Angenommenes tageszeitliches Bedarfsprofil für Campingplatz-Strom bei 100 Standplätzen (ohne Heizen bzw. Kühlen, Warmwasser und Elektromobilität)
- Abb. 2.4.4: Tageszeitlicher Strombedarf an Standplätzen (gemittelt über alle Unterkunftsarten) und übergeordneten Einrichtungen eines Campingplatzes mit 100 Standplätzen bei Vollauslastung (ohne: Warmwasserbereitung, Heizen bzw. Kühlen von Gebäuden und an Standplätzen, Elektromobilität)
- Abb. 2.4.5: Angenommenes tageszeitliches Strombedarfsprofil für Elektromobilität bei Vollauslastung des Campingplatzes
- Abb. 2.4.6: Normierte Tageserträge, Messwerte, Simulation und Grenzkurve der PV-Erzeugung
- Abb. 2.4.7: Zusammenführung der in den Fallstudien simulierten Energiesysteme
- Abb. 2.4.8: CAPEX-Kostenfunktionen für PV-Anlagen (Dachanlagen, Freiflächenanlagen)
- Abb. 2.4.9: CAPEX-Kostenfunktionen für Batteriespeicher
- Abb. 2.4.10: CAPEX-Kostenfunktionen für Solarthermieanlagen
- Abb. 2.4.11: CAPEX-Kostenfunktionen für elektrische Direkterhitzer
- Abb. 2.4.12: CAPEX-Kostenfunktionen für Luft-Wärmepumpen
- Abb. 2.4.13: Bestehendes und simuliertes regeneratives Energiesystem des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.14: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-8 °C) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.15: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 23.04.2024 Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.16: Auslegung der Warmwasserbereitung Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.17: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.18: Autarkiegrad und Quotient Stromeinspeisung/Stromverbrauch ohne und mit sehr großem Batteriespeicher für Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.19: Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.20: Ausschnitt (30.03. bis 12.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 50 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.21: Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 50 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.22: Ausschnitt (31.03. bis 08.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 50 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.23: Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

- Abb. 2.4.24: Ausschnitt (31.03. bis 08.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.25: Autarkiegrad und Quotient Stromeinspeisung/Stromverbrauch bei Variation von PV-Leistung und Batteriespeichergröße Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. 2.4.26: Bestehendes und simuliertes regeneratives Energiesystem des Campingplatzes Fallstudie 2
- Abb. 2.4.27: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-9,1 °C) Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.28: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 01.03.2024 Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.29: Auslegung der Warmwasserbereitung per Direkterhitzer Primär- und Sekundärerhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.30: Auslegung der Warmwasserbereitung per Wärmepumpe mit 14.000 Liter Speicher Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.31: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.32: Auslastung und Stromverbrauch bei Einsatz einer Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.33: Daten des Solarthermie-Warmwasser-Systems (01. bis 07.04.2024) Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.34: Akkumulierte Energien des Solarthermie-Warmwasser-Systems (01. bis 07.04.2024) Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.35: Auslastung und Stromverbrauch bei Einsatz einer 462 m² Solarthermieanlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.36: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.37: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 600 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.38: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 600 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.39: Systemverhalten einer 231 m² Solarthermieanlage, 260 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.40: Systemverhalten einer 231 m² Solarthermieanlage, 260 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.41: Systemverhalten einer 462 m² Solarthermieanlage, 220 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.42: Systemverhalten einer 462 m² Solarthermieanlage, 220 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.43: Gegenüberstellung von jährlichen Betriebskosten und jährlichem Return on Investment (ROI) mit Kapitaldienst verschiedener Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. 2.4.44: Durchschnittliches Strompreisniveau und Strompreisbestandteile am 01.04.2024 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)
- Abb. 2.4.45: Durchschnittliche Netzentgelt-Arbeitspreise je Tarifstufe aller deutschen Verteilnetzbetreiber für das Kalenderjahr 2025 (tageszeitliche Verteilung beispielhaft)
- Abb. 2.4.46: Bestehendes und simuliertes regeneratives Energiesystem des Campingplatzes Fallstudie 3

- Abb. 2.4.47: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-10,6 °C) Campingplatz Fallstudie 3
- Abb. 2.4.48: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 24.04.2024 Campingplatz Fallstudie 3
- Abb. 2.4.49: Auslegung der Warmwasserbereitung Campingplatz Fallstudie 3
- Abb. 2.4.50: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 3
- Abb. 2.4.51: Tageszeitlicher Verlauf deutschlandweiter jahresdurchschnittlicher Day-Ahead-Strompreise 2024 und zeitvariabler Netzentgelte 2. bis 4. Quartal 2025 Netze BW
- Abb. 2.4.52: Verteilung der jährlichen Strombezugsmengen nach Netzentgelttarifen in Abhängigkeit der Speicherkapazität des Batteriespeichers für Campingplatz Fallstudie 3
- Abb. 2.5.1: Titel des erarbeiteten Leitfadens
- Abb. 2.5.2: Inhaltsverzeichnis des erarbeiteten Leitfadens

Anhang

- Abb. A2.1: CAPEX-Kostenrecherche für PV-Anlagen (Dachanlagen, Freiflächenanlagen)
- Abb. A2.2: CAPEX-Kostenrecherche für Batteriespeicher
- Abb. A2.3: CAPEX-Kostenrecherche für Solarthermieanlagen
- Abb. A2.4: CAPEX-Kostenrecherche für elektrische Direkterhitzer
- Abb. A2.5: CAPEX-Kostenrecherche für Luft-Wärmepumpen
- Abb. A3.1: Systemverhalten einer 50 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Abb. A3.2: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-8 °C) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.3: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 23.04.2024 Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.4: Auslegung der Warmwasserbereitung Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.5: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.6: Autarkiegrad und Quotient Stromeinspeisung/Stromverbrauch ohne und mit sehr großem Batteriespeicher für Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.7: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.8: Systemverhalten einer 125 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.9: Ausschnitt (30.03. bis 11.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 125 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.10: Systemverhalten einer 200 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.11: Ausschnitt (31.03. bis 09.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 200 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.12: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A3.13: Ausschnitt (31.03. bis 09.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

- Abb. A3.14: Autarkiegrad und Quotient Stromeinspeisung/Stromverbrauch bei Variation von PV-Leistung und Batteriespeichergröße Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Abb. A4.1: Auslastung und Stromverbrauch bei Einsatz einer 231 m² Solarthermieanlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.2: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.3: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.4: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.5: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.6: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.7: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
- Abb. A4.8: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2

Tabellenverzeichnis

- Tab. 2.4.1: Angenommener Strombedarf am Standplatz (pro Tag; 2,8 Personen pro Standplatz; ohne Heizen bzw. Kühlen über fahrzeugintegrierte Einrichtungen; bei 100 Standplätzen: gemittelt über alle potenziellen Nutzergruppen (Wohnmobil, Wohnwagen, Zelt, Mietunterkunft; Touristik- bzw. Dauercamper))
- Tab. 2.4.2: Angenommener Strombedarf an übergeordneten Einrichtungen eines Campingplatzes mit 100 Standplätzen bei Vollaustattung (pro Tag; 2,8 Personen pro Standplatz; ohne Heizen bzw. Kühlen, Warmwasser und Elektromobilität)
- Tab. 2.4.3: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Tab. 2.4.4: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Tab. 2.4.5: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Tab. 2.4.6: Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV für den Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
- Tab. 2.4.7: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen verschiedener Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)
- Tab. 2.4.8: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Tab. 2.4.9: Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV für den Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Tab. 2.4.10: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen verschiedener Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze) (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)
- Tab. 2.4.11: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 2
- Tab. 2.4.12: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 2
- Tab. 2.4.13: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 2
- Tab. 2.4.14: Modellparameter zur Solarthermieauslegung Campingplatz Fallstudie 2
- Tab. 2.4.15: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Warmwasserbereitung mittels Solarthermie Campingplatz Fallstudie 2
- Tab. 2.4.16: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Eigenstromversorgung mittels PV-Anlage Campingplatz Fallstudie 2
- Tab. 2.4.17: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Eigenstromversorgung mittels PV-Anlage und Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 2
- Tab. 2.4.18: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Warmwasserbereitung mittels Solarthermie und der Eigenstromversorgung mittels PV-Anlage und Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 2
- Tab. 2.4.19: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen verschiedener Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)
- Tab. 2.4.20: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 3
- Tab. 2.4.21: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 3

- Tab. 2.4.22: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 3
- Tab. 2.4.23: Betriebsweise des Batteriespeichers für Campingplatz Fallstudie 3 in Abhängigkeit der Netzentgelttarife
- Tab. 2.4.24: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen ohne und mit verschiedenen großen Batteriespeichern bei Nutzung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte Campingplatz Fallstudie 3 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

Anhang

- Tab. A1.1: Steckbrief „Kleinwindenergieanlage“
- Tab. A1.2: Steckbrief „Photovoltaikanlage“
- Tab. A1.3: Steckbrief „Solarthermieanlage“
- Tab. A1.4: Steckbrief „Photovoltaik-Thermie-Anlage“
- Tab. A1.5: Steckbrief „Batteriespeicher (Lithium-Ionen-Batterie)“
- Tab. A1.6: Steckbrief „Wärmespeicher (Sensible thermische Wärmespeicher)“
- Tab. A1.7: Steckbrief „Luft-Wasser-Wärmepumpe“
- Tab. A1.8: Steckbrief „Sole-Wasser-Wärmepumpe“
- Tab. A1.9: Steckbrief „Wasser-Wasser-Wärmepumpe“
- Tab. A1.10: Steckbrief „Split-Gerät“
- Tab. A1.11: Steckbrief „Kaltwassersatz“
- Tab. A3.1: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Tab. A3.2: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 1 (300 Standplätze)
- Tab. A4.1: Investitionskosten verschiedener Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)
- Tab. A4.2: Betriebskosten ohne und mit Investition in verschiedene Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

Symbolverzeichnis

Lateinische Buchstaben

a	Koeffizient für empirische Formel (einheitenlos oder Einheit im Kontext der Formel)
A	Fläche in m^2
A	Abschreibungskosten in €/Jahr
b	Koeffizient für empirische Formel (einheitenlos oder Einheit im Kontext der Formel)
c	Koeffizient für empirische Formel (einheitenlos oder Einheit im Kontext der Formel)
C	Kapazität (z.B. einer Batterie) in J oder kWh
$CAPEX$	„Capital Expenditure“, Investitionskosten in €
COP	Leistungszahl einer Wärmepumpe (einheitenlos)
c_p	spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck in $\frac{J}{kg \cdot K}$
c_v	spezifische Wärmekapazität bei konstantem Volumen in $\frac{J}{kg \cdot K}$
d	Tag, pro Tag
$\frac{dE}{dt}$	Änderung eines Energiespeicherinhalts mit der Zeit in W
$\frac{dU}{dt}$	Änderung eines Wärmespeicherinhalts mit der Zeit in W
dt	differenzielles Zeitintervall in s
dT	differenzielle Temperaturänderung in K
e	(Flächen-) spezifische Leistung in W/m^2
E	Energie in J oder Energieverbrauch (z.B. eines Fahrzeugs in kWh/100km)
\dot{E}	Energiestrom in W
JAZ	Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe (einheitenlos)
m	Masse, Speichermasse in kg
\dot{m}	Massenstrom in kg/s
n	Laufzeit (z.B. eines Darlehens) in Jahren
N	Anzahl (einheitenlos)
$OPEX$	„Operative Expenditure“, Betriebskosten in €
p	Druck in Pa (oder auch bar, kPa...)
P	Leistung in W
q	Zinsfaktor (1+z), (einheitenlos)
Q	Wärmemenge in J oder kWh
\dot{Q}	Wärmeleistung in W
ROI	„Return on Invest“ (einheitenlos)
t	Zeit oder Laufzeit in s (auch Stunden, Tage, Monate...)
T	Temperatur in K
U	Wärmedurchgangskoeffizient in $\frac{W}{m^2 \cdot K}$
U	innere Energie in J oder kWh
\dot{V}	Volumenstrom in m^3/s
W	Arbeit in J oder kWh
z	Zinssatz (einheitenlos)

Griechische Buchstaben

α	Winkel in Grad (oder Bogenmaß)
β	Winkel in Grad (oder Bogenmaß)
Δ	Differenz
η	Wirkungsgrad (einheitenlos)

Indizes

a	außen
Abfluss	aus einem Speicher abfließend
Amortisation	Amortisation (von Kapitaleinsatz durch operative Einsparungen)
d	Tag oder pro Tag
E-	Elektro-
el	elektrisch
Entnahme	Entnahme (typischerweise aus Speichervorrat oder als Wärme bzw. Warmwasser)
Erzeugung	(eigene) Erzeugung (z. B. von Strom, Wärme oder Warmwasser)
Heiz	Heizen oder Heizwärme
i	Laufvariable, z.B. das Jahr i
i	innen
Jahr	Jahr oder pro Jahr
k	kalt, Kaltwasser
KM, u	untere Kältemitteltemperatur
Laden	elektrischer Ladevorgang
LP	Ladepunkt oder Ladeplatz
max	maximal
Pumpe	Pumpe
PV	Photovoltaik
rad	Strahlung
Sonne	Sonnenschein
Sth	Solarthermie
Verlust	Verlust (allgemein) oder Wärmeverlust (eines Gebäudes)
W	warm, Warmwasser
WW	Warmwasser
x	Größe, Dimension, Leistung x
y	Größe, Dimension, Leistung y
Zufluss	einem Speicher zufließend

1. Hintergrund und Zielsetzung des Projektes

Der Klimawandel stellt eine der größten globalen Herausforderungen unserer Zeit dar. Klimaschutz ist daher heute in allen Lebensbereichen von zentraler Bedeutung, auch auf Campingplätzen. Zu den Bereichen mit dem größten Klimawirkungspotenzial auf einem Campingplatz gehört die Energieversorgung. Die emissionsfreie, auf regenerative Energiequellen gestützte Versorgung ist daher eine der zentralen Klimaschutzaufgaben von Campingplätzen. Zugleich bietet der Energiebereich Campingplätzen zahlreiche Chancen, ihre Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz zu stärken. Perspektivisch ist davon auszugehen, dass die auf Campingplätzen benötigte Energie- und insbesondere Strommenge zunehmen wird (u. a. durch die Anforderungen der Wärme- und Mobilitätswende). Eine zukunftsfähige Energieversorgung ist für Campingplätze somit elementar.

Campingplatzbetreibende benötigen bei der notwendigen klimaschützenden Transformation ihrer Energieversorgung Unterstützung. Dies betrifft insbesondere die technisch und wirtschaftlich sinnvolle Auswahl, Auslegung und Dimensionierung von Systemen zur regenerativen Energiegewinnung, Energiespeicherung und Energienutzung unter Berücksichtigung campingplatzspezifischer Rahmenbedingungen (z. B. Größe, Investitionsbudgets), aber auch die Nutzung von Chancen durch die stetige Weiterentwicklung und Dynamisierung des Energiemarktes. Hauptsächlicher Gegenstand des Projektes ist es daher, für Campingplätze geeignete Technologien und Maßnahmen für ein regeneratives Energiesystem zu identifizieren und ihren Einsatz in Fallstudien für beispielhafte Campingplätze mit unterschiedlichen situativen Rahmenbedingungen konzeptionell-simulativ zu erproben. Im Ergebnis soll Campingplätzen ein Leitfaden zum Thema der regenerativen Energieversorgung zur Verfügung gestellt. Durch die Vermittlung von wichtigem Grundlagenwissen und die Darstellung konkreter Umsetzungsmöglichkeiten soll der Leitfaden Campingplatzbetreibende in unterschiedlichen Phasen des Informations- und Entscheidungsprozesses über den klimafreundlichen Umbau ihres Energiesystems unterstützen.

Das Projekt – und insbesondere der Leitfaden – sollen Campingplatzbetreibende dazu aktivieren, sich mit den Herausforderungen ihrer Energieversorgung auseinander zu setzen und damit einen Beitrag zur Sicherung der Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit der klein- und mittelständischen Betriebe leisten. Die skizzierten Fallstudien sollen Campingplatzbetreibenden für ihren eigenen Betrieb entscheidungsunterstützende und im besten Fall handlungsauslösende Erkenntnisse liefern und zur Nachahmung anregen.

Zur Erreichung der Projektziele wurden die folgenden Arbeitspakete umgesetzt, deren Durchführung und Ergebnisse im nachfolgenden Abschn. 2 beschrieben werden:

- (1) Skizzierung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen (vgl. Abschn. 2.1)
- (2) Stichprobenartige Bestandsaufnahme auf Campingplätzen (vgl. Abschn. 2.2)
- (3) Evaluierung verfügbarer Technologien / Maßnahmen in den Bereichen regenerativer Energiegewinnung, Energiespeicherung und Energieverbrauch in Bezug auf ihren Nutzen für Campingplätze und Zusammenführung in einem Maßnahmenbaukasten (vgl. Abschn. 2.3)
- (4) Durchführung von Fallstudien zur konzeptionell-simulativen Maßnahmenprobung (vgl. Abschn. 2.4)
- (5) Erstellung eines Leitfadens für Campingplatzbetreibende (vgl. Abschn. 2.5)

2. Durchgeführtes Arbeitsprogramm

2.1 Skizzierung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen

2.1.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Im ersten Arbeitspaket des Projektes ist die wissenschaftlich fundierte Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen in Deutschland vorgesehen. Vor dem Hintergrund des Klimawandels und daraus resultierender Anforderungen soll argumentativ abgeleitet werden, warum Campingplätze zur klimaschützenden Transformation ihrer Energieversorgung aufgerufen sind. Die Ausarbeitungen sind u. a. Grundlage für die einleitenden und hintergründigen Ausführungen im Leitfaden (vgl. Abschn. 2.5), insbesondere zum Klimawandel und der Rolle des Tourismus, zu den Motivationen (neben dem Klimawandel) für Campingplätze zur Auseinandersetzung mit dem Thema sowie zu ihren Handlungsmöglichkeiten. Die Ausarbeitungen können zudem über das Projekt hinaus genutzt werden. Insbesondere dem BVCD und anderen Branchenakteuren bieten sie eine geeignete und wichtige Informations- und Argumentationsammlung für die andauernde Aufgabe der Überzeugungsarbeit in der Campingbranche.

Das Arbeitspaket wurde mittels Desk Research und unter Einbindung von Experteninterviews sowie der Ergebnisse der Campingplatzbefragung (vgl. Abschn. 2.2) bearbeitet:

- Gegenstand des Desk Research waren insbesondere Recherchen zum aktuellen Erkenntnisstand bezüglich des fortschreitenden Klimawandels, zu relevanten gesetzgeberischen Rahmenbedingungen in diesem Zusammenhang, zur Rolle des Tourismus als Betroffener und zugleich Mit-Verursacher des Klimawandels, zu derzeit im Fokus stehenden Strategien zu mehr Klimaschutz im Tourismus sowie zu Ansätzen für Beherbergungsbetriebe auf die mit dem Projekt fokussierte Strategie der Mitigation einzuzahlen.
- Aus den Experteninterviews wurden insbesondere Informationen zur aktuellen Situation in der Energieversorgung von Campingplätzen (Organisation, aktuelle und perspektivische Energieverbräuche, Herausforderungen), zur Entwicklung bei der Elektrifizierung von Campingfahrzeugen sowie zur aktuellen Situation und erwartbaren Erfordernissen bei der Schaffung von E-Ladeinfrastruktur auf Campingplätzen gezogen.
- Aus der Campingplatzbefragung waren in erster Linie die Fragestellungen zur Bedeutung aktueller Energieverbrauchsstellen für den Gesamtenergieverbrauch, die Relevanz ausgewählter Aspekte für die Energieversorgung des Campingplatzes sowie die aktuelle technische Ausstattung im Bereich Strom- und Wärmegewinnung und -speicherung von Interesse.

Die aus den verschiedenen Datenquellen zusammengetragenen Informationen wurden in einer Materialsammlung zusammengeführt. Hierin wird die argumentative Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in einem Schaubild aufgearbeitet, dessen Einzelteile mit schriftlichen Erläuterungen hinterlegt sind. Die Materialsammlung ist dem Projektbericht in Anlage 1 beigefügt. Im folgenden Abschn. 2.1.2 ist die Herleitung der Transformationsnotwendigkeit auf Grundlage der angefertigten Materialsammlung verschriftlicht.

2.1.2 Herleitung der Transformationsnotwendigkeit

Klimawandel und Notwendigkeit von Klimaschutz im Tourismus

Der Klimawandel – häufig bemessen an der globalen Oberflächentemperatur und den weltweiten Treibhausgasemissionen – schreitet stetig voran. Die globale Oberflächentemperatur lag im Zeitraum 2011-2020 im Durchschnitt 1,1 °C über dem Niveau von 1850-1900 und im Jahr 2024 erstmals über der im Pariser Klimaschutzabkommen aus dem Jahr 2015 definierten maximalen Marke von 1,5 °C (IPCC 2023, S. 42f; WMO 2025, S. 3). Die weltweiten Treibhausgasemissionen durch menschliches Handeln nahmen zwischen 1990 und 2019 um 54 % zu (IPCC 2023, S. 44). Hauptsächlicher Treiber des Klimawandels ist CO₂ aus fossilen Brennstoffen und industrieller Produktion. Um die Einhaltung des 1,5 °C-Ziels noch erreichen zu können, ist eine Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 43 % gegenüber dem Jahr 2019 notwendig (IPCC 2023, S. 59).

Die klimatischen Bedingungen am Reiseziel sind zentraler Bestandteil des Angebotes und der Attraktivität von Destinationen (Hu und Ritchie 1993), womit der Tourismus unmittelbar zum Betroffenen des Klimawandels wird. Insbesondere für Destinationen im Urlaubstourismus sind ein angenehmes Klima und verlässlich gutes Wetter wichtig (Lohmann und Matzarakis 2023). Beide Faktoren beeinflussen die touristische Nachfrage und das Verhalten der Reisenden. So sind in der Reiseentscheidung klimatische Bedingungen Voraussetzung für bestimmte Urlaubsmotive (Gómez Martín 2005; Lohmann und Matzarakis 2023), zudem beeinflussen sie die Wahl von Aspekten wie Reiseziel, Reisezeit und Reiseaktivitäten (Bausch, Gartner und Humpe 2021; Becken 2010; Matzarakis 2006; Mirzaei, Kheyroddin und Mignot 2021). Während der Reise können die Wetterbedingungen Einfluss auf die Wahl von Aktivitäten nehmen (Denstadli, Jacobsen und Lohmann 2011; Lohmann und Hübner 2013) und mit über die Reisezufriedenheit entscheiden (Becken 2010; Coghlan und Prideaux 2009). Gleichzeitig hat der Klimawandel mit seinen Folgen direkte und indirekte Auswirkungen auf touristische Destinationen, wovon unmittelbar auch die touristischen Betriebe betroffen sind (Becken 2010; Gössling et al. 2021; Gössling und Scott 2024; Lohmann und Matzarakis 2023). So können Klimaveränderungen in der Destination direkt Einfluss auf das Angebot des Reiseziels nehmen (z. B. mehr „Badetage“, weniger „Skitage“). Indirekte Wirkungen entstehen beispielsweise dann, wenn klimabedingte Veränderungen in anderen Destinationen zu neuen Wettbewerbern für ein Reiseziel führen (z. B. deren „neue“ Eignung als Sommerreiseziel).

Der Tourismus ist jedoch nicht nur Betroffener, sondern zugleich auch bedeutender Emittent von Treibhausgasen und somit Mit-Verursacher des Klimawandels. Je nach Studie beträgt der Anteil des Tourismus an den weltweiten Treibhausgasemissionen bis zu 8 % (Lenzen et al. 2018, S. 523; WTTC 2022, S. 2). Werden diese globalen Emissionen durch den Tourismus nach Staaten aufgeschlüsselt, gehören Reisen nach und innerhalb Deutschlands zu den fünf größten Verursachern (Sun et al. 2024). Hauptsächlicher Verursacher tourismusinduzierter Treibhausgasemissionen weltweit ist der Transportbereich (ca. 50 %), gefolgt vom Bereich Beherbergung inkl. Verpflegung (ca. 24 %) (Pretenthaler und Gössling 2021, 199f. nach Lenzen et al. 2018). Zwar hat sich die Tourismusbranche in der Glasgow Declaration on Climate Action in Tourism (One Planet Sustainable Tourism Programme 2021) auf das Ziel der Emissionsreduktion um 50 % bis zum Jahr 2030 verständigt, jüngste Schätzungen gehen jedoch von einem jährlichen Nettozuwachs der globalen tourismusinduzierten Treibhausgasemissionen von 3,5 % aus (berechnet für den Zeitraum 2009-2019) – ein Zuwachs doppelt so hoch wie der der Weltwirtschaft insgesamt (Sun et al. 2024). Die Ursache wird vorrangig darin gesehen, dass Effizienzgewinne durch die Senkung der Treibhausgasintensität der ohnehin besonders energieintensiven touristischen Waren und Dienstleistungen durch den stetigen Anstieg der Tourismusnachfrage neutralisiert werden (Lenzen et al. 2018; Peeters et al. 2016; Sun et al. 2024).

Die Ausführungen verdeutlichen, dass sich die Tourismusbranche nicht nur aus einer kollektiven sozio-ökologischen Verantwortung heraus im Klimaschutz engagieren sollte, sondern auch, um sich selbst zu schützen und zu erhalten. Strategien zur Einflussnahme auf die touristische Nachfrage (z. B.

Einschränkung der Reisetätigkeit, kürzere Reisedistanzen, Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel) werden dabei kurz- bis mittelfristig als kaum vielversprechend erachtet. So überwiegen die Vorteile touristischer Aktivität nach wie vor die wahrgenommenen Risiken des Klimawandels (Lohmann und Matzarakis 2023), zudem passt sich die Nachfrage veränderten Bedingungen an (z. B. Wahl alternativer Reiseziele, -zeitpunkte, -aktivitäten) (Gössling et al. 2012). Angebotsseitig werden primär zwei strategische Ansätze diskutiert, um dem Klimawandel zu begegnen (Gössling et al. 2023; TPCC 2023):

- Die **Adaption (Klimaanpassung)** zielt auf die Umsetzung von Anpassungsmaßnahmen zur Stärkung der Klimaresilienz des Tourismus. Durch die frühzeitige Einstellung auf klimabedingte Veränderungen wie Temperaturanstiege oder vermehrte Extremwetterereignisse sollen die Risiken und negativen Folgen des Klimawandels minimiert werden. Gleichzeitig können Klimaveränderungen Ausgangspunkt sein, touristische Konzepte und Produkte neu zu denken und klimafreundlicher zu gestalten.
- Die **Mitigation (Dekarbonisierung)** zielt auf die Minderung des Ausmaßes des Klimawandels durch Reduktion und bestenfalls Eliminierung von Emissionen in touristischen Angeboten, u. a. durch die Substitution von klimaschädlichen Materialien, Techniken und Prozessen durch klimafreundliche Alternativen.

Im Fokus des hier beschriebenen Projektes steht die Mitigation. Der umfängliche Verzicht auf Tourismus als Maßnahme zur Reduzierung tourismusinduzierter Treibhausgase scheint dabei keine Lösung zu sein. Mit Blick auf die notwendigerweise dennoch zu erreichenden Klimaziele ist die Dekarbonisierung und damit die angebotsseitige Transformation zu einem treibhausgasneutralen Tourismus folglich nicht als Option, sondern als konkretes Erfordernis zu sehen. Der Tourismus und mit ihm die Tourismusanbietenden wie Campingplätze sind dazu aufgefordert, ihre Strukturen und Angebote dauerhaft an die Erfordernisse der Treibhausgasneutralität anzupassen.

Regulatorischer Rahmen für Treibhausgasneutralität in Deutschland

Die Notwendigkeit einer Transformation in Richtung Treibhausgasneutralität ergibt sich für Campingplätze auch aus den Rahmenbedingungen des deutschen und europäischen Rechts (vgl. dazu sowie zum Folgenden Zengerling und Buchmüller 2024).

Auf **europäischer Ebene** ist durch das sog. EU-Klimagesetz das Ziel einer Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 festgeschrieben. Bis zum Jahr 2030 soll EU-weit eine Treibhausgasreduktion von 55 % gegenüber dem Basisjahr 1990 erreicht werden.

Im **deutschen Recht** ist auf Bundesebene das etwas ambitioniertere Ziel einer Netto-Treibhausgasneutralität bereits bis zum Jahr 2045 kodifiziert (vgl. § 3 Abs. 2 Bundes-Klimaschutzgesetz). Dieses Ziel wird seit März 2025 ausdrücklich auch durch das Grundgesetz anerkannt und abgesichert, indem durch einen neuen Art. 143h GG die finanzverfassungsrechtliche Grundlage für die Errichtung eines Sondervermögens zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 geschaffen wurde (vgl. dazu Kinderl und Joußen 2025). Auf Ebene der Bundesländer gibt es zum Teil noch über das Bundesrecht hinausgehende Ziele: So strebt etwa Schleswig-Holstein eine Treibhausgasneutralität bereits bis zum Jahr 2040 an (vgl. § 3 Abs. 1 Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein – EWKG SH). Für Campingplätze in Deutschland ergibt sich aus den dargestellten Klimaschutzzielen, dass sie sich darauf einstellen müssen, spätestens zum Jahr 2045 treibhausgasneutral sein zu müssen.

Um die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen, hat in Deutschland insbesondere der Bundesgesetzgeber zahlreiche Maßnahmen ergriffen, die auch für die Transformation von Campingplätzen von grundlegender Bedeutung sind. Der Gesetzgeber nutzt dabei einen breiten Instrumentenmix. Von besonderer Bedeutung sind Anreize (z. B. finanzielle Fördermaßnahmen) und rechtliche Verpflichtungen zum Klimaschutz (sog. Ordnungsrecht).

- Im Bereich der **Stromversorgung** ist insbesondere die gesetzliche Förderung für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen (PV-Anlagen, Windenergieanlagen, etc.) durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von Bedeutung. Auf Ebene der Bundesländer gibt es neben ergänzenden Förderprogrammen insbesondere im Bereich der Photovoltaik auch rechtliche Pflichten zur Errichtung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. So greifen in vielen Bundesländern bei der Errichtung von (Nichtwohn-)Gebäuden und Parkplätzen sowie bei der Sanierung von Dächern sog. Solarpflichten. Beispielhaft sei hier die Solarpflicht aus den §§ 25 und 26 EWKG SH genannt.
- Im Bereich der **Wärmeversorgung** ist beim Neubau von Gebäuden und beim Heizungstausch die grundsätzliche Pflicht zu einer zumindest zu 65 % erneuerbaren Wärmeversorgung nach dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) zu nennen, die durch umfangreiche Fördermaßnahmen für den Heizungstausch flankiert wird. Wichtig ist darüber hinaus die CO₂-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und zukünftig im Rahmen des Europäischen Emissionshandel II (EU-ETS II), durch die der Einsatz fossiler Energieträger schrittweise immer weiter verteuert wird. Damit entsteht ein (indirekter) Anreiz zum Umstieg auf erneuerbare Wärmeversorgungs-lösungen.
- Im Bereich der **Mobilität** fehlt es zwar bislang an klaren kurz- oder mittelfristigen Anreizen und Pflichten zum Umstieg auf klimaneutrale Verkehrsträger. Es ergibt sich aber zumindest ein gewisser Anreiz zum Umstieg insbesondere auf Elektromobilität durch preisliche Steuerungsmaßnahmen des Gesetzgebers. Über die CO₂-Bepreisung (BEHG, zukünftig EU-ETS II) werden fossile Kraftstoffe schrittweise verteuert, während der Gesetzgeber Strom als „Treibstoff“ für Elektrofahrzeuge durch eine staatliche Subventionierung des Strompreises in den vergangenen Jahren günstiger gemacht hat. Ein entscheidender Treiber wird zumindest im Bereich der Pkw mittel- und langfristig das europarechtliche Zulassungsverbot für nicht CO₂-emissionsfreie Fahrzeuge ab dem Jahr 2035 sein. Wenngleich davon zunächst höchstens Campingfahrzeuge in der Klasse < 3,5 t betroffen sind, wird vor dem Hintergrund der gesetzlich festgeschriebenen Klimaziele die Elektromobilität auch im Segment der Campingfahrzeuge einziehen müssen.

Zwar deutet sich zunehmend an, dass rechtliche Vorgaben im Kontext der Treibhausgasneutralität wieder ein Stück weit aufgeweicht werden könnten (z. B. auf europäischer Ebene in Bezug auf die eigentlich vorgesehene 100%ige CO₂-Emissionsfreiheit von Neu-Fahrzeugen ab dem Jahr 2035 und auf deutscher Ebene gegebenenfalls im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes). Das übergeordnete Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 in Deutschland (bzw. 2050 auf europäischer Ebene) wird als maßgebende Zielsetzung für alle Akteure – und so auch für Campingplätze – jedoch soweit ersichtlich von der großen Mehrheit der politischen Parteien nicht in Frage gestellt.

Klimawirkung und emissionsreduzierender Klimaschutz auf dem Campingplatz

Die Klimawirkung von Campingreisen unterliegt vielfältigen Einflüssen. Die bedeutendste Emissionsquelle ist üblicherweise die Fahrt, wenngleich deren Wichtigkeit im Einzelfall von Aspekten wie der Distanz zum Reiseziel, der Reisegeschwindigkeit oder auch dem Fahrzeugtyp abhängt, mit dem die Reise unternommen wird. Im Zuge einer Übernachtung auf dem Campingplatz fallen für gewöhnlich mehr Emissionen an, als bei Nutzung eines Reisemobilstellplatzes. Auf die Vor-Ort-Mobilität entfällt häufig der kleinste Teil der Treibhausgasemissionen einer Campingreise (ifeu 2020).

Auf Campingplätzen gehören – wie auch allgemein im Beherbergungssektor – die Kohlendioxidemissionen aus dem Energie- und Mobilitätsbereich zu den maßgeblichen Emissionen (Gössling et al. 2021, S. 82). Daneben entstehen weitere Emissionen durch Aktivitäten, die der eigentlichen Beherbergung von Gästen auf dem Campingplatz vor- und nachgelagert sind. In der Bilanzierung von Treibhausgasen von Unternehmen bzw. Betrieben werden allgemein drei Emissionsbereiche (engl.: Scopes) unterschieden, die so auch für Campingplätze bestehen:

- **Scope 1:** Direkte Emissionen des Campingplatzes durch Brennstoffeinsatz zur Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte und durch Kraftstoffverbrauch im eigenen Fuhrpark

- **Scope 2:** Indirekte Emissionen durch Bezug des Campingplatzes von CO₂-belastetem Strom und Wärme
- **Scope 3:** Erweiterte Emissionen, die durch vor- und nachgelagerte Aktivitäten zur eigentlichen Beherbergung von Gästen entstehen (z. B. im Zuge der Herstellung und des Transports zugekaufter Lebensmittel, durch den Pendelverkehr der Campingplatz-Mitarbeitenden zum Arbeitsplatz, durch die Entsorgung und Verwertung von Abfallstoffen, durch die Abwasseraufbereitung)

Anzunehmen ist, dass der Großteil der Emissionen von Campingplätzen im Scope 3 entsteht. Diese Emissionen sind in Folge ihrer Vielfalt und Komplexität zugleich am schwierigsten zu bestimmen und von Campingplatzbetreibenden zudem am wenigsten zu beeinflussen. Maßgeblichen Einfluss können Campingplätze hingegen auf ihre direkten Emissionen des Scope 1 nehmen und damit indirekt auch eine Emissionsreduktion in Scope 2 bewirken. Zur Umsetzung der notwendigen Dekarbonisierung sind drei sich ergänzende Strategien von zentraler Relevanz:

- Reduzierung des Energieverbrauchs (Suffizienz)
- Steigerung der Energieeffizienz (Effizienz)
- Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energiequellen (Konsistenz)

Maßnahmen der **Suffizienz** zielen auf die Reduzierung des Energieverbrauchs und damit das stetige Hinterfragen, ob bestimmte Energieverbrauchsstellen eliminiert werden können. Dies erscheint in der Energieversorgung von Campingplätzen in kleinem Rahmen möglich (z. B. im Bereich der Beleuchtung die Entfernung nicht benötigter, rein dekorativer Beleuchtungselemente), auf die großen Verbrauchsstellen (u. a. Heizung, Warmwasser) kann hingegen nicht verzichtet werden. Eine Prognose der konkreten Energiebedarfsentwicklung ist zwar schwierig, für die Zukunft ist jedoch eher ein Mehr- denn Minderbedarf an Energie (in Form von Strom) auf Campingplätzen erwartbar (siehe Box 2.1), womit Suffizienz-Maßnahmen Campingplätze dem Ziel der Treibhausgasneutralität nicht maßgeblich näherbringen werden.

Maßnahmen der **Effizienz** zielen auf die Steigerung der Energieeffizienz – z. B. im Bereich der Beleuchtung durch die Nutzung ausschließlich von LED-Leuchtmitteln oder den Einsatz von Zeitschaltuhren. Derartige Maßnahmen sollten von Campingplätzen fortlaufend ergriffen werden, gleichwohl werden auch sie nicht ausreichend sein, um Emissionen deutlich zu reduzieren bzw. gar Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Hierfür ist eine Umsetzung von Maßnahmen der **Konsistenz** notwendig. In Bezug auf den für Campingplätze zentralen Energie- und Mobilitätsbereich meint dies die Substitution sämtlicher fossiler Energieträger durch erneuerbare Energiequellen, also die Organisation der Energieversorgung ausschließlich über regenerative Energiequellen sowie die vollständige Elektrifizierung des Fuhrparks des Campingplatzes (Betriebsfahrzeuge, Mobilitätsangebote für Gäste).

Im Fokus des hier beschriebenen Projektes steht die Energieversorgung. Die im Rahmen des Projektes durchgeführte Befragung von Campingplätzen in Deutschland (vgl. Abschn. 2.2) zeigt, dass die Mehrzahl der befragten Campingplätze in der Versorgung mit erneuerbarem Strom bereits gut aufgestellt ist bzw. diese Herausforderung mit der Eigenerzeugung von Strom aktiv angeht. Im Wärmebereich stützt sich die Versorgung derzeit hingegen weit überwiegend noch auf fossile Energieträger.

Ausblick: Zukünftiger Energiebedarf von Campingplätzen

Eine konkrete Prognose, wie sich die Energiebedarfe von Campingplätzen in Deutschland in Zukunft entwickeln werden, ist aufgrund der vielfältigen Einflüsse schwierig. Insbesondere klimabedingte Einflüsse sind nur schwer zu prognostizieren. Relativ sicher kann hingegen von einer – zunächst noch mäßigen, später merkbaren – Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie infolge der Mobilitätswende hin zu Elektromobilität und der Wärmewende ausgegangen werden. Nachfolgend sind einige ausgewählte erwartbare Entwicklungen dargestellt:

- **Wärmewende:** Im Zuge der Wärmewende, also der Umstellung der Wärmeerzeugung von fossilen auf erneuerbare Energien, wird der Strombedarf steigen. Elektrisch betriebene Heizsysteme, darunter insbesondere Wärmepumpen, werden Öl- und Gasheizungen ersetzen und eine Schlüsselrolle bei der Erzeugung von Heizwärme und Warmwasser spielen.
- **Campingfahrzeuge:** Im Bereich der Campingfahrzeuge liegt derzeit ein deutlicher Fokus auf der Elektrifizierung der Fahrzeugausstattung (z. B. Umstellung von gas- auf strombetriebene Kühlschränke oder Herde), was zu einem zusätzlichen elektrischen Energiebedarf seitens der Campinggäste am Standplatz führt. Dementgegen steht, dass die Produktion und der Verbrauch von eigenem Strom durch die Gäste z. B. über Solar-Dachanlagen auf ihren Fahrzeugen zum Standard werden.
- **Klimafreundliche Mobilität:** Marktfähige elektrisch angetriebene Campingfahrzeuge gibt es bisher nur wenige im Segment der Kastenwagen/Camper-Vans. Auch ist der Anteil der Campinggäste, die mit einem vollelektrischen Pkw reisen, noch vergleichsweise gering. Das Zulassungsverbot für nicht CO₂-emissionsfreie Fahrzeuge ab 2035 betrifft in seiner derzeitigen Fassung zudem höchstens Campingfahrzeuge in der Klasse < 3,5 t. Vor dem Hintergrund der gesetzlich festgeschriebenen Klimaziele wird die Elektromobilität jedoch auch im Segment der Campingfahrzeuge einziehen müssen und werden – zunächst bei Pkw-reisenden Gästen, Kastenwagen/Camper-Vans und kleinen Reisemobilen, später auch bei teil- und vollintegrierten Reisemobilen ab 3,5 t. Ein naheliegendes Szenario ist ein kurz- bis mittelfristiger Anstieg der Plug-In-Hybridantriebe im Bereich der Reisemobile. Letztlich werden Campingplätze auch den eigenen Fuhrpark aus Betriebsfahrzeugen und Leihfahrzeugen für die Gäste auf Elektroantriebe umstellen müssen. Auf diese Entwicklungen müssen sich Campingplätze frühzeitig einstellen und entsprechende Ladeinfrastruktur vorhalten. Wird der Ladestrom selbst aus regenerativen Quellen erzeugt, bietet dies gute Chancen für den Aufbau neuer Geschäftsmodelle.
- **Angebot auf Campingplätzen:** Aufgrund steigender Komfortansprüche der Gäste ist auf vielen Campingplätzen ein Trend hin zur stetigen Erweiterung des Angebotes in Bereichen wie Mietunterkünfte, Freizeit, Sport, Unterhaltung und Gastronomie zu beobachten. Viele der Angebote sind mit zusätzlichen Energiebedarfen verbunden – so beispielsweise Wellness-Angebote wie Saunen und Hot Tubs oder auch Mietunterkünfte, die u. a. zusätzliche Heiz- bzw. Warmwasserbedarfe mit sich bringen.

Abbildung 2.1.1 fasst die hier dargestellte Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen in einem Schaubild zusammen.



Abb. 2.1.1: Schaubild zur Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen

Quelle: Eigene Darstellung

Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen

Aus den vorangegangenen Ausführungen wird deutlich, dass alle Wirtschaftsbereiche – und damit auch der Tourismus und mit ihm Campingplätze – dazu angehalten sind, sich an die klimabezogenen Vorgaben von Wissenschaft und Politik zu halten. Auch wenn sich die den Klimaschutz betreffenden Strategien und gültigen Gesetzgebungen z. B. im Rahmen von Regierungswechseln ändern können, bleibt die Zielsetzung der zu erreichenden Treibhausgasneutralität bestehen. In Bezug auf die in diesem Projekt thematisierte Energieversorgung von Campingplätzen ergibt sich daraus eine erste Transformationsnotwendigkeit, die aufgrund ihres gesetzlich festgeschriebenen Charakters verpflichtend für alle Campingplätze ist:

- **Campingplätze sind dazu aufgefordert, ihre Energieversorgung auf die Erfordernisse der Treibhausgasneutralität auszurichten. Im Konkreten meint dies die vollständige Organisation der Energieversorgung aufbauend auf regenerativen Energiequellen.**

Die klimabezogenen Vorgaben und der schrittweise Ersatz fossiler durch erneuerbare Energiequellen werden dazu führen, dass der Bedarf an elektrischer Energie zukünftig in vielen Lebens- und Wirtschaftsbereichen deutlich zunehmen wird. Durch allgemeingültige Entwicklungen wie die Mobilitätswende hin zu Elektromobilität und die Wärmewende, aber auch durch branchenspezifische Entwicklungen wie die zunehmende Nachfrage nach hochwertigen Campingangeboten seitens der Gäste wird perspektivisch auch der elektrische Leistungsbedarf von Campingplätzen steigen (vgl. Box 2.1). Gleichzeitig ist in den kommenden Jahren durch die anstehenden weitreichenden Umbrüche in der Energieversorgung von einer weiter zunehmenden Volatilität der Energieproduktion und möglicherweise auch der Energiepreise auszugehen. Hieraus ergibt sich eine weitere Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen mit empfehlendem Charakter:

- **Im Umfeld eines allgemein und auch für Campingplätze erwartbaren steigenden elektrischen Energiebedarfs sowie eines weiterhin erwartbar volatilen Energiemarktes ist für Campingplätze eine eigene, in wirtschaftlichem Maße dimensionierte Eigenerzeugung von Energie erstrebenswert.**

Eine eigene Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen reduziert die Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Preisen einer externen Energieversorgung. Durch eine in einem wirtschaftlichen Maße dimensionierte eigene Energieproduktion können Einspar- und Optimierungspotenziale im energetischen Bereich realisiert werden. Auf Grundlage einer marktunabhängigen Stromerzeugung können zudem zusätzliche Angebote für Gäste und ggf. darüber hinaus weitere Kundengruppen entwickelt werden (z. B. durch Vorhalten von Ladeinfrastruktur oder E-Leihfahrzeugen) und auf diese Weise zusätzliche Einnahmen generiert, möglicherweise neue Gästegruppen erschlossen und die Marktchancen gegenüber der Konkurrenz verbessert werden. Campingplätze, die sich den anstehenden gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und gesetzlichen Entwicklungen und Herausforderungen frühzeitig stellen, stärken ihre Resilienz und steigern ihre Attraktivität für Mitarbeitende.

2.2 Stichprobenartige Bestandsaufnahme auf Campingplätzen

2.2.1 Zielsetzung und Methodik der Befragung

In diesem Arbeitspaket ist die Durchführung einer stichprobenartigen Bestandsaufnahme der aktuellen Gegebenheiten in der Organisation der Energiesysteme (Energiegewinnung, -speicherung und -nutzung) und dem Bereich Elektromobilität sowie diesbezüglicher Herausforderungen und Anpassungsvorhaben auf deutschen Campingplätzen mittels Befragung vorgesehen. Zielsetzung ist es, die Erkenntnisse über die Ausgangslage der Branche in der Herleitung der Transformationsnotwendigkeit (vgl. Abschn. 2.1) sowie in den zu entwickelnden Maßnahmen-Empfehlungen (vgl. Abschn. 2.3, 2.4) berücksichtigen zu können.

Unabhängig vom Projekt stehen die Befragungsergebnisse öffentlich zur Verfügung. Die Campingpraxis erhält mit den Ergebnissen erstmals einen tiefgehenden Einblick in die derzeitige Organisation der Energiesysteme und der Elektromobilität auf Campingplätzen in Deutschland und kann entsprechend auch abseits des Projektes weitere praxisbezogene Handlungsansätze für die Branche ableiten. Auch für weitere Forschungsarbeiten zu diesem Thema stehen die Ergebnisse zur Verfügung.

Die Bestandsaufnahme wurde mittels einer anonymisierten Online-Befragung der Mitgliedsbetriebe der BVCD-Landesverbände in folgenden Bundesländern durchgeführt: Baden-Württemberg, Bayern, Brandenburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz/Saarland, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein (Thüringen: Beteiligung war nicht erwünscht; Sachsen, Hamburg, Bremen, Berlin: nicht im BVCD organisiert). Die Befragung wurde über den Projektpartner BVCD umgesetzt, da eine Großzahl von Campingplätzen in Deutschland dort organisiert ist, entsprechende Kontaktdaten vorliegen und eine datenschutzrechtlich unproblematische Kontaktaufnahme über die BVCD-Landesverbände möglich war. Die Ergebnisse der Befragung sind somit nicht repräsentativ für alle Campingplätze in Deutschland, liefern aber gleichwohl Einblick in die Gegebenheiten auf einer großen Anzahl von Campingplätzen. Eine anbieterseitige Vollerhebung ist aufgrund der fehlenden Beteiligungspflicht nicht möglich.

Zur operativen Umsetzung der Befragung wurde das Tool Lime Survey genutzt. Zur inhaltlichen Vorbereitung der Befragung wurden im Herbst 2024 mehrere leitfadengestützte Interviews mit Campingplätzen geführt. Hierauf sowie auf eigenen Recherchen und Überlegungen aufbauend wurde ein standardisierter max. 15-minütiger Fragenbogen mit Pflichtfragen und freiwilligen Fragen entwickelt und mit drei weiteren Campingplätzen in einem Pre-Test erprobt. Unter Beachtung der Datenschutzrichtlinien wurde der Link zur Befragung über die BVCD-Landesverbände an ihre jeweiligen Mitglieder versendet. Während der Befragungszeit vom 26.11.2024 bis 08.01.2025 wurde je Landesverband ein einmaliger Reminder versendet. Der Fragebogen enthielt die folgenden Inhalte:

- (A) Angaben zum Betrieb: Betriebsart, -leitung, -zeiten, -lage, Klassifizierung, Kapazitäten, Übernachtungen, Umsatz, Nachfolge
- (B) Aktuelle betriebliche Herausforderungen, Betroffenheit vom Klimawandel, Zielsetzung Klimaneutralität
- (C) Energiesystem des Campingplatzes: aktuelle Organisation, geplante Veränderungen, Handlungsgründe bzw. -hemmnisse
- (D) Elektromobilität auf dem Campingplatz: vorhandene Infrastruktur, geplante Veränderungen, Handlungshemmnisse

Für Teil A und B konnten insgesamt n = max. 142 auswertbare Rückläufe erzielt werden, für Teil C und D n = max. 119 (in den 142 enthalten). Die Befragungsergebnisse wurde mittels SPSS 27 ausgewertet und grafisch mit textlicher Zusammenfassung in einem Chartbericht aufbereitet. Der Ergebnisbericht wurde den BVCD-Mitgliedern über die BVCD-Landesverbände zur Verfügung gestellt, auf der Projekt-Website des DI Tourismusforschung veröffentlicht und über verschiedene Kommunikationsmaßnahmen bekannt gemacht (Newsletter, LinkedIn, vgl. auch Abschn. 3.). Er ist dem Projektbericht in Anlage 2 beigefügt.

2.2.2 Zusammenfassung der Befragungsergebnisse und Einbindung in die Projektbearbeitung

Nachfolgend sind die Befragungsergebnisse schriftlich zusammengefasst. Im Anschluss wird dargestellt, wie die Befragungsergebnisse Eingang in die Projektbearbeitung gefunden haben.

Betriebliche Herausforderungen (B):

- 44 % der befragten Campingplätze sehen ihren Betrieb aktuell mit großen bzw. sehr großen Herausforderungen konfrontiert. Nur 6 % der Campingplätze geben an, derzeit vor gar keinen Herausforderungen zu stehen.
- Zu den häufigsten Herausforderungen derjenigen Betriebe, die sich mit Herausforderungen konfrontiert sehen, gehören (neue) Vorschriften und Gesetze bzw. die Bürokratie sowie der Arbeitskräftemangel – jeweils über die Hälfte der betreffenden Campingplätze gibt diese Aspekte als aktuelle Herausforderung an. Für nahezu jeden zweiten Betrieb stellen die Inflation und der Renovierungs-/Modernisierungsbedarf eine derzeitige Herausforderung dar, die Themen Energieversorgung und Klimawandel sieht jeder dritte Betrieb als aktuelle betriebliche Herausforderung an.
- Knapp jeder zweite Campingplatz spürt negative Auswirkungen des Klimawandels auf seinen Betrieb, jeder vierte Platz nimmt allerdings auch (zusätzlich) positive Einflüsse wahr. Klimaneutralität ist für 65 % der Betriebe eine Zielsetzung, die aktiv verfolgt wird.

Energiesystem (C):

- Die Verlässlichkeit der Energieversorgung sowie die Wirtschaftlichkeit und die technische Beherrschbarkeit des Energiesystems sind für die befragten Campingplätze die wichtigsten Aspekte in Bezug auf die Energieversorgung bzw. das Energiesystem auf ihrem Campingplatz.
- Die Mehrheit der Campingplätze nutzt als Energieformen Strom in Kombination mit Gas (fossil und erneuerbar) (61 %). Nur Strom als Energiequelle nutzen 17 % der Campingplätze. Gas (fossil und erneuerbar) wird insgesamt von 71 % der Betriebe genutzt, Öl von 22 %.
- Zu den größten Energieverbrauchern gehören auf den befragten Campingplätzen die Heizungsanlagen, die Warmwasseraufbereitung und die Sanitäreinrichtungen sowie – wenn vorhanden – Verpflegungseinrichtungen wie Restaurants, Imbisse, Kioske. Es folgen Schwimmbäder/Pool, Kälteanlagen, Sauna/Dampfbad und Klima- und Lüftungsanlagen – sofern diese auf dem Platz vorhanden sind. Den geringsten Beitrag zum Gesamtenergieverbrauch leisten aus Erfahrung der Campingplätze Schrankenanlagen/Sicherheitssysteme, Bürotechnik/Kassensysteme sowie die Innen- und Außenbeleuchtung.

- Die Stromabrechnung mit den Gästen erfolgt in relativ gleichen Teilen pauschal (im Übernachtungspreis enthalten oder zusätzlich zum Übernachtungspreis) sowie nach tatsächlichem Verbrauch – 38 bzw. 40 % der Campingplätze rechnen so ab. 14 % der Betriebe erheben einen pauschalen Grundbetrag und rechnen Mehrbedarf nach Verbrauch bzw. Leistung ab.
- Mehr als jeder zweite Campingplatz (56 %) erzeugt bereits eigenen Strom aus erneuerbaren Energiequellen, zumeist über eine eigene Photovoltaikanlage. Selten ist dies jedoch die hauptsächliche Quelle der Stromgewinnung. Diese erfolgt zuallermeist über einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz.
- Die Wärmegewinnung erfolgt sehr häufig hauptsächlich noch über fossile Energieträger wie Erdgas, Flüssiggas und Öl. Unter den mit erneuerbaren Energieträgern betreibbaren Wärmeerzeugern kommen biomassebasierte Heizungen häufiger als Hauptwärmequelle zum Einsatz als Solarthermie und Wärmepumpen. Als zusätzliche Wärmequelle wird am häufigsten auf Solarthermie gesetzt.
- Die am häufigsten vertretenen Formen der Energiespeicherung sind Wärmespeicher für Heizung und Warmwasserspeicher (auf 40 bzw. 38 % der Campingplätze), häufig auch beides in Kombination. Über Batteriespeicher für Strom verfügen 13 % der Campingplätze, unter denjenigen mit Eigenerzeugung von Strom sind es 22 %. 41 % der befragten Campingplätze geben an, über keine Form der Energiespeicherung zu verfügen.
- Campingplätze ohne Eigenerzeugung von Energie aus regenerativen Energiequellen:
 - Das mit Abstand am häufigsten genannte Hemmnis für die Eigenerzeugung von Energie aus regenerativen Energiequellen sind zu hohe Kosten für die Umstellung des Energiesystems. Mit Abstand folgen die Umstände, dass der Campingplatz nicht über die technischen oder baulichen Voraussetzungen verfügt, eigenen Strom aus regenerativen Energieträgern zu erzeugen. Auch fehlende Anreize sowie fehlende Hilfestellungen für Campingplatzbetreibende werden häufiger als Gründe angeführt. Nicht relevant sind dagegen Zweifel an der Eignung der verfügbaren technischen Ansätze für Campingplätze.
 - Die Mehrheit der Campingplätze plant – zumindest möglicherweise – den Einstieg in die Energieerzeugung aus regenerativen Energieträgern für den eigenen Campingplatz in den nächsten 5 Jahren.
- Campingplätze mit Eigenerzeugung von Energie aus regenerativen Energiequellen:
 - Unter den Campingplätzen, die bereits eigene Energie aus regenerativen Energiequellen produzieren, plant die deutliche Mehrheit (zumindest möglicherweise) für die nächsten 5 Jahre Änderungen am Energiesystem. Häufigste Gründe für keine geplanten Änderungen sind eine bereits hohe Zufriedenheit mit dem derzeitigen Energiesystem bzw. dessen bereits hoher moderner Standard.
 - Als häufigste Zielsetzung der geplanten Änderungen wird die Erhöhung des Anteils eigenerzeugter Energie genannt. Ebenfalls häufig angeführte Zielsetzungen sind die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Energiesystems und die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien.

Elektromobilität (D):

- Etwas mehr als jeder Zweite der befragten Campingplätze (53 %) verfügt über E-Betriebsfahrzeuge für alltägliche Aufgaben wie Geländepflege, Einkäufe oder Shuttlefahrten. E-Fahrzeuge zur Vermietung an die Gäste stehen auf deutlich weniger Campingplätzen zur Verfügung – überwiegend handelt es sich dabei um E-Fahrräder (auf 19 % der Campingplätze).
- Jeder dritte befragte Campingplatz verfügt über E-Ladepunkte auf dem Gelände des Campingplatzes. Diese sind häufiger vor der Schranke (z. B. auf einem Anreiseparkplatz) installiert als hinter Schranke. Ladeinfrastruktur an (ausgewählten) Stellplätzen ist noch sehr selten. Jeder vierte Campingplatz verfügt (zusätzlich) über Ladepunkte im unmittelbaren Umfeld des Campingplatzes, die von Dritten betrieben werden. 45 % der Campingplätze verfügen laut eigener Angabe über keine (eigene) Ladeinfrastruktur auf bzw. im Umfeld des Campingplatzes.

- Die Ladepunkte auf dem Gelände des Campingplatzes weisen mehrheitlich eine Leistung von mehr als 3,7 bis 22 Kilowatt auf. Hinter der Schranke installierte Ladepunkte sind häufiger auch etwas weniger leistungsstark, Ladepunkte vor der Schranke hingegen häufiger auch mal leistungsstärker (mehr als 22 bis 50 Kilowatt). Im Durchschnitt verfügen Campingplätze mit Ladeinfrastruktur am jeweiligen Aufstellort über 3,3 Ladepunkte hinter der Schranke und 2,4 Ladepunkte vor der Schranke (z. B. auf einem Anreiseparkplatz). Ladepunkte vor der Schranke werden mehrheitlich durch den Campingplatz betrieben und für alle Nutzer öffentlich zugänglich gemacht.
- Campingplätze mit E-Ladeinfrastruktur auf dem Campingplatz:
Unter den Campingplätzen, die bereits E-Ladeinfrastruktur auf dem Campingplatz vorhalten, plant die Mehrheit der Betriebe für die nächsten 5 Jahre eine Erweiterung des Lade-Angebotes, wenn auch die tatsächliche Umsetzung häufiger nur möglicherweise als ziemlich sicher in Frage kommt. Erweiterungen wären primär vor der Schranke vorgesehen.
- Campingplätze ohne E-Ladeinfrastruktur auf dem Campingplatz:
 - Hauptsächlich Gründe, warum Campingplätze über keine E-Ladeinfrastruktur verfügen, ist die nicht ausreichende Leistungsfähigkeit des Stromnetzes auf oder im Umfeld des Platzes bzw. eine noch nicht ausreichende Nachfrage seitens der Gäste. Weiterhin häufiger genannte Gründe sind fehlende finanzielle Mittel, fehlende Anreize (z. B. Förderung) und zu wenig / keine Parkmöglichkeiten auf dem Campingplatzgelände.
 - Jeweils mehr als ein Drittel der Campingplätze ohne E-Ladeinfrastruktur auf dem Campingplatz kann sich den Aufbau von Ladeinfrastruktur in den nächsten Jahren ziemlich sicher bzw. möglicherweise vorstellen. Bevorzugt werden dabei gleichermaßen Standorte vor wie hinter der Schranke. Für weniger als ein Drittel der betreffenden Campingplätze kommt der kurz- bis mittelfristige Aufbau von Ladeinfrastruktur derzeit nicht in Frage.

Mit Blick auf das Projekt unterstreichen die Ergebnisse die Notwendigkeit der Projektdurchführung und liefern wichtige unterstützende Ansätze für die im Arbeitspaket „Skizzierung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen“ (vgl. Abschn. 2.1) vorgesehene argumentative Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen. Die erhobene Ausgangslage in der Branche macht deutlich, dass eine (weiterführende) Transformation des Energiebereichs von Campingplätzen und eine diesbezügliche Unterstützung der Betrieb notwendig ist. Insbesondere im Wärmebereich stützt sich die Versorgung derzeit noch weit überwiegend auf fossile Energieträger. Eine häufiger genannte Hemmschwelle der Auseinandersetzung mit der Transformation des Energiesystems ist das Fehlen von verlässlichen Hilfestellungen für Campingplätze in Energiefragen – auch dies unterstützt die Umsetzung des hier beschriebenen Vorhabens.

Weiterhin geben die Ergebnisse wichtige Hinweise für das Arbeitspaket „Fallstudien zur konzeptionell-simulativen Maßnahmenprobung“ (vgl. Abschn. 2.4). So liefert z. B. die erfragte Wichtigkeit von ausgewählten Aspekten für die Energieversorgung auf dem Campingplatz wichtige Hinweise dahingehend, wie Aspekte wie die Verlässlichkeit der Energieversorgung, die Wirtschaftlichkeit und die technische Beherrschbarkeit des Energiesystems oder die Wahrnehmung des Energiesystems durch die Gäste bei der Ausgestaltung der technischen Konzepte in den Fallstudien zu priorisieren sind. Aus den Einzeldaten der Befragung lassen sich für die Fallstudien wichtige Informationen zum Energieverbrauch in Abhängigkeit von Aspekten wie der Größe der Campingplätze (Standplätze) und ihrer Ausstattung (z. B. mit Restaurant, Kiosk, Pool) gewinnen sowie auch zur Kombination einzelner Technologien in den Bereichen Energiegewinnung, -speicherung und -nutzung.

2.3 Evaluierung verfügbarer Technologien / Maßnahmen einer regenerativen Energieversorgung und Zusammenführung in einem Maßnahmenbaukasten

2.3.1 Zielsetzung und Vorgehensweise der Maßnahmenevaluierung

In diesem Arbeitspaket ist die Evaluierung der verschiedenen verfügbaren technischen Ansätze und Maßnahmen für die regenerative Energiegewinnung, die Energiespeicherung und die Energienutzung im Hinblick auf einen sinnvollen Einsatz auf Campingplätzen vorgesehen. Mit den Arbeiten werden drei Zielsetzungen verfolgt:

1. Identifikation von – für eine breite Anzahl an Campingplätzen geeigneten – Bausteinen eines regenerativen Energiesystems unter den insgesamt verfügbaren Technologien / Maßnahmen
2. Schaffung einer Informationsgrundlage für eine umfassende Erläuterung und Nutzenbeziehung der technischen Ansätze im Hinblick auf eine regenerative Energieversorgung von Campingplätzen im Leitfaden (vgl. Abschn. 2.5)
3. Schaffung einer Grundlage für die Auswahl von in den Fallstudien konzeptionell-simulativ zu erprobenden Maßnahmen (vgl. Abschn. 2.4)

Die verfügbaren Technologien / Maßnahmen werden hierzu zunächst in einem Maßnahmenbaukasten mit den Bereichen Energiegewinnung, Energiespeicherung und Energienutzung zusammengeführt. Der Fokus liegt dabei auf bewährten und am Markt verfügbaren Technologien, die sich theoretisch auf Campingplätzen einsetzen lassen.

Auf Grundlage einer Einschätzung von klimaschutzbezogenen, technischen, baulichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten werden solche Maßnahmen identifiziert, die sich für eine breite Anzahl an Campingplätzen eignen. Für diejenigen Maßnahmen, die als relevant für eine breite Anzahl an Campingplätzen befunden werden, werden mittels umfangreicher Desk Research und unter Einbindung der Erkenntnisse aus durchgeführten Experten- und Campingplatzinterviews maßnahmenbeschreibende Steckbriefe erstellt. Die Steckbriefe sind Anhang A1 zu entnehmen. Diese umfassen Informationen zu folgenden Bereichen (leicht variierend je nach Technik zur Energieerzeugung, -speicherung und -nutzung):

- Technische Eigenschaften (u. a. Anwendungsbereiche, Anlagentypen, Leistung, Standortanforderungen, Bedarf zusätzlicher Anlagen)
- Kosten, Wirtschaftlichkeit (u. a. Anlage- und Installationskosten, laufende Kosten, Nutzungsdauer, Fördermöglichkeiten)
- Rechtliche Aspekte (u. a. Planungs- und Genehmigungsrecht)
- Praxistauglichkeit (u. a. technische Beherrschbarkeit, Betriebs- und Wartungsaufwand, Platzbedarf)
- Begleiterscheinungen (positive Effekte, negative Effekte)

Die Angaben in den Steckbriefen basieren auf dem Recherchestand Sommer 2025, mit Ausnahme der rechtlichen Aspekte (Herbst 2025). Die Maßnahmen zum Fremdbezug von Energie (vgl. Abb. 2.3.1) werden nicht beschrieben, weil die Ausgestaltung des Energiebezugs in diesen Fällen stark abhängig von den individuellen Verträgen mit den Energielieferanten ist.

2.3.2 Maßnahmenbaukasten und Einbindung der Ergebnisse in die Projektbearbeitung

Abb. 2.3.1 bildet den Maßnahmenbaukasten einer regenerativen Energieversorgung von Campingplätzen ab, fett markiert sind dabei diejenigen Maßnahmen, die für eine breite Anzahl an Campingplätzen als geeignet erachtet werden. Als weitere Ergebnisse dieses Arbeitspaketes sind Anhang A1 die maßnahmenbeschreibenden Steckbriefe für diejenigen Maßnahmen zu entnehmen, die als geeignet für eine breite Anzahl an Campingplätzen erachtet werden.

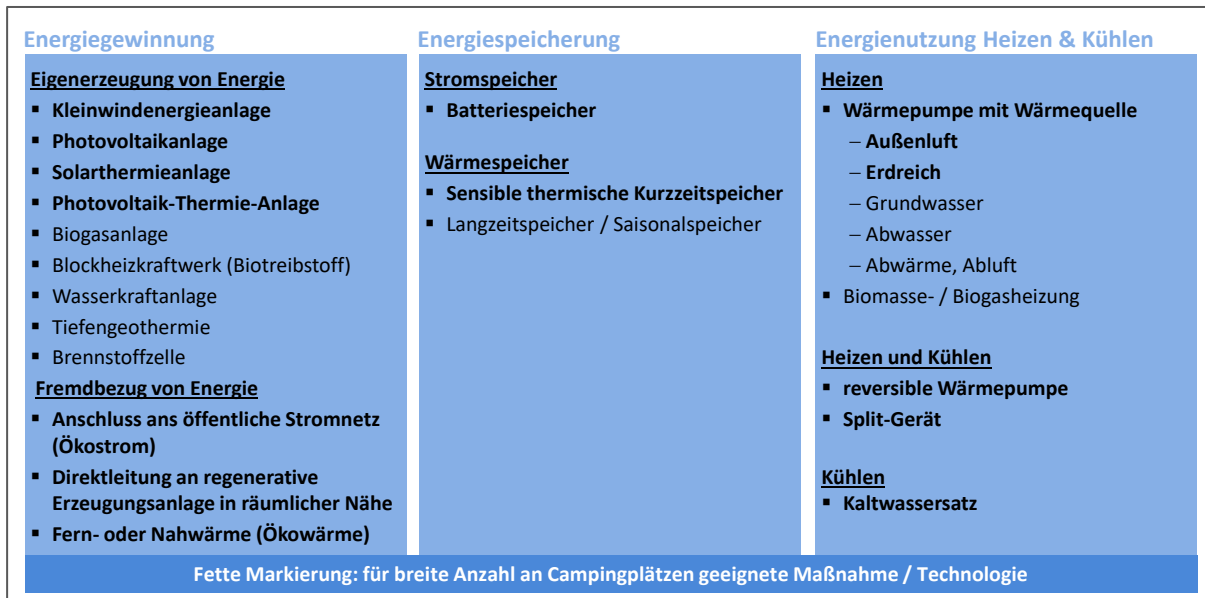


Abb. 2.3.1: Maßnahmenbaukasten einer regenerativen Energieversorgung von Campingplätzen

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Abschn. 2.3.1 dargelegt, wurden die Erkenntnisse aus diesem Arbeitspaket u. a. dazu genutzt, im Leitfaden (vgl. Abschn. 2.5 und Anlage 3 „Bausteine eines regenerativen Energiesystems“) umfangreiche Beschreibungen derjenigen technischen Ansätze wiederzugeben, die als geeignet für eine breite Anzahl an Campingplätzen erachtet werden. Dabei wird u. a. auf die folgenden Aspekte eingegangen:

- Erläuterung der technischen Funktionsweisen und Einsatzbereiche, auch mit Hilfe von Skizzen sowie Fotos der Anlagen
- Erläuterung technischer Vor- und Nachteile, auch im Vergleich zu alternativen Maßnahmen
- Erläuterung von Standortanforderungen und möglichen baulichen Anforderungen
- Darlegung sinnvoller Kombinationen mit anderen Maßnahmen
- Darlegung möglicher rechtlicher Voraussetzungen (z. B. Planungs- und Genehmigungsrecht)
- Darlegung erwartbarer Kostenrahmen, Lebensdauern und eventueller Fördermöglichkeiten
- abschließende Einschätzung, für welche Campingplätze die Maßnahmen besonders geeignet sind (z. B. in Abhängigkeit der geografischen Lage, der Größe, der Öffnungszeiten)

Zielsetzung dieses Abschnitts des Leitfadens ist es, den adressierten Campingplatzbetreibenden ein technisches Grundverständnis über die Maßnahmen zu vermitteln und darüber hinaus die Potenziale der einzelnen Maßnahmen für den eigenen Campingplatz einschätzbar zu machen. Für diejenigen Maßnahmen, für die keine Eignung für eine breite Anzahl an Campingplätzen gesehen wird, werden im Leitfaden in einer kurzen textlichen Erläuterung die Hintergründe dargestellt. Diese sind u. a. in nicht ausreichenden Klimaschutzbeiträgen (z. B. Blockheizkraftwerke, biomassebasierte Heizungen), in noch nicht ausreichender Marktfähigkeit der Technologie (Brennstoffzelle) und im Bedarf an nicht überall verfügbaren Energieträgern (z. B. Wasserkraftanlage, Grundwasser-Wärmepumpe) zu sehen.

Die Darlegungen aus dem Leitfaden werden im vorliegenden Projektbericht nicht wiederholt wiedergeben – es wird auf den Leitfaden in Anlage 3, Abschn. „Bausteine eines regenerativen Energiesystems“ verwiesen.

Weiterhin sind die Erkenntnisse aus diesem Arbeitspaket in die Fallstudienentwicklung (vgl. Abschn. 2.4) eingeflossen. Die für eine breite Anzahl an Campingplätzen für relevant befundenen technischen Ansätze bildeten die Grundlage für die Auswahl der in den Fallstudien simulierten Technologien, gleichzeitig wurde die in den Steckbriefen geschaffene Informationsgrundlage für spezifische Fragestellungen in den Fallstudien herangezogen (z. B. Informationen zu technischen Leistungen, Lebensdauern oder Kosten einzelner Technologien).

2.4 Fallstudien: Beispielhafte Konzepte für regenerative Energiesysteme auf Campingplätzen

2.4.1 Zielsetzung und Vorgehensweise der Fallstudienerstellung

Hauptaufgabe des hier beschriebenen Projektes ist die Entwicklung beispielhafter Konzepte für die Umsetzung regenerativer Energiesysteme auf Campingplätzen. Übergeordnete Zielsetzung dieser Fallstudien für Muster-Campingplätze ist es, konkrete Wege aufzuzeigen, wie die Energiesysteme von Campingplätzen in Zukunft unter Beachtung der Ansprüche an Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit weitgehend regenerativ betrieben werden können. Hierfür geeignete Technologien werden im Arbeitspaket „Evaluierung verfügbarer Technologien / Maßnahmen einer regenerativen Energieversorgung“ (vgl. Abschn. 2.3) identifiziert und in einem „Maßnahmenbaukasten“ zusammengefasst. Die nachfolgend vorgestellten Fallstudien sollen über die qualitative Eignung der Technologien hinaus an Beispielen deutlich machen, wie und in welchen Kombinationen ausgewählte Technologien konkret eingesetzt und wirtschaftlich betrieben werden können.

Die Fallstudien wurden nach folgender Vorgehensweise entwickelt:

- Festlegung des konkreten Muster-Campingplatzes mit definierten Daten für geografische Lage, Auslastung im Jahresverlauf, Größe (bemessen an der Standplatzzahl), Netzanschlussart, Ausstattung und Öffnungszeiten
- Definition des bestehenden sowie des zu simulierenden Energiesystems
- Ermittlung des Strombedarfs an den jeweiligen Verbrauchsstellen
- Tagesscharfe Jahressimulation der Energieflüsse des simulierten Energiesystems zur (1) Visualisierung der Jahreslastgänge für Energieverbrauch, -erzeugung, -bezug, -einspeisung und -speicherung, (2) die Auslegung der bestehenden Wärmeerzeuger und -speicher, (3) die Auslegung der je Fallstudie ausgewählten zu simulierenden Technologien (darunter PV-Anlagen, Solarthermieanlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen) sowie (4) zur Ableitung von Jahresenergiemengen als Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- Stundengenaue Simulationen mittels der Software Matlab/Simulink zur Überprüfung der Kopplung des Strom- und Wärmesystems sowie zur Feinkalibrierung ausgewählter Simulationsergebnisse
- Ermittlung der Investitionskosten, der Betriebskosten, der Betriebskostensparnisse sowie von Wirtschaftlichkeitskennzahlen für die Simulationsvarianten
- Bewertung der simulierten Technologiekombinationen auf Basis der technischen und wirtschaftlichen Simulationsergebnisse

2.4.2 Methodik der Fallstudien

Die Methodik der Fallstudien wird in zwei Teilen erläutert. Methodiken, die für alle oder mehrere Fallstudien übergeordnet zur Anwendung kommen, werden in den nachfolgenden Abschnitten 2.4.2.1 bis 2.4.2.7 dargestellt. Methodiken, die spezifisch nur in einzelnen Fallstudien relevant sind, werden in der jeweiligen Fallstudie (vgl. Abschn. 2.4.3 bis 2.4.5) dargestellt.

2.4.2.1 Rahmenbedingungen der Muster-Campingplätze

Die Auswahl der Muster-Campingplätze erfolgte in einer Weise, dass Parallelen zu möglichst vielen ähnlichen (realen) Campingplätzen gezogen werden können. Daher wurde bei der Auswahl der Muster-Campingplätze explizit auf die Ergebnisse der Campingplatzbefragung (vgl. Abschn. 2.2) zurückgegriffen.

Lage und Auslastung des Campingplatzes

Bei der Auswahl der Standorte der Campingplätze für die Fallstudien 1 und 2 (vgl. Abschn. 2.4.3 und 2.4.4) wurde darauf geachtet, dass diese in unterschiedlichen topografischen Regionen (Küste, Voralpenland) sowie in unterschiedlichen Klimazonen (maritim, kontinental) liegen. Für Fallstudie 3 (siehe Abschn. 2.4.5) ist die Lage in einer Region ausschlaggebend, in der sich attraktive Konditionen für die Nutzung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte ergeben.

Als Grundlage für die Auslastung der Campingplätze wurde auf Monatsdaten der amtlichen Beherbergungsstatistik zur Auslastung der Schlafgelegenheiten auf Campingplätzen zurückgegriffen – jeweils für die kleinste räumliche Einheit, die zum Standort des jeweiligen Campingplatzes passt. Mittels Daten zu monatlichen Übernachtungen und einer angenommenen Reisegruppengröße je Standplatz von 2,8 Personen (durchschnittliche Reisegruppengröße bei inländischen Campingreisen, gemittelter Wert über mehrere Jahre, Quelle: FUR 2022-2024) wurde eine Standplatzauslastung abgeleitet.

Größe und Netzanschlussart des Campingplatzes

Die Größe der Muster-Campingplätze wird an ihrer Standplatzzahl bemessen. Dabei wird nicht zwischen verschiedenen Unterkunftsarten (z. B. Standplatz für Wohnmobile oder Wohnwagen, Zeltplatz oder Mietunterkunft) unterschieden. Unterschiedliche Größen der Campingplätze sind relevant, weil die Größe insbesondere

1. unterschiedliche Energieverbrauchsmengen und
2. die Art des Netzanschlusses (Nieder- oder Mittelspannung) bedingt.

Vom zweiten Punkt ist u. a. die gültige Rechtslage abhängig, so gilt z. B. §14a EnWG, der Grundlage für die Nutzung bestimmter Strompreismodelle ist (vgl. Fallstudie 3, Abschn. 2.4.5), nur für die Niederspannungsebene. Darüber hinaus bringt ein Stromanschluss auf Niederspannungsebene, dessen Strombezugsleistung bei Gewerbebetrieben auf max. 100 kW begrenzt ist, Limitationen für die Eigenzeugung von Strom mit sich: Besteht der Wunsch zur Einspeisung überschüssigen Stroms, darf im Niederspannungsnetz nur die maximale Leistung an Strom produziert werden, die auch aus dem öffentlichen Stromnetz gezogen wird.

Zur Bestimmung der elektrischen Netzanschlussart der Muster-Campingplätze wurde in einer Voruntersuchung anhand des zu erwartenden elektrischen Maximalverbrauchs (vgl. Abschn. 2.4.2.3) abgeschätzt, ab welcher Größe ein Campingplatz in die Mittelspannung einzuordnen ist. Aus diesen Überlegungen heraus und in Abstimmung mit den Ergebnissen der Campingplatzbefragung (vgl. Abschn. 2.2) wurden für die Fallstudien folgende Campingplatzgrößen und Anschlussarten ausgewählt:

- a) Campingplatz mit 100 Standplätzen, Niederspannungsanschluss
- b) Campingplatz mit 300 Standplätzen, Mittelspannungsanschluss
- c) Campingplatz mit 600 Standplätzen, Mittelspannungsanschluss

Ausstattung des Campingplatzes

Die Ausstattung von Campingplätzen kann sehr stark variieren und daher (gerade in Kombination mit anderen Auswahlkriterien) nur sehr begrenzt in einer geringen Zahl an Fallstudien wiedergegeben werden. Um mit den Fallstudien trotzdem relevante Daten zu erzeugen, wurden bei der Ausstattung solche Merkmale übernommen, die bei den meisten Campingplätzen anzutreffen sind. Diese Merkmale sind:

- Verwaltung
- Einkaufsladen/Kiosk
- Imbiss/Bistro
- Sanitär
- Gemeinschaftsbereich mit Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner und Unterhaltungstechnik

Die Größe der jeweiligen Gebäude wurde in Abhängigkeit der angenommenen Anzahl an Standplätzen je Campingplatz skaliert. In Fallstudie 2 (vgl. Abschn. 2.4.4) wurde zudem die jahreszeitliche Nutzung der Gebäude variiert. Außerdem wurden in der Fallstudie Ladepunkte für E-Betriebs- und E-Gästefahrzeuge als weiteres Ausstattungsmerkmal und damit als zusätzliche Stromverbrauchsstelle angenommen.

Öffnungszeiten des Campingplatzes

Die Auswahl der (saisonalen) Öffnungszeiten der Campingplätze erfolgte anhand der Befragung (vgl. Abschn. 2.2). Hierbei stellte sich heraus, dass eine Mehrheit der Campingplätze nur in der (erweiterten) Sommersaison geöffnet ist und eine Minderheit ganzjährig geöffnet hat. Entsprechend dieser Verteilung wurden auch die Fallstudien ausgewählt (Öffnungszeit März bzw. April bis Oktober).

Die Öffnungszeiten haben eine sehr hohe Relevanz in Bezug auf

- a) die Auswahl an Wärmeerzeugern für Heizen und Warmwasserbereitung und (alle Fallstudien)
- b) die Eigenversorgung mit Strom mittels PV-Anlage (Fallstudie 1 und 2) bzw. mit Wärme mittels Solarthermieanlage (Fallstudie 2)

Zu a): Campingplätze, die nur in der (erweiterten) Sommersaison geöffnet sind, können ohne Probleme mit Luft-Wasser-Wärmepumpen ausgerüstet werden, da von milden bis warmen Außentemperaturen ausgegangen werden kann. Zu b): Eine PV- bzw. Solarthermieanlage kann nur in der „hellen“ Saison (ca. 15. Februar bis 1. November) nennenswert zur Stromversorgung beitragen. Campingplätze, die in der Sommersaison geöffnet haben, profitieren somit in besonderem Maße von der Eigenproduktion von Strom mittels PV bzw. von Wärme mittels Solarthermie.

Bestehendes und zu simulierendes Energiesystem

Für die einzelnen Campingplätze der Fallstudien wurde weitergehend ein regeneratives „Grundversorgungssystem“ definiert, durch das sie sich frei von fossilen Brennstoffen versorgen können. Dies wurde durch die Wärme- und Warmwasserbereitstellung über Wärmepumpen bzw. elektrische Direktheizer erreicht. Weitergehend wurde je Fallstudie festgelegt, welche Umstellungen / Erweiterungen in den Bereichen Energiegewinnung, -speicherung und -nutzung zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, Autarkie und Resilienz des Energiesystems simuliert werden sollen (z. B. eine eigene PV-Anlage mit oder ohne Batteriespeicher). Grundlage für die Auswahl der technischen Ansätze waren die Erkenntnisse aus dem Arbeitspaket „Evaluierung verfügbarer Technologien / Maßnahmen einer regenerativen Energieversorgung“ (vgl. Abschn. 2.3).

2.4.2.2 Auswahl und Auslegung der Wärmeerzeuger für Heizen und Warmwasser

Für die Transformation der Energiesysteme der Campingplätze hin zur Treibhausgasneutralität ist die Umstellung auf regenerative Wärmeerzeuger von besonders hoher Bedeutung, da die meisten Wärmeerzeuger im Bestand noch mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas, Flüssiggas oder Heizöl betrieben werden (vgl. Ergebnisse der Campingplatzbefragung in Abschn. 2.2).

Auswahl

Die Auswahl der Wärmeerzeuger beruht auf den Voruntersuchungen zu für Campingplätze geeigneten Bausteinen eines regenerativen Energiesystems (vgl. Abschn. 2.3). Grundvoraussetzung für die Auswahl ist die Treibhausgasneutralität. Hinter der konkreten Auswahl der Wärmeerzeuger für die Fallstudien standen mehrere Überlegungen und folgende Kriterien:

- Verfügbarkeit der Antriebsenergie
- Wirtschaftlichkeit im Sinne von Investitions-, Energie- und sonstiger Betriebskosten
- Personal- und Betreuungsaufwand
- Öffnungszeiten des Campingplatzes

Aus diesen Überlegungen heraus wurden die folgenden Wärmeerzeugungstechnologien für die Fallstudien identifiziert:

- a) Wärmepumpe, ggf. in Kombination mit Eigenerzeugung von Strom durch PV-Anlagen
- b) Solarthermieanlage, ggf. unterstützt durch elektrische Direktheizung (z. B. Heizstab oder Durchlauferhitzer)

Aus verschiedenen Gründen wurde entschieden, Holz-, Pellet- oder andere Biomasseheizungen (vgl. Abschn. 2.3) nicht zu berücksichtigen. Der Hauptgrund war die nur begrenzt vorhandene Klimaneutralität vor dem Zeithorizont 2025 bis 2045. Die Überlegung ist hierbei, dass bei der Verbrennung von Biomasse – wie bei anderen Kohlenstoffverbindungen auch – CO₂ emittiert wird. Das Binden dieses Treibhausgases erfolgt über den gesamten Lebenszyklus der Pflanze. Genau hier liegt das Problem: es sind i. d. R. Bäume, die den Brennstoff liefern. Das Nachwachsen dauert i. d. R. länger als der Zeithorizont von 20 Jahren, wodurch in dem Zeitraum bis 2045 ein Überschuss an Treibhausgasen entsteht, der erst nach 2045 vollständig gebunden werden kann. Das wiederum bedeutet, dass diese Heiztechnologien für die Erreichung der Klimaziele bis 2045 kontraproduktiv sind. Zudem gilt: Erneuerbare Brennstoffe sind auf langfristige Sicht nur begrenzt verfügbar oder teuer. Bestehende Anlagen können bis zum Ende der Nutzungsdauer weiterbetrieben werden, eine Neubeschaffung sollten – wenn überhaupt – hingegen nur solche Campingplätze erwägen, die über direkten Zugang zu erneuerbaren, schnellwachsenden Brennstoffen und ggf. notwendige Lagerkapazitäten verfügen.

Weiterhin wurde im Rahmen des hier beschriebenen Projektes die noch relative neue PVT-Technik betrachtet (vgl. Abschn. 2.3). Neben einem leicht höheren Wirkungsgrad der PVT-Module gegenüber normalen PV-Modulen ergeben sich zwei weitere Vorteile der Technik: Gegenüber Luft-Wärmepumpen profitiert eine PVT-Anlage an sonnenreichen Tagen von einer etwas höheren Quelltemperatur, d. h. die Temperatur der Sole auf der Rückseite der Module ist höher als die Lufttemperatur, was zu einem effizienteren Wärmepumpenbetrieb führt. Zudem arbeiten PVT-Anlagen geräuschärmer, da die wärmegewinnende Außeneinheit leise mit Sole durchflossen wird, während bei Luft-Wärmepumpen eine nennenswerte Geräuschemission durch die Ventilatoren entstehen kann. Diesen vergleichsweise moderaten Vorteilen stehen jedoch derzeit noch deutlich höhere Anlagen- und Installationskosten von PVT-Modulen im Vergleich zu herkömmlicher PV gegenüber. Auch aufgrund der fehlenden praktischen Langzeiterfahrungen mit dieser noch relativ neuen Technik wurde sie im Zuge der Wärmeplanung in den Fallstudien nicht berücksichtigt.

Die Wärmeerzeuger für Heizen und für Warmwasser wurden getrennt betrachtet und alle Wärmeerzeuger in Verbindung mit Warmwasser- oder Pufferspeichern untersucht. Nachfolgend wird die Auslegung der Wärmepumpen für den Heizbetrieb und die Warmwasserbereitung erläutert. Die Auslegung der Solarthermieanlagen wird in Abschn. 2.4.2.4 erklärt.

Auslegung Wärmepumpe für den Heizbetrieb

Die Auslegung einer Wärmepumpe für den Heizbetrieb erfolgt typischerweise nach einer zuvor erfolgten Norm-Heizlastberechnung nach DIN EN 12831-1, insbesondere nach dem Grundsatz der maximalen Wärmeverlustleistung

$$\dot{Q}_{Heiz} = \sum \dot{Q}_{Verlust} \quad (1)$$

Hierbei bedeutet \dot{Q} eine Wärmeleistung in W oder kW. Die Summe der Verlustleistung hat hierbei eine doppelte Bedeutung:

1. sie meint die Summe aller Räume eines oder mehrerer Gebäude
2. sie meint die Summe aus Transmissions- und Lüftungsverlusten.

Die Auslegung streng nach DIN EN 12831-1 ist

- a) für Campingplätze allgemein problematisch und oft nicht zielführend und
- b) im Besonderen für die hier betrachteten Fallstudien ungeeignet.

Zu a): Die DIN 12831 setzt für die Normheizlast sowohl Norm-Innentemperaturen als auch Norm-Außentemperaturen fest. Norm-Innentemperaturen variieren je nach Art des Raumes zwischen 10, 15, 20 und 24 °C. Die Norm-Außentemperatur meint die tiefste Außentemperatur, die in der betrachteten Region 10-mal in 20 Jahren als 2-Tages-Mittelwert zu erwarten ist. Für saisonal geöffnete Campingplätze führt diese Art der Berechnung zu einer Überdimensionierung des Wärmeerzeugers, da (1) im Winter in den Gebäuden nur eine Einfrierschutz-Temperatur (7 °C) anzunehmen und zu empfehlen ist und (2) zu Beginn und Ende der Saison, wenn die Gebäude auf Komfort-Temperatur geheizt werden (ca. 20 °C), die Außentemperatur nicht mehr so kalt ist.

Zu b): In den hier betrachteten Fallstudien sind die Gebäude in ihrer Bauweise, Dämmung, Dichtheit, Raumaufteilung und -nutzung etc. unbekannt bzw. nicht weiter spezifiziert. Stattdessen werden Mustergebäude mit bestimmten Abmessungen einheitlich für alle Fallstudien verwendet. Nur die Anzahl an Gebäuden, deren Abmessungen und Dachbauweise sowie die in der Folge daraus resultierenden Daten zur Gebäudehülle variieren je nach Fallstudie.

Aus diesen Überlegungen heraus wird eine Berechnung von $\sum \dot{Q}_{Verlust}$ lediglich in Anlehnung an die DIN EN 12831-1 durchgeführt, indem die Transmissionsverluste mittels Gl. (2) berechnet wurden:

$$\sum \dot{Q}_{Verlust} = U \cdot \sum A \cdot (T_i - T_a) \quad (2)$$

Für den Wärmedurchgangskoeffizienten wird einheitlich der Wert $U=0,8 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ gewählt. Die Summe der Gebäudeaußenfläche $\sum A$ variiert je nach Fallstudie, Anzahl und Abmessungen der Gebäude, wobei erdberührte Flächen nur zu 50 % gewertet wurden.

Anstelle der Wärmeleistungen werden Tagesmengen für Heizwärme durch Simulation mittels Gl. (3) ermittelt:

$$Q_d = \int_{0 \text{ Uhr}}^{23:59 \text{ Uhr}} \sum \dot{Q}_{Verlust}(t) \cdot dt \quad (3)$$

Die Wärmepumpe wird nun in ihrer Heizleistung so dimensioniert, dass sie in einer kalten Periode zu Beginn oder Ende der Saison den nach Gl. (3) berechneten Tagesbedarf decken kann. Die Modellierung und Simulation erfolgt mit der Software Matlab/Simulink. Weitere Details zur Simulation des Wärmepumpensystems für den Heizbetrieb sind dem Abschn. 2.4.2.6 zu entnehmen.

Auslegung Wärmepumpe bzw. Direkterhitzer für die Warmwasserbereitung

Die Auslegung der Wärmepumpe(n) für die Warmwasserbereitung erfolgt in ähnlicher Weise wie für den Heizbetrieb. Es gilt:

$$\dot{Q}_{WW} = \sum \dot{Q}_{Entnahme} \quad (4)$$

Der absolute Warmwasserbedarf nach DIN EN 12831-3 oder DIN 4708 ist 40 l pro Person. Für Campingplätze wird angenommen, dass er fast ausschließlich durch Duschen entsteht. Für den Campingplatz Fallstudie 1 (vgl. Abschn. 2.4.3) wird infolge der Küstenlage mit Strand- und Bademöglichkeit von einem höheren Pro-Kopf-Wasserverbrauch ausgegangen (60 l pro Person und Tag). Der Wärmebedarf, der sich in Verbindung mit dem Warmwasserverbrauch ergibt, berechnet sich nach:

$$\dot{Q}_{Entnahme} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_W - T_k) \quad (5)$$

Hierbei ist \dot{m} der Massenstrom an Warmwasser (typischerweise in kg/s), c_p ist die spezifische Wärmekapazität von flüssigem Wasser (4,183 kJ/(kg·K)), T_W ist die Warmwassertemperatur (40 °C) und T_k ist die Kaltwassertemperatur (Annahme für alle Fallstudien: 15 °C).

Die Auslegung der Wärmepumpe nach Momentan-Wasserentnahme (im Sinne eines Durchlauferhitzers) ist nicht sinnvoll, da hieraus sehr leistungsfähige Wärmepumpen resultieren würden. Vielmehr wird die Wärmepumpe auch hier durch einen Warmwasserspeicher ergänzt und die Auslegung beider Komponenten erfolgt anhand der maximal zu erwartenden Tagesmenge (Gl. 3a).

$$Q_{WW,d} = \int_{0 \text{ Uhr}}^{23:59 \text{ Uhr}} \sum \dot{Q}_{Entnahme}(t) \cdot dt \quad (3a)$$

Da die Warmwasserentnahme über den Tag verteilt unterschiedlich intensiv stattfindet, wurde ein Verbrauchsprofil entwickelt, das für Campingplätze den Warmwasserverbrauch $\dot{Q}_{Entnahme}(t)$ wie in Abb. 2.4.1 dargestellt über den Tag verteilt.

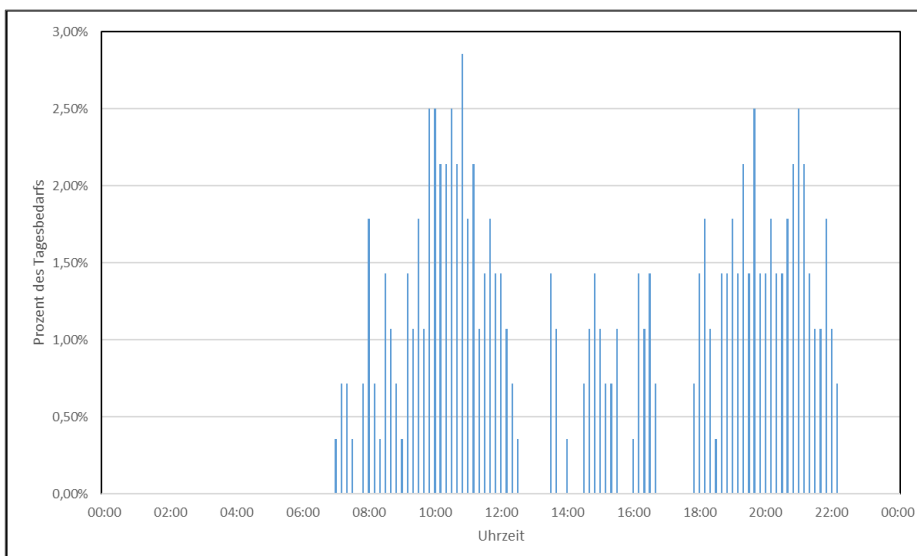


Abb. 2.4.1: Verbrauchsprofil Warmwasser Campingplatz in 10-minütiger Auflösung
Quelle: Eigene Daten

Die Auslegung von Wärmepumpe/Direkterhitzer und Warmwasserspeicher erfolgt nach folgendem Ablauf (mittels Simulation):

1. Auswahl Wärmeleistung und Volumen Warmwasserspeicher
2. Simulation über eine mehrtägige Periode bei max. Auslastung des Campingplatzes
3. Fällt die Speichertemperatur systematisch und die Wärmepumpe ist im Dauerbetrieb: Wärmepumpe ist zu klein, Erhöhung der Heizleistung
4. Ist die Wärmepumpe die meiste Zeit abgeschaltet: Wärmepumpe ist zu groß, Verringerung der Heizleistung
5. Variiert die Speichertemperatur nur wenig: Speicher ist zu groß, Verringerung des Speichervolumens
6. Steigt oder fällt die Warmwassertemperatur im Speicher über oder unter die erlaubten Temperaturgrenzen: Speicher ist zu klein, Erhöhung des Volumens.

Der erlaubte Temperaturbereich für den Warmwasserspeicher liegt typischerweise zwischen 40 und 75 °C, im Falle von Solarthermie bei 85 °C. Genauere Informationen zu den Modellgleichungen und Schaltbedingungen sind dem Abschn. 2.4.2.6 zu entnehmen.

2.4.2.3 Ermittlung des Strombedarfs

Der Strombedarf des (zukünftig) regenerativ versorgten Campingplatzes ist zwangsläufig eine fiktive, insbesondere ausstattungs- und öffnungszeitenabhängige Größe. Direkte Vergleiche z. B. mit Jahresabrechnungen vergleichbarer Campingplätze sind quasi unmöglich, weil heute für Heizen und Warmwasser mehrheitlich fossile Brennstoffe verwendet werden und der Strombedarf eines regenerativ versorgten Campingplatzes in Zukunft höher liegen wird als heute. Wärmepumpen, Direktheizungen oder Solarthermie werden an die Stelle fossiler Energieträger treten müssen. Die Ermittlung des Strombedarfs wurde in den Fallstudien separat für folgende Bereiche durchgeführt:

- Strombedarf an den Standplätzen
- Strombedarf an den übergeordneten Verbrauchsstellen des Campingplatzes
- Strombedarf für den Heiz- und ggf. Kühlbetrieb
- Strombedarf für die Warmwasserbereitung
- Strombedarf für Elektromobilität

Strombedarf an den Standplätzen

Der Strombedarf an den Standplätzen ergibt sich (1) aus dem Bedarf, den ein typischer Wohnwagen oder ein Reisemobil haben und (2) aus fahrzeugunabhängigen Verbrauchern. Zu (1): Die fahrzeugintegrierten Verbraucher teilen sich auf in

- Beleuchtung,
- Küchengeräte,
- Heizungs- und Klimageräte und
- sonstige elektrische Geräte wie z. B. TV-Gerät.

Zu (2): Fahrzeugunabhängige Verbraucher sind z. B. mitgebrachte Ladegeräte für Smartphones, Tablets etc., Aktivboxen für Musik, Elektrogrills, Ventilatoren oder Heizlüfter. Eine besondere Rolle nehmen hierbei in den letzten Jahren E-Bikes ein, die nach Radtouren wieder aufgeladen werden.

Zur Ermittlung eines mittleren Strombedarfs an den Standplätzen wurde zunächst ein Strombedarf pro Standplatz pro Tag bei max. Ausstattung des Standplatzes (bzw. des Fahrzeugs auf dem Standplatz) und einer Belegung mit 2,8 Personen (vgl. hierzu Abschn. 2.4.2.1) ermittelt. Da nicht alle

Standplätze (bzw. Fahrzeuge) gleichermaßen ausgestattet sind (z. B. mit Elektroherd, E-Bike, Mikrowelle), wurde unter Annahme von Quoten über die Verbreitung einzelner Ausstattungselemente weitergehend der Bedarf auf 100 Standplätze umgelegt. Durch diese Vorgehensweise wird auch berücksichtigt, dass die Strombedarfe in Abhängigkeit der Standplatzbelegung mit Wohnmobil, Wohnwagen, Mietunterkunft oder Zelt sowie durch Touristik- oder Dauercamper unterschiedlich sind. Auf eine gesonderte Betrachtung von zeltenden Campinggästen wurde verzichtet. Bei ihnen ist davon auszugehen, dass der Strombedarf am Standplatz deutlich geringer ausfällt, sich aber – zumindest in Teilen – in die Nutzung von Gemeinschaftseinrichtungen (insbesondere Küchen) verschiebt und sie dort einen überdurchschnittlichen Bedarf aufweisen, so dass sein Ausgleich stattfindet.

Für die Ermittlung des Strombedarfs der einzelnen Verbrauchsstellen wurden Leistungswerte recherchiert, Nutzungsumfänge und -zeiten (auch in Abhängigkeit der angenommenen Personenbelegung und im Tagesverlauf) wurden angenommen bzw. logisch hergeleitet. Folgende Annahmen wurden weiterhin getroffen:

- Beleuchtung: Es wird von LED-Leuchtmitteln ausgegangen. Die Nutzungszeiten sind zwar jahreszeitlich variabel, machen aber einen geringen Anteil am Gesamtstrombedarf am Standplatz aus. Aus diesem Grund werden jahresmittlere Nutzungszeiten zugrunde gelegt.
- Küchengeräte: Es wird davon ausgegangen, dass standardmäßig Kühlschrank, Kaffeemaschine / Wasserkocher und Wasserpumpe als elektrische Geräte vorhanden sind. Auf einem Teil der Standplätze werden zusätzlich ein zweiter Kühlschrank, eine Mikrowelle und ein Elektroherd bzw. -grill genutzt.
- Sonstige technische Geräte: Hier wird von einer standardmäßigen Nutzung von Musiksystemen sowie Ladegeräten für Smartphones, Laptops etc. ausgegangen. Auf einem Teil der Standplätze werden zusätzlich TV-Gerät, E-Bikes und Geräte zum mobilen Heizen und Kühlen genutzt.

Weiterhin ist wichtig:

- Der Strombedarf für fahrzeugintegrierte Heiz- bzw. Kühleinrichtungen ist abhängig vom Standort des Campingplatzes. Er wurde in den Fallstudien daher in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen am Standort des jeweiligen Campingplatzes über das Jahr simuliert und ist nicht in der hier dargestellten, über alle Fallstudien angewendeten Strombedarfsanalyse am Standplatz enthalten.
- Eine Eigenstromerzeugung und -nutzung durch die Gäste wurde nicht berücksichtigt.

Der aus der dargelegten Vorgehensweise ermittelte tägliche Gesamtstrombedarf bei max. Ausstattung des Standplatzes wurde zu Validierungszwecken mit ausgewählten Campingplätzen sowie mit den Erkenntnissen anderer Studien (u. a. Bleher 2013; Nowack 2023) abgeglichen.

Tab. 2.4.1 listet den aus der dargelegten Vorgehensweise ermittelten Strombedarf für die Verbrauchsbereiche am Standplatz auf (ohne Strombedarf für Heizen bzw. Kühlen über fahrzeugintegrierte Einrichtungen). Abb. 2.4.2 zeigt die angenommene zugehörige Lastverteilung im Tagesverlauf. Dabei ist anzumerken, dass sporadisch genutzte Geräte wie z. B. Kaffeemaschinen auf unterschiedlichen Standplätzen zu unterschiedlichen Zeiten an- und abgeschaltet werden. Für den Campingplatz bedeutet das eine zeitliche Streuung / Verteilung der Nutzung zu einschlägigen Tageszeiten. Das erarbeitete Strombedarfsprofil wurde in allen Fallstudien angewendet und über die jeweils angenommene Standplatzzahl und Auslastung skaliert.

Tab. 2.4.1: Angenommener Strombedarf am Standplatz (pro Tag; 2,8 Personen pro Standplatz; ohne Heizen bzw. Kühlen über fahrzeugintegrierte Einrichtungen; bei 100 Standplätzen: gemittelt über alle potenziellen Nutzergruppen (Wohnmobil, Wohnwagen, Zelt, Mietunterkunft; Touristik- bzw. Dauercamper))

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Verbrauchsbereiche	Strombedarf pro Standplatz pro Tag bei max. Ausstattung in Abhängigkeit der vorgegebenen Personenzahl (in kWh)	Strombedarf für 100 Standplätze pro Tag in Abhängigkeit der vorgegebenen Personenzahl (in kWh)
Beleuchtung (LED)	0,10	10,19
Küche	2,66	192,33
Sonstige elektrische Geräte	0,79	38,20
Gesamt	3,55	240,72
Gesamt pro Standplatz		2,41

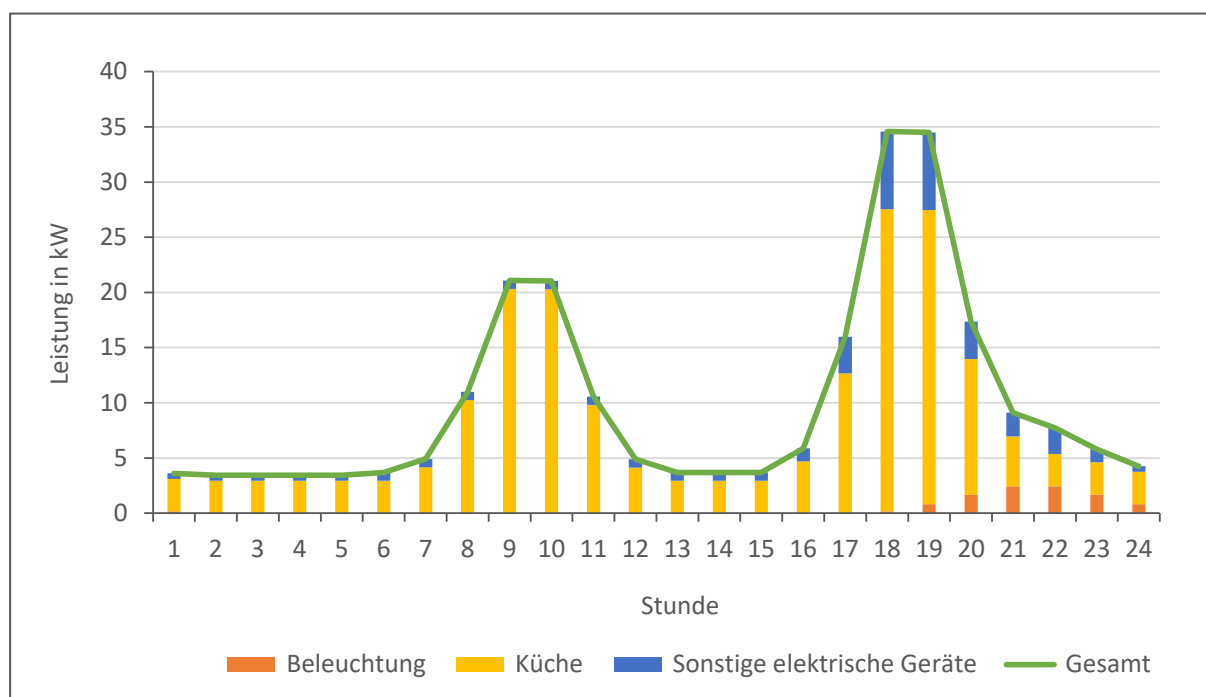


Abb. 2.4.2: Angenommenes tageszeitliches Bedarfsprofil für Standplatz-Strom bei 100 Standplätzen (ohne Heizen bzw. Kühlen über fahrzeugintegrierte Einrichtungen; gemittelt über alle potenziellen Nutzergruppen (Wohnmobil, Wohnwagen, Zelt, Mietunterkunft; Touristik- bzw. Dauercamper))

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Strombedarf an den übergeordneten Verbrauchsstellen des Campingplatzes

Der Ermittlung des Strombedarfs an den übergeordneten Verbrauchsstellen des Campingplatzes wird ähnlich der Strombedarfsermittlung an den Standplätzen ein Campingplatz mit 100 Standplätzen und einer Belegung mit 2,8 Personen je Standplatz zugrunde gelegt, die Bedarfsermittlung erfolgt zudem auf Basis der Vollauslastung des Campingplatzes. Die Strombedarfe werden nach folgender Struktur ermittelt:

- Verwaltung
- Infrastruktur
- Einkaufsladen/Kiosk
- Imbiss/Bistro
- Sanitäreinrichtungen
- Gemeinschaftsbereiche (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltung).

Für jeden dieser Bereiche werden die relevanten Verbrauchsstellen (z. B. Beleuchtung in den einzelnen Gebäuden, Bürotechnik in der Verwaltung, Kühltechnik im Einkaufsladen) ermittelt. Je Verbrauchsstelle wird eine minimale und eine maximale Ausstattung (z. B. Anzahl bzw. Volumen Kühlgeräte) bzw. Nutzungshäufigkeit (z. B. Anzahl Zubereitung warmer Speisen im Imbiss) definiert, darunter z. B.:

- Außenbeleuchtung: eine Leuchte je 2 bzw. je 5 Standplätze
- Imbiss: 15 % der Gäste besuchen pro Tag den Imbiss, 30 bzw. 70 % der Gäste essen ein warmes Gericht im Imbiss
- Waschküche: 1 Waschgang pro 25 bzw. 50 Standplätze pro Tag, 10 bzw. 20 % der Waschenden nutzen den Trockner
- Gemeinschaftsküche: 5 bzw. 10 % der Gäste bereiten einen Kaffee zu

Die Anzahl der Ausstattungselemente bzw. deren Nutzungshäufigkeit ist teils

- a) abhängig von der Größe des Campingplatzes (Anzahl Standplätze gesamt) (z. B. Anzahl Außenbeleuchtungselemente, Anzahl Kühlschränke im Kiosk)
- b) abhängig von der Auslastung des Campingplatzes (Anzahl belegte Standplätze) (z. B. Anzahl Waschgänge von Gemeinschaftswaschmaschinen, Anzahl Kochvorgänge in Gemeinschaftsküche)
- c) unabhängig von der Größe des Campingplatzes (z. B. einzelne Bürotechnik, Unterhaltungstechnik in Gemeinschaftsräumen).

Zu a und b): Die Anzahl der Verbrauchsstellen bzw. deren Nutzungshäufigkeit wird an die Anzahl der vorhandenen Standplätze bzw. an die Anzahl der belegten Standplätze geknüpft, um sie je nach Fallstudie und damit Campingplatzgröße und -auslastung skalieren zu können.

Zu c): Es erfolgt eine für alle Fallstudien identische Festlegung der Anzahl der Ausstattung.

Anschließend werden je Verbrauchsstelle auf Grundlage der minimalen bzw. maximalen Anzahl an Ausstattungselementen bzw. Nutzungshäufigkeiten minimale und maximale Strombedarfe ermittelt und daraus wiederum ein Mittelwert gebildet. Die Leistungswerte je Verbrauchsstelle werden recherchiert, Nutzungsumfänge und -zeiten (auch in Abhängigkeit der angenommenen Personenbelegung und im Tagesverlauf) angenommen bzw. logisch hergeleitet.

Weiterhin ist wichtig:

- Der Strombedarf für das Heizen und Kühlen der Gebäude ist abhängig vom Standort des Campingplatzes. Er wurde in den Fallstudien daher in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen am Standort des jeweiligen Campingplatzes über das Jahr simuliert und ist nicht in der hier dargestellten, für alle Fallstudien genutzten Strombedarfsanalyse für die übergeordneten Einrichtungen des Campingplatzes enthalten.
- Ebenso nicht enthalten ist ein eventueller Strombedarf für die Warmwasserbereitung sowie für Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Beide Verbrauchsstellen werden ebenfalls spezifisch je Fallstudie behandelt.

Der aus der dargelegten Vorgehensweise ermittelte tägliche Gesamtstrombedarf für die übergeordneten Verbrauchsstellen des Campingplatzes wurde zu Validierungszwecken mit ausgewählten Campingplätzen besprochen, ist jedoch aufgrund der Unterschiedlichkeit insbesondere der Ausstattung von Campingplätzen kaum möglich.

Tab. 2.4.2 listet den aus der dargelegten Vorgehensweise ermittelten Strombedarf für die übergeordneten Verbrauchsstellen auf dem Campingplatz auf (ohne Strombedarf für Heizen bzw. Kühlen, Warmwasser und Elektromobilität). Abb. 2.4.3 zeigt die angenommene zugehörige Lastverteilung im

Tagesverlauf. Die zeitliche Verteilung sporadisch genutzter Geräte erfolgt dabei ähnlich wie in Abb. 2.4.2. Das erarbeitete Strombedarfsprofil wurde in allen Fallstudien angewendet und in den variablen Bereichen über die jeweils angenommene Standplatzzahl und Auslastung skaliert.

Tab. 2.4.2: Angenommener Strombedarf an übergeordneten Einrichtungen eines Campingplatzes mit 100 Standplätzen bei Vollaustattung (pro Tag; 2,8 Personen pro Standplatz; ohne Heizen bzw. Kühlen, Warmwasser und Elektromobilität)

Abweichungen sind rundungsbedingt

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Verbrauchsbereiche	Mittelwert angenommener min. und max. Bedarfe bei Vollaustattung in Abhängigkeit der vorgegebenen Personenzahl (in kWh)
Verwaltung	8,31
Beleuchtung (LED)	1,21
Bürotechnik	6,49
Mitarbeiteraum	0,61
Infrastruktur	0,81
Außenbeleuchtung	0,23
Sicherheits- und Zugangsanlagen	< 0,10
Betriebsgeräte	0,57
Einkaufsladen/Kiosk	14,50
Beleuchtung	2,64
Kühlgeräte	11,32
Sonstige elektrische Geräte	0,54
Imbiss/Bistro	52,09
Beleuchtung	4,13
Kühlgeräte	1,07
Herd/Backofen/Fritöse	42,00
Sonstige elektrische Geräte	4,90
Sanitäreinrichtungen	6,96
Beleuchtung	6,03
Sonstige elektrische Geräte	0,93
Gemeinschaftsräume	28,49
Beleuchtung	2,48
Waschmaschine, Trockner	9,15
Küche	7,42
Abwaschen	9,22
Unterhaltungselektronik	0,23
Gesamt	111,15
davon fix	50,40
davon variabel (abh. von Personenzahl)	60,75
variabel pro Person	0,22

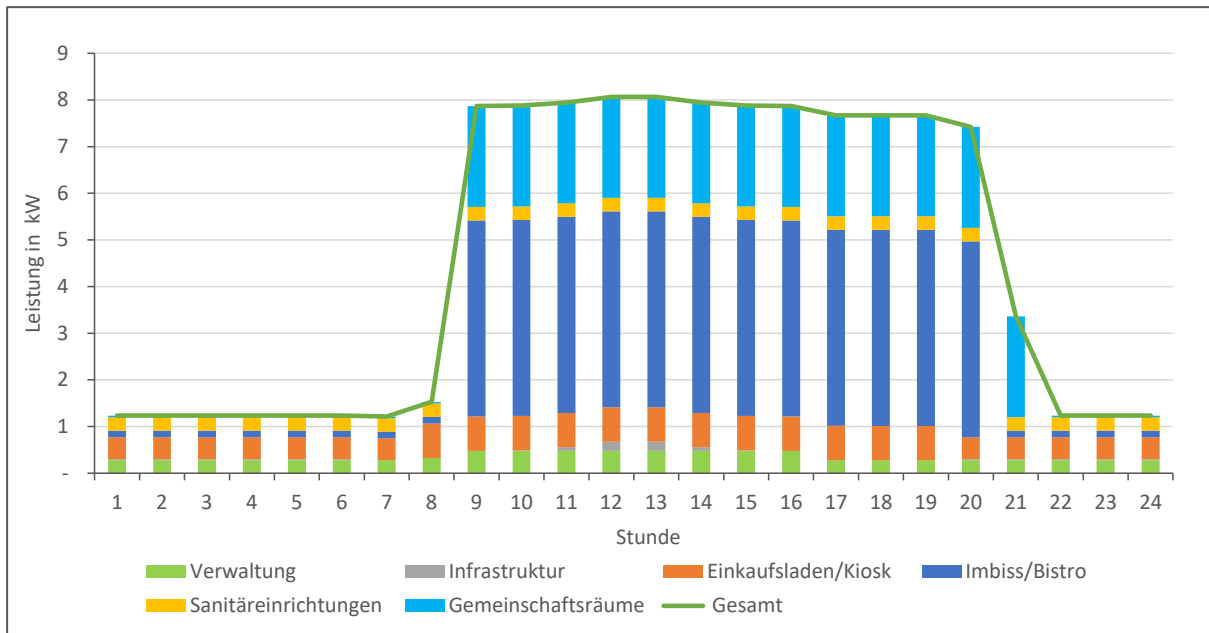


Abb. 2.4.3: Angenommenes tageszeitliches Bedarfsprofil für Campingplatz-Strom bei 100 Standplätzen (ohne Heizen bzw. Kühlen, Warmwasser und Elektromobilität)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Abb. 2.4.4 führt die tageszeitlichen Strombedarfe für Standplatz- und Campingplatzstrom aus den zuvor dargelegten Strombedarfsprofilen für einen Campingplatz mit 100 Standplätzen bei Vollausslastung zusammen.

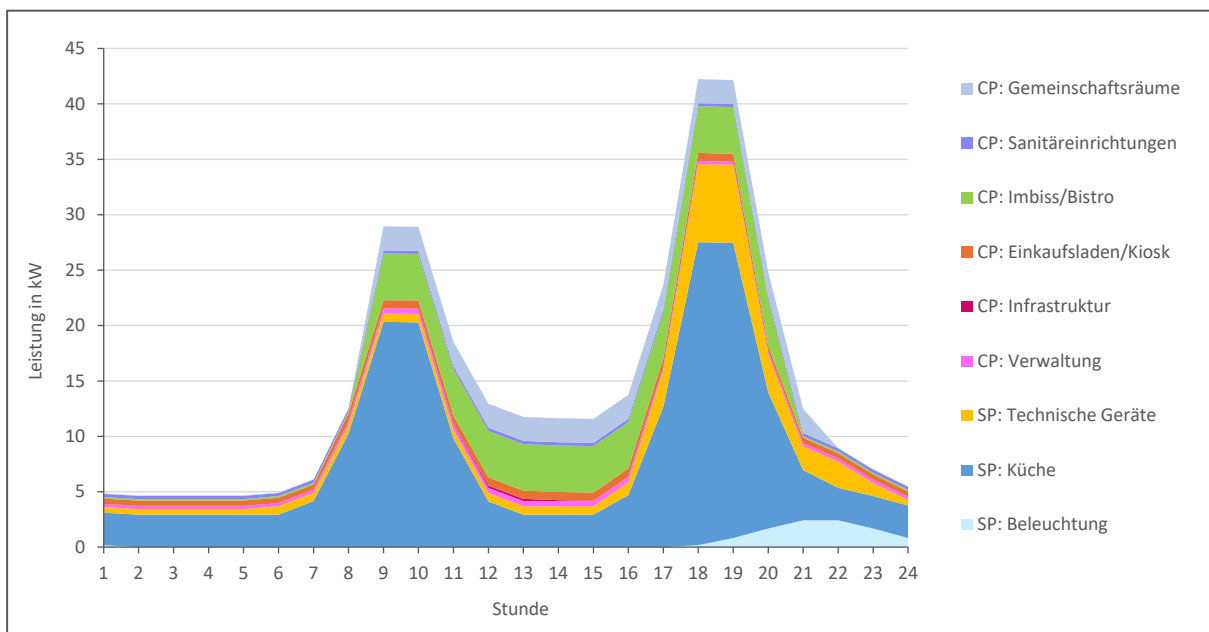


Abb. 2.4.4: Tageszeitlicher Strombedarf an Standplätzen (gemittelt über alle Unterkunftsarten) und übergeordneten Einrichtungen eines Campingplatzes mit 100 Standplätzen bei Vollausslastung (ohne: Warmwasserbereitung, Heizen bzw. Kühlen von Gebäuden und an Standplätzen, Elektromobilität)
SP: Standplätze, CP: Campingplatz
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Strombedarf für den Heiz- und Kühlbetrieb

Bei der Ermittlung des Strombedarfs für den Heizbetrieb sind zunächst die folgenden grundsätzlichen Überlegungen anzustellen:

1. Gebäude müssen auch außerhalb der Öffnungszeiten geheizt werden, um Schäden zu vermeiden. Diese Betriebsart lässt sich mit dem Begriff „Einfrierschutz“ zusammenfassen.
2. Strombedarf für das Heizen hängt von der verwendeten Heiztechnologie ab.

Zu 1.: Zunächst wird der Heizbedarf dynamisch mit Hilfe von Gln. (2) und (3) (s. o.) ermittelt. Hierbei wird die erforderliche Innentemperatur anhand der Öffnungszeiten variiert: außerhalb der Öffnungszeiten wird die Innentemperatur auf 7 °C (Einfrierschutz) gesetzt, während der Öffnungszeiten beträgt die Innentemperatur 20 °C. Zu 2.: Im nächsten Schritt muss anhand der verwendeten Heiztechnologie der Strombedarf für den zu deckenden Wärmebedarf berechnet werden. Hierbei gilt:

- a) Solarthermieanlagen haben nur einen sehr geringen Strombedarf für die Umwälzpumpen, deren Leistungsaufnahme mit Volumenstrom und Druckerhöhung berechnet werden kann (Gl. (6)):

$$P_{\text{pumpe}} = \dot{V} \cdot \Delta p \quad (6)$$

Aufgrund der unbekanntenen Rohrleitungsinfrastruktur und der Geringfügigkeit wird dieser Verbrauch der übergeordneten Infrastruktur des Campingplatzes zugeschrieben.

- b) Bei der Verwendung von Direkterhitzern können Strom- und Wärmebedarf nach Gln. (2) und (3) nahezu gleichgesetzt werden.
- c) Bei der Verwendung von Wärmepumpen berechnet sich der Strombedarf mit Hilfe des COP („Coefficient of Performance“), der wiederum abhängig vom erforderlichen „Temperaturhub“ (Unterschied zwischen Quell- und Vorlauftemperatur) ist. Die Berechnung des COP erfolgt hierbei mit einer an der FH Westküste entwickelten „Short-Cut“-Methode (Gehlert et al. 2024), nach der gilt:

$$COP \cong a \cdot \Delta T^{-b} \quad (7)$$

Hierbei ist ΔT der Unterschied zwischen Innen- und Außentemperatur. Die in dieser Studie verwendeten Parameter orientieren sich an einer Wärmepumpe mit dem natürlichen Kältemittel R290 (Propan), wobei gilt: $a=60$, $b=1$.

In Fallstudie 2 und 3 entsteht ein tageweiser Kühlbedarf. Hierbei ist zu beachten, dass die Leistungszahl gegenüber dem COP (Gl. (7)) um eins reduziert ist.

Die Ermittlung des Heiz- und Kühlbedarfs für die Gebäude der Campingplätze erfolgt auslastungsunabhängig. Der Heiz- und Kühlbedarf an den Standplätzen (über fahrzeugintegrierte Systeme) wird anhand der Auslastung skaliert und analog durchgeführt, wobei für einen Wohnwagen bzw. ein Reisemobil eine „Gebäudehüllenfläche“ von 82,5 m² angenommen wird. Zudem wird davon ausgegangen, dass lediglich 50 % der belegten Standplätze elektrisch heizen bzw. kühlen.

Strombedarf für die Warmwasserbereitung

Für die Warmwasserbereitung gelten dieselben Überlegungen wie für das Heizen. Die Berechnung des Wärmebedarfs für Warmwasser erfolgt mit den Gln. (3a), (4) und (5).

Der Einfachheit halber wurde der COP für eine Warmwasser-Wärmepumpe wegen der hohen Temperaturen (bis zu 70 °C) auf konstant 2,5 gesetzt. In der Fallstudie 2 erfolgt die Berechnung wiederum mittels Gl. (7), wobei ΔT hier der Temperaturunterschied des Kältemittels im Kondensator und

Verdampfer des Wärmepumpenkreises ist. Es wird hierbei angenommen, dass die Temperatur im Kondensator stets bei 70 °C (Heißwasser-Solltemperatur 65 °C), im Verdampfer um 5K unterhalb der (mittleren) Außentemperatur liegt. Der Vorfaktor a hat hier den Wert 185 und der Exponent b wird außentemperaturabhängig berechnet durch:

$$b = 1 - 0,001 \cdot T_{KM,u} \quad (8)$$

$T_{KM,u}$ ist hierbei die untere Kältemittel-Temperatur im Verdampfer, die wie erwähnt um 5K unterhalb der mittleren Außentemperatur liegt.

Strombedarf für Elektromobilität

In Fallstudie 2 (vgl. Abschn. 2.4.4) sind Ladesäulen für

- a) E-Fahrzeuge der Gäste und
- b) E-Betriebsfahrzeuge des Campingplatzes

als weitere Stromverbrauchsstellen vorgesehen.

Zu a):

Um den Strombedarf durch Gäste-Fahrzeuge zu ermitteln, wird zunächst der Anteil der ladefähigen Fahrzeuge (Elektro, Plug-In-Hybrid) aus dem bundesweiten Bestand an Personenkraftwagen (PKW) und Wohnmobilen in der Bevölkerung abgeleitet (Quellen: Kraftfahrt-Bundesamt 2024, 2025). Es wird angenommen, dass alle Campingreisenden mit einem PKW oder Wohnmobil anreisen. Darüber hinaus wird unterstellt, dass reine Elektrofahrzeuge lediglich zur Hälfte für Campingreisen eingesetzt werden, da sie allgemein häufig nur als Zweitfahrzeug oder für den urbanen Verkehr genutzt werden. Plug-in-Hybridfahrzeuge hingegen werden vollständig (zu 100 %) als potenzielle Camping-Fahrzeuge berücksichtigt. Nach dieser Vorgehensweise machen die ladefähigen Gäste-Fahrzeuge auf dem Campingplatz einen Anteil von 3,25 % aus.

Es wird angenommen, dass auf dem Campingplatz ausschließlich Ladepunkte mit einer Ladeleistung P_{LP} von 11 kW verfügbar sind, da diese als ausreichend für das nicht-öffentliche Laden erachtet werden. Auch die Befragung von Campingplätzen (vgl. Abschn. 2.2) hat ergeben, dass Plätze mit Ladeinfrastruktur zumeist eine Leistung dieser Größenordnung installiert haben. Weiterhin wurde angenommen, dass sich die Nutzungszeit der Ladesäulen durch die Gäste auf den Zeitraum zwischen 6 und 24 Uhr begrenzt. Ausgehend von einer angenommenen durchschnittlichen Reichweite von 100 km/Tag und einem durchschnittlichen Energieverbrauch $E_{E-Fahrzeuge}$ zwischen 16,7 und 30,9 kWh/100 km (ENTEKA Plus GmbH 2023) multipliziert mit der Anzahl der ladefähigen Fahrzeuge auf dem Campingplatz $N_{E-Fahrzeuge}$ ergibt sich die Anzahl der benötigten Ladepunkte N_{LP} bei einer Nutzungszeit t von 18 Stunden am Tag nach Gl. (9). Das Ergebnis wird auf eine volle Zahl aufgerundet.

$$N_{LP} = \frac{E_{E-Fahrzeuge} \cdot N_{E-Fahrzeuge}}{P_{LP} \cdot t} \quad (9)$$

Die in Gl. (9) ermittelte Anzahl an erforderlichen Ladepunkten basiert auf einer idealisierten, durchgehenden Nutzung der Ladesäulen in der angenommenen Nutzungszeit ohne signifikante Leerzeiten und würde ein hohes Maß an Koordination zwischen den Nutzenden erfordern, was unter realen Bedingungen auf einem Campingplatz kaum umsetzbar ist. Bei einem Unterangebot an Ladepunkten ergibt sich eine nahezu kontinuierlich hohe Auslastung über den Tag hinweg. Im Gegensatz dazu führt ein Überangebot an Ladepunkten zu einem spitzenförmigen Ladeverhalten mit deutlichen Leistungsspitzen in bestimmten Tagesabschnitten.

Zur zeitlichen Verteilung des Ladebedarfs wird der Lastgang für Elektromobilität eines Hotelbetriebs (nPro Energy GmbH 2025) aufgrund seiner strukturellen Ähnlichkeit zum Nutzerverhalten auf einem Campingplatz als Grundlage genommen (vgl. Abb. 2.4.5, gelbe Kurve). Das herangezogene Lastprofil spiegelt eine Auslastungssituation bei einer hohen Anzahl an Ladepunkten (ab ca. zehn Ladepunkte) wider und entspricht einer angenommenen Belegung des Campingplatzes von rund 75 %. Zur Abbildung des Auslastungsszenarios von 100 % wird das Lastprofil proportional skaliert (vgl. Abb. 2.4.5, grüne Säulen) und an die definierten Nutzungszeiten durch die Gäste angepasst. Dabei wird sichergestellt, dass das Integral von beiden Funktionen gleichbleibt. Das Lastprofil wird im Zuge der Anwendung in Fallstudie 2 an die tagesspezifische Standplatzauslastung angepasst.

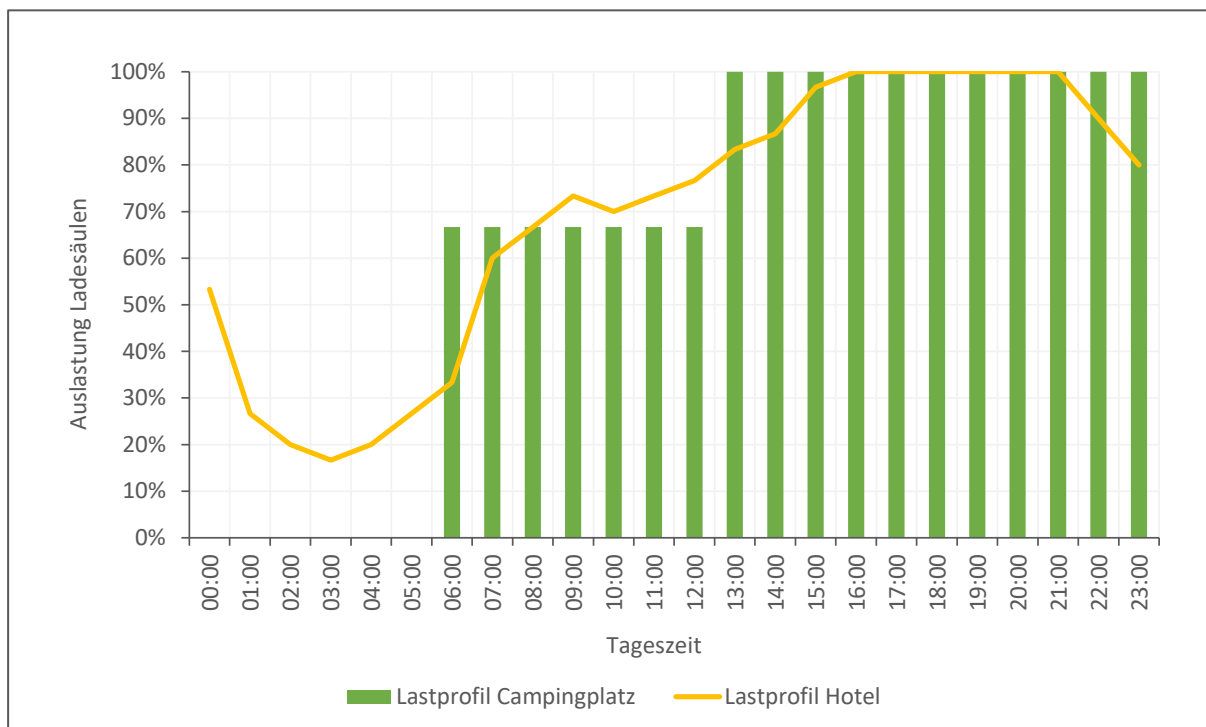


Abb. 2.4.5: Angenommenes tageszeitliches Strombedarfsprofil für Elektromobilität bei Vollaustung des Campingplatzes

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von nPro Energy GmbH 2025

Zu b):

Als E-Betriebsfahrzeuge des Campingplatzes der Fallstudie 2 werden zwei elektrische Carts angenommen, die beispielsweise für betriebsinterne Arbeits-, Transport- und Servicezwecke genutzt werden. Laut Recherche (Digishop Handelsgesellschaft m.b.H. & Co KG 2025; Geco Elektro Automobile 2025; Schenkel GmbH 2025) haben Elektro-Carts im Durchschnitt eine Reichweite von 60 km und eine Ladezeit von acht Stunden. Es wird angenommen, dass ein Betriebsfahrzeug alle zwei Tage über Nacht mit einer konstanten Ladeleistung geladen wird. Die Ladeleistung P_{Laden} lässt sich aus der Batteriekapazität C und der Ladezeit t wie folgt berechnen:

$$P_{Laden} = \frac{C}{t} \quad (10)$$

2.4.2.4 Auslegung von Photovoltaik, Solarthermie und Energiespeichern

In den Fallstudien werden die Photovoltaik- und Solarthermietechnik zur Strom- bzw. Wärmegewinnung simuliert. Für die Wärmespeicherung werden Trinkwasser- und Pufferspeicher eingesetzt, für die Stromspeicherung Batteriespeicher. Nachfolgend wird die Auslegung der jeweiligen Technologien erläutert.

Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV)

Für die Ermittlung der Stromerzeugung mittels PV werden zwei verschiedene Methoden angewandt:

- a) Ermittlung mit Hilfe von (stündlichen) Strahlungsdaten am Standort
- b) Tagesscharfe Ermittlung mit Hilfe von Sonnenstunden und maximalen Tageserträgen

Zu a): Strahlungsdaten in stündlicher Auflösung stehen als Global- und Diffus-Strahlung für die Standorte der Fallstudien zur Verfügung (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE 2025). Diese Daten werden in der Einheit W/m^2 angegeben. Die daraus resultierende Erzeugung ergibt sich durch Multiplikation mit installierter PV-Fläche und dem Wirkungsgrad der PV-Module gem. Gl. (11):

$$P_{el,PV} = e_{rad} \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV} \quad (11)$$

Das Ergebnis ergibt sich zwar zunächst in der Einheit Watt, kann jedoch (bedingt durch die stündliche Auflösung) auch als Wh/h für die jeweils betrachtete Stunde aufgefasst werden.

Zu b): Wird die zeitliche Auflösung auf Tagesintervalle heraufgesetzt, so wären Strahlungsdaten nur noch unter hohem Aufwand für die Datenaufbereitung nutzbar. Daher wurde ein anderer Weg gewählt, um plausible Tageserträge zu berechnen. Diese Methode beinhaltet die folgenden Schritte:

- i) Nutzung von realen Messdaten einer PV-Anlage, Normierung auf die Anlagengröße in kWp
- ii) Ermittlung einer „Grenzkurve“ für den max. Tagesertrag je kWp (jahreszeitenabhängig)
- iii) Nutzung von Wetterdaten des Standortes der Fallstudie (Sonnenstunden pro Tag)
- iv) Vergleich der realen mit den theoretischen max. Sonnenstunden pro Tag
- v) Der simulierte Tagesertrag ergibt sich aus dem Vergleich von realen mit den max. Sonnenstunden durch

$$W_{el,PV,d} = W_{max,d} \cdot \frac{t_{Sonne,d}}{t_{Sonne,max,d}} + a \cdot W_{max,d} \cdot \frac{t_{Sonne,max,d} - t_{Sonne,d}}{t_{Sonne,max,d}} \quad (12)$$

wobei der Parameter a typischerweise zwischen 0,2 und 0,4 liegt und eine Aussage darüber macht, wie hoch der Ertrag in Nicht-Sonnenstunden ist. Für die in den Fallstudien angenommene Ost-West-Ausrichtung der Dachflächen hat sich der Zahlenwert $a=0,21$ als passgenau herausgestellt.

- vi) Kalibrierung des Parameters a anhand des Jahresertrages

In Abb. 2.4.6 sind gemessene (blau) und simulierte (rot) Tageserträge sowie die Grenzkurve für den max. Tagesertrag dargestellt.

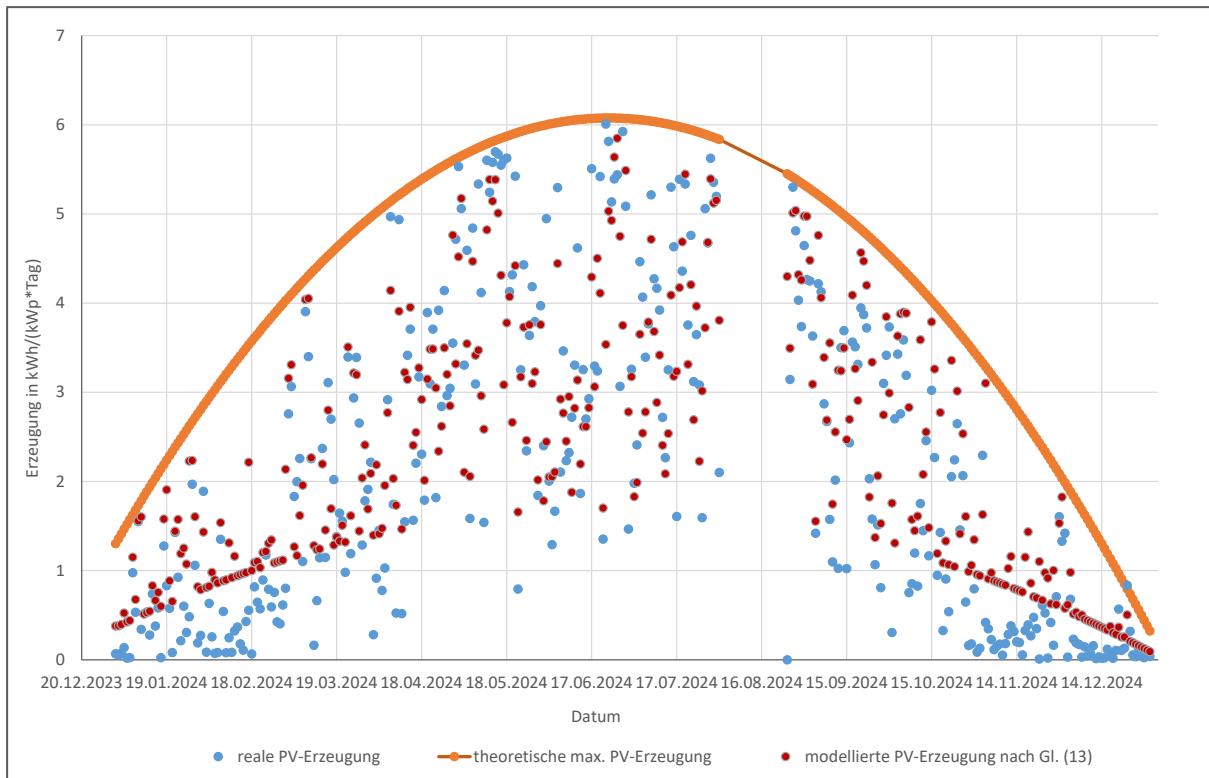


Abb. 2.4.6: Normierte Tageserträge, Messwerte, Simulation und Grenzkurve der PV-Erzeugung
 Quelle: Eigene Daten der vermessenen PV-Anlage

Die Grenzkurve folgt normalerweise einer Form, die an eine Gauß-Normalverteilung erinnert. Der Einfachheit halber wurde die Grenzkurve als quadratische Funktion wie folgt formuliert

$$W_{max}(t) = (W_{max,Jahr} - (b \cdot (t - 175))^2) \cdot \frac{1}{c} \quad (13)$$

Die Zahl 175 entspricht hierbei der laufenden Tagesnummer des 23. Juni, an dem das Jahresmaximum erwartet wird. Der Parameter a ist der eigentliche Anpassungsparameter an die Messdaten (Norddeutschland: $b=0,0400$; Süddeutschland $b=0,04167$) und c entspricht der Peakleistung der vermessenen PV-Anlage (9,38 kWp). Die Zeitvariable t bezeichnet die Tagesnummer: $t=1$ bedeutet 1. Januar und $t=366$ bedeutet 31. Dezember (das Basisjahr der Fallstudien simulation 2024 ist ein Schaltjahr). Der max. gemessene Tagesertrag $W_{max,Jahr}$ liegt zwischen 55 kWh (Norddeutschland) und 74 kWh (Süddeutschland).

Die max. möglichen Sonnenstunden am Tag ergeben sich aus der (Kugel-)Geometrie der Erde, dem Breitengrad und der Jahreszeit. Für die Nordhalbkugel der Erde ergibt sich folgende Berechnungsvorschrift:

$$t_{Sonne,max,d} = (2 \cdot \arcsin(\tan\alpha \cdot \tan\beta) + 180^\circ) \cdot \frac{24h}{360^\circ} \quad (14)$$

mit

$$\alpha = \sin\left(360^\circ \cdot \frac{t-80}{365}\right) \cdot 23,5^\circ \quad (15)$$

t ist hier wieder die Tagesnummer, 80 ist der Tag, an dem Tag- und Nachtgleiche herrscht und $23,5^\circ$ ist der Winkel der Erdachse zur Senkrechten. Der Winkel β bezeichnet hierbei den Breitengrad auf der Nordhalbkugel.

Die Kalibrierung des Parameters a für Nicht-Sonnenstunden-Erträge erfolgt anhand des gewählten Zielwertes für den Jahresertrag je Peakleistung (kWp) anhand von Neigung und Ausrichtung der PV-Module sowie anhand des Standortes. Für optimal geneigte und nach Süden ausgerichtete PV-Module ergeben sich Jahreserträge zwischen 930 (Norddeutschland) und 1.250 (Süddeutschland) kWh je kWp und Jahr (Kost et al. 2024, S. 15). Nach Ost- und West ausgerichtete PV-Anlagen erbringen ca. 80 % des Ertrages einer südlich ausgerichteten PV-Anlage (Fonseca 2024).

Wärmeerzeugung durch Solarthermie (Sth)

Bei der Wärmeerzeugung mittels Sth wird analog zur Stromerzeugung mittels PV vorgegangen. Zwar ist es bei Sth nicht sehr verbreitet, von max. Leistung in kWp zu sprechen, das Konzept ist aber ohne Weiteres übertragbar, da auch hier der tatsächliche Ertrag im Vergleich zum max. möglichen Ertrag lediglich durch Strahlung der Sonne, Ausrichtung, Schattenzeiten usw. beeinflusst wird und nicht (oder nur unwesentlich) durch die Technologie selbst (PV oder Sth).

Der wesentliche Unterschied ist, dass Sonnenlicht zu Wärme und nicht zu Strom gewandelt wird. Hier lässt sich Gl. (11) wie folgt umformulieren:

$$\dot{Q}_{STh} = e_{rad} \cdot A_{STh} \cdot \eta_{STh} \quad (11a)$$

Die resultierende Wärmeleistung \dot{Q}_{STh} berechnet sich analog aus Sonneneinstrahlung, Solarthermiefläche und dem Wirkungsgrad der Solarthermiemodule, der jetzt allerdings auf die Nutzwärme bezogen ist und wesentlich höher liegt: ca. 65 % im Gegensatz zu 15 bis 22 % (Wirth 2025, S. 37f) im Falle von PV-Modulen.

Energiespeicherung

Energiespeicherung kann als (1) Wärme, (2) als Warmwasser oder (3) als Strommenge (el. Arbeit) erfolgen.

Zu (1) und (2): Für Wärme und Warmwasser werden wärmeisolierte Puffer- bzw. Trinkwasserspeicher mit festgelegtem Volumen verwendet. Für die Auslegung von Wärme- und Warmwasserspeichern müssen zunächst zu- und abgeführte Wärmemengen je Zeit bekannt sein. Des Weiteren müssen die erwünschte Speicherdauer sowie die minimalen und maximalen Temperaturen festgelegt werden. Für die genauere Auslegung werden für ein- und ausgehende Wärmemengen Zeitreihen festgelegt, woraus sich mit Hilfe der Wärmekapazität und der (variablen) Speichermasse ein Zeitverhalten für die Temperatur ergibt (vgl. Abschn. 2.4.2.6).

Zu (3): Für die Speicherung el. Arbeit sind in den Fallstudien moderne „Hausbatterien“ vorgesehen, die üblicherweise als Li-Ionen Akkumulatoren ausgeführt und entweder im DC- (Gleichstrom) oder AC-Netz (Wechselstrom) integriert sind. Batteriespeicher, die im DC-Netz integriert sind, benötigen keinen eigenen Wechselrichter, hier übernimmt der Inverter der PV-Anlage die Umwandlung in Wechselstrom. Prinzipiell hat jeder Batteriespeicher folgende zwei Auslegungsmerkmale:

- Speicherkapazität („Größe“ des Speichers)
- Speicherleistung („Geschwindigkeit“ bei Lade- und Entladevorgängen)

Die Speicherkapazität wird gemessen als Energie in Joule (J) oder kWh. Bei Batterien wird die Kapazität manchmal auch in Ampère-Stunden (Ah) angegeben. Diese Angabe lässt sich mit der Betriebsspannung (Volt) in Energie umrechnen. Die Einheit J (oder kWh) wird auch zur Beschreibung des Lade- oder Füllstands des Speichers verwendet.

Die Speicherleistung beschreibt, wie schnell be- oder entladen wird. Die Einheit ist Watt oder kW. Ladegeschwindigkeiten werden manchmal auch in „c“ angegeben. „1 c“ bedeutet, dass die gesamte Batteriekapazität in einer Stunde geladen werden kann, 2 c bedeutet, dass in 30 min die volle Kapazität geladen werden kann. Typische stationäre „Hausbatterien“ lassen sich mit 0,3 bis 0,5 c be- bzw. entladen. In dieser Studie wird von einer Ladegeschwindigkeit von 0,5 c ausgegangen. Weiterhin ist bei Batteriespeichern zu beachten, dass Lade- und Entladevorgänge verlustbehaftet sind. In dieser Studie wird jeweils von 3 % Verlusten ausgegangen.

2.4.2.5 Tagesscharfe Jahressimulation

Grundsätzlicher Simulationsansatz

Energieflüsse werden grundsätzlich basierend auf einer fest gesetzten zeitlichen Auflösung bilanziert. Dabei gilt die dynamische Bilanzgleichung:

$$\frac{dE}{dt} = \dot{E}_{Zufluss}(t) - \sum \dot{E}_{Abfluss}(t) \quad (16)$$

Der Term $\frac{dE}{dt}$ meint hierbei den Speicher“füllstand“ eines Campingplatzes. Existieren auf dem Campingplatz keine Speichermöglichkeiten, so wird dieser Term zu Null gesetzt. Dann gilt, dass zu jedem Zeitpunkt Energiezu- und -abflüsse ausgeglichen sein müssen.

In den Fallstudien wird Gl. (16) konkretisiert, indem die Strom- und Wärmeflüsse der Campingplätze tagesscharf über den Zeitraum eines Musterjahres (2024, Schaltjahr) bilanziert werden (tagesscharfe Jahressimulation, s. u.). Das Energiesystem der Campingplätze wird dabei gestaffelt nach mehreren Ebenen betrachtet (vgl. Abb. 2.4.7).

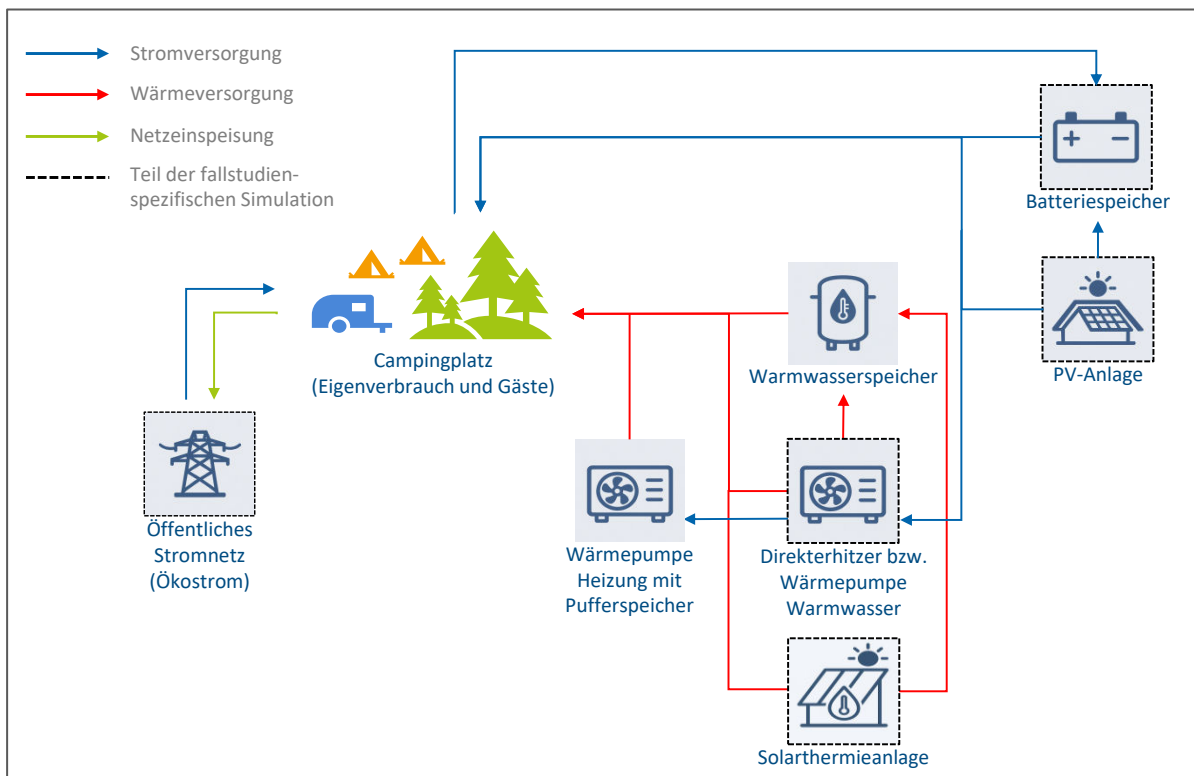


Abb. 2.4.7: Zusammenführung der in den Fallstudien simulierten Energiesysteme

Quelle: Eigene Darstellung

In allen Fallstudien wird grundsätzlich von einem Anschluss an die öffentliche Stromversorgung ausgegangen. Ob es sich hierbei um einen Niederspannungs- (400V) oder einen Mittelspannungsanschluss (typischerweise 5 bis 20 kV) handelt, hängt von der Größe des Campingplatzes ab (vgl. Abschn. 2.4.2.1). In Fallstudie 3 wird der Strombezug über das öffentliche Netz mittels dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte simuliert. Weiterhin ist aus Abb. 2.4.7 zu erkennen, dass campingplatzintern die Verbräuche an den Standplätzen und an den Einrichtungen des Campingplatzes zu decken sind (vgl. Abschn. 2.4.2.3). Eigenschaft eines regenerativ versorgten Campingplatzes ist es, über klimaneutrale Wärmeerzeuger zu verfügen. In den Fallstudien übernehmen Wärmepumpen oder elektrische Direkterhitzer die regenerative Wärmeerzeugung (vgl. Abschn. 2.4.2.2). Die erzeugte Heizwärme oder das Warmwasser wird in Speicher-Behältern vorgehalten, aus denen der Verbrauch stattfindet. Schließlich wird aus Abb. 2.4.7 ersichtlich, dass der Campingplatz auch über eigene Energieerzeugungsanlagen verfügen kann. In den Fallstudien wird hierbei unterschieden zwischen

- keiner Eigenerzeugung (Fallstudie 3)
- einer Stromerzeugung durch PV (Fallstudie 1 und 2)
- einer Wärmeerzeugung durch Solarthermie (Fallstudie 2)

Die Stromspeicherung wird über Batteriespeicher simuliert. Es sei hervorgehoben, dass sämtliche in Abb. 2.4.7 dargestellten Energieflüsse zeitabhängig sind und sowohl gleichzeitig als auch zu verschiedenen Zeiten auftreten können.

Tagesscharfe Jahressimulation

Kern der Fallstudienentwicklung ist die tagesgenaue Simulation der Energiedaten des jeweiligen Campingplatzes über den Zeitraum eines Jahres. Diese tagesscharfe Jahressimulation dient folgenden Zielen:

1. Transparente Darstellung von tagesspezifischen Daten zu Energieverbräuchen, -erzeugung, -bezug und -speicherung
2. Ermittlung von Jahressummen

Zu 1.: Energiedaten hängen von vielen verschiedenen Faktoren wie z. B. Wetter, Jahreszeit und Auslastung ab. Auch die verschiedenen Kategorien Heizen, Warmwasser, Unterkategorien der Stromverbräuche etc. zeigen eine starke Variation zwischen Campingplätzen. Zudem wirkt sich auch das Energiesystem des Campingplatzes selbst stark auf die Energieumsätze aus, wenn z. B. eine eigene Erzeugung oder Speicherung existiert.

Zu 2.: Anhand der Jahressimulation lassen sich Jahressummen für Energiebezug, -verbrauch, -erzeugung und -einspeisung ermitteln. Diese Jahressummen werden verwendet, um (1) Energiekosten für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen abzuleiten und (2) eine Validierung zu ermöglichen. Bei der Validierung stellt sich die zusätzliche Herausforderung, dass vorhandene Energiedaten existierender und vergleichbarer Campingplätze i. d. R. umgerechnet werden müssen. Diese Umrechnung bezieht sich i. W. auf Verbräuche von Wärmeerzeugern für Heizen und Warmwasserbereitung, die auf existierenden Campingplätzen derzeit weit überwiegend mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Die Umrechnung von Brennstoffverbrauch zu Stromverbrauch erfolgt hierbei mit Hilfe der Jahresarbeitszahl gem. Gl. (17):

$$JAZ = \frac{\text{Heizwärme pro Jahr}}{\text{el. Arbeit pro Jahr}} \cong \frac{\text{Brennstoffenergie pro Jahr}}{\text{el. Arbeit pro Jahr}} \quad (17)$$

Die tagesscharfe Jahressimulation wird in einem Tabellenkalkulationsprogramm durchgeführt, wobei das Jahr 2024 (ein Schaltjahr) zugrunde gelegt wird. Sie verfügt somit über 366 Datensätze, die in folgende Themenbereiche unterteilt sind:

- a) Zeitdaten (Datum und Tagesnummer)
- b) Wetterdaten (Höchst- und Tiefsttemperaturen, Sonnenscheindauer, Tageslänge)
- c) Logische Daten für Heiz- und/oder Kühlbetrieb
- d) Auslastungsdaten des Campingplatzes
- e) Stromverbrauchsdaten
- f) Stromspeicherdaten
- g) Daten zu Strombezug oder Einspeisung
- h) Erzeugungsdaten (PV, Solarthermie)
- i) Vergleichsdaten zu derzeitigem fossilem Energiesystem

Die besondere Herausforderung der tagesscharfen Simulation besteht darin, dass Gl. (16) nur in relativ großen Zeitintervallen ausgewertet wird, was zu Ungenauigkeiten bis hin zu einem Verlust relevanter Daten führen kann. Dies soll i. F. anhand der gelisteten Themenbereiche näher beleuchtet werden.

Zu a): Neben dem Datum wird auch die Tagesnummer zu Verfügung gestellt, da diese zur Berechnung der Tageslänge und des max. Tagesertrags (vgl. Gln. (12), (13) und (14)) benötigt wird.

Zu b): Wetterdaten stehen für jeden Tag des Jahres aus der Wetterstation am jeweiligen Standort zur Verfügung (Quelle: DWD 2025). Dies sind Höchst- und Tiefsttemperaturen sowie Sonnenstunden.

Zu c): Diese Daten dienen dazu, die Notwendigkeit eines Heiz- oder Kühlbetriebs zu ermitteln. Die Kriterien sind hierbei:

- Heizbetrieb, wenn gemittelte Außentemperatur unterhalb der Heizgrenztemperatur (individuell einstellbar) liegt. Zu Betriebszeiten des Campingplatzes liegt die Heizgrenztemperatur typischerweise bei 15 °C, außerhalb der Betriebszeiten liegt diese Temperatur bei 7 °C (Einfrierschutz).
- Kühlbetrieb analog, nur dass die Außentemperatur über der Grenztemperatur für den Kühlbetrieb (wählbar, typischerweise 25 °C) liegt. Außerhalb der Öffnungszeiten wird auf einen Kühlbetrieb verzichtet.

Zu d) und e): Anhand der Auslastungsdaten des Campingplatzes werden Stromverbräuche an belegten Standplätzen und variable Stromverbräuche an Campingplatzeinrichtungen (ohne Heizen/Kühlen, Warmwasser, Elektromobilität) skaliert berechnet (vgl. Abschn. 2.4.2.3). Über die (prozentuale) Auslastung wird als Hilfsgröße eine theoretische Anzahl an belegten Standplätzen berechnet, wodurch es möglich wird, die anwesende Personenzahl zu berechnen, die pro Standplatz mit 2,8 Personen angenommen wird (vgl. Abschn. 2.4.2.1). Fixe Stromverbräuche an Campingplatzeinrichtungen (vgl. Abschn. 2.4.2.3) werden skaliert über die insgesamt vorhandene Standplatzzahl pauschal pro Tag angesetzt. Die Ermittlung der Stromverbräuche erfolgt gemäß Abschn. 2.4.2.3.

Ausgewählte Stromverbräuche an Einrichtungen des Campingplatzes fallen zeitabhängig an. Die Stromverbrauchsdaten werden in der Jahressimulation daher wie folgt unterteilt:

- I) Verbrauch an Standplätzen (allgemein ohne Heizen/Kühlen über fahrzeugintegrierte Systeme)
- II) Verbrauch an Standplätzen Heizen (über fahrzeugintegrierte Systeme)
- III) Verbrauch an Standplätzen Kühlen (über fahrzeugintegrierte Systeme)
- IV) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen (auslastungsabhängig)
- V) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen (auslastungsunabhängig)
- VI) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen Warmwasser
- VII) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen Heizen
- VIII) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen Kühlen
- IX) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen Ladestrom für E-Betriebsfahrzeuge
- X) Verbrauch an Campingplatzeinrichtungen Ladestrom für E-Gästefahrzeuge

Des Weiteren werden aus diesen Einzelverbräuchen die Tagessummen gebildet sowie Teilsummen für

- Verbrauch tagsüber
- Verbrauch zu „Peakzeiten“
- Verbräuche zu Tageszeiten mit unterschiedlichen Netzentgelten (Fallstudie 3)

Bei der tagesscharfen Simulation ist diese Bildung von Teilsummen notwendig, damit keine Informationen verloren gehen und eine genauere Simulation möglich wird. Der Verbrauch tagsüber und dementsprechend der Verbrauch nachts (= Tagessumme minus Verbrauch tagsüber) dient dazu, die Genauigkeit der Simulation der PV-Eigenerzeugung und der Batteriespeicher zu erhöhen. So kann davon ausgegangen werden, dass bei einem Verbrauch tagsüber eine gewisse Gleichzeitigkeit mit der PV-Erzeugung herrscht. Während der Nacht hingegen muss der Verbrauch entweder aus dem Netz oder dem Batteriespeicher oder einer Kombination aus beidem gedeckt werden.

Der Verbrauch zu „Peakzeiten“ soll bestimmte Tageszeiten mit erhöhtem Verbrauch abbilden. Diese „Peakzeiten“ in Kombination mit einer Batterieladung kann dazu führen, dass an kleinen Campingplätzen ohne Eigenerzeugung mit begrenztem Stromanschluss (bei 400V-Anschlüssen liegt die max. Anschlussleistung bei 100 kVA) die Batterie nicht mit voller Leistung geladen werden kann, weil ansonsten der Netzanschluss überlastet würde. Anders herum kann es in „dunklen“ Zeiten sein, dass nur eine sehr geringe PV-Erzeugung stattfindet und der Verbrauch auf dem Campingplatz die Batterie-Entladeleistung übersteigt.

Verbräuche zu Zeiten mit unterschiedlichen Netzentgelten führen (auch in Verbindung mit dynamischen Strompreisen) dazu, dass zu unterschiedlichen Tageszeiten unterschiedliche Gesamtstrompreise aufgerufen werden. Dieser Umstand ist für Fallstudie 3 (vgl. Abschn. 2.4.5) von hoher Relevanz, da dort die Auswirkungen eines Wechsels auf einen dynamischen Stromtarif und zeitvariable Netzentgelte genauer untersucht werden.

Zu f): Stromspeicherdaten ergeben sich aus Verbrauch, Eigenerzeugung, Strombezug und Stromeinspeisung und teilen sich in der tagesscharfen Jahressimulation ein in

- logische Speicherdaten und
- rechnerische Speicherdaten.

Logische Stromspeicherdaten sind notwendig für die Unterscheidung von (1) Ladebetrieb, (2) Entladebetrieb, (3) Ladeleistung überschritten und (4) Entladeleistung überschritten. Ein Ladebetrieb findet immer dann statt, wenn eine Eigenerzeugung oder ein Strombezug zu einem günstigen Tarif vorherrscht und der Verbrauch auf dem Campingplatz beides nicht übersteigt. Ein Entladebetrieb findet prinzipiell im umgekehrten Fall statt, wenn der Verbrauch auf dem Campingplatz höher ist als die Eigenerzeugung und/oder der Strom nur zu sehr hohen Preisen bezogen werden kann. Voraussetzung für eine Be- oder Entladung ist, dass noch eine Restkapazität in der Batterie vorhanden ist. Ist die Batterie voll, kann sie nicht weiter beladen werden, ist sie leer, kann sie nicht weiter entladen werden. Die Ladeleistung ist dann überschritten, wenn die Eigenerzeugung oder der gewünschte Strombezug höher ist als der Verbrauch und die max. Ladeleistung der Batterie in Summe. Die max. Entladeleistung ist überschritten, wenn der Verbrauch (und ggf. die Einspeisung ins Netz) in Summe höher ist als die max. Entladeleistung der Batterie.

Rechnerische Batteriespeicherdaten sind (1) die theoretische Ladung bzw. Entladung (Energie), (2) die tatsächliche Ladung bzw. Entladung und (3) der Batteriefüllstand am Ende des Tages. Die theoretische Ladung oder Entladung berechnet sich aus den oben beschriebenen logischen Kriterien, wobei auch maximale Lade- und Entladeleistungen berücksichtigt werden. Die tatsächliche Ladung oder

Entladung berücksichtigt die Restkapazität der Batterie, die für eine Ladung oder Entladung zur Verfügung steht. Maßgebliche Eingangsgröße für die Restkapazität ist hierbei auch der Speicherladezustand am Ende des Vortages.

Zu g): Daten zu Strombezug und Einspeisung sind die Folge der Berechnungen zu Verbrauch, Erzeugung und Speicherung. Ein Strombezug findet statt

- I) wenn Verbrauch größer als Erzeugung und Batterieentladung bzw.
- II) wenn wegen niedriger Strompreise erwünscht und Verbrauch/Batteriekapazität vorhanden (Fallstudie 3).

Eine Stromeinspeisung findet statt

- I) wenn Erzeugung größer als Verbrauch und Batteriebeladung bzw.
- II) wenn wegen hoher Energiepreise erwünscht und Batterieleistung und Batterierestkapazität höher als erwarteter Verbrauch (Fallstudie 3).

Zu h): Erzeugungsdaten ergeben sich für PV und Solarthermie nach den in Abschn. 2.4.2.4 dargestellten Methoden. Als variable Eingangsgrößen in die Berechnung werden die Anlagendimensionen (ausgedrückt in kWp) verwendet. Des Weiteren wird anhand der Wirkungsgrade (Wandlung Strahlung zu Nutzenergie) der Flächenbedarf abgeschätzt.

Zu i): Die Vergleichsdaten dienen dazu, die Simulationsergebnisse zu plausibilisieren. Hierbei werden alle Stromverbräuche bereinigt in einer Weise, dass eine Einteilung vorgenommen wird zwischen

- (1) Verbräuchen, die bei einem strombasierten Heizungs- und Warmwassersystem (Wärmepumpen oder Direkterhitzer) zusätzlich entstehen und
- (2) Verbräuchen, die auch schon heute unter „allgemeinem Stromverbrauch“ zusammengefasst werden können.

Die in (1) zusammengefassten Verbräuche werden mit Hilfe der Jahresarbeitszahl (Gl. (17)) in fiktive Brennstoffverbräuche umgerechnet.

Auswertung der Simulationsdaten

Die Auswertung der Simulationsdaten erfolgt mit unterschiedlichen Zielsetzungen:

- Visualisierung der Jahreslastgänge für Verbrauch, Erzeugung, Bezug und Speicherung,
- genauere Analyse der Lastgänge über kürzere Zeiträume,
- technische Dimensionierung der in den Fallstudien simulierten Erzeugungs- und Speichersysteme (PV, Solarthermie, Batteriespeicher) und
- Lieferung von Eingangsdaten für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (vgl. Abschn. 2.4.2.7).

Die technische Dimensionierung von PV- und Batteriespeichersystemen erfolgt hierbei anhand von zwei Kennzahlen. Die Kennzahl „Autarkie“ misst die Unabhängigkeit des Campingplatzes von externem Stromeinkauf und berechnet sich auf ein Jahr bezogen nach:

$$\text{Autarkiegrad} = 1 - \frac{\text{Strombezug}}{\text{Stromverbrauch}} \quad (18)$$

Weiterhin gibt der Quotient $\frac{\text{Einspeisung}}{\text{Stromverbrauch}}$ an, inwieweit das Energiesystem über- oder unterdimensioniert ist.

Beispielsweise kann eine alleinige PV-Anlage den Autarkiegrad so weit steigern, dass der gesamte Verbrauch tagsüber gedeckt ist und nur nachts Strom bezogen werden muss. Anders ausgedrückt muss dann die PV-Anlage so groß gewählt werden, dass selbst bei geringstem Sonnenlicht morgens und abends der Verbrauch gedeckt werden kann. Anhand der zweiten Kennzahl wird dann die Überdimensionierung deutlich, da zur Mittagszeit in diesem Fall erhebliche Einspeisungen stattfinden, die den Verbrauch übersteigen. Eine weitere Möglichkeit, den Autarkiegrad zu steigern, besteht in der Installation eines Batteriespeichers. Dieser Speicher kann so groß gewählt werden, dass (1) bei kleinen PV-Anlagen kein Strom tagsüber eingespeist wird, sondern nachts zu Verfügung steht. (2) Bei großen PV-Anlagen könnte ein sehr großer Speicher dazu führen, dass an sonnigen Tagen erzeugter Stromüberschuss sogar für mehrere bewölkte Tage vorgehalten werden kann. Die zweite Kennzahl deckt dann eine mögliche Überdimensionierung des Batteriespeichers auf: Wenn nämlich eine kleine PV-Anlage ohne Speicher dazu führt, dass kaum Einspeisung im Vergleich zu Eigenverbrauch stattfindet, dann ist auch ein Batteriespeicher unnötig.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die technische Dimensionierung immer dann „sinnvoll“ erscheint, wenn

- a) eine Vergrößerung der Erzeugungsanlage auch eine signifikante Steigerung des Autarkiegrads bewirkt und
- b) eine zusätzliche Ausstattung mit einem Batteriespeicher dazu führt, dass (i) der Autarkiegrad signifikant steigt und (ii) die Einspeisung signifikant sinkt.

Eine Dimensionierung nach den beiden vorgestellten Kennzahlen gibt somit Aufschluss über die technisch sinnvollen Leistungs- und Kapazitätsbereiche von PV-Anlagen und Batteriespeichern.

Es wird darauf hingewiesen, dass eine „sinnvolle“ technische Dimensionierung nicht unbedingt auch gleichbedeutend mit einer „sinnvollen“ wirtschaftlichen Investition sein muss. Weitere Ausführungen hierzu sind in Abschn. 2.4.2.7 nachzulesen.

2.4.2.6 Stundengenaue Simulation von Warmwasser, Heizen/Kühlen und Wärmepumpenschaltung

Mit der unterstützenden Modellierung und Simulation mit Hilfe der Software Matlab/Simulink sollen die folgenden Ziele erreicht werden:

1. Auslegung/Dimensionierung der regenerativen Wärmeerzeuger und -speicher für Heizen und Warmwasser
2. Feinkalibrierung des tagesscharfen Strom- und Wärmeerzeugungsmodells anhand von stündlich aufgelösten Strahlungsdaten
3. Klärung weiterer fallstudienpezifischer Fragestellungen

Zu 1.: Für die Auslegung von Heizungs- und Warmwassersystemen ist maßgeblich, dass der Komfort zu keiner Zeit eingeschränkt ist. Wie in Abschn. 2.4.2.2 erwähnt, wird zur Dimensionierung des Wärmeerzeugers (Heizen) üblicherweise eine Heizlastberechnung nach DIN EN 12831-1 durchgeführt. Wie weiter erwähnt, eignet sich diese Methode nicht für Campingplätze, die im Winter geschlossen sind. Um eine Über- oder Unterdimensionierung zu vermeiden, werden deshalb bestimmte kalte Perioden innerhalb und außerhalb der Öffnungszeiten in stündlicher Auflösung simuliert. Außerhalb der Öffnungszeiten muss hierbei in Gebäuden die festgelegte Einfrierschutz-Temperatur (7 °C) gewährleistet werden, innerhalb der Öffnungszeiten sind 20 °C sicherzustellen.

Die Prozedur zur Dimensionierung folgt der Beschreibung zur Auslegung der Warmwasser-Wärmepumpe in Abschn. 2.4.2.2. Die Verlustwärmeleistung $\sum \dot{Q}_{Verlust}(t)$ variiert hierbei je nach Tageszeit

aufgrund der variierenden Außentemperatur T_a (vgl. Gl (2)). Wird eine zusätzliche Solarthermieanlage vorgesehen, so erzeugt diese je nach Wetter einen zusätzlichen Wärmestrom und entlastet die elektrischen Warmwassererzeuger. Die Berechnung erfolgt anhand der in Abschn. 2.4.2.4 beschriebenen Methodik, wobei Peakleistung bzw. Solarthermiefläche die Auslegungsvariablen sind.

Simuliert wird hierbei mindestens eine 3-tägige besonders kalte Periode im Winter, zu Beginn oder Ende der Saison. Ausgewählt werden jeweils reale Wetterdaten für den jeweiligen Standort aus dem Jahr 2024. Die genaue Zeitperiode wird anhand einer Analyse der Wetterdaten ausgewählt, um eine möglichst kalte Periode für die Auslegung zugrunde zu legen. Das Simulationsmodell beinhaltet stets:

- den Wärmeverbraucher nach Gl. (3)
- den Wärmeerzeuger, für den eine max. Wärmeleistung händisch festgelegt wird
- einen Pufferspeicher, in den der Wärmeerzeuger Wärme liefert und dem der Verbraucher Wärme entzieht.

Für den Pufferspeicher ergibt sich die dynamische Energiebilanz nach Gl. (19):

$$\frac{dU}{dt} = \dot{Q}_{Erzeugung}(t) - \sum \dot{Q}_{Verlust}(t) \quad (19)$$

Für die Innere Energie U des Pufferspeichers gilt weiterhin nach Gl. (20):

$$dU = m \cdot c_v \cdot dT \quad (20)$$

Hierbei ist m die Speichermasse (typischerweise Wasser), c_v ist die spezifische Wärmekapazität von flüssigem Wasser, i. e. 4,183 kJ/(kg·K). dT meint die (differenzielle) Temperaturänderung.

Im Simulationsmodell wird Gl. (19) numerisch integriert. Hierbei ist $\dot{Q}_{Erzeugung}(t)$ entweder die max. Heizleistung der Wärmepumpe (wenn sie in Betrieb ist) oder Null, wenn die Wärmepumpe abgeschaltet ist. Die An- oder Abschaltung der Wärmepumpe richtet sich nach der Innentemperatur des Pufferspeichers. Das Ergebnis der Integration von Gl. (19) ist eine zeitliche Funktion U(t), die mittels Gl. (20) in eine zeitliche Funktion T(t) wie folgt umgewandelt werden kann:

$$T(t) = T_{min,Speicher} + \frac{U(t)}{m \cdot c_v} \quad (21)$$

Erreicht T(t) einen Maximalwert (typischerweise 75 °C), so wird die Wärmepumpe abgeschaltet und bleibt abgeschaltet, bis die Temperatur unter einen Schwellenwert (typischerweise ca. 40 °C) fällt. Diese Art der Steuerung/Regelung wird „Wärme-geführt“ genannt. Die Simulationsergebnisse des ersten Tages werden stets verworfen, da sie häufig durch Startwerte verfälscht oder beeinflusst sind. Die An- und Abschaltung der Wärmepumpe kann nach weiteren Kriterien (abseits der Wärme-geführten) erfolgen. Dies sind fallstudienspezifische Fragestellungen, die unter Punkt 3. diskutiert werden.

Die Dimensionierung für das Warmwassersystem erfolgt weitgehend analog mit Hilfe der Gln. (19) bis (21). Hierbei wird Gl. (19) für einen Warmwasserspeicher umformuliert:

$$\frac{dU}{dt} = \dot{Q}_{Erzeugung}(t) - \sum \dot{Q}_{Entnahme}(t) \quad (19a)$$

Der entnommene Energiestrom wird hierbei mit Gl. (5) berechnet. Zeitlich gesehen wird das entwickelte Entnahmeprofil (Abb. 2.4.1) herangezogen.

Anstelle der Raum-Innentemperatur wird die Warmwasser-Temperatur im Speicher bestimmten Komfortgrenzen untergeordnet. Sie liegt typischerweise zwischen 40 °C und 70 °C bei Wärmepumpen und bis zu 85 °C bei Solarthermie und Direkterhitzern. Für die Warmwasserbereitung sind darüber hinaus die Außentemperaturen von untergeordneter Bedeutung, da nur Warmwasser-Wärmepumpen hiervon betroffen sind. Wichtiger ist die Auslastung des Campingplatzes, die für die Dimensionierung auf 100 % gesetzt wird.

Bei der gemeinsamen Auslegung von Solarthermie und Direkterhitzer/Warmwasser-Wärmepumpe ist zu beachten, dass für die Auslegung wiederum eine Jahreszeit zu Beginn oder Ende der Saison gewählt wird, damit die Solarthermie auch in diesen Zeiten einen nennenswerten Beitrag liefert. Die Direkterhitzung und die Wärmepumpe sollten immer so ausgelegt werden, dass sie auch ohne Solarthermie das benötigte Warmwasser bereitstellen können. Bei einer Warmwasser-Wärmepumpe kann auch ein Kombigerät (Wärmepumpe mit el. Zusatzheizung) gewählt werden, um Investitionskosten zu sparen und häufige An- und Abschaltungen („taktender Betrieb“) zu vermeiden.

Zu 2.: Die Gln. (12) und (13) zur Berechnung des Tagesertrags der PV-Anlage bzw. der Solarthermie-Erträge müssen für den jeweiligen Standort des Campingplatzes kalibriert werden. Die Kalibrierung erfolgt hierbei in zwei Schritten:

- Grobkalibrierung zur Sicherstellung plausibler Jahreserträge
- Feinkalibrierung anhand von Strahlungsdaten am Standort

Bei der Grobkalibrierung wird der Parameter a in Gl. (12) und die Parameter $W_{\max, \text{Jahr}}$ und b in Gl. (13) so angepasst, dass ein spezifischer Jahresertrag von etwa 930 kWh/(kWp·a) für Norddeutschland und 1.250 kWh/(kWp·a) für Süddeutschland (bei Südausrichtung) erreicht werden. Bei Ost-West-Ausrichtung sind diese Werte auf ca. 80 % reduziert (s. Abschn. 2.4.2.4).

Bei der Feinkalibrierung wird mit Hilfe von Matlab/Simulink eine unabhängige Simulation für ausgewählte Wochen auf Basis stündlicher Strahlungsdaten unter Verwendung der Gln. (11) bzw. (11a) durchgeführt. Die auf diese Weise generierten Tages- und Wochenenerträge werden mit denjenigen aus Gln. (12) und (13) verglichen und ggf. kleinere Anpassungen an den Parametern der Gln. (12) und (13) vorgenommen.

Zu 3.: Fallstudien-spezifische Fragestellungen reduzieren sich i. W. auf die Frage, ob mittels Automation und Anpassung der Dimensionierung die Laufzeiten der Wärmepumpen/Direkterhitzer innerhalb eines Tages so verschoben werden können, dass die „Systemdienlichkeit“ verbessert wird. In Fallstudie 3 ist es wünschenswert, die Laufzeit der Warmwasser-Wärmepumpe in das Zeitfenster des preiswerten Niedrigtarifs oder (zur Not) des Standardtarifs der Netzentgelte zu verlegen. Ziel ist es, den Betrieb zu Zeiten des teuren Hochtarifs zu vermeiden. In den Fallstudien 1 und 2 soll der Wärmeerzeuger-Betrieb bevorzugt in Zeiten von Eigenerzeugung mittels PV erfolgen.

Um dies zu erreichen, wird in der Simulation die Steuerung der Wärmepumpe so umgestellt, dass (1) die Komforttemperaturen eingehalten werden, (2) der Betrieb unterbrochen wird, wenn keine Eigenerzeugung erfolgt oder Strompreise hoch sind (und gleichzeitig der Komfort nicht beeinträchtigt wird), (3) umgekehrt der Betrieb gestartet wird, wenn Eigenerzeugung aktiv oder Strom günstig ist und die Pufferspeicher Reserven aufweisen. Darüber hinaus wird (4) als Nebenbedingung formuliert, dass Wärmepumpen eine Mindestlaufzeit von z. B. 1h aufweisen müssen, um häufiges „Takten“ zu vermeiden.

2.4.2.7 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In den Fallstudien wird für die Muster-Campingplätze zunächst jeweils ein regeneratives „Grundversorgungssystem“ definiert, durch das sie sich frei von fossilen Brennstoffen versorgen können. Dies wird durch die Wärme- und Warmwasserbereitstellung über Wärmepumpen bzw. elektrische Direkterhitzer erreicht. Weitergehend wird festgelegt, welche Umstellungen / Erweiterungen in den Bereichen Energieerzeugung, -speicherung und -nutzung zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, Autarkie und Resilienz des Energiesystems simuliert werden sollen (z. B. eine eigene PV-Anlage mit oder ohne Batteriespeicher).

Gegenstand der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind diejenigen Investitionsgüter, die der jeweilige Campingplatz ausgehend von seinem Grundversorgungssystem für das simulierte weitergehende System anzuschaffen hätte, also z. B. die Kosten für die PV-Anlage und ggf. den Batteriespeicher. Auf die Darstellung der Wirtschaftlichkeit für die Grundausstattung (gegenüber einem fossilen Ist-Zustand) wird bewusst verzichtet, da diese Umstellung aus Klimaschutzrechtlichen Gründen ohnehin zu erfolgen hat. Für eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der erarbeiteten Fallstudien sind folgende Überlegungen relevant:

- Investitionskosten (CAPEX)
- Energiekosten / Strompreise
- Weitere Betriebskosten (OPEX)
- Erlöse
- Nutzungsdauern und Kapitaldienst
- Wirtschaftlichkeitskennzahlen

Investitionskosten (CAPEX)

Für Anlagen, die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung relevant sind, werden Investitionskosten inkl. Installationskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße bzw. Anlagenleistung ermittelt. Da die Kosten in der Praxis mit zunehmender Dimensionierung der Anlagen nicht proportional skalieren, wird das Kostenverhalten durch eine „Wurzelfunktion“ nach Gl. (22) über mind. zwei (oft jedoch deutlich mehr) recherchierte Preisangaben hinweg modelliert. Der Begriff „Wurzelfunktion“ ist hierbei nicht im engeren Sinne zu verstehen, da ansonsten der Exponent w mit 0,5 festgelegt wäre. Der Exponent w wird typischerweise durch Recherche in einem Intervall zwischen 0,5 und 1 angepasst.

$$CAPEX_y = CAPEX_x \cdot \left(\frac{P_y}{P_x}\right)^w \quad (22)$$

Dabei bezeichnet der Exponent w den Skaleneffekt und wird aus recherchierten Preisangaben ($CAPEX_x, CAPEX_y$) zu einer Systemkomponente mit unterschiedlicher Leistung (P_x, P_y) abgeleitet. Die technologiespezifischen Kosten werden in einer Spanne durch oberen (Maximalkosten) und unteren (Minimalkosten) Wert abgebildet. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden die mittleren Investitionskosten herangezogen, wenn in den Fallstudien nicht anders dargestellt. Fördermöglichkeiten für einzelne Investitionsgüter werden nicht berücksichtigt. In den Abb. 2.4.8 bis 2.4.12 sind die in den Fallstudien verwendeten Kostenfunktionen grafisch dargestellt, in Anhang A2 sind die zugehörigen Kostenrecherchen dargelegt.

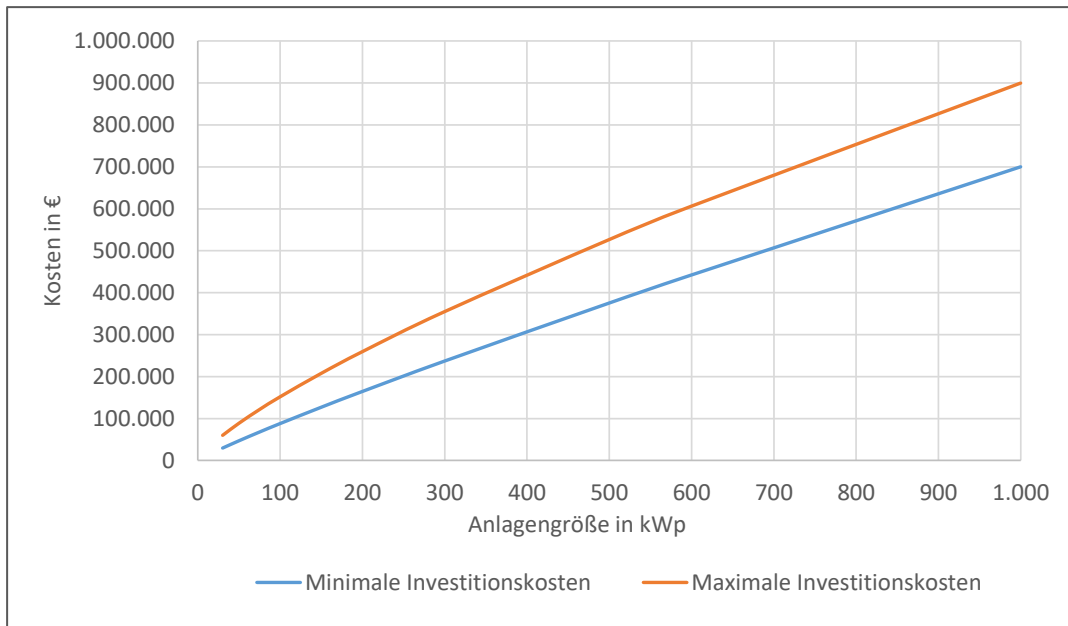


Abb. 2.4.8: CAPEX-Kostenfunktionen für PV-Anlagen (Dachanlagen, Freiflächenanlagen)
 Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Kost et al. 2024, S. 12

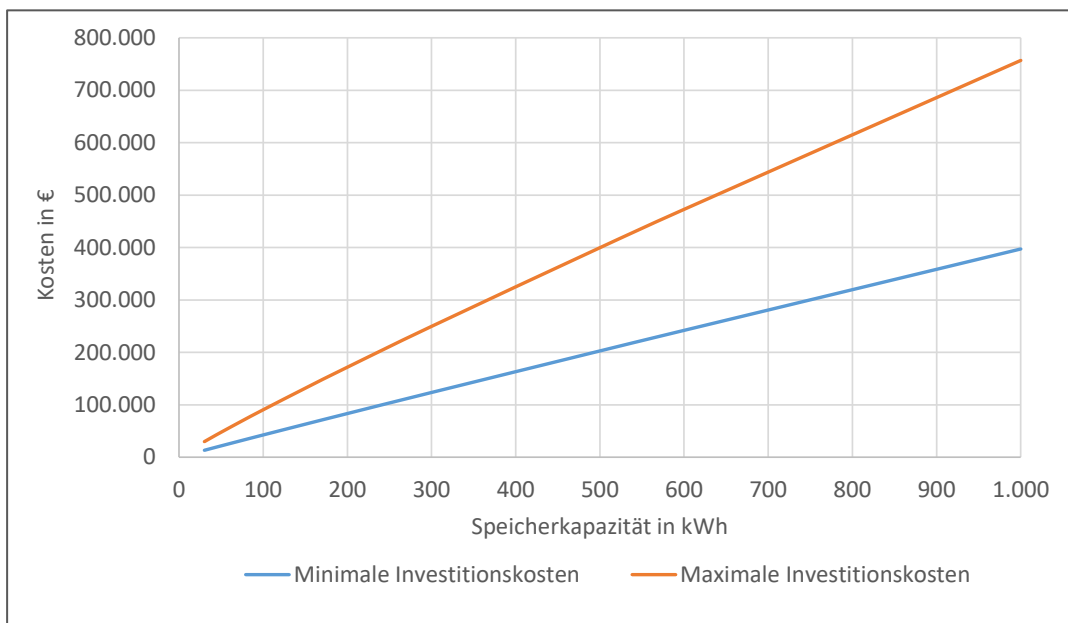


Abb. 2.4.9: CAPEX-Kostenfunktionen für Batteriespeicher
 Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von energie-experten.org 2025; Gießle 2025; Kost et al. 2024, S. 12

Zu den Kostenfunktionen für Solarthermie (vgl. Abb. 2.4.10) ist anzumerken, dass preisgünstige Flächenkollektoren verwendet werden. Absorber liefern keine ausreichenden Temperaturen und Vakuum-Röhrenkollektoren sind in den in den Fallstudien betrachteten Ausbaugrößen zu teuer.

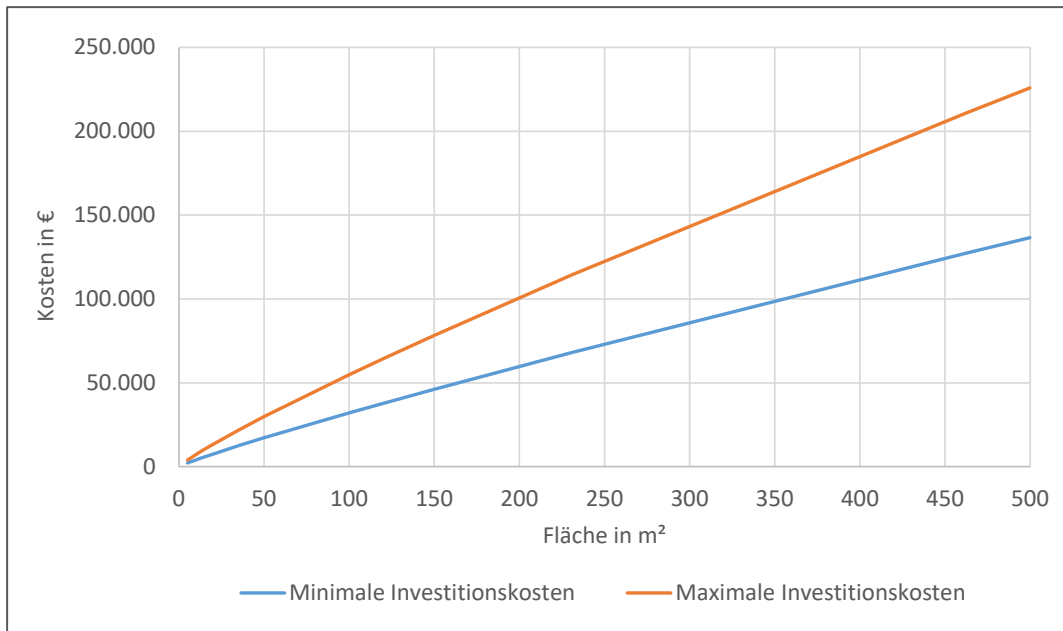


Abb. 2.4.10: CAPEX-Kostenfunktionen für Solarthermieranlagen

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 8; Aroundhome 2025; Förster 2025

Die Kostenfunktionen der Direkterhitzer (vgl. Abb. 2.4.11) verlaufen nicht in einer „Wurzelfunktion“, sondern leicht überproportional. Der Grund ist, dass diese Kostenfunktionen mehrere verschiedene Technologien vereinen. So werden bei kleinen Leistungsgrößen elektrische Heizstäbe verbaut, die in entsprechende Öffnungen des Trinkwasserspeichers geschoben werden. Bei mittleren Leistungsgrößen können auch Durchlauferhitzer die Aufgabe übernehmen. Hier ist der Installationsaufwand höher, da eine zusätzliche Umlaufpumpe mit entsprechender Verrohrung und Sensorik erforderlich ist. Bei sehr großen Leistungsgrößen werden vermehrt Elektrodenkessel inkl. entsprechendem Speicher verbaut. Daten zu Preisen von Elektrodenkesseln sind rar, so dass an dieser Stelle mit eigenen Annahmen über spezifische Preise zwischen 75 und 100 €/kW gerechnet wird.

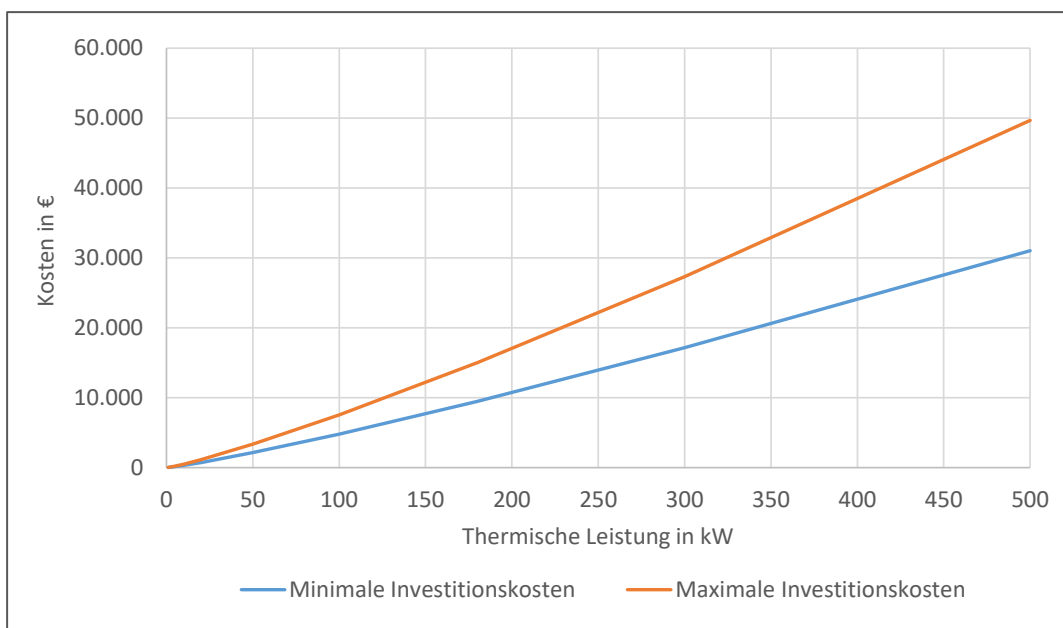


Abb. 2.4.11: CAPEX-Kostenfunktionen für elektrische Direkterhitzer

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von KlimaWorld 2025; A.Vierling 2025; HYDRO-ENERGIA 2025; eigene Annahmen

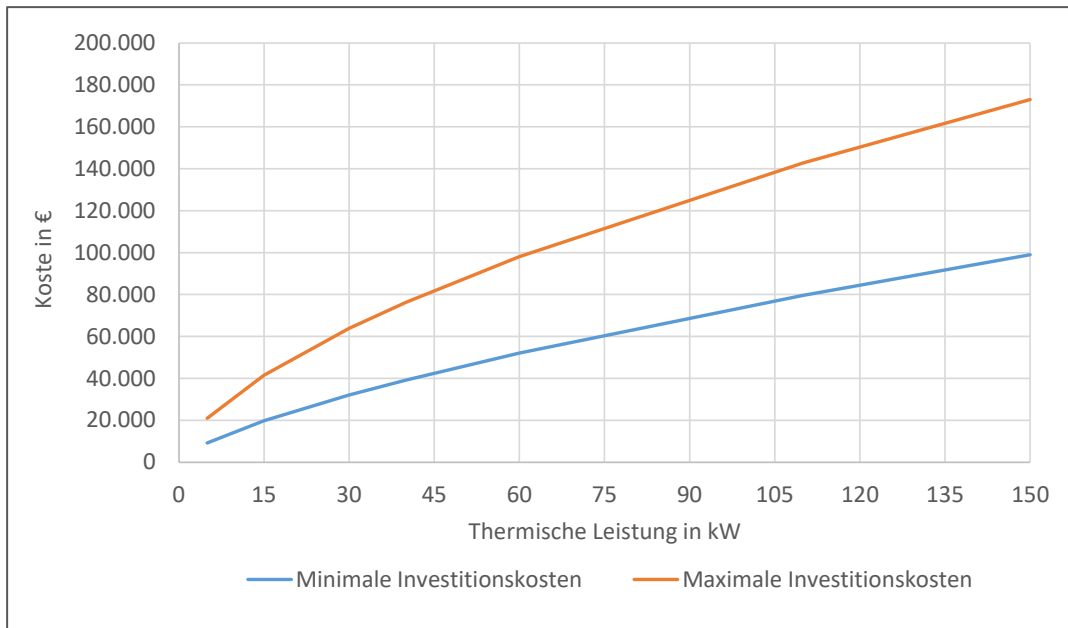


Abb. 2.4.12: CAPEX-Kostenfunktionen für Luft-Wärmepumpen

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von alpha innotec 2025; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 10; Vaillant 2025

Energiekosten / Strompreise

Zur Berechnung der jährlichen Energiekosten wird der über die Jahre als gleichbleibend angenommene Stromverbrauch gemäß Jahressimulation mit recherchierten Strompreisen multipliziert. Die Strompreise (Festpreis Ökostrom für Gewerbe) werden für den jeweiligen Standort der Fallstudien über ein Stromvergleichsportal (Verivox GmbH 2025b) ermittelt. Aufgrund mehrerer Anbieter und unterschiedlicher bezogener Energiemengen wird eine Konsolidierung der ermittelten Strompreise durchgeführt. In Fallstudie 3 werden vergangenheitsbezogene Strompreise benötigt und daher abweichend vorgegangen (siehe Erläuterungen unter Fallstudie 3, auch zur Nutzung dynamischer Strompreise und zeitvariabler Netzentgelte).

Betrachtet wurden jeweils die Arbeitspreise, mögliche Veränderungen beim Grundpreis des Strompreises und beim Grund- bzw. Leistungspreis der Netzentgelte im Zuge einzelner Simulationsvarianten wurden aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt. Zukünftige Entwicklung des Strompreises werden vernachlässigt, da diese kaum zu prognostizieren sind. Für die Ergebnisse bedeutet diese Herangehensweise, dass die Wirtschaftlichkeit der simulierten Maßnahmen bei höheren Strompreisen höher, bei niedrigeren Strompreisen geringer ausfällt.

Weitere Betriebskosten (OPEX)

Neben den Energiekosten fallen in allen Fallstudien an den Investitionskosten bemessene Betriebskosten für Wartung und Versicherung der anzuschaffenden Investitionsgüter an. Die einzelnen Datenquellen hierzu sind den Steckbriefen je Technologie im Abschn. 2.3 zu entnehmen. Bei mehreren simulierten Technologien wurden durchschnittliche Werte verwendet. In Fallstudie 3 fallen weitere spezifische Betriebskosten an, die im entsprechenden Abschn. 2.4.5 ausgeführt sind.

Erlöse

In den Fallstudien 1 und 2 wird überschüssiger Strom aus PV-Anlagen ins öffentliche Netz eingespeist. Maßgeblich für die Vergütung des eingespeisten Stroms sind die Fördersätze nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (Bundesnetzagentur 2025b). Für PV-Anlagen bis 100 kW Nennleistung findet in den Fallstudien die Einspeisevergütung Anwendung. Einspeisungen aus PV-Anlagen mit mehr als 100 kW Nennleistung sind vom Anlagenbetreiber im Wege der sogenannten

Direktvermarktung an Stromhändler (Direktvermarkter) zu verkaufen, welche die Strommengen an der Strombörse weiterverkaufen. Ist der Erlös aus der Direktvermarktung des Stroms niedriger als die durch das EEG garantierte Mindestvergütung (anzulegender Wert), erhalten Anlagenbetreiber die Differenz in Form einer Marktprämie vom Stromnetzbetreiber ausgezahlt. Für die betreffenden Fallstudien wird aus Gründen der Vereinfachung der anzulegende Wert gemäß EEG als pauschaler Vergütungssatz angesetzt. Die hiervon noch abzuführenden Gebühren für den Direktvermarkter (max. 0,4 ct/kWh) bleiben aufgrund variierender Preise der Direktvermarkter und der insgesamt geringen Höhe unberücksichtigt.

Mit dem einheitlichen Ansatz der Werte für Sonstige Anlagen gemäß § 48 Abs. 1 EEG 2023 in allen Simulationsvarianten wird dem Umstand Rechnung getragen, dass nicht alle simulierten PV-Anlagengrößen auf den bestehenden Dächern der Campingplätze installiert werden können, sondern z. B. auch auf Freiflächen ausgewichen werden muss.

Bei der Einspeisung ist zu beachten, dass Anlagen der untersuchten Größen bei Netzüberlastung durch den Netzbetreiber in ihrer Einspeiseleistung abgeregelt werden dürfen. Nach konservativer Schätzung wird angenommen, dass diese Regelung die eingespeiste Strommenge auf 70 % der berechneten Einspeisemenge reduziert. In Fallstudie 3 fallen weitere Erlöse an, die im entsprechenden Abschn. 2.4.5 ausgeführt sind.

Nutzungsdauer, Kapitaldienst

Die Abschreibungsdauern (Nutzungsdauern) der Investitionsgüter wurden recherchiert (u. a. über die Richtlinie VDI 2067) und tendenziell konservativ angesetzt. Die Datenquellen zu den Nutzungsdauern der betrachteten Investitionsgüter sind den Steckbriefen je Technologie im Abschn. 2.3 zu entnehmen. Der kalkulatorische Zinssatz wurde für alle Fallstudien mit dem zum Zeitpunkt der Fallstudienentwicklung mittleren Baukostenzinssatz von 3,5 % angesetzt.

Wirtschaftlichkeitskennzahlen

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgt auf Basis des Jahres 2024. Für sie wird die statische Investitionsrechnung angewendet, da u. a. die Entwicklung der Strompreise und der Inflationsrate und damit zukünftige Cashflows nur schwer prognostizierbar sind. Der statischen Investitionsrechnung folgend werden zudem bei der Berechnung der Betriebskosteneinsparungen ($OPEX_{Einsparung}$) konstante Stromverbräuche vorausgesetzt. Zum wirtschaftlichen Vergleich der untersuchten Konzepte werden

- die Amortisationszeit und
- der Return on Investment (ROI) sowohl in unverzinsten Form als auch unter Einbezug des Kapitaldienstes

als Bewertungskennzahlen nach Gl. (23-26) herangezogen.

Die statische Amortisationszeit gibt an, nach wie vielen Jahren sich eine Investition durch die erzielten Rückflüsse bezahlt macht – also wann das eingesetzte Kapital „amortisiert“ ist und berechnet sich nach Gl. (23)

$$t_{Amortisation} = \frac{\Delta CAPEX}{|\Delta OPEX|} \quad (23)$$

Die Mehrkosten einer konkurrierenden Investition werden den hierdurch generierten (i. d. R. jährlichen) Einsparungen (als Betrag) gegenübergestellt. Dementsprechend ergibt sich als Ergebnis eine Amortisationszeit in Jahren.

Der ROI gibt an, welcher Prozentsatz des eingesetzten Kapitals pro Jahr zurückfließt – bei Fremdfinanzierung unter Berücksichtigung des Kapitaldienstes mit der kalkulatorischen Verzinsung. Er wird jeweils für den Fall „vollständige Eigenfinanzierung“ und „vollständige Fremdfinanzierung“ der Investition berechnet. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird hierfür mit einer Annuitätsrechnung erweitert, bei der die Investitionskosten über die Nutzungsdauer n hinweg in gleichbleibenden Jahresbeträgen (Annuitäten) dargestellt werden. Die Annuität A_i berücksichtigt somit sowohl die jährliche Abschreibung als auch den kalkulatorischen Zins z auf das gebundene Kapital und wird nach Gl. (24) berechnet:

$$A_i = CAPEX_i \cdot \frac{z \cdot q^n}{q^n - 1} = CAPEX_i \cdot \frac{z \cdot (1+z)^n}{(1+z)^n - 1} \quad (24)$$

Da die betrachteten Anlagentypen oft unterschiedliche Nutzungs- bzw. Abschreibungszeiträume (n in Gl. (24)) aufweisen, wird für jede Investition eine jährliche Abschreibungssumme ermittelt. Hieraus ergeben sich wiederum unterschiedliche Annuitätsfaktoren $\frac{z \cdot q^n}{q^n - 1}$, die separat zu ermitteln sind. Der unverzinst ROI („vollständige Eigenfinanzierung“) berechnet sich nach Gl. (25), der ROI inkl. Kapitaldienst („vollständige Fremdfinanzierung“) nach Gl. (26):

$$ROI \text{ (unverzinst)} = \frac{OPEX_{Einsparung} - \sum_{i=1}^k \frac{CAPEX_i}{n_i}}{CAPEX_{gesamt}} \quad (25)$$

Hierbei sind $OPEX_{Einsparung}$ die gesamten Einsparungen im Betrieb und $\sum_{i=1}^k \frac{CAPEX_i}{n_i}$ sind jährliche Abschreibungen von Investitionen mit k unterschiedlichen Abschreibungsdauern (n_i).

$$ROI \text{ inkl. Kapitaldienst} = \frac{OPEX_{Einsparung} - \sum_i^k A_i}{CAPEX_{gesamt}} \quad (26)$$

Hierbei meint der Ausdruck $\sum_i^k A_i$ jährliche Abschreibungskosten inkl. Kapitaldienst. Da die Abschreibungsdauern der Investitionsgüter unterschiedlich sein können, muss A_i für jede Abschreibungsdauer separat ermittelt werden.

2.4.3 Fallstudie 1: Eigenerzeugung Strom

In dieser Fallstudie werden für einen Campingplatz die Eigenerzeugung von Strom über Photovoltaik (PV) und der ergänzende Einsatz eines Batteriespeichers simuliert. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Campingplatz über den Netzanschluss Ökostrom bezieht und Wärmepumpen als Wärmeerzeuger einsetzt. Zielsetzung der Fallstudie ist es, Erkenntnisse über die technisch und wirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung der PV-Anlage und des Speichers zu gewinnen.

2.4.3.1 Rahmenbedingungen des Campingplatzes Fallstudie 1

Der für diese Fallstudie definierte Muster-Campingplatz liegt an der niedersächsischen Nordseeküste, hat 100 Standplätze und ist vom 1. April bis 31. Oktober geöffnet. Der Platz verfügt über zwei Gebäude, die beide während der gesamten Öffnungszeit genutzt werden. Eines beherbergt die Verwaltung, einen Kiosk und einen Imbiss, im zweiten Gebäude sind die Sanitäreinrichtungen und Gemeinschaftsbereiche (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik) untergebracht. Im Winter hat der Campingplatz geschlossen, die beiden Gebäude müssen in dieser Zeit

dennoch zum Zweck des Einfrierschutzes beheizt werden. Die Satteldächer der beiden Gebäude sind nach Ost und West ausgerichtet, so dass theoretisch die gesamte Dachfläche mit PV-Modulen ausgestattet werden kann. Tab. 2.4.3 fasst die Rahmendaten zum Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) zusammen.

Hinweis: Diese Fallstudie wurde auch für einen Campingplatz mit 300 Standplätzen erstellt. Die Ergebnisse finden sich in Abschn. 2.4.3.8.

Tab. 2.4.3: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Ergebnisse

Standort und Klima	
Standort	Nordseeküste Niedersachsen (Festland)
Wetterstation	Emden (Flughafen)
Längen- / Breitengrad	53° 22' N, 7° 12' O
Campingplatz	
Öffnungszeiten	1. April bis 31. Oktober
Anzahl Standplätze	100
Personen pro Standplatz	2,8
Auslastung gemäß... (monatl. Durchschnitt)	Reisegebiet Nordseeküste Niedersachsen
Netzanschluss	Niederspannung
Gebäude 1	
Funktionsbereiche	Verwaltung, Kiosk, Imbiss
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	10 m x 13 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	151,6 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	384,6 m ²
Gebäude 2	
Funktionsbereiche	Sanitär, Gemeinschaftsbereich (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik)
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	10 m x 20 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	233,2 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	543,2 m ²

In dieser Fallstudie werden für den ausgewählten Campingplatz die Eigenerzeugung von Strom über eine PV-Anlage und der ergänzende Einsatz eines Batteriespeichers simuliert. Das bestehende Energiesystem des Campingplatzes wird wie in Abb. 2.4.13 dargestellt angenommen: Strom wird über einen Netzanschluss mit Ökostromtarif bezogen. Für Heizung bzw. Kühlung und Warmwasserbereitung kommt jeweils eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz. Die Wärmespeicherung erfolgt über einen Trinkwasser- und einen Pufferspeicher.

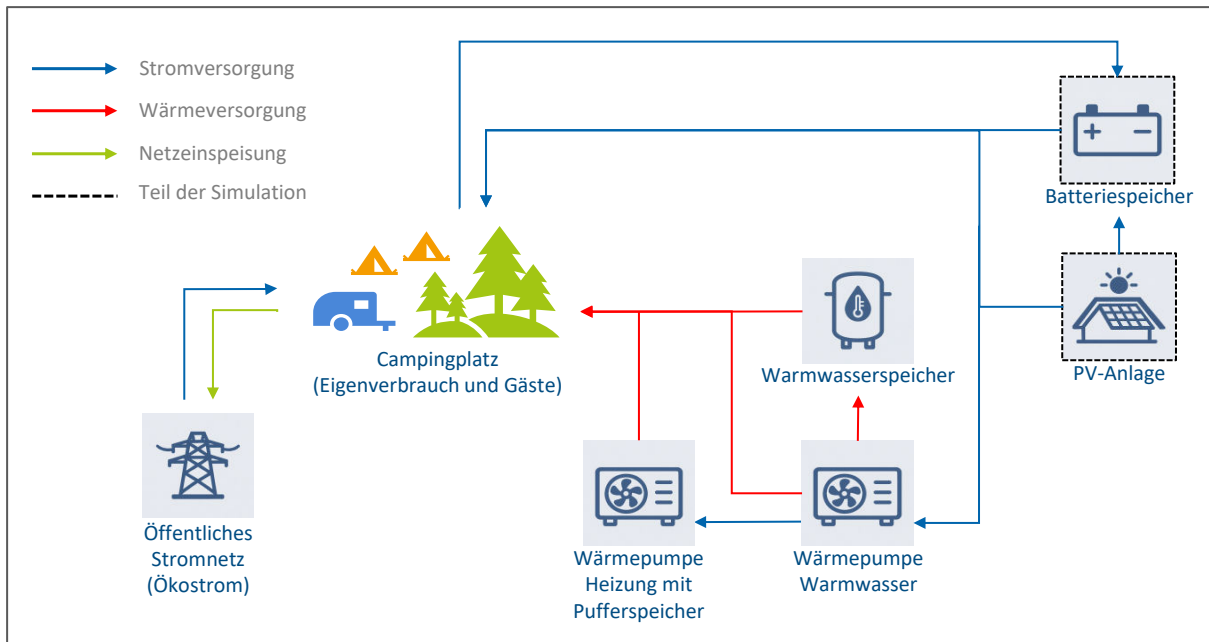


Abb. 2.4.13: Bestehendes und simuliertes regeneratives Energiesystem des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Darstellung (tw. erstellt mit Adobe Firefly)

2.4.3.2 Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 1

In Tab. 2.4.4 sind die Daten zum erforderlichen Heiz- und Warmwassersystem von Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) dargestellt:

- Für den Heizbetrieb ist eine bivalente Wärmepumpe (Wärmepumpe mit einem elektrischen Direktheizer für Lastspitzen) mit einer Gesamtheizleistung von 21 kW vorzusehen, wovon 11 kW Leistung auf die Wärmepumpe entfallen. Ob ein Gerät ausreichend ist oder zwei separate Geräte nötig sind, hängt vom räumlichen Abstand der beiden Gebäude ab. Für den Pufferspeicher ist ein Volumen von 1.000 Litern ausreichend. Die temperaturabhängigen Simulationen haben ergeben, dass ein Kühlbetrieb im Jahr 2024 am Standort Emden nicht notwendig war. Mit Blick auf die fortschreitende Klimaerwärmung ist jedoch der Einsatz einer reversiblen Heiz-Wärmepumpe zu empfehlen.
- Wegen der Küstenlage des Campingplatzes mit häufigem Baden im Meer wird von 1,5 Duschgängen pro Person und Tag ausgegangen. Für die Warmwasserbereitung ist eine monovalente Warmwasser-Wärmepumpe mit 25 kW Heizleistung vorzusehen. Die Leistung ist so dimensioniert, dass kein Hilfsaggregat (z. B. elektrischer Heizstab) notwendig ist. Beim Einsatz einer kleineren Wärmepumpe könnte die Mindesttemperatur von 40 °C bei hoher Auslastung des Campingplatzes nicht immer eingehalten werden, was den Einsatz eines Hilfsaggregats notwendig machen würde. Der erhöhte Strombedarf des Hilfsaggregats würde die Effizienz der Wärmepumpe senken. Für die Trinkwasserspeicherung ist ein Volumen von mind. 5.000 Litern erforderlich.

Tab. 2.4.4: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Daten zum Heizsystem	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Heizleistung max. Wärmepumpe	11 kW
Heizleistung elektrischer Heizstab	10 kW
Kühlbetrieb möglich	ja
Vorlauftemperatur Komfortbetrieb	50 °C
Vorlauftemperatur Einfrierschutz	11 °C
Raum-Solltemperatur Komfort	20 °C
Raum-Solltemperatur Einfrierschutz	7 °C
Volumen Pufferspeicher (Summe)	1.000 l
COP	temperaturabhängig
Heizbetrieb bis (Außentemperatur)	15 °C
Kühlbetrieb ab (Außentemperatur)	25 °C
Daten zur Warmwasserbereitung	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Warmwasserverbrauch pro Person/Tag	60 l
Heizleistung max.	25 kW
Vorlauftemperatur Warmwasser	> 60 °C
Volumen Warmwasserspeicher (Summe)	5.000 l
Jahresarbeitszahl (konstant)	2,5

Die Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher erfolgt mittels Matlab/Simulink gemäß der in den Abschn. 2.4.2.2 und 2.4.2.6 beschriebenen Methodik in zwei Stufen:

1. Auslegung mit Norm-Außentemperatur (-8 °C) und einer einzuhaltenden Innentemperatur von 7 °C (Einfrierschutz)
2. Überprüfung und ggf. Anpassung der Auslegung anhand einer kalten Periode, in diesem Fall zu Beginn der Saison (23.04.2024, Außentemperaturen zwischen 0 und 10 °C) bei einer einzuhaltenden Innentemperatur von 20 °C

Zu den Grenztemperaturen für den Heiz- und Kühlbetrieb ist anzumerken, dass hierfür Mittelwerte aus Höchst- und Tiefsttemperaturen des jeweiligen Tages gebildet werden. In Abb. 2.4.14 sind Simulationsdaten für eine (fiktive) kalte Woche (ca. 600.000 Sekunden) im Winter mit Norm-Außentemperatur dargestellt:

- Im obersten Diagramm ist die Temperatur im Pufferspeicher abgebildet, die auch der Vorlauftemperatur entspricht. Der Pufferspeicher hat eine Größe von 1.000 Litern. Die Soll-Vorlauftemperatur von 11 °C im Mittel soll eingehalten werden. Die Regelung der Wärmepumpe (11 kW) und des el. Zusatzheizstabes (10 kW) erlaubt eine Hysterese zwischen 9 und 14 °C.
- In einem weiteren Diagramm ist die Heizleistung der Wärmepumpe dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Wärmepumpe die meiste Zeit mit ihrer Heizleistung von 11 kW läuft, aber durchaus auch abschaltet, wenn der (sinusförmig angenommene) Außentemperaturverlauf Werte oberhalb von -6 °C annimmt.
- Im dritten Diagramm ist der Außentemperaturverlauf dargestellt.

- Im untersten Diagramm ist die Wärmeentnahme aus dem Gebäude (der Wärmeverlust) dargestellt. Der Wärmeverlust verläuft hierbei gegenläufig zur Außentemperatur, da die Innentemperatur auf konstante 7 °C gesetzt wurde (vgl. auch Gl. (2)).

Zu erkennen ist, dass die Wärmeverluste zwischen 7 und 14 kW schwanken. Immer wenn der Wärmeverlust 11 kW übersteigt, ist zu erkennen, dass

- zunächst die Temperatur im Pufferspeicher sinkt, bis sie die Untergrenze von 9 °C erreicht,
- hiernach die Speichertemperatur bei 9 °C verbleibt, da nun der el. Zusatzheizstab zugeschaltet wird, um die Puffer- und Vorlauftemperatur zu halten.

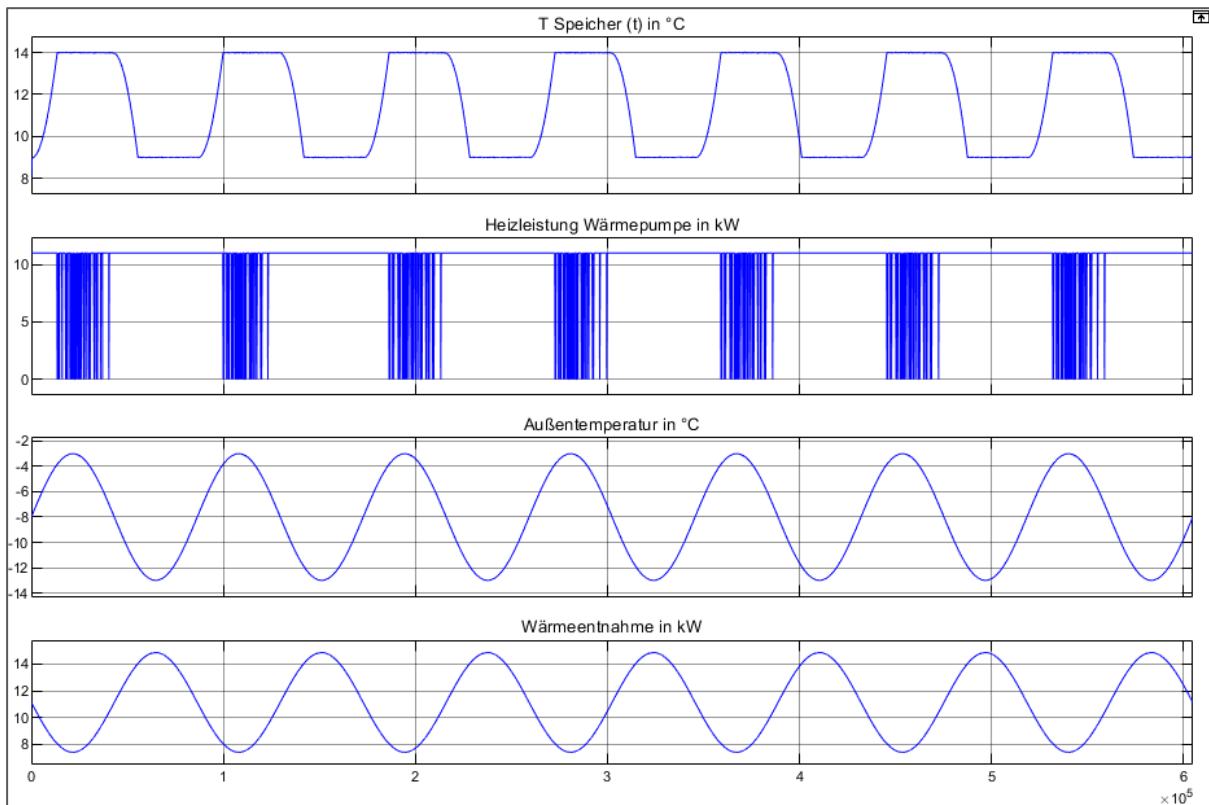


Abb. 2.4.14: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-8 °C) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Sinkt der Wärmeverlust unter 11 kW ab, so schaltet sich der el. Heizstab sofort ab und die Wärmepumpe ermöglicht einen Temperaturanstieg im Speicher/Vorlauf bis max. 14 °C. Ist die Obergrenze erreicht, so schaltet die Wärmepumpe zeitweise ab.

In Abb. 2.4.15 ist die „Überprüfung“ der Dimensionierung zu Beginn der Saison dargestellt. Die Darstellung der Diagramme erfolgt analog zu Abb. 2.4.14. Simuliert werden 48 Stunden, um „Startwerteffekte“ auszuschließen. Der 23.04.2024 ist innerhalb der Saison, so dass die Gebäude eine Innentemperatur von 20 °C aufweisen müssen. Die Außentemperatur schwankt sinusförmig zwischen den gemessenen Höchst- und Tiefstwerten (0 °C und 10 °C, gerundet). Dass die Wärmeverluste auch hier zwischen 7 und 15 kW schwanken, ist Zufall und den Außentemperaturdaten geschuldet. Das Verhalten von Wärmepumpe und Zusatz-Heizstab gleicht dem Verhalten in der Winterperiode. Allerdings werden die Temperaturen des Pufferspeichers/Vorlaufs zwischen 49 und 56 °C gehalten.

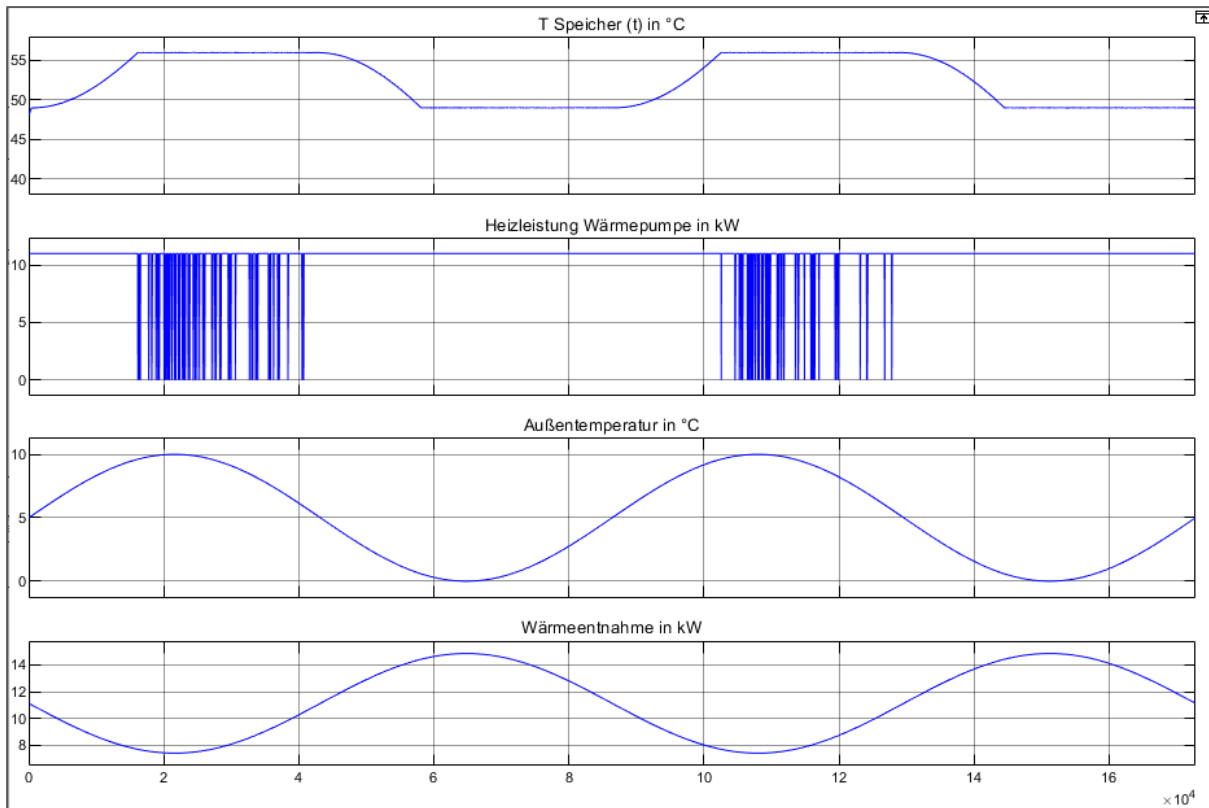


Abb. 2.4.15: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 23.04.2024 Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anhand dieser Simulationen kann bestätigt werden, dass die Leistungen von 11 kW (Wärmepumpe), 10 kW (Heizstab) und 1.000 Liter (Pufferspeicher) in beiden Situationen ausreichend sind.

In Abb. 2.4.16 sind Simulationsdaten des Warmwassersystems dargestellt. Simuliert wird wiederum eine Woche (ca. 600.000 Sekunden). Angenommen wird eine Vollausslastung des Campingplatzes (280 Campinggäste mit einem Pro-Kopf-Verbrauch von 60 Litern Warmwasser am Tag). Das zeitliche Warmwasser-Entnahmeprofil entspricht hierbei der Abb. 2.4.1 und wird im untersten Diagramm in kW umgerechnet. In der Spitze werden demnach Entnahmeleistungen von bis zu 80 kW erreicht. Die Wärmepumpe wurde im Simulationsmodell auch mit einem el. Hilfsaggregat (z. B. einem Durchlauferhitzer) „pro forma“ ausgerüstet, allerdings mit dem Ziel, dass dieses Hilfsaggregat nicht benötigt wird (vgl. zweitunterstes Diagramm). Die Leistung der Wärmepumpe wurde auf 25 kW dimensioniert (vgl. zweites Diagramm von oben). Bei kleineren Leistungen würde die Speichertemperatur (vgl. oberstes Diagramm) zeitweise auf die Mindesttemperatur von 40 °C absinken, was ein Einschalten des Hilfsaggregates zur Folge gehabt hätte.

Die Trinkwasserspeicher-Temperatur ist auf 65 °C begrenzt, was bei Erreichen zu einer Abschaltung der Wärmepumpe führt. Der Speicherinhalt ist auf 5.000 Liter dimensioniert. Bei kleineren Speichern wären die Temperaturänderungen „steiler“, was wiederum zu einem Absinken auf 40 °C und zu einem Einschalten des Hilfsaggregates führen würde.

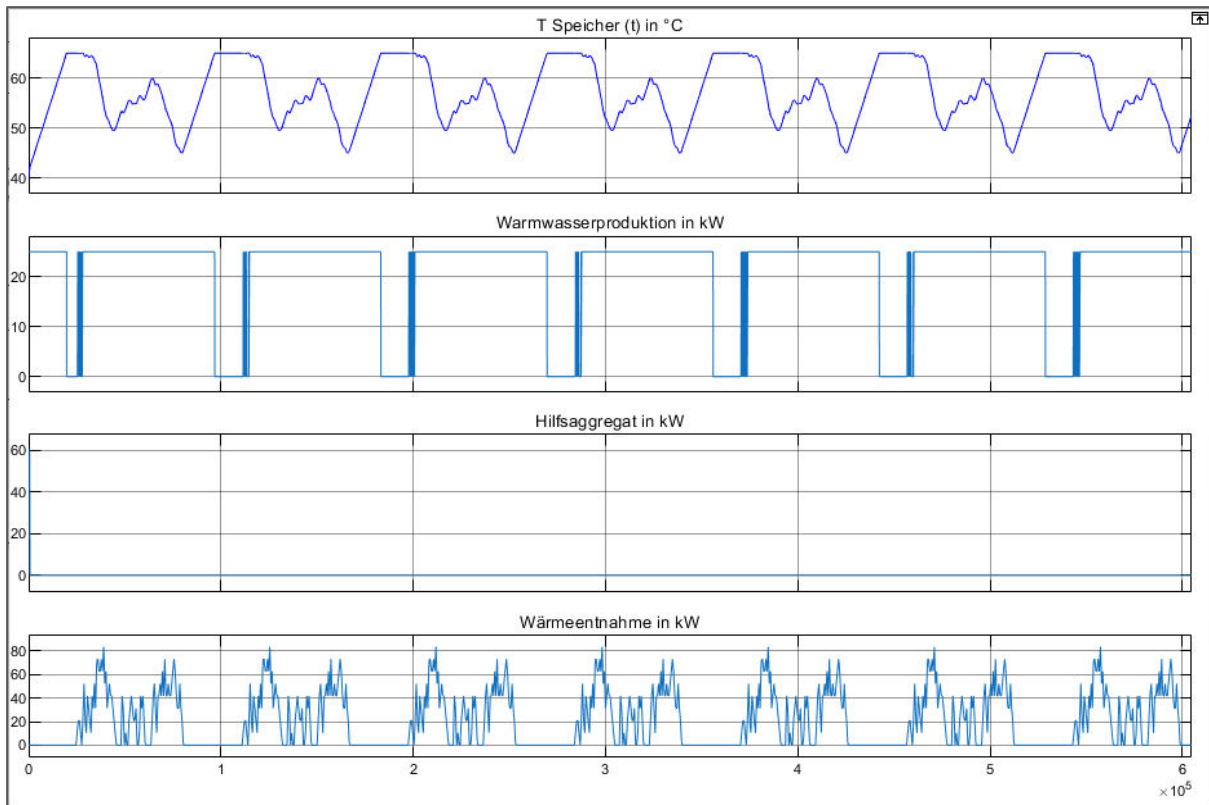


Abb. 2.4.16: Auslegung der Warmwasserbereitung Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.3.3 Jahressimulation: Ergebnisse des Basissystems Campingplatz Fallstudie 1

In Tab. 2.4.5 sind die Daten zum Energieverbrauch des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze) in seiner angenommenen Grundausstattung (Basissystem) angegeben (vgl. Abb. 2.4.13 ohne PV-Erzeugung und Batteriespeicher). Sie sind Ergebnis (1) der Strombedarfsanalyse gemäß Abschn. 2.4.2.3 sowie (2) der hier dargestellten temperatur- bzw. auslastungsabhängigen Jahressimulation der Energieverbräuche im Basissystem.

Die Simulation für das Musterjahr 2024 ergibt für den Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) auf Grundlage des bestehenden Energiesystems einen jährlichen Gesamtstrombedarf von 58.241 kWh. Der maximale tägliche Strombedarf liegt bei 366 kWh (im Juli). Ein Großteil des Stroms entfällt auf die Standplätze (34 %), gefolgt vom Bedarf für die Warmwasserbereitung (28 %) und die übergeordneten Einrichtungen des Campingplatzes (27 %). Bei einem Strompreis von 26,0 ct/kWh (vgl. Abschn. 2.4.3.7) ergeben sich jährliche Stromkosten in Höhe von 15.143 €.

Die in Tab. 2.4.5 angegebenen Jahresverbräuche sind als Vergleichsdaten zu einem heutigen (fossil versorgten) Campingplatz zu verstehen. Insbesondere der Heizbedarf (inkl. Warmwasserbedarf) wird derzeit typischerweise durch Flüssiggas, Erdgas oder Heizöl gedeckt. Die Energiekosten bei fossiler Wärme- und Warmwassererzeugung (Gaspreis: 10,1 ct/kWh (Quelle: Verivox GmbH 2025a), Nutzungsgrad Gastherme: 0,9) betragen 16.700 € (darunter Erdgas: 6.704 €, Strom: 9.996 €).

Tab. 2.4.5: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze)
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Verbrauchsstelle	Strombedarf pro Jahr	
	absolut	in %
Standplätze (ohne Heizen)*	19.806 kWh	34
Einrichtungen des Campingplatzes*	15.850 kWh	27
Warmwasserbereitung**	16.070 kWh (\cong 40.174 kWh Wärme)	28
Heizen Gebäude**	3.725 kWh (\cong 19.568 kWh Wärme)	6
Heizen an Standplätzen (elektr. Heizungen)**	2.790 kWh	5
Gesamt	58.241 kWh	100
Hinweise: Ein temperaturabhängiger Kühlbedarf hat sich für den Campingplatz Fallstudie 1 im Simulationsjahr 2024 nicht ergeben. * Berechnung basiert auf übergeordneter Strombedarfsermittlung (vgl. Abschn. 2.4.2.3); Strombedarf am Standplatz: 2,41 kWh/Tag, Strombedarf fix an Einrichtungen des Campingplatzes: 50,41 kWh/Tag, Strombedarf pro Person an Einrichtungen des Campingplatzes: 0,22 kWh/Tag ** Ermittlung erfolgt temperaturabhängig im Rahmen der Jahressimulation (vgl. Abschn. 2.4.2.5); Wärmebedarf Warmwasser pro Person: 1,75 kWh/Tag (wegen der Küstenlage des Campingplatzes mit häufigem Baden wird von 1,5 Duschgängen pro Person und Tag ausgegangen)		

In Abb. 2.4.17 sind Auslastung und Stromverbrauch des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze) für die angenommene Grundausstattung (Basissystem) über das Musterjahr 2024 dargestellt. Gut zu erkennen sind die Schließzeiten zwischen dem 1. November und dem 31. März (Auslastung 0 %). Die Stromverbräuche in dieser Zeit sind auf die Wärmepumpe Heizen zurückzuführen, die in dieser Periode den Einfrierschutz sicherstellt. Sobald der Betrieb aufgenommen wird, steigt auch der Stromverbrauch signifikant. Während der Öffnungszeit ist deutlich zu erkennen, dass die auslastungsabhängigen Verbräuche an den Stellplätzen und für Warmwasser einen beträchtlichen Anteil am Gesamtverbrauch haben. Der Stromverbrauch tagsüber zeigt manchmal auffällig ansteigende (Mai) und fallende Verläufe (Juli). Diese sind dem Umstand geschuldet, dass dieser (Teil-) Verbrauch an die Tageslänge geknüpft ist. Starke tägliche Schwankungen im Gesamtverbrauch (und im Verbrauch tagsüber) sind auf unterschiedliche Heizleistungen zurückzuführen.

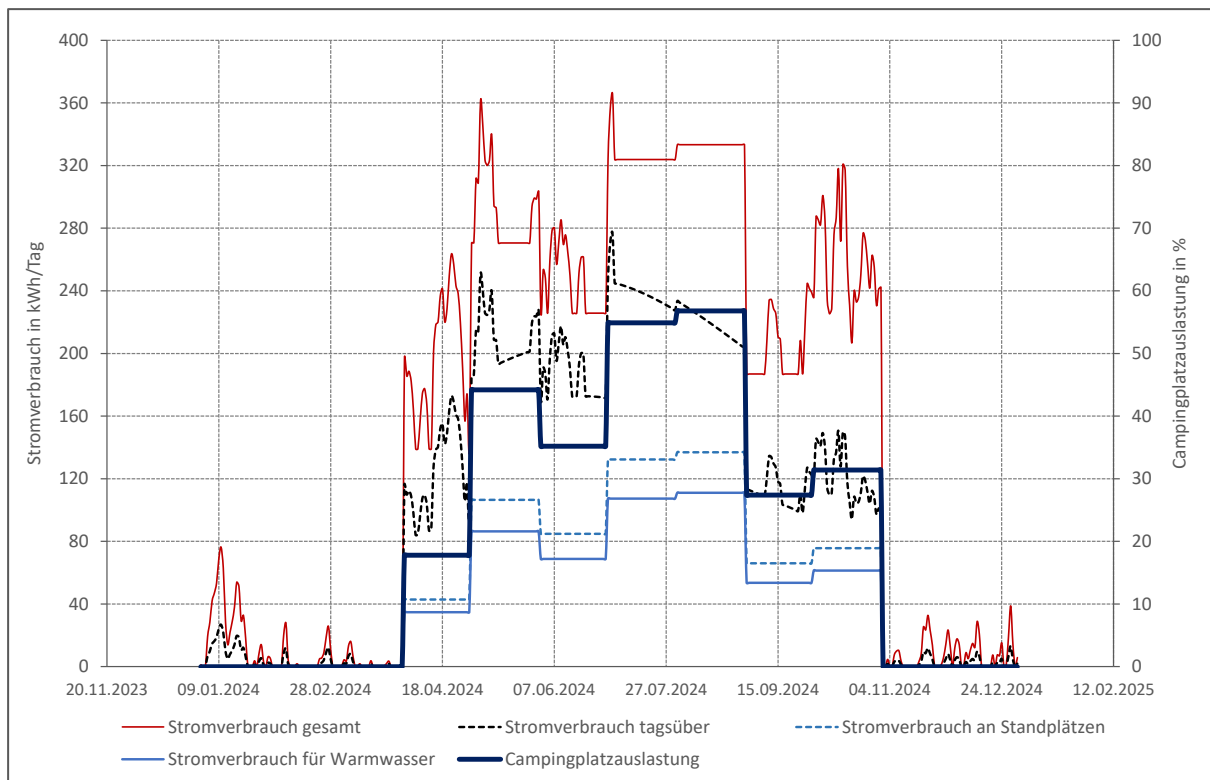


Abb. 2.4.17: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.3.4 Jahressimulation: Ergebnisse mit PV-Erzeugung (ohne Batteriespeicher)

Im zweiten Teil der Jahressimulation wird der Einsatz einer PV-Anlage für Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) untersucht. Hierbei wird zunächst kein Batteriespeicher vorgesehen und die Größe der PV-Anlage (Peakleistung) variiert.

Für die Dimensionierung einer PV-Anlage ist die Frage nach den verfügbaren Dachflächen wichtig. Die beiden Gebäude des Campingplatzes Fallstudie 1 (100 Standplätze) weisen zusammen eine Dachfläche von 385 m² auf, welche nach Ost und West ausgerichtet ist. Bei einer maximalen Sonneneinstrahlung von etwa 950 W/m² am Standort Emden und einem angenommenen Wirkungsgrad der PV-Module von 18 % ergibt sich eine maximale Peakleistung der PV-Anlage von 65,8 kWp. Größere PV-Installationen müssten als Freiflächenanlage ausgeführt oder anderweitig aufgeständert werden. Der spezifische PV-Ertrag wurde mit Blick auf den Standort Emden und die angenommene Ost-West-Dachausrichtung auf 785 kWh/kWp und Jahr angesetzt, was etwa 85 % des erwartbaren Ertrags von 930 kWh/kWp und Jahr bei Südausrichtung in Norddeutschland entspricht.

Für den Campingplatz dieser Fallstudie wurden zunächst PV-Leistungsgrößen zwischen 50 und 300 kWp jeweils ohne und mit unendlich großem Batteriespeicher simuliert, um die Extreme auszuloten. In Abb. 2.4.18 sind zunächst die beiden durchgezogenen Kurven von Bedeutung. Im Abgleich mit dem Jahresstromverbrauch zeigt sich, dass etwa ab einer Leistung von 100 kWp – unabhängig vom Einsatz eines Batteriespeichers – keine nennenswerte Steigerung des Autarkiegrads (Gl. (18), blaue Linie) mehr möglich ist. Größere Anlagen bewirken lediglich eine immer höhere Stromeinspeisung. Unterhalb von 50 kWp fällt der Autarkiegrad rapide ab. Auch die Einspeisung im Vergleich zum Stromverbrauch ist in diesem Bereich sehr gering, was bedeutet, dass hier der eigens erzeugte Strom auch selbst genutzt wird. Die weitere Auslegung wurde daher auf die drei PV-Größen 50, 75 und 100 kWp begrenzt.

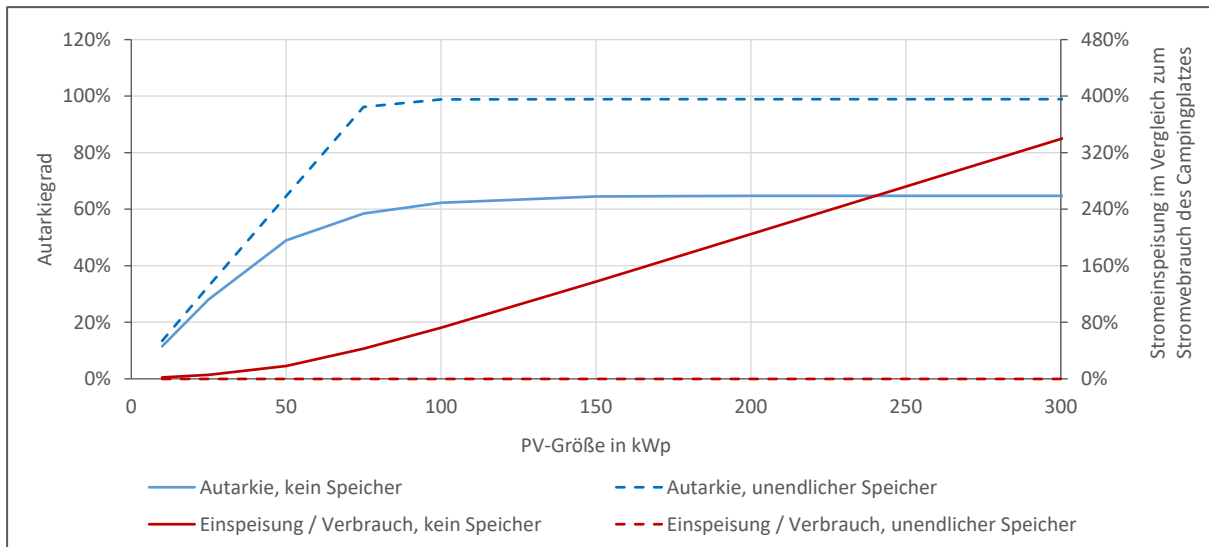


Abb. 2.4.18: Autarkiegrad und Quotient Stromeinspeisung/Stromverbrauch ohne und mit sehr großem Batteriespeicher für Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

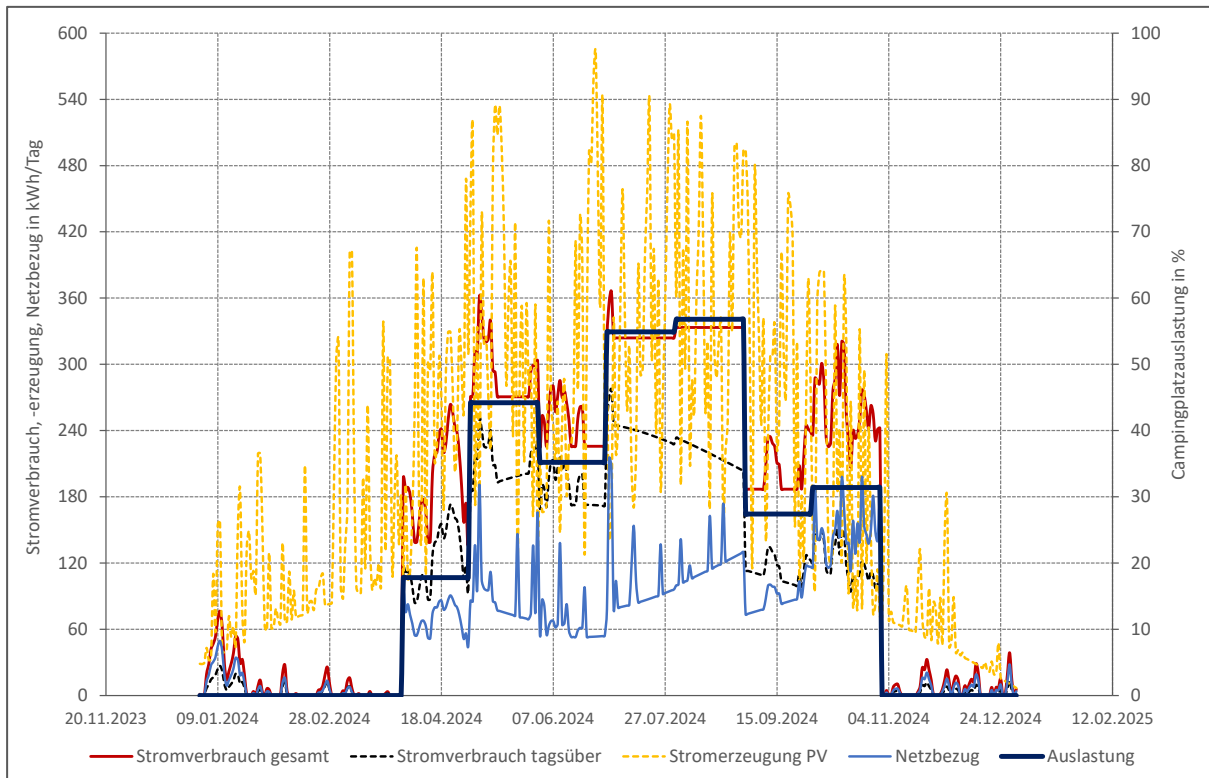


Abb. 2.4.19: Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Auf Basis dieser (rein technischen) Ergebnisse soll im Folgenden das Systemverhalten mit einer 50 kWp und einer 100 kWp PV-Anlage untersucht werden. In Abb. 2.4.19 sind Verbrauchs-, Bezugs- und Erzeugungsdaten des Campingplatzes im Falle einer 100 kWp PV-Anlage dargestellt:

- Außerhalb der Saison ist die PV-Anlage deutlich überdimensioniert, die Stromerzeugung (obwohl im Winter eher gering) (gelb gestrichelt) übersteigt den Stromverbrauch (rot) merkbar. Trotzdem

liegt der Netzbezug von Strom (hellblau) infolge langer Nächte ohne PV-Erzeugung häufig ähnlich zum Stromverbrauch.

- Während der Saison liegt der Netzbezug deutlich unterhalb des Verbrauchs. An „Schönwettertagen“ muss häufig weniger als 50 % des Stromverbrauchs über das Netz gedeckt werden.
- Im Juli und August nimmt der Netzbezug infolge kürzer werdender Tage und damit abnehmender PV-Erzeugung bis Saisonende wieder stetig zu.

Eine analoge Darstellung für eine 50 kWp PV-Anlage befindet sich in Anhang A3.1. Aufgrund der geringeren Peakleistung sind auch die Erzeugungsdaten geringer und liegen noch mehr im Bereich der Verbrauchsdaten, was die Darstellung unübersichtlicher macht. Die Übersicht kann erhöht werden, wenn anstatt eines gesamten Jahres ein kürzerer Zeitraum dargestellt wird.

In Abb. 2.4.20 ist daher ein Ausschnitt zu Saisonstart (30.03. bis 12.04.2024) dargestellt. Als zusätzliche Kurve wurde die Netzeinspeisung eingefügt. In dieser Darstellung sind sehr deutlich die Zusammenhänge von Netzbezug und Einspeisung in Abhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch (genauer: Verbrauch tagsüber) zu erkennen.

- Der Netzbezug sinkt immer dann, wenn die Erzeugung hoch ist, sinkt aber niemals auf null wegen des nächtlichen Verbrauchs.
- Die Einspeisung ist immer dann nicht vorhanden, wenn die Erzeugung unterhalb des Verbrauchs tagsüber ist.
- Übersteigt die Erzeugung den Verbrauch tagsüber, so wird eingespeist (z. B. am 7. und 10. April).

Das beschriebene Systemverhalten lässt sich auch in anderen Jahreszeiten bei anderen Auslastungen beobachten und erscheint insgesamt plausibel.

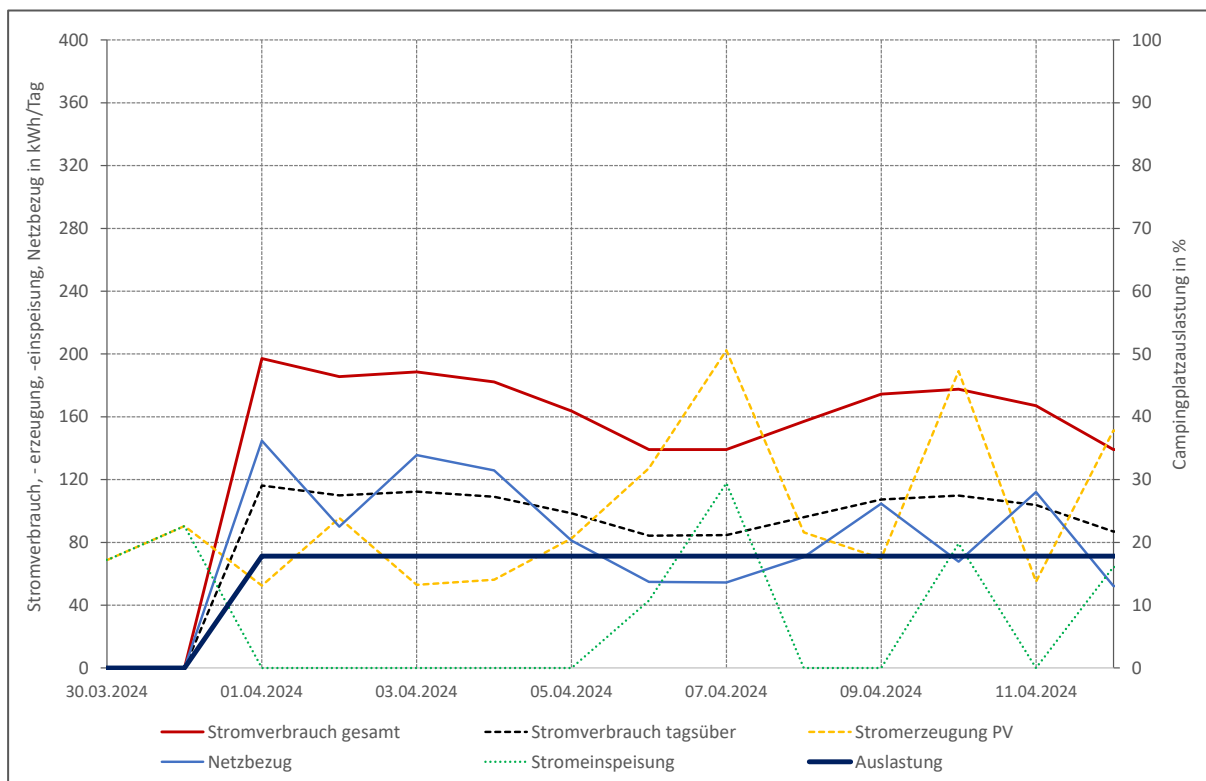


Abb. 2.4.20: Ausschnitt (30.03. bis 12.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 50 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.3.5 Jahressimulation: Ergebnisse mit PV-Erzeugung und Batteriespeicher

Im dritten Teil der Jahressimulation werden unterschiedlich große PV-Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher in unterschiedlichen Größen ergänzt. Das Potenzial durch ergänzende Batteriespeicher wird in Abb. 2.4.18 (vgl. Abschn. 2.4.3.4) dargestellt (gestrichelte Linien). Ausgewählt wurden bewusst nahezu unendlich große Speicher (10^6 kWh Kapazität, $5 \cdot 10^5$ kW Leistung), um Limitierungen an dieser Stelle zunächst auszuschließen. Zu erkennen ist in Abb. 2.4.18 ein zweigeteiltes Bild:

1. Bei kleinen PV-Anlagen unter 50 kWp ist zu erkennen, dass selbst ein sehr großer Speicher zu keinen nennenswerten Steigerungen des Autarkiegrads führt. Selbst bei 50 kWp würde die Autarkie von ca. 49 % nur auf ca. 64 % steigen.
2. Weiterhin ist zu erkennen, dass ab PV-Größen von 75 bis 80 kWp ein Autarkiegrad von nahezu 100 % erreicht wird. Einspeisung ins Netz findet selbst bei sehr großen PV-Installationen nicht statt. Letztere Aussage ist jedoch darauf zurückzuführen, dass der Speicher innerhalb des Jahres nie seine Kapazitätsgrenze erreicht.

Im Folgenden soll nun das Systemverhalten des kombinierten Energiesystems bestehend aus einer 100 kWp PV-Anlage und unterschiedlich großen Speichern untersucht werden. Alle Speicher lassen sich hierbei mit 0,5 c laden, d. h. die Ladeleistung in kW ist 50 % der Kapazität in kWh. In Abb. 2.4.21 sind Simulationsdaten eines Campingplatzes mit einer 100 kWp PV-Anlage unterstützt durch einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 50 kWh und 25 kW Leistung dargestellt.

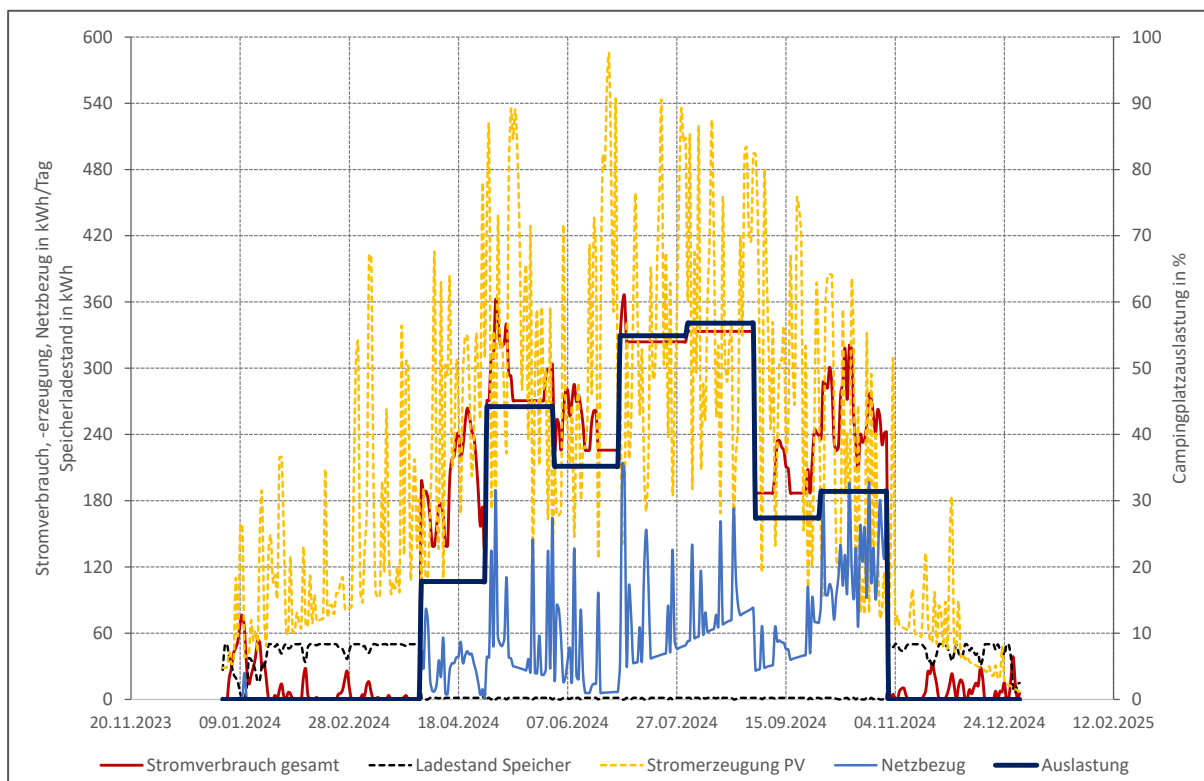


Abb. 2.4.21: Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 50 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Im direkten Vergleich zu Abb. 2.4.19 fällt zunächst der stark herabgesetzte Netzbezug (hellblau) während der Saison auf. Schwerer zu erkennen ist, dass außerhalb der Saison kaum Netzbezug stattfindet. Einen Hinweis darauf gibt der Speicher-Ladestand (schwarz gestrichelt), der außerhalb der Saison selten nennenswert vom Speicher-Maximum (50 kWh) abweicht. Der Speicher-Ladestand bezieht

sich auf den Tageszeitpunkt kurz vor Sonnenaufgang. Während der Saison ist der Ladestand stets bei oder nahe null, was bedeutet, dass der Speicher nachts vollständig zur Versorgung des Campingplatzes entladen wird.

Um das Speicherverhalten deutlicher herauszustellen, ist in Abb. 2.4.22 ein kurzer Zeitraum zu Beginn der Saison genauer dargestellt. Als zusätzliche Datenpunkte wurden für jeden Tag auch die Speicherbe- und -entladung eingefügt. Der 31.3. ist der letzte Tag der Schließzeit vor Saisonbeginn. Gut zu erkennen ist an diesem Tag, dass (1) der Speicher voll ist (Ladestand in grau) und (2) der erzeugte Strom (gelb) vollständig eingespeist wird (grün). Ein Stromverbrauch (orange) hat an diesem Tag nicht stattgefunden, da vor der Saison nur die Heizung in Betrieb ist (Einfrierschutz), die Außentemperatur an diesem Tag jedoch über 7 °C liegt.

Am 1. April startet die Saison, was zu einem sprunghaften Anstieg des Verbrauchs führt. Die Erzeugung durch PV ist an diesem Tag nur mäßig, was dazu führt, dass (1) der Speicher entladen wird (dunkelblau), (2) der Ladestand auf das Minimum sinkt und (3) sogar noch eine gewisse Energiemenge aus dem Netz bezogen werden muss (rot). Am darauffolgenden Tag (2. April) entspricht die PV-Produktion etwa dem Verbrauch. Da der Verbrauch tagsüber und nachts anfällt, die PV-Produktion jedoch nur tagsüber, entsteht über den Tag ein Stromüberschuss, wodurch der Batteriespeicher geladen wird (hellblau). Nachts entsteht wegen ausbleibender PV-Produktion jedoch ein Mangel, was wiederum zu einer Speicherentladung führt, so dass zu Beginn des nächsten Tages (3. April) der Speicher wieder leer ist. Dieses Verhalten lässt sich auch in den Folgetagen beobachten, wobei am 6. April der PV-Überschuss so hoch ist, dass der (vergleichsweise) kleine Speicher an seine Grenzen kommt. Eine Stromeinspeisung von 122 kW ins Netz ist die Folge, die am noch sonnigeren 7. April nochmals höher ausfällt (271 kW).

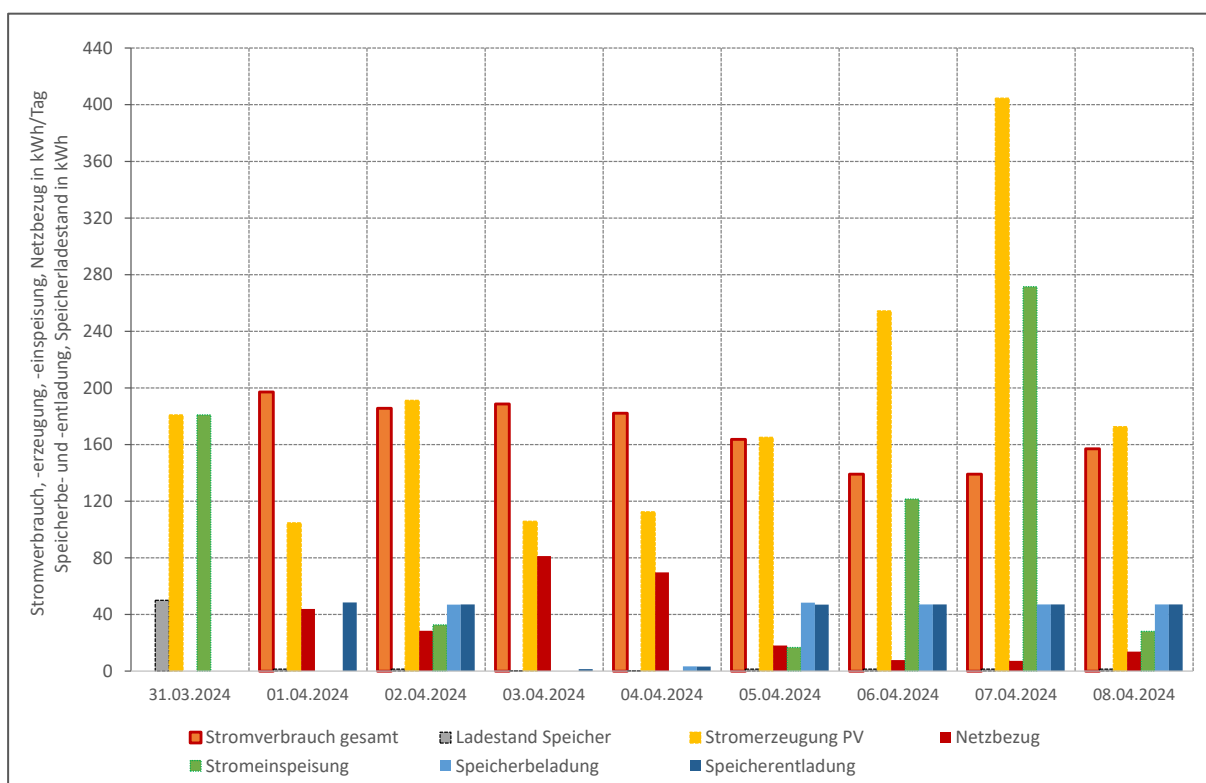


Abb. 2.4.22: Ausschnitt (31.03. bis 08.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 50 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Wäre der Speicher größer und leistungsfähiger, könnte an solchen Tagen die Stromeinspeisung verringert oder vermieden werden. Im Folgenden soll daher dieselbe Konfiguration mit einem deutlich größeren Speicher (100 kWh) untersucht werden.

In Abb. 2.4.23 erfolgt eine zu Abb. 2.4.21 analoge Darstellung der Jahressimulation. Im Gegensatz zu Abb. 2.4.21 ist hier nun deutlich zu erkennen, dass der Ladestand des Speichers mit nun 100 kWh Kapazität auch in der Saison schwankt. Das bedeutet, dass der Speicher nun in der Lage ist, an manchen Tagen eine Energiereserve zu bilden, die an den Folgetagen verwendet werden kann. Weiter ist in Abb. 2.4.23 zu erkennen, dass innerhalb der Saison der Netzbezug an sehr vielen Tagen nicht vorhanden ist. Nur an „Schlechtwettertagen“ entstehen Netzbezugs-Peaks. Diese Peaks sind auch in Abb. 2.4.21 mit kleinerem Speicher erkennbar und liegen mit beiden Speichern oftmals gleichauf. Nur an Tagen, an denen ein Rest-Ladestand im Speicher ist, fallen die Peaks dementsprechend geringer aus. Schwierig im Vergleich zu erkennen ist, dass mit größerem Speicher außerhalb der Saison so gut wie kein Strombezug mehr stattfindet.

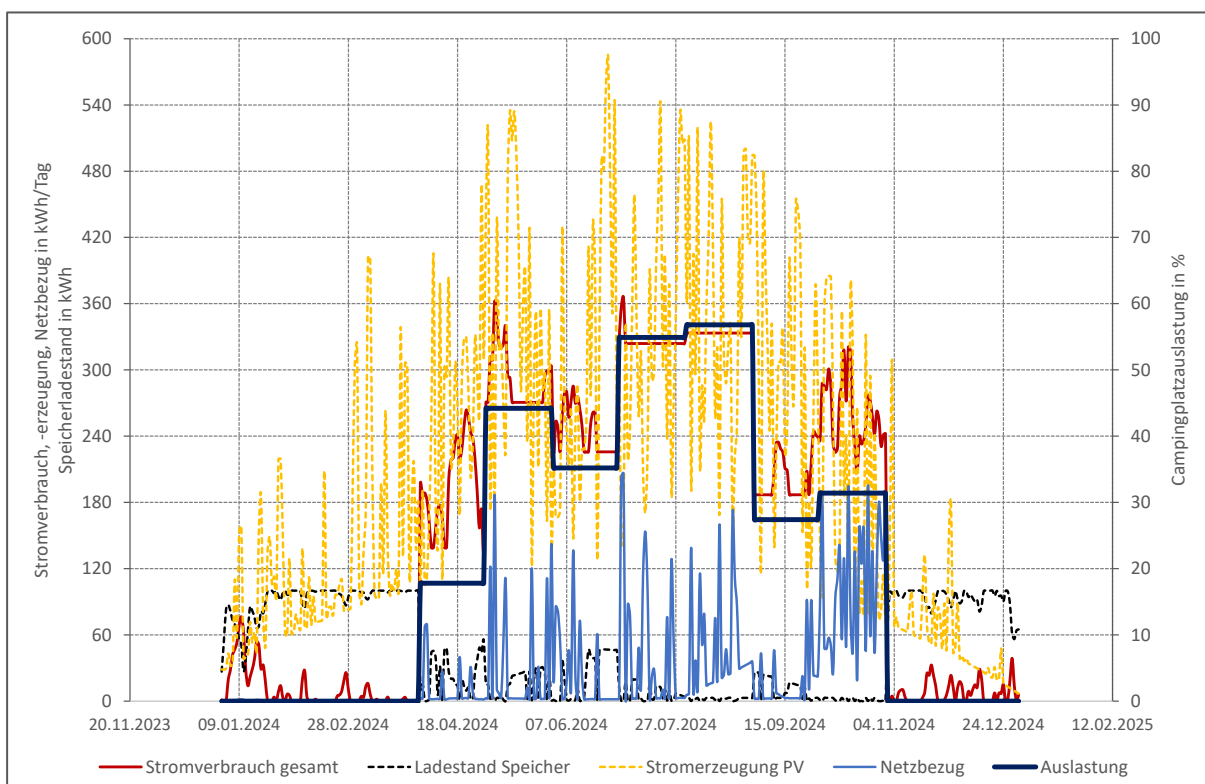


Abb. 2.4.23: Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

In Abb. 2.4.24 ist analog zu Abb. 2.4.22 ein Ausschnitt zu Beginn der Saison dargestellt. Erzeugungs- und Verbrauchswerte sind naturgemäß gleich. Unterschiede zu Abb. 2.4.22 sind erkennbar zunächst im höheren Restladestand am 31. März (100 anstatt 50 kWh). Dies führt dazu, dass am 1. April der Speicher trotz Unterdeckung durch die PV nicht vollständig entladen wird und sich am 2. April sogar etwas beladen kann. Interessant wird es am „sonnigen“ 6. April, an dem nun die Einspeisung von 122 kWh (bei 50 kWh Speicher) hier nur noch 72 kWh beträgt. Der Unterschied von 50 kWh ist nun im Ladestand am Ende des Tag-Nacht-Zyklus zu erkennen (ca. 44 kWh). Dieser Rest-Ladestand führt am folgenden, noch sonnigeren 7. April dazu, dass der Speicher aufgrund seiner Vorgeschichte nun nur noch eine begrenzte Kapazität aufweist, bis er voll aufgeladen ist, nämlich 56 kWh. Diese werden tagsüber auch genutzt, der weitere Überschuss wird eingespeist. Da aber in der nächsten Nacht auch

ein Verbrauch stattfindet, ist der Ladestand zu Sonnenaufgang des 8. April wieder bis auf 39 kWh entladen.

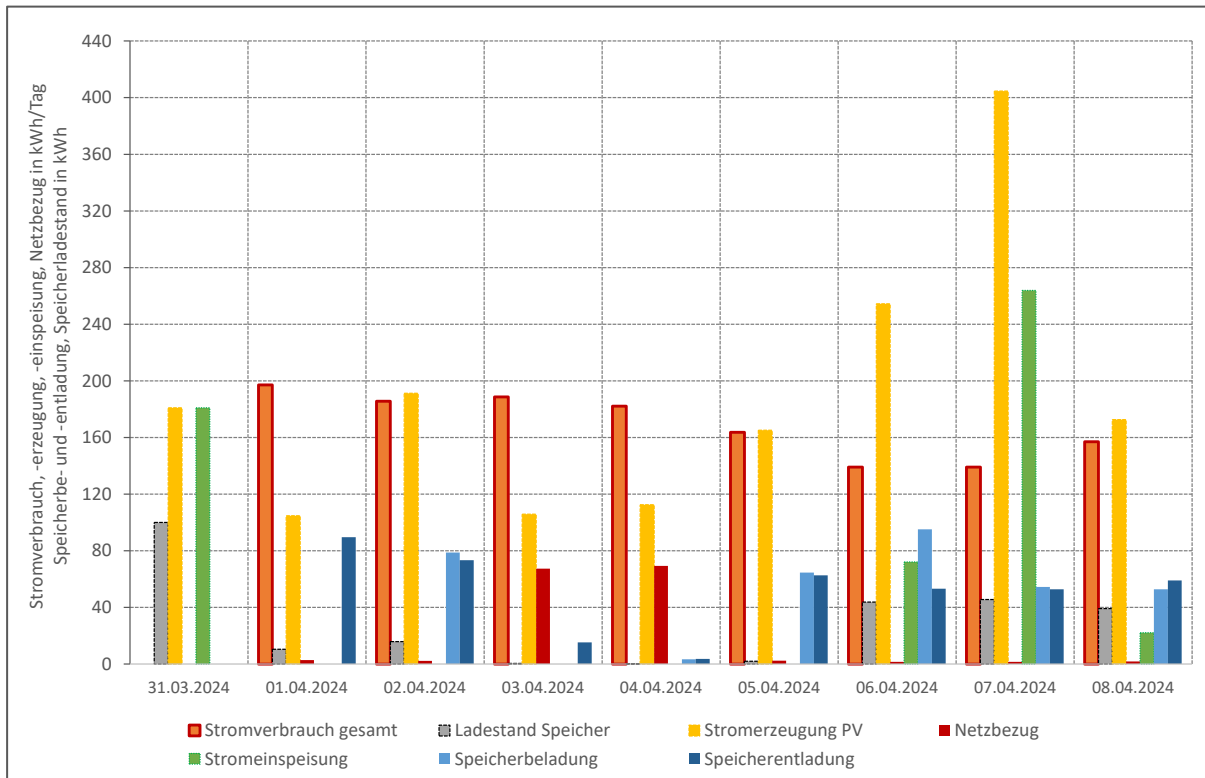


Abb. 2.4.24: Ausschnitt (31.03. bis 08.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 100 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Zusammenfassend lässt sich daher feststellen, dass ein größerer Speicher hier offensichtlich eine Überschusseinspeisung lediglich auf den nächsten Tag verschiebt und dass die „Reserve“ am Ende des Tag-Nacht-Zyklus nur dann sinnvoll eingesetzt werden kann, wenn es am nächsten Tag zu einer Unterdeckung durch die PV-Produktion kommt. Bei einer (Über-)Deckung des Tagesbedarfs durch die PV-Produktion kommt es durch die geringere Restkapazität für die Beladung nur zu einer Verschiebung der Einspeisung und der Restladestand des Speichers wird an diesen Tagen aufrechterhalten, bis es zu einer Unterdeckung kommt.

2.4.3.6 Technische Auslegung von PV-Erzeugung und Batteriespeicher

In Abb. 2.4.25 sind die (auf das gesamte Jahr bezogenen) Kennzahlen Autarkiegrad nach Gl. (18) und Stromeinspeisung im Verhältnis zu Stromverbrauch dargestellt. Variiert werden die PV-Größe in kWp und die Kapazität des Batteriespeichers in kWh. Die Ladeleistung des Speichers ist stets 0,5 c (vgl. Abschn. 2.4.2.4). Es lassen sich folgende Erkenntnisse ziehen:

1. Eine 50 kWp PV-Anlage ist aus technischen Gesichtspunkten eigentlich zu klein. Sie deckt weniger als die Hälfte des Strombedarfs ab. Ein Speicher würde den Autarkiegrad zudem nicht signifikant erhöhen. Kleinere Speicher wären typischerweise schon bei Sonnenuntergang leer, der Verbrauch nachts muss aus dem Netz gedeckt werden. Große Speicher können tagsüber durch die geringe PV-Leistung und folglich wenig Stromüberschüsse nicht vollständig geladen werden. Allerdings ist die 50 kWp-Anlage die einzige Größenvariante der PV-Anlage, die sich vollständig auf den Dachflächen des Campingplatzes installieren ließe und wird daher als Variante nicht verworfen.

2. Bei einer 75 kWp PV-Anlage steigt der Autarkiegrad bis zu einer Speicherkapazität von 100 kWh deutlich an. Dies deutet darauf hin, dass die überschüssige Tagesproduktion teilweise für den Verbrauch in der Nacht vorgehalten werden kann. Speicher mit mehr als 100 kWh bleiben in ihrer Kapazität hingegen nahezu ungenutzt.
3. Wird die PV-Peakleistung auf 100 kWp erhöht, so zeigt sich der (technische) Mehrwert eines Speichers noch deutlicher. Wird ein Speicher mit 100 kWh Kapazität eingesetzt, so steigt der Autarkiegrad von 62 auf 85 %. Aus technischer Sicht ist eine solche Dimensionierung sinnvoll. Größere Speicher steigern den Autarkiegrad nur noch um wenige Prozentpunkte. Die weitere Steigerung ist darauf zurückzuführen, dass bei größeren Speichern eine akkumulierte Einspeicherung über mehrere Tage möglich ist, da die Speicherkapazität größer ist als der tägliche Verbrauch zu bestimmten Zeiten in der Saison.

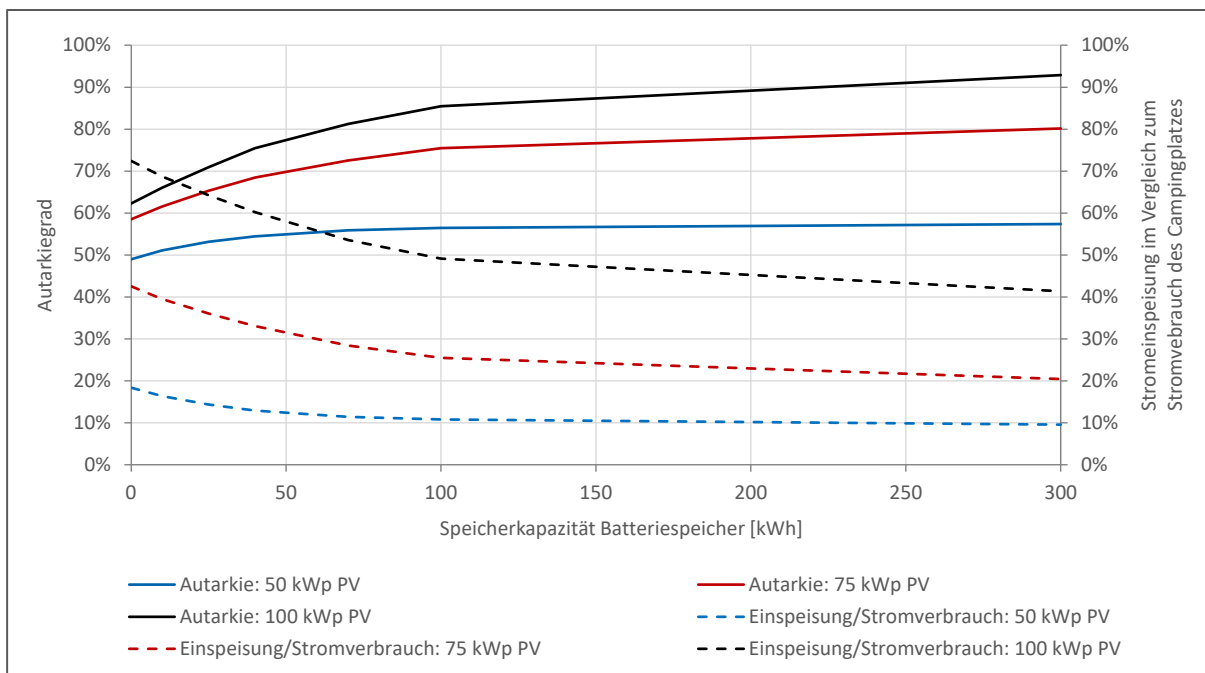


Abb. 2.4.25: Autarkiegrad und Quotient Stromspeisung/Stromverbrauch bei Variation von PV-Leistung und Batteriespeichergröße Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Aus den Auslegungsergebnissen lassen sich für den Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) verschiedene Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV ableiten, für die in Tab. 2.4.6 die zentralen Kenngrößen der Auslegung dargelegt sind:

- (1) Einstieg in die PV-Erzeugung mit ausreichender Dachfläche: PV-Anlage mit 50 kWp
- (2) Vollausbau der PV-Erzeugung: PV-Anlage mit 100 kWp
- (3) Einstieg in die PV-Erzeugung mit Speicher: PV-Anlage mit 75 kWp, Speicher mit 40 kWh
- (4) Ausbau der PV-Erzeugung mit Speicher: PV-Anlage mit 100 kWp, Speicher mit 50 kWh
- (5) Maximale Autarkie: PV-Anlage mit 100 kWp, Speicher mit 100 kWh

Tab. 2.4.6: Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV für den Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Abweichungen zum Gesamtstrombedarf sind auf Speicherverluste und Restladestände im Speicher am Jahresende zurückzuführen.

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Ausbaustufe	Stromertrag PV (in kWh)	Einspeisung (in kWh)	Strombezug Netz (in kWh)	Autarkiegrad (in %)	Einspeisung/Stromverbrauch (in %)
<i>ohne Investition</i>	0	0	58.241	0	0
50 kWp PV, ohne Speicher	39.230	10.688	29.699	49,0	18,4
100 kWp PV, ohne Speicher	78.460	42.186	21.967	62,3	72,4
75 kWp PV, 40 kWh Speicher	58.845	19.099	18.671	68,0	32,7
100 kWp PV, 50 kWh Speicher	78.460	33.384	13.444	77,0	57,0
100 kWp PV, 100 kWh Speicher	78.460	28.184	8.449	85,6	48,0

Es soll betont werden, dass sich diese Ausführungen auf eine rein technische Sichtweise beziehen. Aus technischer Sicht ist eine PV- und Speicher Kombination dann sinnvoll dimensioniert, wenn (a) der Strombedarf eines Tages prinzipiell durch die PV-Anlage erzeugt wird und (b) der Speicher sinnvoll die Überschüsse des Tages für die Nacht vorhält, was sich in einer signifikanten Steigerung des Autarkiegrades äußert.

2.4.3.7 Wirtschaftliche Betrachtung des Einsatzes einer PV-Anlage und eines Batteriespeichers

Eine „sinnvolle“ technische Dimensionierung ist nicht zwingend gleichbedeutend mit einer „sinnvollen“ wirtschaftlichen Investition. Nachfolgend werden die Ausbauvarianten einer PV-Erzeugung für den Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) hinsichtlich wirtschaftlicher Kenndaten verglichen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung folgt dabei der im Abschn. 2.4.2.7 beschriebenen Vorgehensweise.

Die Investitionskosten umfassen die gegenüber dem bestehenden Energiesystem zusätzlich notwendigen Investitionsgüter. Zu betrachten sind folgende Investitionsgüter:

1. PV-Anlagen
2. Batteriespeicher

In Anbetracht der zuletzt deutlich rückläufigen Preise für PV-Module sowie teilweise auch für Speichersysteme werden die Kenndaten auf Grundlage mittlerer sowie zusätzlich auf Grundlage minimaler Investitionskosten dargestellt.

Für die anzusetzenden Betriebskosten, die Einspeiserlöse, die Nutzungsdauern und die Annuitätenfaktoren ergeben sich folgende fallstudienspezifische Datengrundlagen:

- Strompreis Ökostrom Standort Emden (Mai 2025): 26,0 ct/kWh (Quelle: Verivox GmbH 2025b)
- Wartungs- und Versicherungskosten Investitionsgüter: 1,75 % der Investitionskosten pro Jahr
- Einspeisevergütung für „Sonstige Anlagen bis 100 kW (§ 48 Abs. 1 EEG 2023)“ (Zeitraum 01.02.-31.07.2025): 6,39 ct/kWh
- Nutzungsdauer: PV-Anlage: 20 Jahre, Batteriespeicher: 10 Jahre

- Annuitätenfaktoren (in % der Investitionskosten pro Jahr): PV-Anlage: 7,04 %, Batteriespeicher: 12,02 %

Tab. 2.4.7 gibt einen Überblick über die Investitionskosten, die jährlichen Betriebskosten, die jährliche Betriebskostensparnis sowie über die definierten wirtschaftlichen Kenngrößen der verschiedenen Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV für Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze). Aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung lassen sich folgende Rückschlüsse ziehen:

- Die kleine PV-Anlage (50 kWp, ohne Speicher) ist den ermittelten Kenngrößen folgend am wirtschaftlichsten. Es ergeben sich Amortisationszeiten zwischen 7 und 10 Jahren, also etwa ein Drittel bis die Hälfte der zu erwartenden Lebensdauer der PV-Anlage. Die Anlage lässt als einzige einen ROI oberhalb des kalkulatorischen Zinssatzes erwarten. Gleichzeitig bietet diese Variante die geringste Unabhängigkeit des Campingplatzes von zukünftigen Verfügbarkeiten und Preisen einer externen Stromversorgung.
- Die Varianten 100 kWp PV ohne Speicher und 75 kWp PV mit 40 kWh Speicher liegen in Bezug auf ihre Amortisationszeit etwa gleichauf, bemessen am ROI erweist sich die große PV-Anlage ohne Speicher als wirtschaftlicher. Der Grund hierfür liegt in erhöhten Abschreibungskosten verbunden mit einem erhöhten Kapitaldienst für den Batteriespeicher. Einen großen Teil ihrer Wirtschaftlichkeit zieht die 100 kWp PV-Anlage ohne Speicher jedoch aus der Einspeisevergütung, von der in Zukunft eine weiter rückläufige Tendenz bis hin zur gänzlichen Einstellung zu erwarten ist. Die Variante mit Speicher begründet ihre Wirtschaftlichkeit wiederum in einem geringeren Strombezug und bietet darüber hinaus eine größere Unabhängigkeit von zukünftigen Entwicklungen des Strompreises.
- Die Variante der maximalen Autarkie (100 kWp PV mit 100 kWh Speicher) ist bemessen am ROI nicht wirtschaftlich. Selbst die kürzeste zu erwartende Amortisationszeit von 11,5 Jahren liegt noch oberhalb der angesetzten Nutzungsdauer des Batteriespeichers von 10 Jahren. Gegenüber der Variante mit einem 50 kWh Speicher ist die Autarkie zudem nur geringfügig höher (86 zu 77 %; vgl. Tab. 2.4.6). Ist ein hoher Autarkiegrad das Ziel, ist die Variante mit dem kleineren Speicher eher zu empfehlen, da sie im besten Fall noch einen positiven ROI erwarten lässt.

Zusammenfassende Empfehlung aus den technischen und wirtschaftlichen Simulationsergebnissen: Dem Campingplatz ist die umgehende Installation einer 50 kWp PV-Anlage zu empfehlen. Die Dachflächen sind für diese Anlagengröße ausreichend, die Investitionskosten gleichen sich in maximal 10 Jahren durch die jährliche Betriebskostensparnis aus. Auch im Falle einer Fremdfinanzierung ist ein positiver ROI erwartbar, ggf. sogar über dem Zinsniveau. Mit Blick auf den erwartbar steigenden Strombedarf kann auch bereits jetzt eine größere Anlage geplant werden, da über die noch bestehende Einspeisevergütung die Wirtschaftlichkeit optimiert werden kann. Perspektivisch ist mit dem erwartbaren Wegfall der Einspeisevergütung eine solche Anlagengröße allerdings nur in Verbindung mit einem Batteriespeicher sinnvoll. Diese sind derzeit noch vergleichsweise teuer, was ihre Wirtschaftlichkeit einschränkt. Technisch ist ihr Einsatz gleichwohl zu empfehlen. Investitionen sollten in Erwartung weiter sinkender Preise daher ggf. zunächst noch zurückgestellt werden bzw. kann ein modularer Aufbau des Speichersystems erwogen werden (Start mit einem kleinen Speicher, Aufrüstung der Speicherkapazität im Zeitverlauf).

Tab. 2.4.7: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen verschiedener Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze) (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

(min. Inv.): auf Basis minimaler Investitionskosten, (mittl. Inv.): auf Basis mittlerer Investitionskosten, Abweichungen der Summe von Einzelwerten zu Gesamtwerten sind rundungsbedingt

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Kenngröße	Einheit	50 kWp PV, ohne Speicher	100 kWp PV, ohne Speicher	75 kWp PV, 40 kWh Speicher	100 kWp PV, 50 kWh Speicher	100 kWp PV, 100 kWh Speicher
Investitions- und Betriebskosten						
minimale Investitionskosten	€	47.470	88.470	85.840	110.220	131.070
minimale Kosten PV-Anlage	€	47.470	88.470	68.330	88.470	88.470
minimale Kosten Batteriespeicher	€	0	0	17.520	21.750	42.600
mittlere Investitionskosten	€	68.240	120.260	123.350	155.140	187.000
mittlere Kosten PV-Anlage	€	68.240	120.260	95.040	120.260	120.260
mittlere Kosten Batteriespeicher	€	0	0	28.310	34.880	66.750
Betriebskostensparnis	€/Jahr	6.700	9.210	9.290	10.810	11.400
Betriebskostensparnis	%/Jahr	44	61	61	71	75
Betriebskosten ohne Investition	€/Jahr	15.140	15.140	15.140	15.140	15.140
Energiekosten ohne Investition	€/Jahr	15.140	15.140	15.140	15.140	15.140
Betriebskosten mit Investition	€/Jahr	8.440	5.930	5.850	4.330	3.740
Energiekosten mit Investition	€/Jahr	7.720	5.710	4.850	3.500	2.200
Wartungs-, Versicherungskosten	€/Jahr	1.190	2.110	1.850	2.330	2.810
Einspeisevergütung (70 %)	€/Jahr	480	1.890	850	1.490	1.260
Wirtschaftlichkeitskenngrößen						
Amortisationszeit (min. Inv.)	Jahre	7,1	9,6	9,2	10,2	11,5
Amortisationszeit (mittl. Inv.)	Jahre	10,2	13,1	13,3	14,3	16,4
ROI ohne Kapitaldienst (min. Inv.)	%/Jahr	9,1	5,4	4,8	3,8	2,1
ROI ohne Kapitaldienst (mittl. Inv.)	%/Jahr	4,8	2,7	1,4	0,8	-0,7
ROI mit Kapitaldienst (min. Inv.)	%/Jahr	7,1	3,4	2,8	1,8	0,0
ROI mit Kapitaldienst (mittl. Inv.)	%/Jahr	2,8	0,6	-0,6	-1,2	-2,7

2.4.3.8 Variante: Campingplatz mit 300 Standplätzen

Als Variante dieser Fallstudie wird auch ein Campingplatz mit 300 Standplätzen untersucht. Die Methodik der Untersuchung ist identisch, ebenso die den Simulationen und Berechnungen zugrunde liegenden Annahmen, mit folgenden Abweichungen:

- (1) Der Campingplatz hat zu Peakzeiten einen höheren elektrischen Leistungsbedarf, der mit einem Niederspannungsanschluss nicht mehr abgedeckt werden kann. Daher wird von einem Mittelspannungsanschluss ausgegangen. Die Spannung am Anschluss ist für die Untersuchungen unerheblich.
- (2) Bei einem mittelgroßen Campingplatz wird davon ausgegangen, dass ein weiteres Sanitärgebäude vorhanden ist, Gebäude 1 und 2 sind zudem größer. Die drei Gebäude weisen thermische Bewertungsflächen von 565,9 m², 765,8 m² und 794,2 m² auf.
- (3) Die Dachfläche der drei Gebäude von insgesamt rund 949 m² lässt die Installation einer PV-Anlage mit max. 125 kWp zu, größere Anlagen müssen anderweitig aufgeständert werden.
- (4) Der Campingplatz hat größere Gebäude, eine größere Außenanlage sowie mehr Ausstattung (z. B. an Waschmaschinen, an Kücheneinrichtung, an Kühlanlagen im Einkaufsladen) vor und beherbergt bei gleicher Auslastung mehr Gäste, wodurch sich an den Einrichtungen des

Campingplatzes höhere Strombedarfe ergeben. Der fixe Strombedarf an Einrichtungen des Campingplatzes beträgt 121,48 kWh/Tag, der variable Strombedarf pro Person 0,25 kWh/Tag. Der Strombedarf am Standplatz liegt unverändert bei 2,41 kWh/Tag.

- (5) Die bivalente Wärmepumpe für den Heizbetrieb benötigt eine Gesamtheizleistung von 38 kW, wovon 28 kW Leistung auf die Wärmepumpe entfallen. Für den Pufferspeicher ist ein Volumen von 3.000 Litern vorzusehen. Die monovalente Wärmepumpe für die Warmwasserbereitung ist mit 75 kW Heizleistung vorzusehen, für den Trinkwasserspeicher ist ein Volumen von mind. 15.000 Litern erforderlich.
- (6) In dieser Fallstudienvariante werden PV-Anlagen betrachtet, die allesamt größer als 100 kWp sind. Die Vergütung von Stromeinspeisungen erfolgt gemäß der beschriebenen Vorgehensweise (vgl. Abschn. 2.4.2.7) auf Grundlage des anzulegenden Wertes / Marktprämie für „Sonstige Anlagen bis 1.000 kW (§ 48 Abs. 1 EEG 2023)“ (Zeitraum 01.02.-31.07.2025) vor Abzug einer Direktvermarktungsgebühr mit 6,79 ct/kWh.
- (7) Die Recherche der Strompreise für Ökostrom am Standort Emden hat für höhere Abnahmemengen keine Anhaltswerte für abweichende Strompreise geliefert, so dass ebenfalls von 26,0 ct/kWh ausgegangen wird (Quelle: Verivox GmbH 2025b).

Nachfolgend sind die zentralen Ergebnisse der Fallstudien-Variante dargestellt, weitere Informationen und Ergebnisse finden sich in Anhang A3.2.

Die Simulation für das Musterjahr 2024 ergibt für den Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze) auf Grundlage des bestehenden Energiesystems einen jährlichen Gesamtstrombedarf von 167.788 kWh (vgl. Tab. 2.4.8). Der maximale tägliche Strombedarf liegt bei 1.073 kWh. Bei einem Strompreis von 26,0 ct/kWh ergeben sich jährliche Stromkosten in Höhe von 43.625 €. Zum Vergleich: Die Energiekosten bei fossiler Wärme- und Warmwassererzeugung (Gaspreis: 10,1 ct/kWh (Quelle: Verivox GmbH 2025a), Nutzungsgrad Gastherme: 0,9) betragen 47.428 € (darunter Erdgas: 18.557 €, Strom: 28.872 €).

Tab. 2.4.8: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 1 (300 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Verbrauchsstelle	Strombedarf pro Jahr	
	absolut	in %
Standplätze (ohne Heizen)*	59.418 kWh	35
Einrichtungen des Campingplatzes*	43.255 kWh	26
Warmwasserbereitung**	48.209 kWh (\cong 120.521 kWh Wärme)	29
Heizen Gebäude**	8.534 kWh (\cong 44.836 kWh Wärme)	5
Heizen an Standplätzen (elektr. Heizungen)**	8.371 kWh	5
Gesamt	167.788 kWh	100
Hinweise: Ein temperaturabhängiger Kühlbedarf hat sich für den Campingplatz Fallstudie 1 im Simulationsjahr 2024 nicht ergeben. * Berechnung basiert auf übergeordneter Strombedarfsermittlung (vgl. Abschn. 2.4.2.3); Strombedarf am Standplatz: 2,41 kWh/Tag, Strombedarf fix an Einrichtungen des Campingplatzes: 121,48 kWh/Tag, Strombedarf pro Person an Einrichtungen des Campingplatzes: 0,25 kWh/Tag ** Ermittlung erfolgt temperaturabhängig im Rahmen der Jahressimulation (vgl. Abschn. 2.4.2.5); Wärmebedarf Warmwasser pro Person: 1,75 kWh/Tag (wegen der Küstenlage des Campingplatzes mit häufigem Baden wird von 1,5 Duschgängen pro Person und Tag ausgegangen)		

Die Simulation verschiedener PV-Anlagengrößen jeweils ohne Speicher und mit unendlich großem Speicher führt zu dem Ergebnis, dass in dieser Variante mit 300 Standplätzen PV-Leistungsgrößen zwischen 125 und 300 kWp sinnvoll sind. Größere Anlagen erreichen unabhängig vom Einsatz eines Batteriespeichers keine nennenswerte Steigerung des Autarkiegrads, kleinere Anlagen führen zu einem deutlich absinkenden Autarkiegrad. Die weitere Auslegung wird daher auf die drei PV-Größen 125, 200 und 300 kWp begrenzt (vgl. Tab. 2.4.9):

- Bei einer 125 kWp-Anlage kann auch ohne Speicher fast der gesamte erzeugte Strom selbst verbraucht werden, die Einspeisung ist im Verhältnis zum Stromverbrauch sehr gering. Ein Speicher, auch größer als 30 kWh, bringt kaum zusätzlich Autarkie.
- Bei einer 200 kWp-Anlage bringt der Speichereinsatz schon etwas mehr zusätzliche Autarkie, allerdings ebenfalls noch begrenzt (+ 7,6 %-Punkte bei einer Kapazität von 100 kWh, + 12,5 %-Punkte bei 200 kWh).
- Die 300 kWp-Anlage erreicht mit Speicher einen deutlich höheren Autarkiegrad. Sie könnte auch mit 200 kWh Speicher ausgestattet werden und würde immer noch 81,8 % Autarkie bringen. Mit einem Speicher von 100 kWh wäre hingegen nur ein Autarkiegrad von 73,7 % erzielbar.

Tab. 2.4.9: Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV für den Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Abweichungen zum Gesamtstrombedarf sind auf Speicherverluste und Restladestände im Speicher am Jahresende zurückzuführen.

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Ausbaustufe	Stromertrag PV (in kWh)	Einspeisung (in kWh)	Strombezug Netz (in kWh)	Autarkiegrad (in %)	Einspeisung/Stromverbrauch (in %)
<i>ohne Investition</i>	0	0	167.788	0	0
125 kWp PV, ohne Speicher	98.075	23.027	92.739	44,7	13,7
200 kWp PV, ohne Speicher	156.920	61.297	72.164	57,0	36,5
300 kWp PV, ohne Speicher	235.381	130.065	62.472	62,8	77,5
125 kWp PV, 30 kWh Speicher	98.075	20.231	90.033	46,4	12,1
200 kWp PV, 100 kWh Speicher	156.920	48.308	59.581	64,6	28,7
300 kWp PV, 300 kWh Speicher	235.381	88.519	22.416	86,8	52,3

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt für den Campingplatz mit 300 Standplätzen eine tendenziell höhere Rentabilität der Investitionen in PV- und Speichertechnologie als für den Campingplatz mit 100 Standplätzen (vgl. Tab. 2.4.10). Dies liegt an den mit steigender PV-Leistung bzw. Speicherkapazität nur unterproportional steigenden Investitionskosten. Je höher die Leistung bzw. Kapazität der PV- bzw. Speicheranlage, desto geringer die spezifischen Investitionskosten – und in der Folge auch Versicherungs- und Wartungskosten – je Einheit Leistung bzw. Kapazität. Durch diese Skaleneffekte ist ein wirtschaftlich tragfähiges System für größere Campingplätze einfacher zu realisieren als für kleinere Plätze.

Tab. 2.4.10: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen verschiedener Ausbaustufen einer Eigenstromerzeugung mittels PV Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze) (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

(min. Inv.): auf Basis minimaler Investitionskosten, (mittl. Inv.): auf Basis mittlerer Investitionskosten, Abweichungen der Summe von Einzelwerten zu Gesamtwerten sind rundungsbedingt

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Kenngröße	Einheit	125 kWp PV,	200 kWp PV,	300 kWp PV,	125 kWp PV,	200 kWp PV,	300 kWp PV,
		ohne Speicher	ohne Speicher	ohne Speicher	30 kWh Speicher	100 kWh Speicher	300 kWh Speicher
Investitions- und Betriebskosten							
minimale Investitionskosten	€	108.110	164.900	237.360	121.360	207.500	361.020
minimale Kosten PV-Anlage	€	108.110	164.900	237.360	108.110	164.900	237.360
minimale Kosten Batteriespeicher	€	0	0	0	13.250	42.600	123.660
mittlere Investitionskosten	€	144.370	212.290	296.260	166.000	279.040	483.050
mittlere Kosten PV-Anlage	€	144.370	212.290	296.260	144.370	212.290	296.260
mittlere Kosten Batteriespeicher	€	0	0	0 €	21.630	66.750	186.790
Betriebskostensparnis	€/Jahr	18.080	24.060	28.380	18.690	26.240	34.760
Betriebskostensparnis	%/Jahr	41	55	65	43	60	80
Betriebskosten ohne Investition	€/Jahr	43.630	43.630	43.630	43.630	43.630	43.630
Energiekosten ohne Investition	€/Jahr	43.630	43.630	43.630	43.630	43.630	43.630
Betriebskosten mit Investition	€/Jahr	25.540	19.560	15.250	24.940	17.380	8.870
Energiekosten mit Investition	€/Jahr	24.110	18.760	16.240	23.410	15.490	5.830
Wartungs-, Versicherungskosten	€/Jahr	2.530	3.720	5.190	2.490	4.190	7.250
Einspeisevergütung (70 %)	€/Jahr	1.090	2.910	6.180	960	2.300	4.210
Wirtschaftlichkeitskenngrößen							
Amortisationszeit (min. Inv.)	Jahre	6,0	6,9	8,4	6,5	7,9	10,4
Amortisationszeit (mittl. Inv.)	Jahre	8,0	8,8	10,4	8,9	10,6	13,9
ROI ohne Kapitaldienst (min. Inv.)	%/Jahr	11,7	9,6	7,0	9,9	6,6	2,9
ROI ohne Kapitaldienst (mittl. Inv.)	%/Jahr	7,5	6,3	4,6	5,6	3,2	0,3
ROI mit Kapitaldienst (min. Inv.)	%/Jahr	9,7	7,6	4,9	7,8	4,6	0,9
ROI mit Kapitaldienst (mittl. Inv.)	%/Jahr	5,5	4,3	2,5	3,6	1,2	-1,8

Zusammenfassende Empfehlung aus den technischen und wirtschaftlichen Simulationsergebnissen: Dem Campingplatz ist die umgehende Installation einer 125 kWp PV-Anlage zu empfehlen, für die seine Dachflächen ausreichend sind. Auf Speichertechnik sollte im Fall der kleinen Anlage verzichtet werden, da der zusätzliche Nutzen gering ist. Verfügt der Campingplatz über weitere Installationsflächen (z. B. an geeigneten Fassaden oder in der Freifläche), sollte mit Blick auf den erwartbar steigenden Strombedarf in jedem Fall die Installation einer größeren PV-Anlage erwogen werden. Sowohl die 200 kWp-Anlage als auch die 300 kWp-Anlage ohne Speicher amortisieren sich in maximal der Hälfte ihrer erwartbaren Nutzungsdauer und lassen auch im Falle einer Fremdfinanzierung noch positive Kapitalrückflüsse erwarten. Die technische Auslegung hat gezeigt, dass ein Speicher bei einer 200 kWp-Anlage nur relativ begrenzte Autarkiezugewinne bringt, angesichts der guten Wirtschaftlichkeitskennzahlen kann die Installation eines Speichers allerdings durchaus erwogen werden. Im Falle der 300 kWp-Anlage drückt der Speicher auf die Wirtschaftlichkeit der Investition, bringt allerdings sehr viel Autarkie. In Erwartung weiter sinkender Preise für Batteriespeicher wäre in diesem Fall die Installation eines zunächst kleineren Speichers mit einer späteren Erweiterung eine sinnvolle Variante.

2.4.4 Fallstudie 2: Sektorenübergreifende Versorgung

Im Zuge der energiebezogenen Transformation auf Campingplätzen ist eine sektorenübergreifende Betrachtung zukünftiger Lösungen erforderlich. Bei Campingplätzen rücken hier neben der Stromversorgung die Wärme- sowie vor allem die Warmwasserversorgung und die Mobilität in den Fokus. In dieser Fallstudie wird ein Blick darauf geworfen, wie die Gesamtversorgung mit erneuerbarer Energie erfolgen kann, auch unter Berücksichtigung zunehmender Elektromobilität. Dabei wird bewusst auf eine Vielzahl von sich ergänzenden Technologien zurückgegriffen: Solarthermie, Photovoltaik, Batteriespeicher und Wärmepumpen. In seiner Grundausstattung verfügt der betrachtete Campingplatz über einen Direkterhitzer für die Warmwasserbereitung und eine Wärmepumpe für den Heizbetrieb, Strom bezieht er über den öffentlichen Netzanschluss (Ökostrom). Zielsetzung der Fallstudie ist es, Erkenntnisse über die technischen und wirtschaftlichen Vor- und Nachteile verschiedener Technologiekombinationen zu gewinnen.

2.4.4.1 Rahmenbedingungen des Campingplatzes Fallstudie 2

Der für diese Fallstudie definierte Muster-Campingplatz liegt in der Bodenseeregion, hat 600 Standplätze und ist vom 1. März bis 31. Oktober geöffnet. Die Hauptsaison läuft vom 1. Mai bis zum 30. September. Der Platz verfügt über vier Gebäude, von denen drei während der gesamten Öffnungszeiten genutzt werden, eines der beiden großen Sanitärgebäude hingegen nur während der Hauptsaison. In der Nicht-Nutzungszeit der Gebäude ist in diesen der Einfrierschutz sicherzustellen. Neben einem Gebäude für Verwaltung, Kiosk und Imbiss gibt es zwei baugleiche, größere sowie ein kleineres Sanitärgebäude, in denen auch Gemeinschaftsbereiche (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik) untergebracht sind. Die Satteldächer der Gebäude sind nach Ost und West ausgerichtet, so dass theoretisch die gesamte Dachfläche für die solare Energiegewinnung genutzt werden kann. Der Campingplatz verfügt zudem über Ladepunkte sowohl für Elektrofahrzeuge des eigenen Betriebs als auch der Gäste. Tab. 2.4.11 fasst die Rahmendaten zum Campingplatz Fallstudie 2 zusammen.

In dieser Fallstudie werden verschiedene Kombinationen von Strom- und Wärmeerzeugern sowie Stromverbrauchern zur Warmwasserbereitung simuliert. Das bestehende Energiesystem des Campingplatzes wird wie in Abb. 2.4.26 dargestellt angenommen: Strom wird über einen Netzanschluss mit Ökostromtarif bezogen. Für Heizung bzw. Kühlung kommt eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz, die Warmwasserbereitung erfolgt in der Grundausstattung über einen Direkterhitzer (z. B. elektrischer Heizstab). Der Grund hierfür liegt in dem Umstand, dass ein Direkterhitzer in Kombination mit einer Warmwasserbereitung durch Solarthermie evtl. wirtschaftlicher sein kann als eine Warmwasser-Wärmepumpe. Für die Wärmespeicherung sind ein Trinkwasser- und ein Pufferspeicher vorhanden.

Tab. 2.4.11: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 2

Quelle: Eigene Ergebnisse

Standort und Klima	
Standort	Bodenseeregion (Baden-Württemberg)
Wetterstation	Konstanz
Längen- / Breitengrad	47° 40' N, 9° 11' O
Campingplatz	
Öffnungszeiten	1. März bis 31. Oktober
Hauptsaison	1. Mai bis 30. September
Anzahl Standplätze	600
Personen pro Standplatz	2,8
Auslastung gemäß... (monatl. Durchschnitt)	Bundesland Baden-Württemberg
Netzanschluss	Mittelspannung
Elektromobilität	Ladepunkte für Betriebs- und Gästefahrzeuge Golf Carts als Betriebsfahrzeuge
Gebäude 1	
Funktionsbereiche	Verwaltung, Kiosk, Imbiss
Nutzungszeit	1. März bis 31. Oktober Imbiss: 1. Mai bis 30. September
Grundfläche, Bauart	11 m x 22,5 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	281,9 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	639,7 m ²
Gebäude 2 und 3	
Funktionsbereiche	Sanitär, Gemeinschaftsbereich (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik)
Nutzungszeit	Gebäude 2: 1. März bis 31. Oktober Gebäude 3: 1. Mai bis 30. September
Grundfläche, Bauart	12 m x 41,7 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	559,5 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	1.167,9 m ²
Gebäude 4	
Funktionsbereiche	Sanitär, Gemeinschaftsbereich (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik)
Nutzungszeit	1. März bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	12 m x 22,5 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	301,9 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	679,9 m ²

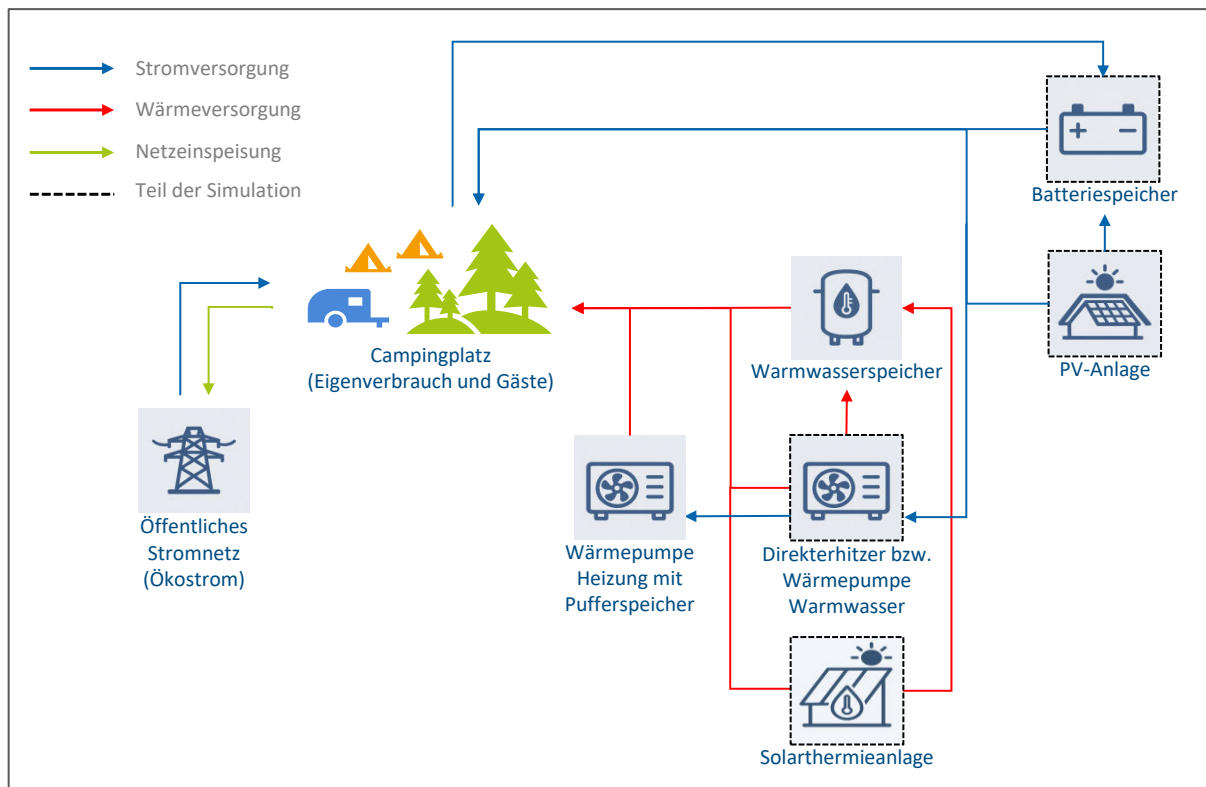


Abb. 2.4.26: Bestehendes und simuliertes regeneratives Energiesystem des Campingplatzes Fallstudie 2
Quelle: Eigene Darstellung (tw. erstellt mit Adobe Firefly)

2.4.4.2 Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 2

In Tab. 2.4.12 sind die Daten zum erforderlichen Heiz- und Warmwassersystem von Campingplatz Fallstudie 2 dargestellt:

- Für den Heizbetrieb sind bivalente Wärmepumpen (Wärmepumpen mit einem elektrischen Direkterhitzer für Lastspitzen) mit einer Gesamtheizleistung von 80 kW vorzusehen, wovon 40 kW Leistung auf die Wärmepumpen entfallen. Für die Pufferspeicher ist ein Volumen von insgesamt 4.000 Litern notwendig. Bei der Größe des Campingplatzes ist davon auszugehen, dass mindestens zwei der Sanitärgebäude nicht in unmittelbarer Nähe zum Verwaltungsgebäude liegen, um die Distanzen zwischen Standplätzen und Sanitärbereichen für die Gäste gering zu halten. Die Gesamtleistung der Wärmeerzeuger wird somit auf mehrere Geräte aufgeteilt sein müssen. Am Standort Konstanz ist zumindest tageweise ein sommerlicher Kühlbedarf zu erwarten, so dass die Heiz-Wärmepumpen reversibel sein sollten.
- Die Simulation der Warmwasserbereitung hat ergeben, dass bei Vollausslastung des Campingplatzes in der Spitze Entnahmelastungen von bis zu 300 kW erreicht werden. Da es sich um kurzzeitige Lastspitzen handelt, werden diese über Trinkwasserspeicher abgedeckt, für die ein Volumen von mind. 12.000 Litern erforderlich ist. Für die Warmwasserbereitung ist daher eine Leistung von 180 kW ausreichend. Diese Leistung wird in der Grundausstattung über einen Direkterhitzer bereitgestellt. Als Variante wird auch ein System bivalenter Wärmepumpen (Wärmequelle: Außenluft) betrachtet (100 kW Wärmepumpe, 80 kW Zusatzerhitzer). Der Hintergrund dieser Auslegung ist, dass eine Vollausslastung des Campingplatzes selten erreicht wird und in der Regel 100 kW Heizleistung für Warmwasser ausreichend sind.

Tab. 2.4.12: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Daten zum Heizsystem	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Heizleistung max. Wärmepumpe	40 kW
Heizleistung elektrischer Heizstab	40 kW
Kühlbetrieb möglich	ja
Vorlauftemperatur Komfortbetrieb	50 °C
Vorlauftemperatur Einfrierschutz	11 °C
Raum-Solltemperatur Komfort	20 °C
Raum-Solltemperatur Einfrierschutz	7 °C
Volumen Pufferspeicher (Summe)	4.000 l
COP	temperaturabhängig
Heizbetrieb bis (Außentemperatur)	15 °C
Kühlbetrieb ab (Außentemperatur)	25 °C
Daten zur Warmwasserbereitung	
Wärmeerzeuger	Direkterhitzer
Warmwasserverbrauch pro Person/Tag	40 l
Heizleistung max.	180 kW primär: 100 kW sekundär: 80 kW
Vorlauftemperatur Warmwasser	> 60 °C
Volumen Warmwasserspeicher (Summe)	12.000 l
Jahresarbeitszahl (konstant)	0,99

Die Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher erfolgt mittels Matlab/Simulink gemäß der in den Abschn. 2.4.2.2 und 2.4.2.6 beschriebenen Methodik. In Abb. 2.4.27 sind Simulationsdaten für eine (fiktive) kalte Woche (ca. 600.000 Sekunden) im Winter mit der Norm-Außentemperatur (Konstanz: -9,1 °C) dargestellt. Die Darstellung ist hierbei analog zu Abb. 2.4.14 (Fallstudie 1). Zu erkennen ist, dass die Wärmeverluste zwischen 32 und 61 kW schwanken. Das Verhalten des Systems ist hier analog zu Fallstudie 1 (vgl. Abb. 2.4.14), nur auf deutlich höherem Leistungsniveau. Wärmepumpen und Heizstäbe haben eine Gesamtleistung von jeweils 40 kW, das gesamte Pufferspeichervolumen beträgt 4.000 Liter.

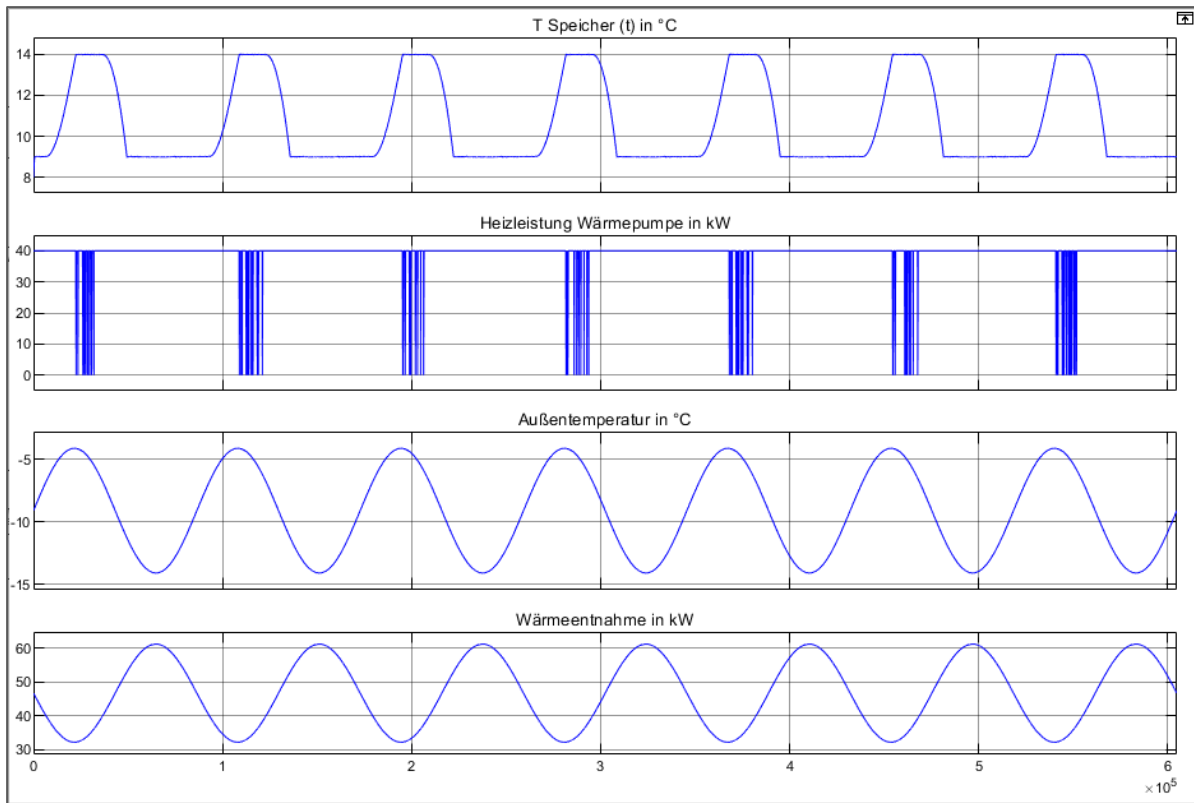


Abb. 2.4.27: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-9,1 °C) Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Die Überprüfung der Auslegungsdaten zu Saisonbeginn ist in Abb. 2.4.28 dargestellt. Ausgewählt wurde der 01.03.2024, an dem die Tagestemperatur zwischen + 0,5 °C und 8,3 °C lag. Zu erkennen in Abb. 2.4.28 sind Phasen, in denen die Speichertemperatur auf konstant 49 °C gehalten wird. Hier sind Wärmepumpe und Heizstab beide in Betrieb, um ein weiteres Absinken der Vorlauftemperatur zu verhindern. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass

1. Abb. 2.4.28 einen „Worst Case“ darstellt und
2. die Gesamtleistung der Wärmeerzeuger vermutlich aufgeteilt werden muss.

Zu 1.: Am 1. März ist Nebensaison, so dass ein großes Sanitärgebäude geschlossen ist. Dieser Umstand ist bei der Auslegung nicht berücksichtigt. Die Wärmeverluste am 1. März dürften daher sogar geringer ausfallen, da ein Gebäude sich im „Einfrierschutz“-Betrieb befindet. An der Auslegung ändert sich allerdings nichts, da diese anhand der Wintersituation (-9,1 °C Außentemperatur, Einfrierschutzbetrieb aller Gebäude) erfolgt ist.

Zu 2.: Bei der Größe des Campingplatzes ist davon auszugehen, dass mindestens zwei der Sanitärgebäude nicht in unmittelbarer Nähe zum Verwaltungsgebäude liegen, um die Distanzen zwischen Standplätzen und Sanitärbereichen für die Gäste gering zu halten. Das Verlegen von Vorlauf-, Rücklauf- und Warmwasserleitungen über hunderte Meter unter der Erde dürfte teurer und ineffizienter sein, als eine separate dezentrale Versorgung dieser entfernt liegenden Gebäude. Die Gesamtleistung der Wärmeerzeuger wird somit auf mehrere Geräte aufgeteilt sein müssen.

Anhand dieser Simulationen kann bestätigt werden, dass die Leistungen von 40 kW (Wärmepumpe), 40 kW (Heizstab) und 4.000 Liter (Pufferspeicher) in beiden Situationen ausreichend sind.

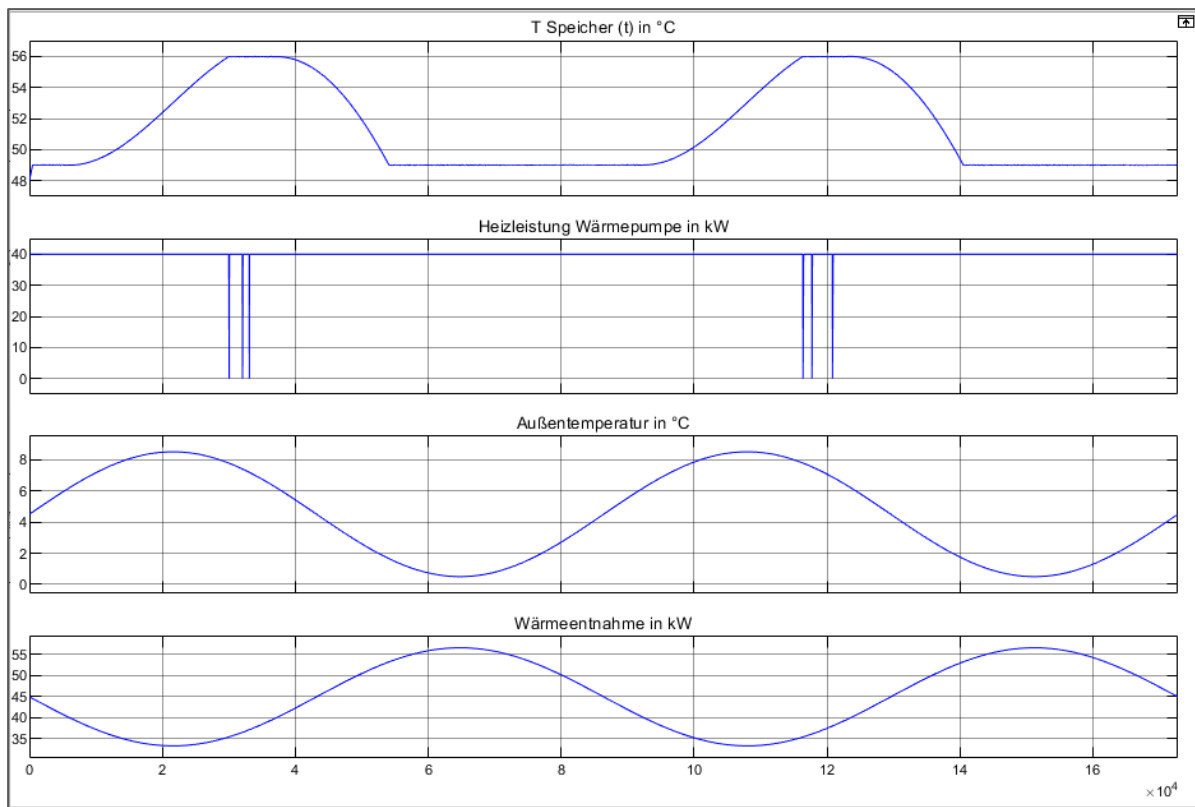


Abb. 2.4.28: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 01.03.2024 Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

In Abb. 2.4.29 sind Simulationsdaten des Warmwassersystems dargestellt. Simuliert wurde eine Woche (ca. 600.000 Sekunden). Angenommen wurde eine Vollausslastung des Campingplatzes (1.680 Campinggäste mit einem Pro-Kopf-Verbrauch von 40 Litern Warmwasser am Tag). Das zeitliche Warmwasser-Entnahmeprofil entspricht hierbei der Abb. 2.4.1 und wurde im untersten Diagramm in kW umgerechnet. In der Spitze werden demnach Entnahmeleistungen von bis zu 300 kW erreicht. Die Warmwasserbereitung wurde hier im Hinblick auf eine spätere alternativ einzusetzende Wärmepumpe bewusst zweistufig ausgelegt. In Abb. 2.4.29 ist zu sehen, dass die zweite Stufe der Warmwasserbereitung in einigen Fällen zugeschaltet wird, wenn die Speichertemperatur droht, unter 40 °C abzusinken. Bei einer Wärmepumpe ist die Zuschaltung eines elektrischen Heizstabes nicht erwünscht. Dementsprechend müsste in diesem Fall die Wärmepumpe etwas leistungsfähiger ausgelegt werden, der Speicher etwas vergrößert werden. Diese Variante ist in Abb. 2.4.30 dargestellt.

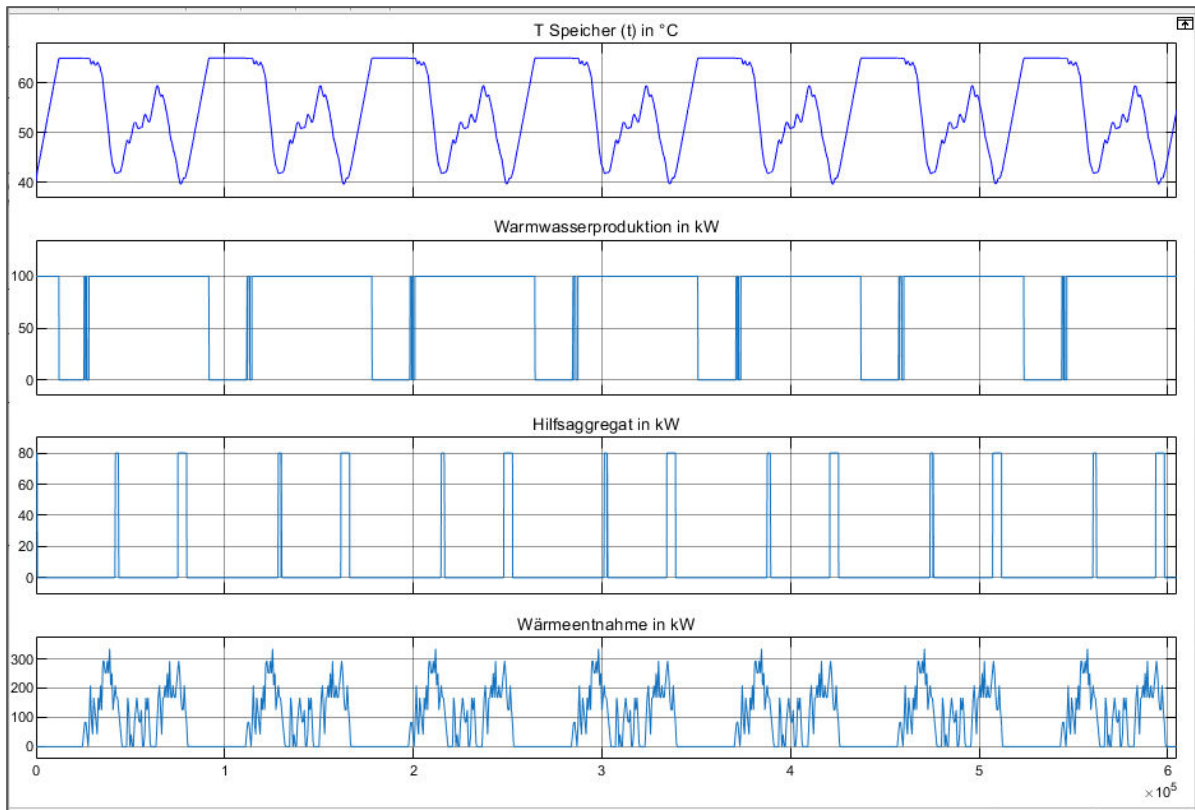


Abb. 2.4.29: Auslegung der Warmwasserbereitung per Direkterhitzer Primär- und Sekundärerhitzer Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

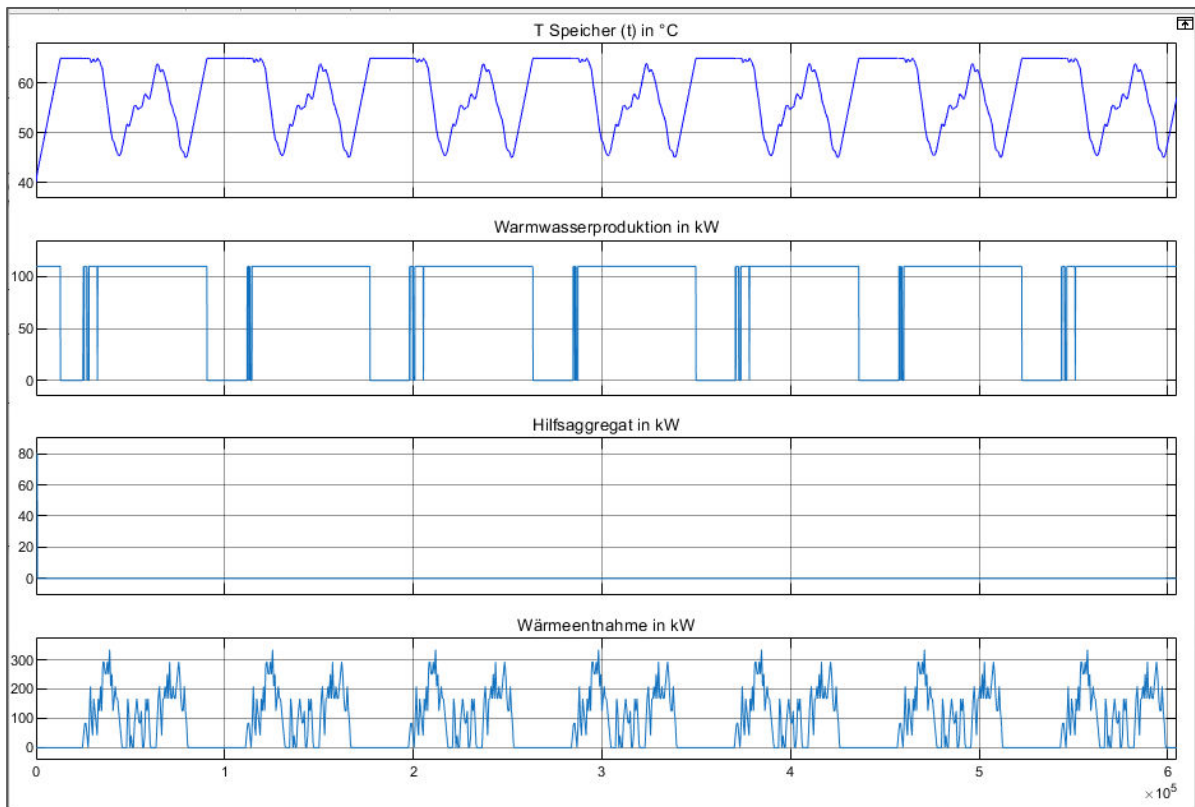


Abb. 2.4.30: Auslegung der Warmwasserbereitung per Wärmepumpe mit 14.000 Liter Speicher Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.4.3 Jahressimulation: Ergebnisse des Basissystems Campingplatz Fallstudie 2

In Tab. 2.4.13 sind die Daten zum Energieverbrauch des Campingplatzes Fallstudie 2 in seiner angenommenen Grundausstattung (Basissystem) angegeben (vgl. Abb. 2.4.26 ohne PV-Erzeugung, Solarthermie, Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe). Sie sind Ergebnis (1) der Strombedarfsanalyse gemäß Abschn. 2.4.2.3 sowie (2) der hier dargestellten temperatur- bzw. auslastungsabhängigen Jahressimulation der Energieverbräuche im Basissystem.

Die Simulation für das Musterjahr 2024 ergibt für den Campingplatz Fallstudie 2 auf Grundlage des bestehenden Energiesystems einen jährlichen Gesamtstrombedarf von 441.628 kWh (vgl. Tab. 2.4.13). Der maximale tägliche Strombezug aus dem öffentlichen Netz liegt bei 3.643 kWh. Es sei hier angemerkt, dass ein Campingplatz dieser Größe zwingend mit einem Mittelspannungsanschluss versorgt werden muss. Mit einem Anteil von 35 % ist der Stromverbrauch für die Warmwasserbereitung besonders hoch, weil sie über einen elektrischen Direkterhitzer mit hohem Strombedarf erfolgt. Im Gegensatz zu Fallstudie 1 ist zugleich der personenbezogene Warmwasserverbrauch geringer, weil in dieser Fallstudie von 40 Litern je Person und Tag ausgegangen wird. In Konstanz entfällt der Grund für mehrmaliges Duschen pro Tag, da an diesem Standort kein Meer mit einem hohen Salzgehalt in der Nähe ist. Bei einem Strompreis von 25,5 ct/kWh (vgl. Abschn. 2.4.4.9) ergeben sich jährliche Stromkosten in Höhe von 112.615 €.

Die in Tab. 2.4.13 angegebenen Jahresverbräuche sind als Vergleichsdaten zu einem heutigen (fossil versorgten) Campingplatz zu verstehen. Insbesondere der Heizbedarf (inkl. Warmwasserbedarf) wird derzeit typischerweise durch Flüssiggas, Erdgas oder Heizöl gedeckt. Die Energiekosten bei fossiler Wärme- und Warmwassererzeugung (Gaspreis: 7,1 ct/kWh (Quelle: Verivox GmbH 2025a), Nutzungsgrad Gastherme: 0,9) betragen 88.061 € (darunter Erdgas: 20.336 €, Strom: 67.725 €).

Tab. 2.4.13: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Verbrauchsstelle	Strombedarf pro Jahr	
	absolut	in %
Standplätze (ohne Heizen)*	111.906 kWh	25
Einrichtungen des Campingplatzes*	88.374 kWh	20
Laden E-Betriebsfahrzeuge*	2.510 kWh	1
Laden E-Gästefahrzeuge*	40.011 kWh	9
Warmwasserbereitung**	152.852 kWh (\cong 151.324 kWh Wärme)	35
Heizen Gebäude**	23.186 kWh (\cong 106.460 kWh Wärme)	5
Kühlen Gebäude**	264 kWh	< 1
Heizen an Standplätzen (elektr. Heizungen)**	21.569 kWh	5
Kühlen an Standplätzen (elektr. Kühlung)**	956 kWh	< 1
Gesamt	441.628 kWh	100
Hinweise: * Berechnung basiert auf übergeordneter Strombedarfsermittlung (vgl. Abschn. 2.4.2.3); Strombedarf am Standplatz: 2,41 kWh/Tag, Strombedarf fix an Einrichtungen des Campingplatzes: 196,20 kWh/Tag Hauptsaison, 132,98 kWh/Tag Nebensaison; Strombedarf pro Person an Einrichtungen des Campingplatzes: 0,31 kWh/Tag Hauptsaison, 0,09 kWh/Tag Nebensaison; Strombedarf E-Betriebsfahrzeuge: 6,86 kWh/Tag, Strombedarf E-Gästefahrzeuge: 0,86 kWh/Tag/belegtem Standplatz ** Ermittlung erfolgt temperaturabhängig im Rahmen der Jahressimulation (vgl. Abschn. 2.4.2.5); Wärmebedarf Warmwasser pro Person: 1,16 kWh/Tag		

In Abb. 2.4.31 sind Auslastung und Stromverbrauch des Campingplatzes Fallstudie 2 über das Musterjahr 2024 dargestellt. Gut zu erkennen sind die Schließzeiten zwischen dem 1. November und dem 29. Februar (Auslastung 0 %). Die Stromverbräuche in den Schließzeiten sind auf die Wärmepumpen Heizungen zurückzuführen, die in dieser Periode den Einfrierschutz der Gebäude sicherstellen. Sobald der Betrieb aufgenommen wird, steigt auch der Stromverbrauch signifikant.

Während der Öffnungszeit ist deutlich zu erkennen, dass die auslastungsabhängigen Verbräuche an den Standplätzen und für Warmwasser einen beträchtlichen Anteil am Gesamtverbrauch haben. Der Stromverbrauch für Warmwasser ist hier besonders hoch, da die Warmwasserbereitung mit einem elektrischen Direkterhitzer vorgenommen wird. Im August entfallen bei hoher Auslastung daher ca. 40 % des Stromverbrauchs auf die Warmwasserbereitung.

Die Gesamtverbräuche im Juni, Juli und August sind meistens wenigen Schwankungen ausgesetzt, was einerseits an den abgeschalteten Gebäudeheizungen liegt, andererseits liegen für Auslastung und auslastungsabhängige Verbräuche nur monatliche Durchschnittswerte vor. Der „Ausreißer“ am 12. Juni ist auf eine 3-tägige Heizsituation zurückzuführen, der „Ausreißer“ am 12. August liegt an einer Kühlsituation. Der Großteil der Kühlenergie am 12. August ist dabei auf die Klimatisierung von Campingfahrzeugen an den Standplätzen zurückzuführen. Ein kleinerer Teil dieser zusätzlichen Energie entfällt auf den Kühlbetrieb für die Gebäude. Der Stromverbrauch tagsüber zeigt ein ähnliches Verhalten wie in Fallstudie 1 (vgl. Abb. 2.4.17).

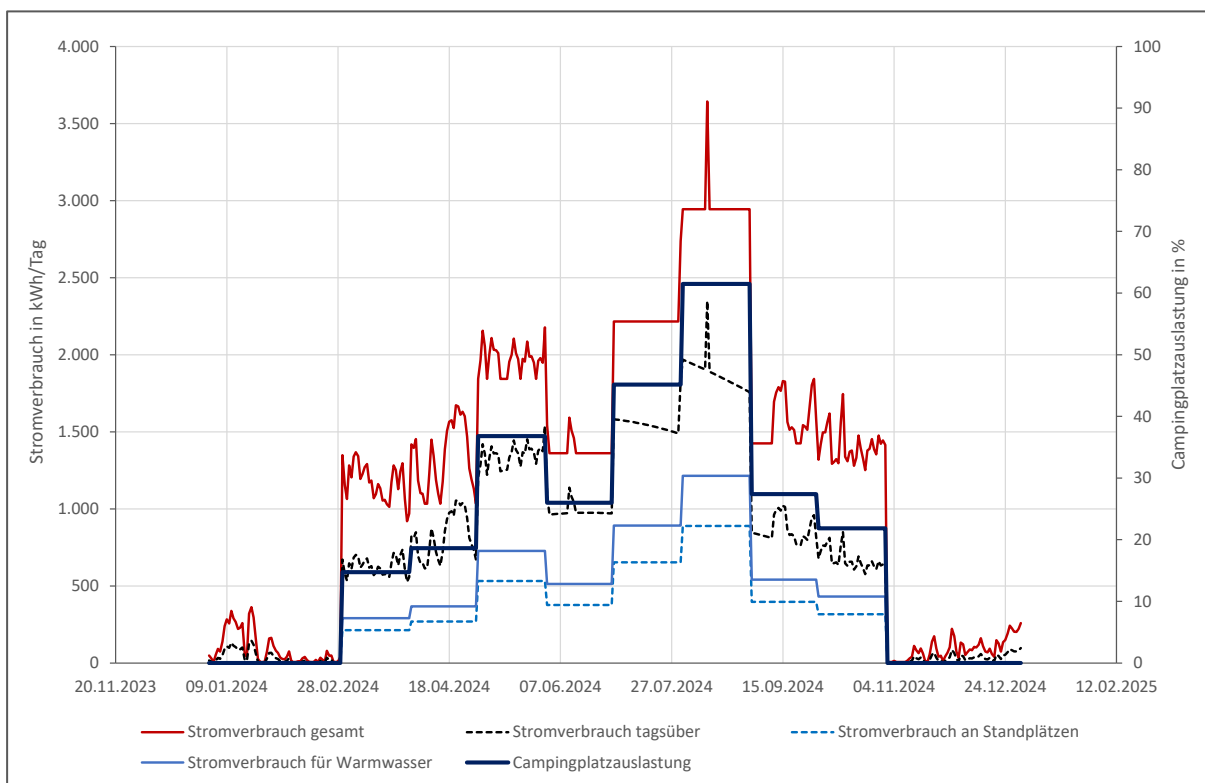


Abb. 2.4.31: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.4.4 Jahressimulation: Ergebnisse mit Wärmepumpe zur Warmwassererzeugung

Die Analyse des Strombedarfs zeigt, dass der Einsatz eines Direkterhitzers für die Warmwasserbereitung einen hohen Strombedarf verursacht. Im zweiten Teil der Jahressimulation wird daher untersucht, inwieweit eine Umstellung der Warmwassererzeugung auf eine Wärmepumpe das Verbrauchssprofil beeinflusst. Vorgesehen sind Luft-Wasser-Wärmepumpen. Die Berechnung des COP erfolgt dynamisch mittels der Gln. (7) und (8).

In Abb. 2.4.32 sind die Ergebnisse der Jahressimulation dargestellt. Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe benötigt pro Einheit Warmwasser weniger Strom und kann den jährlichen Strombedarf für Warmwasser von 152.852 kWh auf 45.796 kWh senken. Der Gesamtstromverbrauch mindert sich in der Folge um 24 % auf 334.572 kWh. Im August, dem Monat mit den auslastungsbedingt höchsten Verbräuchen, liegt der tägliche Strombedarf für Warmwasser in Abhängigkeit der Außentemperatur nur noch im Bereich zwischen 295 und 363 kWh pro Tag (im Vergleich zu 1.214 kWh bei einem Direkterhitzer). Der COP der Warmwasser-Wärmepumpe liegt in diesem Teil des Sommers aufgrund hoher Außentemperaturen meist oberhalb von 3,5 und erreicht in der Spitze (12.08.2024) knapp 4,1.

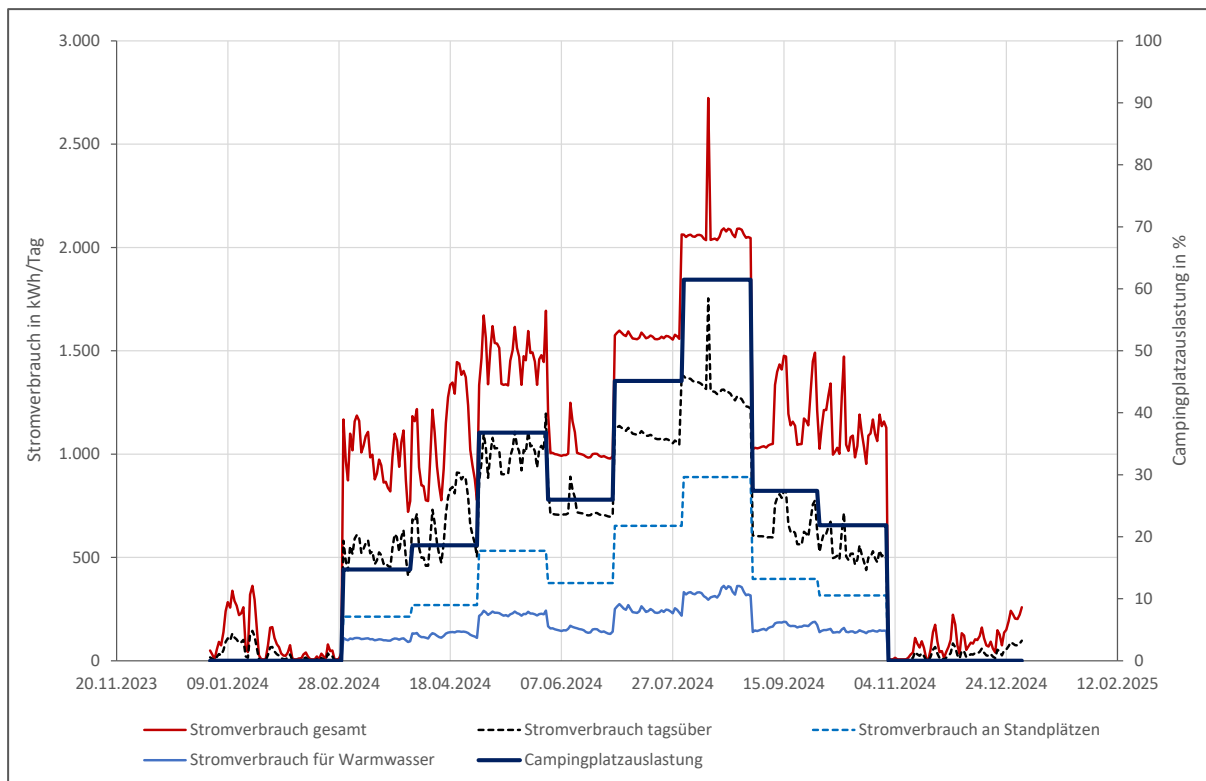


Abb. 2.4.32: Auslastung und Stromverbrauch bei Einsatz einer Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Bei einer solaren Energiegewinnung für die Warmwasserbereitung (über Solarthermie oder PV) zeigt sich neben dem insgesamt geringeren Strombedarf ein weiterer Vorteil der Wärmepumpe: An Tagen mit wenig Sonne muss der Direkterhitzer die Warmwasserbereitung unterstützen. Durch seinen hohen Strombedarf entstehen hohe Lastspitzen, die für den Netzbezug von Strom das Risiko hoher Leistungspreise bergen. Eine Wärmepumpe kappt die Lastspitzen durch ihren geringeren Strombedarf. Auch aus diesem Grund ist sie aus technischer Sicht eine sinnvolle Alternative für den Direkterhitzer – mit oder ohne begleitende solare Energiegewinnung.

2.4.4.5 Jahressimulation: Ergebnisse mit Solarthermie zur Warmwassererzeugung

Im dritten Teil der Jahressimulation soll untersucht werden, inwieweit eine Eigenerzeugung von Warmwasser mittels Solarthermie die jährlichen Stromverbräuche für Warmwasser reduzieren kann. Eine Solarthermieanlage bietet die Möglichkeit, auf direktem Weg Wärme für die Warmwasserbereitung zu gewinnen. Der bestehende Direkterhitzer wird in diesem Fall als Zusatzheizung für sonnenarme Tage weiterverwendet. Hierzu soll zunächst das tagesscharfe Modell (Jahressimulation) mit einem genaueren Simulationsmodell verglichen und kalibriert werden.

Modellkalibrierung

Als Zeitraum für die Kalibrierung wird die erste Aprilwoche (01. bis 07.04.2024) verwendet. Das tagesscharfe Modell (Jahressimulation) basiert hierbei auf den Gln. (11a) bis (15). Für das strahlungsdaten-basierte Modell gilt eine stündliche Auflösung. Das Ergebnis der Kalibrierung ist in Tab. 2.4.14 dargestellt.

Tab. 2.4.14: Modellparameter zur Solarthermieauslegung Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Daten

Parameter und Gl.	Wert	Einheit
η_{STh} , Gl. (11a)	0,65	keine
A_{STh} , Gl. (11a)	923	m ²
e_{rad} , Gl. (11a)	aus Wetterstation	W/m ²
a, Gl. (12)	0,17	keine
$W_{max,Jahr}$, Gl. (13)	74	kWh/d
b, Gl. (13)	0,04167	(kWh/d) ^{0,5}
c, Gl. (13)	9,38	kWp
β , Gl. (14)	47	Grad

In Abb. 2.4.33 sind wichtige Eckdaten des strahlungsbasierten Modells für die erste Aprilwoche dargestellt. Der Campingplatz wird zu dieser Zeit (zu Auslegungszwecken) als voll ausgelastet angenommen. Zu erkennen im obersten Diagramm ist zunächst die Speichertemperatur. Die Steuerung der Solarthermie ist so eingestellt, dass oberhalb von 85 °C eine Abschaltung erfolgt. Unterhalb von 42 °C wird ein elektrischer Zusatzerhitzer zugeschaltet, um die Komfort-Temperatur zu halten. Eine „Legionellenfunktion“ (tägliches Erhitzen auf 65 °C) wurde für die hier verfolgten Kalibrierungszwecke vernachlässigt. Zu erkennen ist, dass an den sonnigen Tagen (2., 5. und 6. April) die Warmwassertemperatur bis zum Maximum von 85 °C steigt. Am 7. April werden immerhin noch die zur Legionellen-Abtötung erforderlichen 65 °C erreicht.

Die Sonneneinstrahlung und die daran geknüpfte thermische Leistung der Solarthermieanlage ist in den beiden mittleren Diagrammen dargestellt. Gut zu erkennen sind auch die wiederholten Abschaltvorgänge bei Erreichen der Maximaltemperatur. Im untersten Diagramm zu sehen ist die Wärme-Entnahme durch den Warmwasserverbrauch der Gäste.

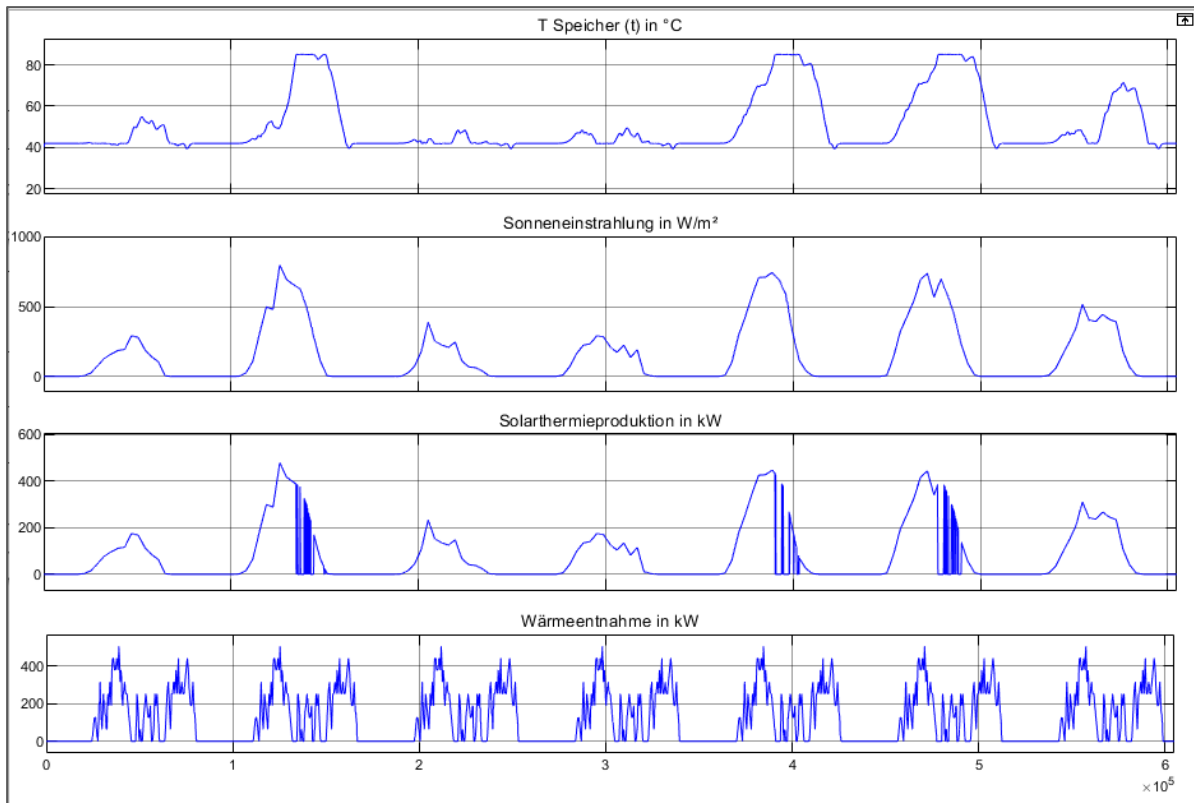


Abb. 2.4.33: Daten des Solarthermie-Warmwasser-Systems (01. bis 07.04.2024) Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Für Kalibrierungszwecke stellt Abb. 2.4.34 die akkumulierten Energien des strahlungsbasierten Modells dar. Zunächst soll auf das unterste Diagramm, den Wärmeverbrauch, eingegangen werden. Am Ende der Woche beträgt dieser exakt 20.531 kWh. Genau derselbe Wert wird auch in der tagesscharfen Simulation erreicht.

Das oberste Diagramm stellt die erzeugten Kilowattstunden der Solarthermie dar. Jedes „Plateau“ zeigt hierbei den akkumulierten Wert am Ende jedes Tages. Die genauen Simulationsdaten betragen:

- 1.075 kWh nach dem 1. April
- 3.620 kWh nach dem 2. April
- 13.245 kWh nach der gesamten Woche am Ende des 7. April.

Die entsprechenden Daten des tagesscharfen Modells (Gln. (11a) bis (15)) ergeben folgende Vergleichswerte:

- 842 kWh nach dem 1. April
- 3.775 kWh nach dem 2. April
- 12.999 kWh nach der gesamten Woche am Ende des 7. April.

Ein Vergleich dieser Daten deutet darauf hin, dass es deutliche Abweichungen geben kann, dass diese sich über längere Zeiträume aber wieder ausgleichen. Insgesamt liefern beide Modellvarianten nach der Kalibrierung plausible Daten.

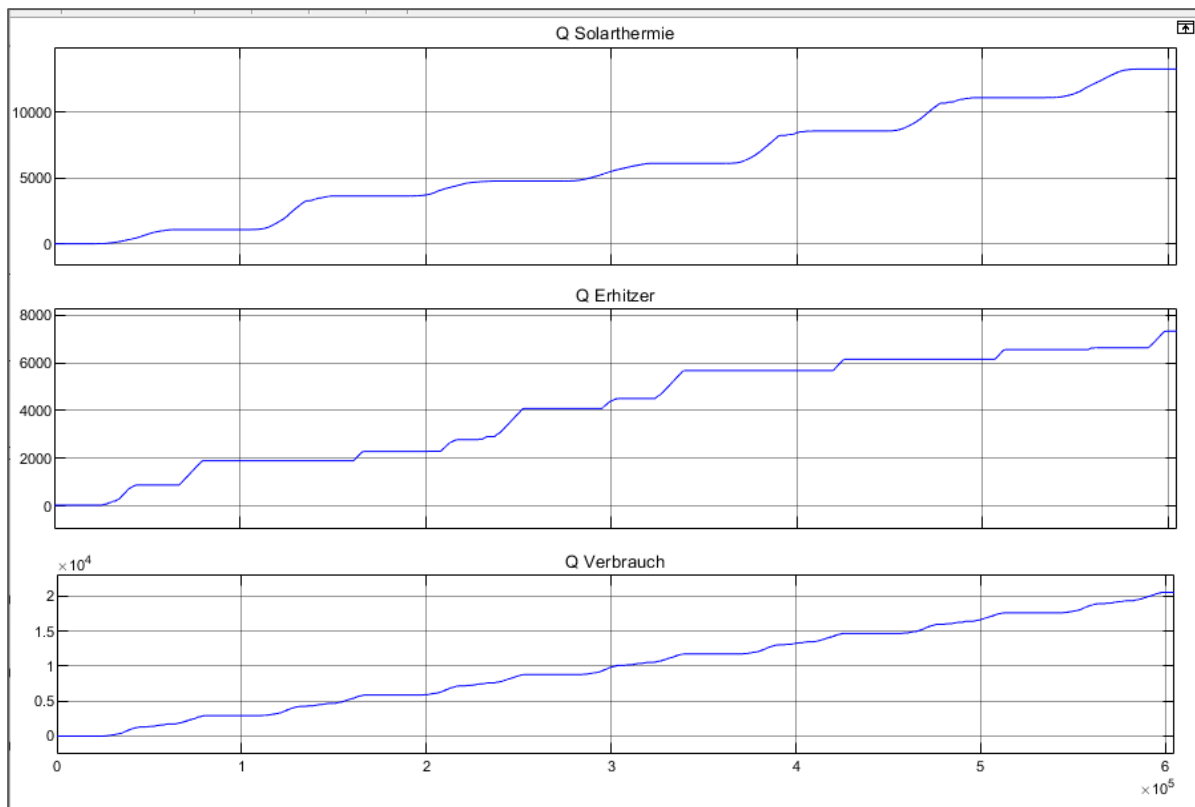


Abb. 2.4.34: Akkumulierte Energien des Solarthermie-Warmwasser-Systems (01. bis 07.04.2024) Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Tagesscharfe Jahressimulation

In Abb. 2.4.35 ist die Verbrauchssituation mit einer 300 kWp-Solarthermieanlage (462 m²) dargestellt. Unter Annahme der Standortdaten von Konstanz und einem angenommenen Wirkungsgrad der Solarthermiemodule von 65 % ist eine solche Modulfläche erforderlich, um den maximalen täglichen Warmwasserbedarf des Campingplatzes der Fallstudie 2 zu decken. Eine solche Anlage wäre unproblematisch auf den Dachflächen des Campingplatzes (bzw. insbesondere der Sanitärgebäude) installierbar.

Es zeigt sich, dass der Stromverbrauch für Warmwasser und in der Folge der Gesamtverbrauch bei Nutzung einer Solarthermieanlage deutlich stärkeren Schwankungen unterliegen als dies bei einer Warmwasserbereitung ohne solare Unterstützung der Fall ist. Die Ursache für diese starken Schwankungen liegt in den stark schwankenden Sonnenstunden. So sind im August (z. B. der 17., 18. und 19.08.2024) Schlechtwettertage eingetreten, die nur wenige Sonnenstunden hatten (unter 2). Gleichzeitig ist der Campingplatz im August stark ausgelastet, was zu hohem Warmwasserverbrauch führt, den der Direkterhitzer an diesen Tagen ausgleichen muss. Im Frühjahr mit geringerer Auslastung sowie an Schönwettertagen in der Hauptsaison kann eine Solarthermieanlage mit 462 m² den Warmwasserbedarf des Campingplatzes Fallstudie 2 jedoch komplett ohne Zusatzerzeuger decken.

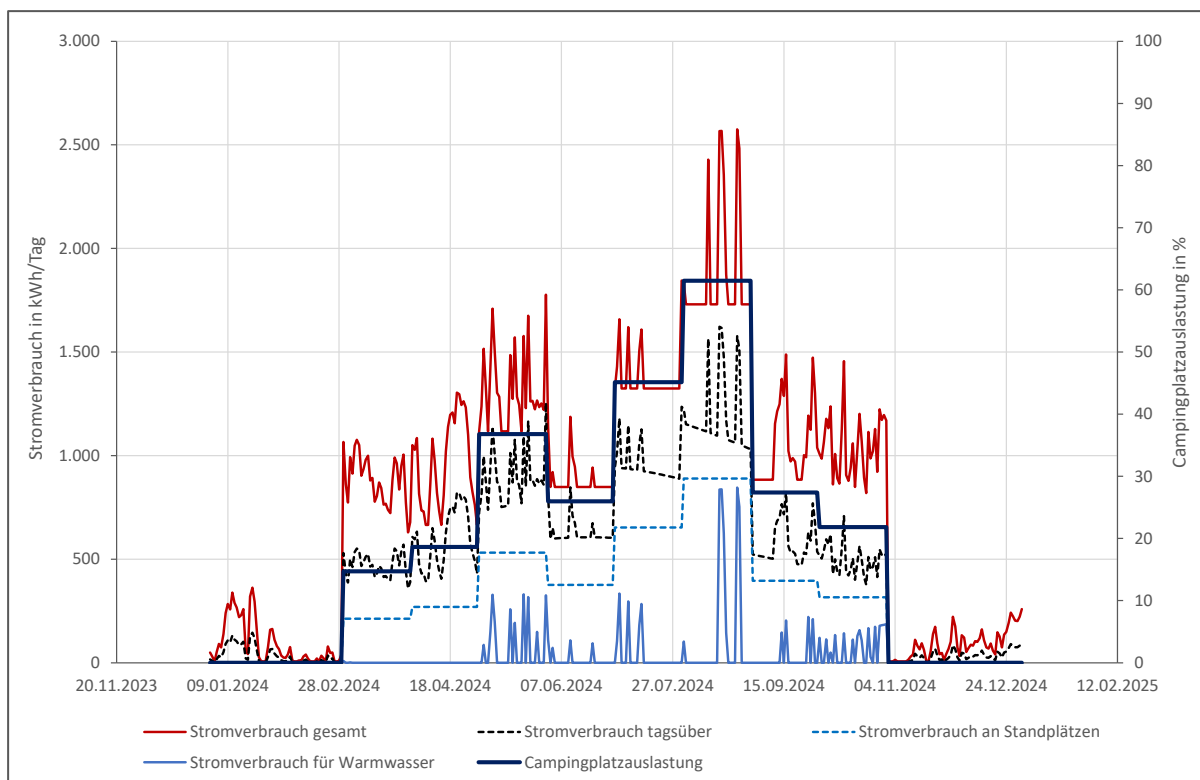


Abb. 2.4.35: Auslastung und Stromverbrauch bei Einsatz einer 462 m² Solarthermieanlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Unter Einsatz einer derart dimensionierten Solarthermieanlage sinkt der jährliche Stromverbrauch für die Warmwasserbereitung von 152.852 kWh bei Einsatz des Direkterhitzers auf 11.022 kWh. Bei einer halb so großen Solarthermieanlage (150 kWp, 231 m²) liegt der noch verbleibenden Strombedarf für Warmwasser bei 40.934 kWh (vgl. auch Abb. A4.1 in Anhang A4). Der Gesamtstromverbrauch sinkt in der Folge um 32 bzw. 25 % (vgl. Tab. 2.4.15). Bei Einsatz einer Wärmepumpe anstelle des Direkterhitzers kann der Stromverbrauch für Warmwasser nochmals gesenkt werden (auf 3.417 kWh bei der großen Solarthermieanlage, auf 12.462 kWh bei der kleinen Anlage), insbesondere bei der großen Anlage wirkt sich dies jedoch kaum merklich auf die Gesamtstromersparnis aus.

Tab. 2.4.15: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Warmwasserbereitung mittels Solarthermie Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anlagenkonfiguration	Strombezug Netz gesamt in kWh/a	Einsparung in %/a
231 m ² Solarthermie, Direkterhitzer	329.710	25
231 m ² Solarthermie, Wärmepumpe	301.238	32
462 m ² Solarthermie, Direkterhitzer	299.799	32
462 m ² Solarthermie, Wärmepumpe	292.193	34

2.4.4.6 Jahressimulation: Ergebnisse mit PV-Erzeugung (ohne Batteriespeicher)

Der vierte Teil der Jahressimulation soll analog zu Fallstudie 1 die Frage klären, inwieweit eine Eigenenerzeugung mittels Photovoltaik (PV) den Energiebedarf reduzieren kann. Auf Vorüberlegungen zu PV-Anlagenrößen, Autarkiepotenzialen etc. wurde an dieser Stelle verzichtet und auf die Auslegungsergebnisse von Fallstudie 1 zurückgegriffen (vgl. Abschn. 2.4.3.6 und 2.4.3.8). Den Ergebnissen folgend wäre für den Campingplatz Fallstudie 2 mit 600 Standplätzen aus technischen Gesichtspunkten eine maximale PV-Anlagenleistung von 600 kWp sinnvoll. Der spezifische Ertrag nach Gl. (13) wurde für den Standort von Fallstudie 2 neu kalibriert, wobei insbesondere für Gln. (12), (13) und (14) dieselben Parameter verwendet wurden wie bei der Solarthermie (vgl. Tab. 2.4.14). Der spezifische PV-Ertrag wird mit Blick auf den Standort Konstanz und die Ost-West-Dachausrichtung auf 1.060 kWh/kWp und Jahr angesetzt, was etwa 85 % des erwartbaren Ertrags von 1.250 kWh/kWp und Jahr bei Südausrichtung in Süddeutschland entspricht. Unter diesen Bedingungen wäre auf den vorhandenen Dächern maximal eine 300 kWp-Anlage mit einem Platzbedarf von 1.667 m² unterzubringen.

Abb. 2.4.36 liefert das „Pendant“ zu Abb. 2.4.19 (siehe Fallstudie 1, 100 kWp). Leichte Abweichungen im Betriebsverhalten entstehen durch

- (1) andere Auslastungsdaten,
- (2) andere spezifische Stromverbräuche, die u. a. auf der hier betrachteten Elektromobilität begründet sind,
- (3) anderer Standort, andere Öffnungszeiten und andere Wetterdaten sowie
- (4) Direkterhitzer für Warmwasser anstelle einer Wärmepumpe.

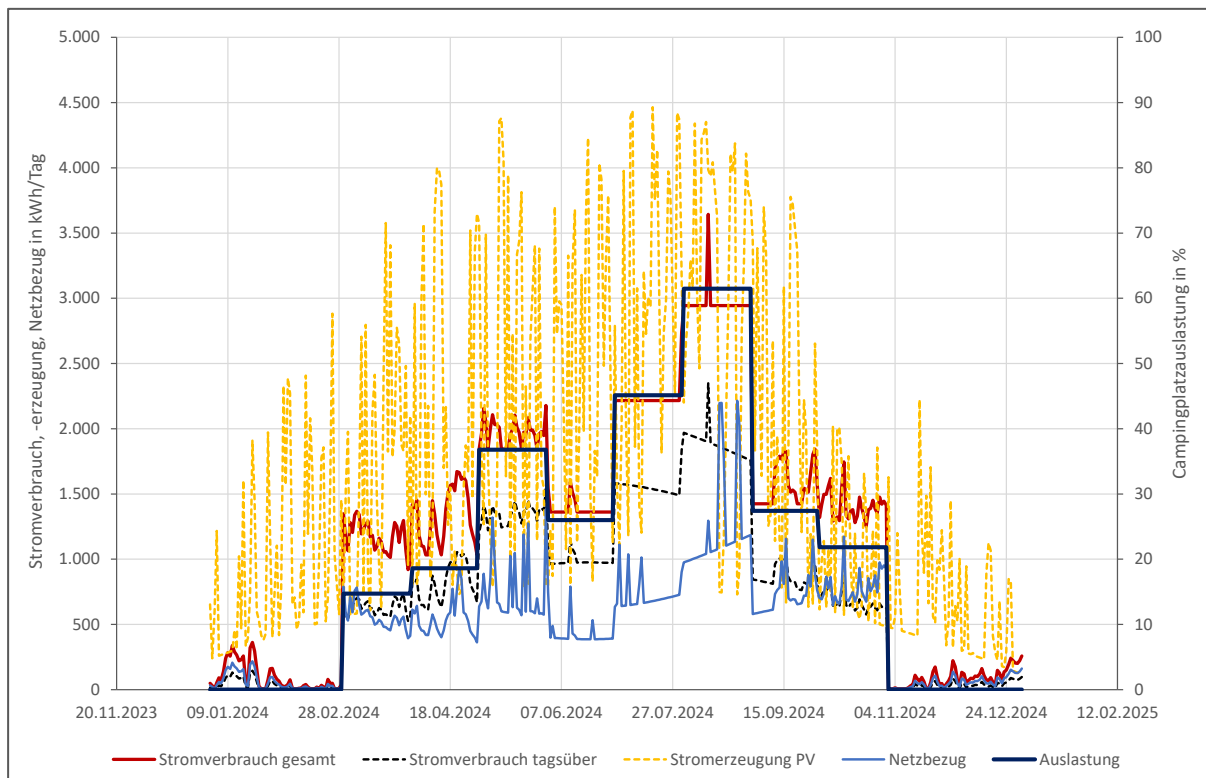


Abb. 2.4.36: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Insgesamt reduziert sich der Strombezug in dieser Variante von 441.628 kWh/a auf 184.188 kWh/a, was einer Einsparung von 58 % entspricht (vgl. Tab. 2.4.16). Bei einer halb so großen PV-Anlage (300

kWp) liegt der verbleibende Strombezug bei 226.948 kWh/a (entspricht einer Einsparung von 49 %). Die Grafik zum Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage findet sich in Anhang A4 (Abb. A4.2). Durch den Einsatz von Warmwasser-Wärmepumpen kann der Strombezug weiter reduziert werden: 158.479 kWh/a bei einer 300 kWp PV-Anlage (entspricht einer Einsparung von 64 %) und 134.399 kWh/a bei einer 600 kWp PV-Anlage (entspricht einer Einsparung von 70 %). Die zugehörigen Abbildungen des Systemverhaltens beider PV-Anlagengrößen mit Warmwasser-Wärmepumpe finden sich in Anhang A4 (Abb. A4.3 und Abb. A4.4).

Tab. 2.4.16: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Eigenstromversorgung mittels PV-Anlage Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anlagenkonfiguration	Strombezug Netz gesamt in kWh/a	Einsparung in %/a
300 kWp PV, Direkterhitzer	226.948	49
300 kWp PV, Wärmepumpe	158.479	64
600 kWp PV, Direkterhitzer	184.188	58
600 kWp PV, Wärmepumpe	134.399	70

2.4.4.7 Jahressimulation: Ergebnisse mit PV-Erzeugung und Batteriespeicher

Im fünften Teil der Jahressimulation werden die bereits diskutierten PV-Erzeugungsanlagen durch Batteriespeicher erweitert. Auch hier wird auf Voruntersuchungen und Detaildarstellungen verzichtet und auf Fallstudie 1 verwiesen.

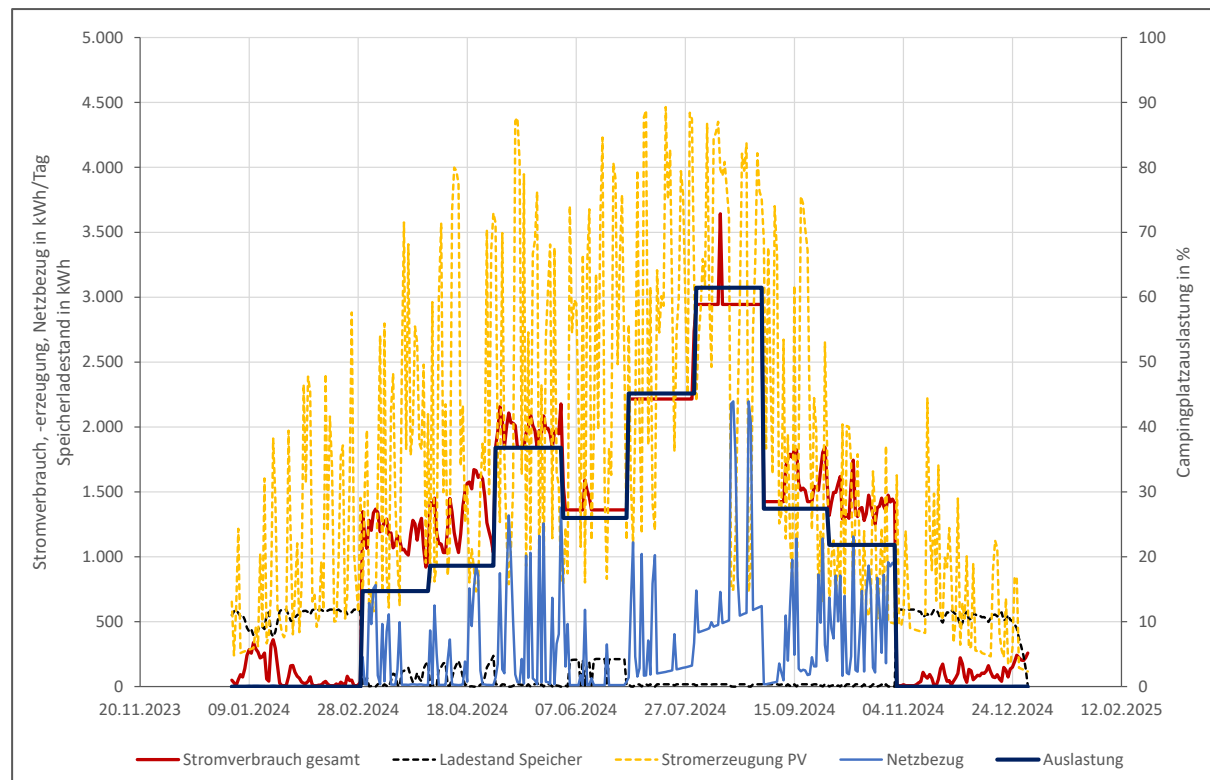


Abb. 2.4.37: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 600 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Abb. 2.4.37 zeigt das „Pendant“ zu Abb. 2.4.23 in Fallstudie 1. PV-Anlage und Batteriespeicher sind entsprechend der Campingplatzgrößen um Faktor 6 skaliert. Im Gegensatz zu Abb. 2.4.23 ist hier in der zweiten Hälfte der Saison keine Situation erkennbar, in der der Batteriespeicher am Ende eines Tag-Nacht-Zyklus noch einen Rest-Ladestand hat. Die Auslastung ist nicht der Grund, da diese hier insbesondere im Juli und Oktober geringer ist. Der Grund ist die Warmwasserbereitung mittels Direktheritzer. Wird dieser durch eine Wärmepumpe ersetzt, so ergibt sich ein deutlich anderes Bild (vgl. Abb. 2.4.38). Einerseits sind nun in der zweiten Hälfte der Saison Situationen mit Rest-Speicherladung erkennbar, andererseits sind die Ausschläge beim Strombezug an Schlechtwettertagen deutlich gedämpft. Weitere Simulationsergebnisse mit kleineren PV-Anlagen und Batteriespeichern finden sich im Anhang A4 (Abb. A4.5 bis Abb. A4.8).

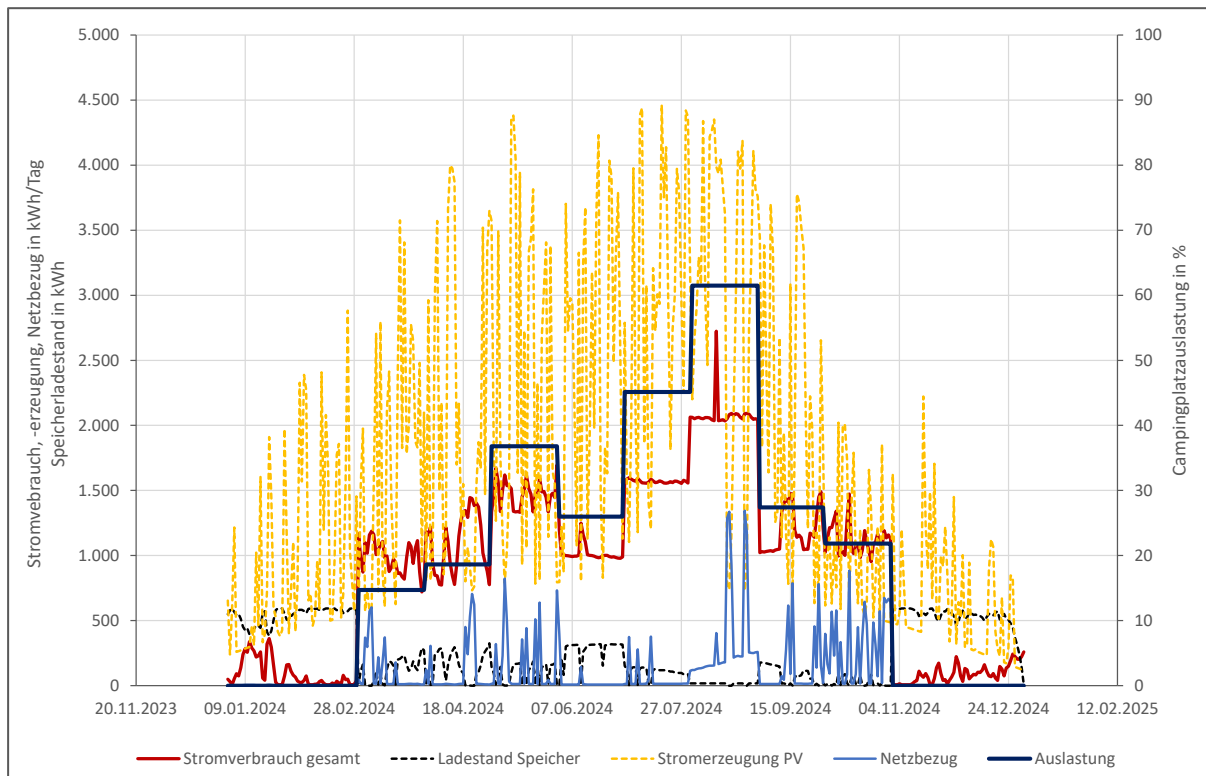


Abb. 2.4.38: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 600 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anhand von Tab. 2.4.17 ist deutlich erkennbar, dass das „große Gesamtpaket“ bestehend aus 600 kWp PV-Anlage, 600 kWh Speicher und Warmwasser-Wärmepumpe mit großem Abstand den geringsten verbleibenden Strombezug verursacht (38.217 kWh, 91 % Einsparung). Allerdings wurde in Fallstudie 1 auch deutlich, dass „große Dimensionierungen“ in wirtschaftlicher Hinsicht Schwächen haben können. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gilt somit abzuwägen, in welche Technologien Investitionen lohnenswerter sind (zusätzliche PV-Leistung bzw. Speicherkapazität und / oder Nachrüstung einer Wärmepumpe).

Tab. 2.4.17: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Eigenstromversorgung mittels PV-Anlage und Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anlagenkonfiguration	Strombezug Netz gesamt in kWh/a	Einsparung in %/a
300 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Direkterhitzer	192.879	56
300 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Wärmepumpe	113.370	74
600 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Direkterhitzer	125.668	72
600 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Wärmepumpe	71.576	84
600 kWp PV, 600 kWh Batteriespeicher, Direkterhitzer	85.822	81
600 kWp PV, 600 kWh Batteriespeicher, Wärmepumpe	38.217	91

Im Vergleich zur zuvor betrachteten Solarthermietechnik (vgl. Abschn. 2.4.4.5) bringen alle simulierten PV-Varianten (auch diejenigen ohne Batteriespeicher in Abschn. 2.4.4.6) mehr Einsparung beim Netzbezug von Strom. Durch den Einsatz von Batteriespeichern sowie den Ersatz des Direkterhitzers durch eine Wärmepumpe kann der Netzbezug nochmals gesenkt werden. Bei der kleineren PV-Anlage bringt dabei der Einsatz einer Wärmepumpe mehr Einsparung als die Installation eines Speichers, bei der größeren PV-Anlage nimmt der Nutzen des Speichers deutlich zu.

2.4.4.8 Jahressimulation: Ergebnisse mit PV-Erzeugung und Solarthermie

Neben der singulären Versorgung über eine Solarthermie- oder PV-Anlage kann die Kombination beider solarer Techniken eine Alternative für den Campingplatz Fallstudie 2 sein, um die – zumindest teilweise – Eigenversorgung im Strom- und Warmwasserbereich zu erreichen. Im sechsten Teil der Jahressimulationen werden daher Kombinationen von PV-Erzeugungsanlagen mit Solarthermie, ggf. ergänzt durch Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpen, untersucht. Hierbei ist ein wichtiger Aspekt, die Aufteilung der zur Verfügung stehenden Dachflächen vorzunehmen, da PV und Solarthermie in Flächenkonkurrenz zueinanderstehen. Ausgehend von den zuvor betrachteten Solarthermie-Anlagegrößen werden folgende Varianten simuliert, für die die Dachflächen des Campingplatzes jeweils ausreichend sind:

1. 231 m² Solarthermie und 260 kWp Photovoltaik (\cong 1.444 m² PV)
2. 462 m² Solarthermie und 220 kWp Photovoltaik (\cong 1.222 m² PV)

In den Abb. 2.4.39 und 2.4.40 ist die Variante der kleinen Solarthermieanlage mit Direkterhitzer (Abb. 2.4.39) und Warmwasser-Wärmepumpe (Abb. 2.4.40) dargestellt. Aufgrund der ähnlich großen PV-Anlagen ähneln diese Abbildungen den Abb. A4.2 und A4.3 im Anhang 4. Bei genauerer Untersuchung ist festzustellen, dass die Gesamtstromverbräuche stärker schwanken und etwas niedriger sind (aufgrund der Solarthermie und der daraus resultierenden Einsparungen bei der Warmwasserbereitung). Die starken Schwankungen begründen sich wiederum in den Wetterbedingungen.

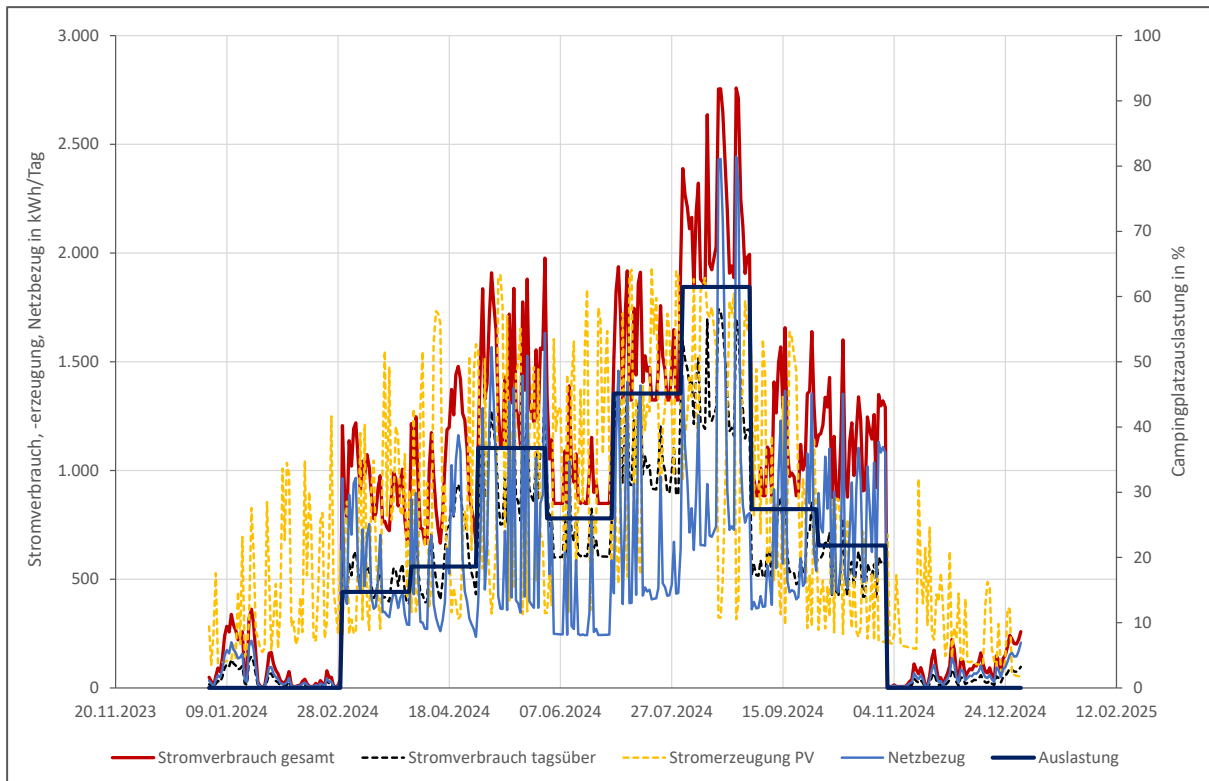


Abb. 2.4.39: Systemverhalten einer 231 m² Solarthermieanlage, 260 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

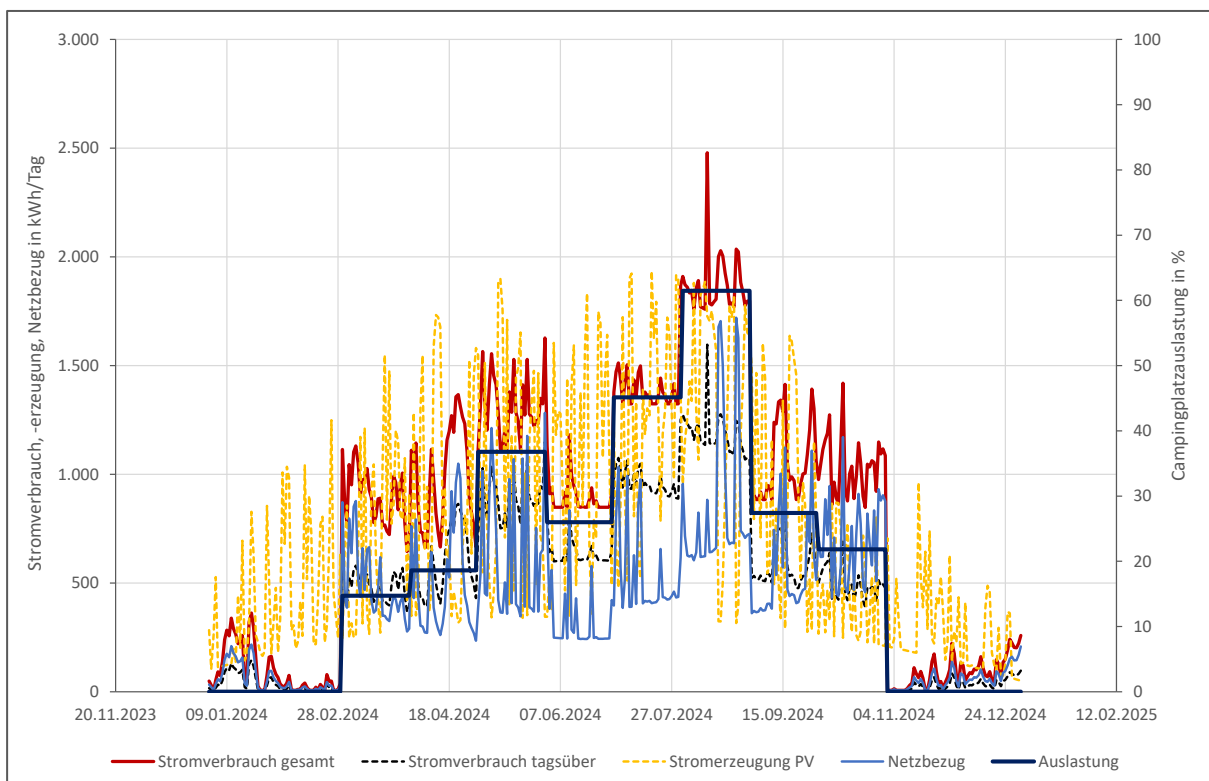


Abb. 2.4.40: Systemverhalten einer 231 m² Solarthermieanlage, 260 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

In Abb. 2.4.41 und 2.4.42 ist die Variante der großen Solarthermieanlage mit Direkterhitzer (Abb. 2.4.41) und Warmwasser-Wärmepumpe (Abb. 2.4.42) dargestellt. Es sind nur kleine Unterschiede erkennbar, vor allem die „Ausschläge“ beim Gesamtstrombedarf an Schlechtwettertagen fallen mit Wärmepumpe geringer aus.

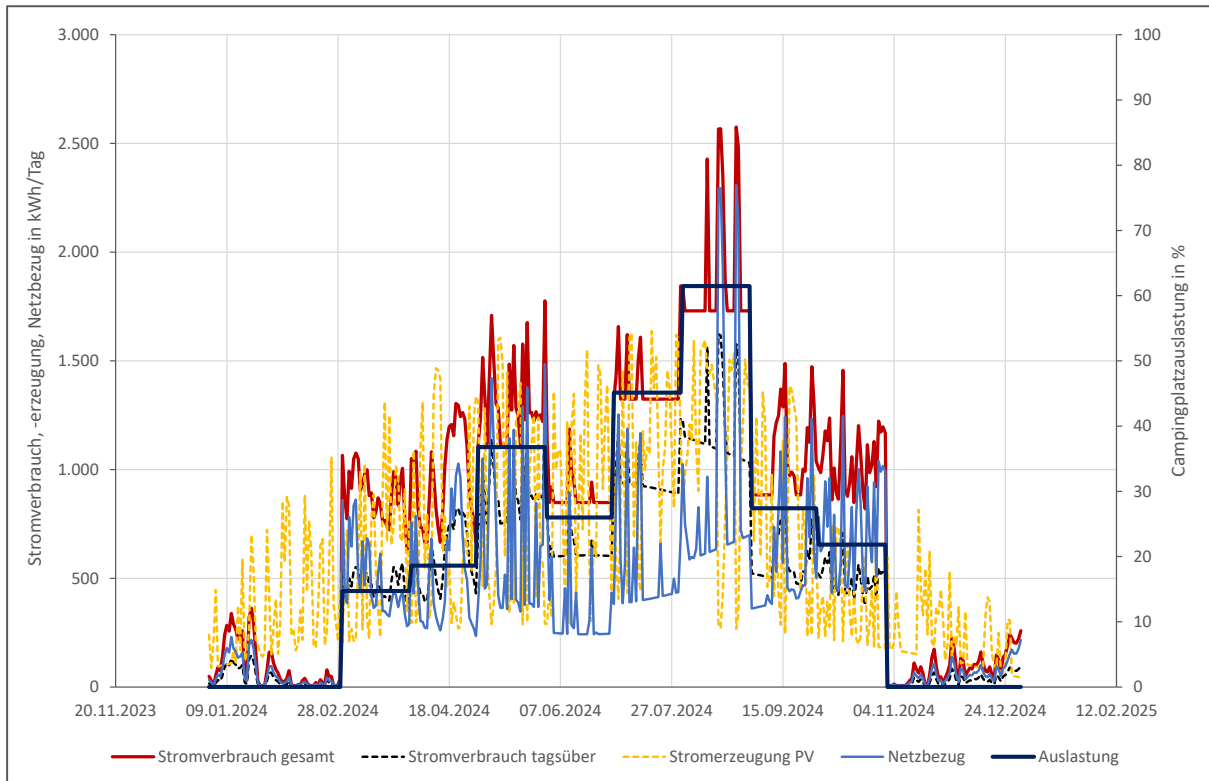


Abb. 2.4.41: Systemverhalten einer 462 m² Solarthermieanlage, 220 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

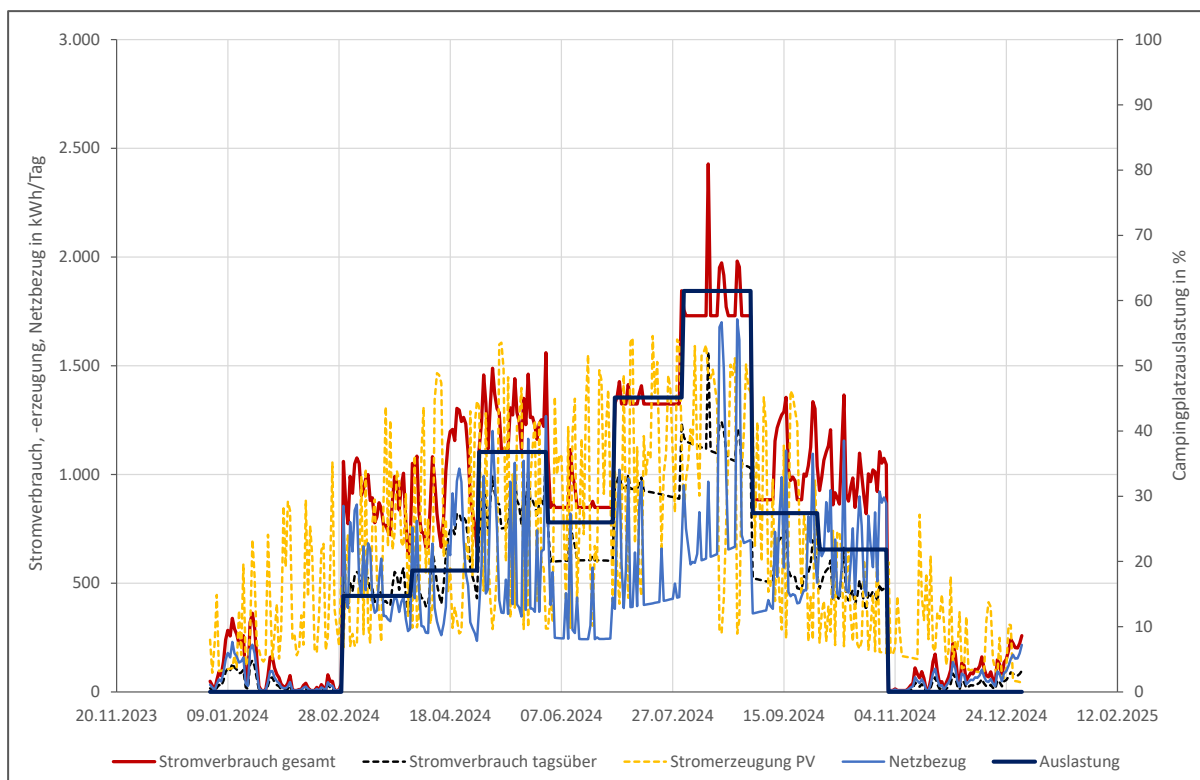


Abb. 2.4.42: Systemverhalten einer 462 m² Solarthermieanlage, 220 kWp PV-Anlage und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Werden die solaren Techniken in Kombination eingesetzt, sind Einsparungen beim Strombezug aus dem Netz in einer Größenordnung zwischen 61 und 76 % zu erwarten (vgl. Tab. 2.4.18). Die höchste Stromeinsparung ergibt sich aus der Kombination kleinere Solarthermieanlage, größere PV-Anlage mit Speicher und Wärmepumpe (76 %). Die Verdoppelung der Solarthermieanlage bringt in keinem Fall erhebliche zusätzliche Einsparungen beim Strombezug. Dies gilt auch für den Ersatz des Direkterhitzers durch eine Wärmepumpe – insbesondere bei der großen Solarthermieanlage. Auch der Einsatz eines Batteriespeichers senkt den Netzbezug jeweils nur geringfügig, was auf die vergleichsweise kleine Dimensionierung der PV-Anlagen zurückzuführen ist. Die Simulation des singulären Einsatzes der PV-Technik für diese Fallstudie und die Ergebnisse von Fallstudie 1 haben gezeigt, dass der Nutzen von Batteriespeichern mit zunehmender Größe der PV-Anlage steigt.

Tab. 2.4.18: Netzstrombezug und -einsparung bei verschiedenen Varianten der Warmwasserbereitung mittels Solarthermie und der Eigenstromversorgung mittels PV-Anlage und Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anlagenkonfiguration	Strombezug Netz gesamt in kWh/a	Einsparung in %/a
231 m ² Solarthermie, 260 kWp PV, Direkterhitzer	172.770	61
231 m ² Solarthermie, 260 kWp PV, Wärmepumpe	147.846	67
462 m ² Solarthermie, 220 kWp PV, Direkterhitzer	155.399	65
462 m ² Solarthermie, 220 kWp PV, Wärmepumpe	147.794	67
231 m ² Solarthermie, 260 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Direkterhitzer	131.807	70
231 m ² Solarthermie, 260 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Wärmepumpe	105.083	76
462 m ² Solarthermie, 220 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Direkterhitzer	118.278	73
462 m ² Solarthermie, 220 kWp PV, 300 kWh Batteriespeicher, Wärmepumpe	110.672	75

2.4.4.9 Wirtschaftliche Betrachtung der verschiedenen Varianten sektorenübergreifender Versorgung

Nachfolgend werden die verschiedenen simulierten Varianten einer sektorenübergreifenden Versorgung für den Campingplatz Fallstudie 2 hinsichtlich wirtschaftlicher Kenndaten verglichen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung folgt dabei der im Abschn. 2.4.2.7 beschriebenen Vorgehensweise.

Die Investitionskosten umfassen die gegenüber dem bestehenden Energiesystem zusätzlich notwendigen Investitionsgüter. Zu betrachten sind folgende Investitionsgüter:

1. Solarthermieranlagen
2. PV-Anlagen
3. Batteriespeicher
4. Luft-Wasser-Wärmepumpen
5. Elektrische Direkterhitzer

Bei Einsatz einer Warmwasser-Wärmepumpe in der Simulationsvariante werden die Investitionskosten für den bestehenden Direkterhitzer gutgeschrieben, da sein Einsatz überflüssig wird bzw. ein „kleinerer“ Direkterhitzer im Lieferumfang der Wärmepumpe enthalten ist.

Für die anzusetzenden Betriebskosten, die Einspeiseerlöse, die Nutzungsdauern, den Zinssatz und die Annuitätenfaktoren ergeben sich folgende fallstudien-spezifische Datengrundlagen:

- Strompreis Ökostrom Standort Konstanz (Juni / Juli 2025): 25,5 ct/kWh (Quelle: Verivox GmbH 2025b)
- Wartungs- und Versicherungskosten Investitionsgüter: 1,75 % der Investitionskosten pro Jahr
- In dieser Fallstudienvariante werden PV-Anlagen betrachtet, die allesamt größer als 100 kWp sind. Die Vergütung von Stromeinspeisungen erfolgt gemäß der beschriebenen Vorgehensweise (vgl. Abschn. 2.4.2.7) auf Grundlage des anzulegenden Wertes / Marktprämie für „Sonstige Anlagen bis 1.000 kW (§ 48 Abs. 1 EEG 2023)“ (Zeitraum 01.02.-31.07.2025) vor Abzug einer Direktvermarktungsgebühr mit 6,79 ct/kWh.
- Nutzungsdauer: Direkterhitzer und Batteriespeicher: 10 Jahre, Wärmepumpe: 15 Jahre, Solarthermie- und PV-Anlage: 20 Jahre
- Annuitätenfaktoren (in % der Investitionskosten pro Jahr): Direkterhitzer und Batteriespeicher: 12,02 %, Wärmepumpe: 8,68 %, Solarthermie- und PV-Anlage: 7,04 %

Tab. 2.4.19 gibt einen Überblick über die gesamten Investitionskosten, die jährliche Betriebskostensparnis sowie über die definierten wirtschaftlichen Kenngrößen der simulierten Varianten einer sektorenübergreifenden Versorgung von Campingplatz Fallstudie 2. Eine Aufschlüsselung der Investitions- und Betriebskosten findet sich in Tab. A4.1 und Tab. A4.2 in Anhang A4. Aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung lassen sich folgende Rückschlüsse ziehen (vgl. Tab. 2.4.19):

- Die Warmwasser-Wärmepumpe und die kleinere Solarthermieranlage liefern sehr gute wirtschaftliche Kennzahlen. Wird die Solarthermie in Richtung Volldeckung des Warmwasserbedarfs vergrößert (462 m²), geht die Wirtschaftlichkeit merklich zurück, ist aber immer noch im oberen Bereich. Die Nachrüstung einer Warmwasser-Wärmepumpe verringert die Wirtschaftlichkeit vor allem bei der kleineren Solarthermieranlage deutlich, bei dieser bringt sie aber auch eine zusätzliche Kostenersparnis. Bei allen Varianten bleiben die jährlichen Betriebskosten weiterhin vergleichsweise hoch.
- Die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen (auch in Kombination mit Batteriespeichern) liegt aufgrund der Skaleneffekte deutlich besser als in Fallstudie 1, insbesondere im Vergleich zum kleinen Campingplatz (100 Standplätze). Im Vergleich mit der Solarthermie zeigen vor allem die Varianten mit Batteriespeicher eine schlechtere Wirtschaftlichkeit, zugleich ermöglichen sie – vor allem in

Verbindung mit einer Wärmepumpe – deutliche zusätzliche Betriebskosteneinsparungen. Anders als bei der Solarthermie ist die Nachrüstung einer Warmwasser-Wärmepumpe bei der singulären PV-Nutzung nur geringfügig weniger wirtschaftlich, bei den Optionen mit Batteriespeicher sogar wirtschaftlicher.

- Wie bei der singulären Solarthermienutzung sind auch bei der Kombination von Solarthermie- und PV-Technik Anlagen mit Direkterhitzer wirtschaftlicher, die Nachrüstung einer Wärmepumpe bringt nur bei der kleinen Solarthermieanlage zusätzliche Kosteneinsparungen. Durch die vergleichsweise kleine Dimensionierung der PV-Anlage bringen Speicher keine so hohen Kosteneinsparungen wie bei singulären PV-Anlagen.

Tab. 2.4.19: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen verschiedener Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

* Betriebskosten ohne Investition: 112.620 € (Nr.: 0)

DE: Direkterhitzer, WP: Wärmepumpe, Sth: Solarthermie, PV: Photovoltaik, BS: Batteriespeicher

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Nr.	Ausbaustufe	Investitionskosten (in €)	Betriebskostensparnis (in €/Jahr)*	Betriebskostensparnis (in %/Jahr)	Amortisationszeit (in Jahren)	ROI ohne Kapitaldienst (in %/Jahr)	ROI mit Kapitaldienst (in %/Jahr)
Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung							
1	Warmwasser-WP	98.970	25.570	23	3,9	19,6	17,6
Solarthermie zur Warmwasserbereitung							
2	231 m ² Sth + DE	91.310	26.940	24	3,4	24,5	22,5
3	231 m ² Sth + WP	190.280	32.470	29	5,9	11,4	9,4
4	462 m ² Sth + DE	168.920	33.210	29	5,1	14,7	12,6
5	462 m ² Sth + WP	267.890	33.420	30	8,0	7,0	5,0
PV und Batteriespeicher zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung							
6	300 kWp PV + DE	296.260	54.470	48	5,4	13,4	11,4
11	300 kWp PV + WP	395.230	72.030	64	5,5	12,9	10,9
14	600 kWp PV + DE	524.510	74.470	66	7,0	9,2	7,2
20	600 kWp PV + WP	623.480	88.150	78	7,1	8,9	6,9
7	300 kWp PV + 300 kWh BS + DE	483.050	58.220	52	8,3	5,1	3,1
17	300 kWp PV + 300 kWh BS + WP	582.020	78.060	69	7,5	6,6	4,6
19	600 kWp PV + 300 kWh BS + DE	711.300	83.250	74	8,5	5,4	3,4
22	600 kWp PV + 300 kWh BS + WP	810.260	97.820	87	8,3	5,8	3,7
21	600 kWp PV + 600 kWh BS + DE	882.170	88.470	79	10,0	3,0	1,0
23	600 kWp PV + 600 kWh BS + WP	981.140	101.710	90	9,6	3,4	1,4
PV und Solarthermie zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung							
8	231 m ² Sth + 260 kWp PV + DE	354.680	67.990	60	5,2	14,2	12,1
12	231 m ² Sth + 260 kWp PV + WP	453.650	72.790	65	6,2	10,8	8,7
9	462 m ² Sth + 220 kWp PV + DE	398.500	70.240	62	5,7	12,6	10,6
10	462 m ² Sth + 220 kWp PV + WP	497.470	70.440	63	7,1	8,9	6,9
13	231 m ² Sth + 260 kWp PV + 300 kWh BS + DE	541.470	73.160	65	7,4	6,8	4,8
18	231 m ² Sth + 260 kWp PV + 300 kWh BS + WP	640.440	78.330	70	8,2	5,6	3,5
15	462 m ² Sth + 220 kWp PV + 300 kWh BS + DE	585.290	74.620	66	7,8	6,2	4,1
16	462 m ² Sth + 220 kWp PV + 300 kWh BS + WP	684.260	74.820	66	9,2	4,4	2,4

Es wird deutlich, dass die Investitionsmaßnahmen zu ganz unterschiedlichen Betriebskostensparnissen führen. Unter Zuhilfenahme der Nummerierung in Tab. 2.4.19 lassen sich grob drei Bereiche identifizieren:

- Betriebskostensparnis von 23 bis 30 %: Maßnahmen 1 bis 5
- Betriebskostensparnis von 48 bis 66 %: Maßnahmen 6 bis 16
- Betriebskostensparnis von 69 bis 90 %: Maßnahmen 17 bis 23

In Verbindung mit Abb. 2.4.43 zeigt sich weiterhin, dass Maßnahmen mit ähnlichen Kosteneinsparungen zu deutlich unterschiedlichen Wirtschaftlichkeitskennzahlen (bemessen am ROI mit Kapitaldienst) führen können. Aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist die Frage nach mehr oder weniger empfohlenen Maßnahmen somit in erster Linie in Abhängigkeit der angestrebten Betriebskostensparnis zu beantworten, weshalb die zusammenfassenden Empfehlungen hieran geknüpft werden.

Zusammenfassende Empfehlung aus den technischen und wirtschaftlichen Simulationsergebnissen:

- **Empfehlung für Kosteneinsparungen bis zu 30 %:** Die Warmwasser-Wärmepumpe (Maßnahme 1) und insbesondere die kleinere Solarthermieanlage mit Direkterhitzer (Maßnahme 2) erreichen sehr gute Wirtschaftlichkeitskennzahlen. Der leichte Vorteil der kleinen Solarthermieanlage ist auf die erhöhte Strahlungsintensität in Süddeutschland zurückzuführen. Eine Variantenrechnung für Norddeutschland zeigt, dass die kleine Solarthermieanlage zu einer fast identischen Wirtschaftlichkeit wie die Warmwasser-Wärmepumpe führt. Eine gemeinsame Installation von Solarthermie und Warmwasser-Wärmepumpe reduziert die Wirtschaftlichkeit wiederum deutlich (siehe Maßnahmen 3 und 5). Vor diesem Hintergrund sowie aufgrund von weiteren Vorteilen wird die Bevorzugung einer Warmwasser-Wärmepumpe empfohlen: Starke wetterbedingte Schwankungen bei der Stromaufnahme durch einen bei der Solarthermienutzung notwendigen Direkterhitzer werden bei Einsatz einer Wärmepumpe deutlich gedämpft. Dies kann vor allem bei Stromverträgen relevant sein, die einen Leistungspreis vereinbaren. Die Wärmepumpe ist insgesamt wetterunabhängiger und liefert dementsprechend konstantere Einsparungen.
- **Empfehlung für Kosteneinsparungen bis zu 66 %:** Mit Blick auf den singulären Einsatz der PV-Technik ist die Maßnahme 11 (300 kWp PV + WP) zu empfehlen. Sie lässt im Vergleich zu Maßnahme 6 (300 kWp PV + DE) einen nahezu gleichen ROI erwarten, durch den Einsatz einer Wärmepumpe statt des bestehenden Direkterhitzers können aber rund 17.600 € pro Jahr mehr eingespart werden. Der Einsparungsanteil steigt dadurch von 48 auf 64 %. Eine Leistungserhöhung der PV-Anlage auf 600 kWh (Maßnahme 14) würde nur begrenzte zusätzliche Einsparungen bringen und zudem die Wirtschaftlichkeit senken. Unter Einbindung von Solarthermie sollte das Augenmerk insbesondere auf die Maßnahmen 8 (231 m² Sth + 260 kWp PV + DE) und 12 (231 m² Sth + 260 kWp PV + WP) gelegt werden. In beiden Fällen wird die kleinere Solarthermievariante mit der größeren PV-Variante kombiniert. Die Variante mit Direkterhitzer liefert eine höhere Wirtschaftlichkeit (ROI von 12,1 %). Die Variante mit Wärmepumpe erlaubt rund 4.800 € zusätzliche Betriebskostensparnis pro Jahr bei einem immer noch guten ROI von 8,7 %. Mit Blick auf die Vorteile einer Wärmepumpe gegenüber einem Direkterhitzer (siehe oben) wäre diese Variante (Maßnahme 12) unter den PV-Solarthermie-Kombinationen ein Stück weit mehr zu empfehlen.
- **Empfehlung für Kosteneinsparungen bis zu 90 %:** Sehr hohe angestrebte Betriebskosteneinsparungen erfordern prinzipbedingt deutlich höhere Investitionen. In diesem Bereich sollen vor allem zwei Maßnahmen hervorgehoben werden. Mit der Maßnahme 20 (600 kWp PV + WP) werden Einsparungen von 78 % erreicht und das bei einem vergleichsweise hohen ROI von 6,9 %. In Anbetracht der zuletzt deutlich rückläufigen Preise für PV-Module sowie teilweise auch für Speichersysteme sind möglicherweise sogar noch bessere Wirtschaftlichkeitswerte erzielbar. Bei einer Erweiterung dieser Anlage um einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 300 kWh (Maßnahme 22) können weitere knapp 9 % Betriebskosten eingespart werden, während der ROI mit 3,7 % noch über dem angesetzten Baukostenzinssatz von 3,5 % liegt.

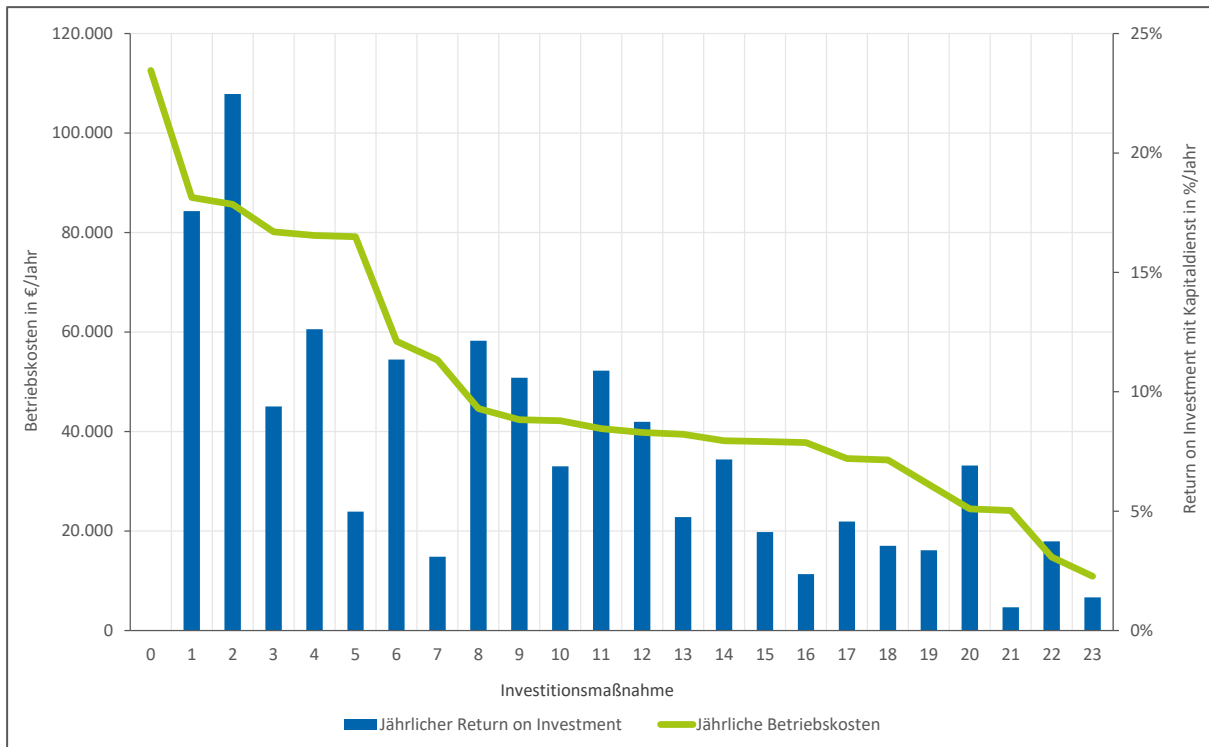


Abb. 2.4.43: Gegenüberstellung von jährlichen Betriebskosten und jährlichem Return on Investment (ROI) mit Kapitaldienst verschiedener Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2

Numerierung Investitionsmaßnahmen: vgl. Tab. 2.4.19

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.5 Fallstudie 3: Dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte

Mit dynamischen Stromtarifen und zeitvariablen Netzentgelten bietet der Strommarkt zwei Ansätze, auch beim Netzbezug von Strom den CO₂-Fußabdruck deutlich zu reduzieren und dabei im besten Fall Stromkosten einzusparen. Zielsetzung dieser Fallstudie ist es aufzuzeigen, wie Campingplätze diese Strompreismodelle für eine Optimierung ihrer Stromkosten nutzen können. Dabei ist zu beachten, dass die möglichen Kostenvorteile, insbesondere durch zeitvariable Netzentgelte, stark von der jahres- und tageszeitlichen Tarifgestaltung des jeweiligen Netzbetreibers abhängen. Diese kann sich je nach Verteilnetz deutlich unterscheiden. Für diese Fallstudie wurde eine Netzregion in Deutschland ausgewählt, deren Tarifbedingungen für Campingplätze besonders vorteilhaft sind. Eine Verallgemeinerung der Ergebnisse für andere Regionen Deutschlands ist durch die spezifischen Rahmenbedingungen nicht möglich.

2.4.5.1 Funktionsweise dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte

Ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz kommt kaum ein Campingplatz aus. Für Plätze, die eigenen Strom erzeugen, ist ein Netzanschluss als zuverlässige Absicherung unbedingt sinnvoll. Campingplätze, die nicht in eigene erneuerbare Erzeugungsanlagen investieren oder Strom über eine Direktleitung von benachbarten Erzeugungsanlagen beziehen können oder möchten, müssen ihren Strombedarf vollständig aus dem öffentlichen Netz decken. Die sich wandelnden Rahmenbedingungen am Strommarkt eröffnen jedoch Möglichkeiten, auch beim Netzbezug von Strom den CO₂-Fußabdruck deutlich zu reduzieren und dabei im besten Fall Kosten einzusparen.

Aktuelle Entwicklungen im Strommarkt

Die Stromerzeugung in Deutschland befindet sich in einem starken Wandel von einer zentralen Erzeugung in fossilen Großkraftwerken hin zu einer immer dezentraler werdenden Versorgung aus erneuerbare-Energien-Anlagen, darunter vor allem PV- und Windenergieanlagen. Wesentliches Merkmal der Stromerzeugung aus Sonne und Wind ist ihre Schwankung in Abhängigkeit der Wettersituation: Scheint die Sonne und / oder weht viel Wind, gibt es ein großes Stromangebot auf dem Strommarkt. Die Folge sind niedrigere Strompreise im Kurzfristhandel auf dem Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot. Im Extremfall können die Strompreise sogar negativ werden, d. h. der Käufer bekommt Geld für die Stromabnahme. Bei wenig Sonne und / oder Wind sind die Strompreise am Spotmarkt hingegen hoch.

Niedrige Preise im Kurzfristhandel der Strombörse sind nicht nur wirtschaftlich interessant, sie sind zumeist auch ein Anhaltspunkt für einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz. Gelingt es einem Campingplatz also, seinen Strombedarf – z. B. durch eine entsprechende Steuerung großer Verbraucher wie Wärmepumpen oder Wallboxen – weitgehend in Niedrigpreisenfenster zu verschieben, sinken nicht nur die Strombezugskosten, sondern auch der CO₂-Fußabdruck des Strombezugs erheblich. Besonders interessant ist diese Möglichkeit für Campingplätze deshalb, weil die Strompreise gerade in Zeiten ihrer Hauptsaison durch die stark gestiegene Solarstromproduktion in Deutschland niedrig sind.

Zusammensetzung des Strompreises

Der Strompreis für Letztverbraucher in Deutschland setzt sich aus zwei wesentlichen Komponenten zusammen:

- die Kosten für die Commodity (Ware) „Strom“ (zzgl. Marge und Risikoaufschläge des Lieferanten) und
- sogenannte staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIP), d. h. zusätzliche, durch staatliche Regelungen auferlegte weitere Strompreisbestandteile.

Aus der hier als Beispiel dargestellten Zusammensetzung des Strompreises am 01.04.2024 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr (vgl. Abb. 2.4.44) wird deutlich, dass die Commodity „Strom“ und die Netzentgelte die beiden größten Posten im Strompreis sind. Genau diese beiden Komponenten lassen sich über dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte erheblich reduzieren.

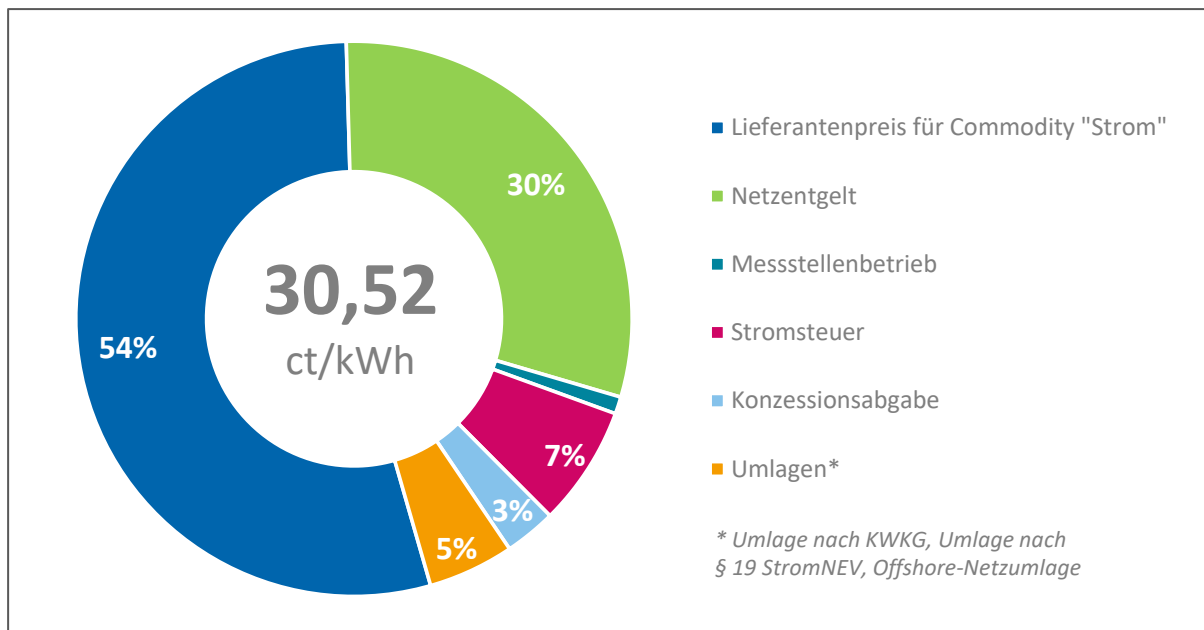


Abb. 2.4.44: Durchschnittliches Strompreisniveau und Strompreisbestandteile am 01.04.2024 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025, S. 190

Dynamische Tarife für die Commodity „Strom“

Traditionell liefern Stromlieferanten Strom zum Festpreis an ihre Kunden. Dafür kaufen sie Strom am Großhandelsmarkt börslich und außerbörslich in der Regel über mehrere Jahre im Voraus ein. Der dem Kunden in Rechnung gestellte Preis für die Commodity „Strom“ ergibt sich dann als Mischpreis aus den Preisen für die in den Vorjahren getätigten Teilmengenkäufe der Lieferanten. Der Vorteil aus diesem Beschaffungsverhalten besteht für die Kunden in der Preissicherheit. Der Kunde hat bei einer Stromlieferung zum Festpreis allerdings weder eine Möglichkeit noch einen Anreiz, sein Verbrauchsverhalten dem tatsächlichen Verhältnis von Stromangebot und Stromnachfrage im Lieferzeitpunkt anzupassen, selbst wenn er die technische Flexibilität dazu hätte. Denn der mit dem Stromlieferanten vereinbarte Festpreis verändert sich nicht, selbst wenn im konkreten Lieferzeitpunkt eigentlich ein Überangebot an volatiler erneuerbarer Stromerzeugung besteht und im Kurzfristhandel deutlich niedrigere als der vereinbarte Strompreis zu zahlen wären.

Genau an dieser Stelle setzen neuartige sog. „dynamische Stromtarife“ an. Alle Stromlieferanten sind nach § 41a Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) seit dem 1.1.2025 verpflichtet, Letztverbrauchern, die über ein intelligentes Messsystem (Smart Meter) verfügen, einen Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen anzubieten. Unter einem „Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen“ ist nach § 3 Nr. 31d EnWG „ein Stromliefervertrag mit einem Letztverbraucher, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in Intervallen wiedergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen“ zu verstehen. Dies meint insbesondere solche Tarife, bei denen der Stromlieferant die tatsächlichen Strompreise im Kurzfristhandel der Strombörse EPEX Spot (Day-Ahead- oder Intraday-Markt) an seine Kunden weitergibt. Für Kunden ergibt sich dadurch die Möglichkeit, durch eine Flexibilisierung des Verbrauchs von niedrigen Strompreisen zu profitieren. Dem steht zwar umgekehrt das Risiko gegenüber, auch hohen Strompreisen am Spotmarkt ausgesetzt zu sein, wenn der Verbrauch in „teuren

Stunden“ erfolgt. Gerade für Campingplätze mit Hauptverbrauch tagsüber im Sommerhalbjahr, mit entsprechend viel günstigem, erneuerbarem Strom durch PV-Erzeugung im Netz, ist dieses Risiko im Vergleich zum Einsparpotenzial im Rahmen eines dynamischen Tarifs allerdings vergleichsweise gering.

Einzig Voraussetzung für einen Anspruch auf Abschluss eines Stromlieferungsvertrages mit dynamischem Tarif ist, dass der Letztverbraucher über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) verfügt. Die Installation eines solchen Messsystems ist mit Mehrkosten für den Kunden verbunden, die bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eines dynamischen Stromtarifs zu berücksichtigen sind.

Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG

Strom wird über Netze zu den Kunden transportiert. Für die Durchleitung des Stroms müssen Kunden sog. „Netzentgelte“ an den Netzbetreiber entrichten, an dessen Stromnetz sie angeschlossen sind. Netzentgelte setzen sich zusammen aus sog. „Briefmarken“ für die Netzkosten des Netzes, an das der Letztverbraucher angeschlossen ist, sowie für alle vorgelagerten Netzebenen. Je höher die Netzebene, auf der ein Letztverbraucher angeschlossen ist, desto geringer sind entsprechend die Netzentgelte. Am höchsten sind die Netzentgelte auf der untersten Spannungsebene – der Niederspannung. Netzentgelte setzen sich aus zwei Komponenten zusammen (vgl. § 17 Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV): Eine Komponente ist der sog. Arbeitspreis, der für jede aus dem Netz entnommene Kilowattstunde Strom (Arbeit) zu entrichten ist. Die andere Komponente ist grundsätzlich ein Jahresleistungspreis in Euro/kWh. Bei Abnahmestellen mit einem Verbrauch von bis zu 100.000 kWh/Jahr in Niederspannung wird statt eines Leistungspreises ein Grundpreis erhoben (vgl. § 17 Abs. 5 StromNEV).

Auch wenn die Netzentgelte vom Letztverbraucher an den Stromnetzbetreiber zu entrichten sind, rechnet in der Praxis – jedenfalls bei kleineren Verbrauchern – regelmäßig der Stromlieferant die Netzentgelte im Sinne eines „Inkasso“ gegenüber dem Letztverbraucher ab und leitet sie dann an den Stromnetzbetreiber weiter. Grundlage dieses Vorgehens sind sog. Lieferantenrahmenverträge zwischen Netzbetreibern und Stromlieferanten (§ 25 Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). Aufgrund des „Inkasso“ fließen die Netzentgelte in den Gesamtstrompreis ein, den Letztverbraucher an ihre Stromlieferanten zu zahlen haben.

Die Arbeitspreis-Komponente der Netzentgelte liegt in der Praxis in der Regel in einem Bereich von ca. 8,00 – 12,00 ct/kWh netto. Die konkrete Höhe ist abhängig von den konkreten Kosten des Netzes (einschließlich vorgelagerter Netze), an das der Letztverbraucher angeschlossen ist. Die Arbeitspreis-Komponente der Netzentgelte ist damit für rund ein Drittel des Strompreises verantwortlich. Von besonderem Interesse ist aus Kundensicht daher, ob sich die Netzentgelte reduzieren lassen. Eine besonders interessante Möglichkeit bietet sich insoweit für die Betreiber sog. „steuerbarer Verbrauchseinrichtungen“, d. h. von Wärmepumpen, Batteriespeichern und Wallboxen für Elektrofahrzeuge. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die seit dem 01.01.2024 an das Stromnetz angeschlossen werden, müssen vom Stromnetzbetreiber steuerbar sein, d. h. der Verbrauch muss vom Netzbetreiber „gedimmt“ werden können. Nur auf eine Leistung von 4,2 kW besteht ein durchgängiger Anspruch. Auf diese Weise wird dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben, im Fall von Netzengpässen die Netzstabilität sicherzustellen.

Als Gegenleistung für die Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber erhalten die Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen eine Netzentgeltreduzierung. Einzelheiten hat die Bundesnetzagentur in einer Festlegung geregelt (Az. BK8-22/010-A). Die Betreiber können wählen zwischen

- Modul 1: pauschale Netzentgeltreduzierung in Höhe von 80 Euro/Jahr zzgl. einer netzbetreiberindividuellen Stabilitätsprämie (insgesamt in der Regel zwischen 100 und 200 Euro/Jahr)

- Modul 2: prozentuale Arbeitspreisreduzierung, wobei der reduzierte Arbeitspreis 40 % des Arbeitspreises für die Entnahme ohne Leistungsmessung des Netzbetreibers in der Niederspannung entsprechen muss
- Modul 3: zeitvariable Netzentgelte (nur in Kombination mit Modul 1)

Mit Blick auf die Reduzierung der Stromkosten ist insbesondere Modul 3 interessant: Seit dem 01.04.2025 müssen Netzbetreiber in mindestens zwei Quartalen des Jahres zeitvariable Netzentgelte mit drei Tarifstufen anbieten (vgl. Abb. 2.4.45):

- eine Standardlasttarifstufe (ST) mit dem normalen Arbeitspreis,
- eine Hochlasttarifstufe (HT) max. 100 % oberhalb der ST-Tarifstufe für Tageszeiten, für die eine besonders hohe Auslastung im Stromnetz prognostiziert wird, und
- eine Niedriglasttarifstufe (NT) im Korridor zwischen 10 und 40 % der ST-Tarifstudie für Tageszeiten mit besonders niedriger prognostizierter Auslastung im Stromnetz.

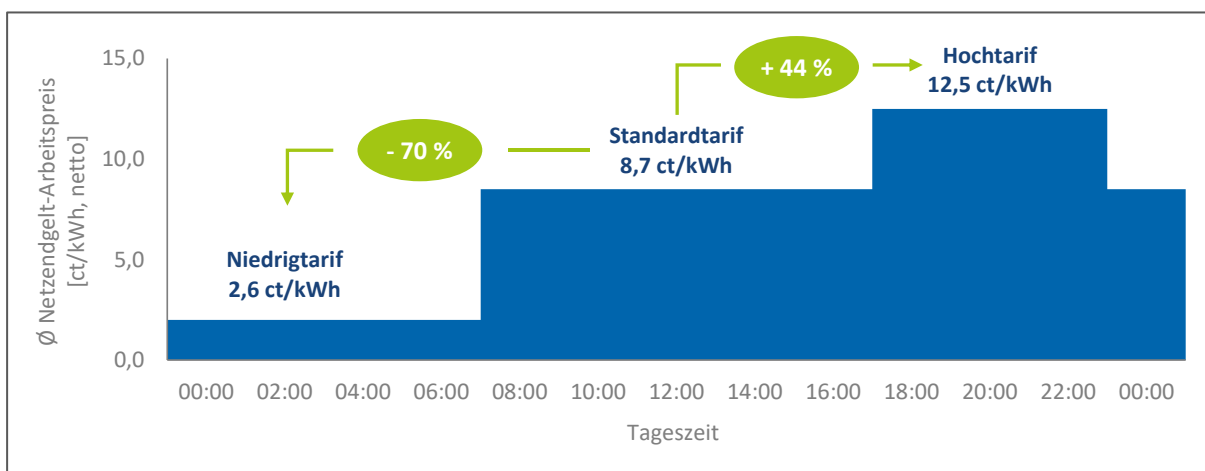


Abb. 2.4.45: Durchschnittliche Netzentgelt-Arbeitspreise je Tarifstufe aller deutschen Verteilnetzbetreiber für das Kalenderjahr 2025 (tageszeitliche Verteilung beispielhaft)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von InnoCharge und ene't 2025a

Genutzt werden kann Modul 3 von den Betreibern steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit einem – auch für dynamische Stromtarife erforderlichen – intelligenten Messsystem (Smart Meter) und ohne registrierende Leistungsmessung (Stromverbrauchserfassung in Minuten-Zeitintervallen), die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Ganz grundsätzlich bietet es ihnen den Anreiz, ihren Stromverbrauch in Zeitfenster zu verschieben, in denen die Netzentgelte besonders niedrig sind und sich damit Stromkosten sparen lassen. Ein Risiko besteht allerdings darin, dass die Quartale und die tageszeitlich definierten Tarifzeitfenster vom Netzbetreiber jährlich neu festgelegt werden können. Mit Blick auf die Campingbranche kommt hinzu, dass nicht alle Netzbetreiber ihre zeitvariablen Netzentgelte im für den Campingbetrieb hauptsächlich relevanten zweiten und dritten Quartal anbieten. Für das erste Jahr dieses Angebots (2025) zeigt sich, dass primär Netzbetreiber im Westen und Südwesten Deutschlands – also in Regionen mit viel Solarstrom – ihre zeitvariablen Netzentgelte in diesen Zeiträumen anbieten. Im Norden, Osten und Südosten des Landes liegen die Zeitfenster – teils aufgrund der hohen Windenergieproduktion – im ersten Quartal, im vierten Quartal werden die zeitvariablen Netzentgelte nahezu flächendeckend im gesamten Bundesgebiet angeboten (InnoCharge und ene't 2025b). Tageszeitlich liegen die Niedriglasttarife häufig in den Nachtstunden, was sich bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und damit der Möglichkeit zum zeitlichen Verschieben von Stromverbräuchen jedoch abfangen lässt.

Es wird deutlich, dass sich Campingplatzbetreibende mit Interesse an diesem Modell umfassend informieren und mit ihren Stromverbräuchen befassen müssen. Dennoch können sich gerade für Campingplätze in den westlichen und südwestlichen Regionen Deutschlands, die große steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen oder Wallboxen betreiben, sehr interessante wirtschaftliche Anreize ergeben. Gelingt es, den Stromverbrauch in Zeitfenster zu verschieben, in denen sowohl der Strompreis im Rahmen eines dynamischen Stromtarifs als auch das Netzentgelt aufgrund der Nutzung von Modul 3 nach § 14a EnWG sehr niedrig sind, können die beiden wesentlichen Komponenten des Strompreises (Preis für die Commodity „Strom“ und Netzentgelte) und damit der Gesamtstrompreis erheblich gesenkt werden. Sollte der Stromverbrauch nicht so einfach steuerbar sein, können Stromspeicher helfen, den Strom zu kaufen und zu speichern, wenn er besonders preiswert ist, und ihn zu verbrauchen, wenn er benötigt wird.

Bislang besteht die Möglichkeit einer Netzentgeltreduktion nach § 14a EnWG nur für Letztverbraucher, die in Niederspannung angeschlossen sind. Im Zuge einer Weiterentwicklung des Strommarktdesigns ist jedoch nicht unwahrscheinlich, dass es Anreize zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs z. B. über dynamische Netzentgelte auch für Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung geben wird. Erste Überlegungen in diese Richtung hat die Bundesnetzagentur im Mai 2025 bereits mit einem Diskussionspapier für eine „Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (Ag-Nes)“ (Bundesnetzagentur 2025a) angedeutet.

2.4.5.2 Rahmenbedingungen des Campingplatzes Fallstudie 3

Als Standort für den Muster-Campingplatz dieser Fallstudie wurde eine ländliche Region im Nordosten Baden-Württembergs ausgewählt. Netzbetreiber in diesem Netzgebiet ist Netze BW, der größte Verteilnetzbetreiber des Bundeslandes. Er bietet zeitvariable Netzentgelte im Jahr 2025 vom zweiten bis vierten Quartal an – und damit in der Öffnungszeit des Campingplatzes. Das Niedrigtarifzeitfenster liegt zudem in der Mittagszeit zwischen 10 und 14 Uhr. Dies ist insofern vorteilhaft, als dass der Stromverbrauch des Campingplatzes tagsüber deutlich höher ist als nachts. In Zeiten des Niedrigtarifs kann somit viel günstiger Strom direkt verbraucht und ergänzend bei Bedarf auch für später gespeichert werden.

Der für diese Fallstudie definierte Campingplatz verfügt über 100 Standplätze und wird über einen Niederspannungsanschluss versorgt – eine Voraussetzung für die Nutzung zeitvariabler Netzentgelte nach § 14a EnWG. Er ist vom 1. April bis 31. Oktober geöffnet und verfügt über zwei Gebäude, von denen eines die Verwaltung, einen Kiosk und einen Imbiss beherbergt, das zweite die Sanitäreinrichtungen und Gemeinschaftsbereiche (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik). Im Winter hat der Campingplatz geschlossen, die beiden Gebäude müssen in dieser Zeit durch Beheizung aber frostgeschützt gehalten werden. Tab. 2.4.20 fasst die Rahmendaten zum Campingplatz Fallstudie 3 zusammen.

Für den Campingplatz dieser Fallstudie wird die Nutzung eines dynamischen Stromtarifs und zeitvariabler Netzentgelte nach § 14a EnWG (Modul 3) – auch unter Einsatz eines Batteriespeichers – simuliert. Das bestehende Energiesystem wird wie in Abb. 2.4.46 dargestellt angenommen: Strom wird über einen Netzanschluss mit Ökostromtarif bezogen. Für Heizung bzw. Kühlung und Warmwasserbereitung kommt jeweils eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz. Die Wärmespeicherung erfolgt über einen Trinkwasser- und einen Pufferspeicher.

Tab. 2.4.20: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 3
 Quelle: Eigene Ergebnisse

Standort und Klima	
Standort	Nordosten Baden-Württemberg
Wetterstation	Öhringen
Längen- / Breitengrad	49° 12' N, 9° 30' O
Campingplatz	
Öffnungszeiten	1. April bis 31. Oktober
Anzahl Standplätze	100
Personen pro Standplatz	2,8
Auslastung gemäß... (monatl. Durchschnitt)	Bundesland Baden-Württemberg
Netzanschluss	Niederspannung, 100 kW, nicht leistungsbemessen
Gebäude 1	
Funktionsbereiche	Verwaltung, Kiosk, Imbiss
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	10 m x 13 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Flachdach)	130,0 m ²
Bewertungsfläche Gebäudehülle	333,0 m ²
Gebäude 2	
Funktionsbereiche	Sanitär, Gemeinschaftsbereich (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik)
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	10 m x 20 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Flachdach)	200,0 m ²
Bewertungsfläche Gebäudehülle	480,0 m ²

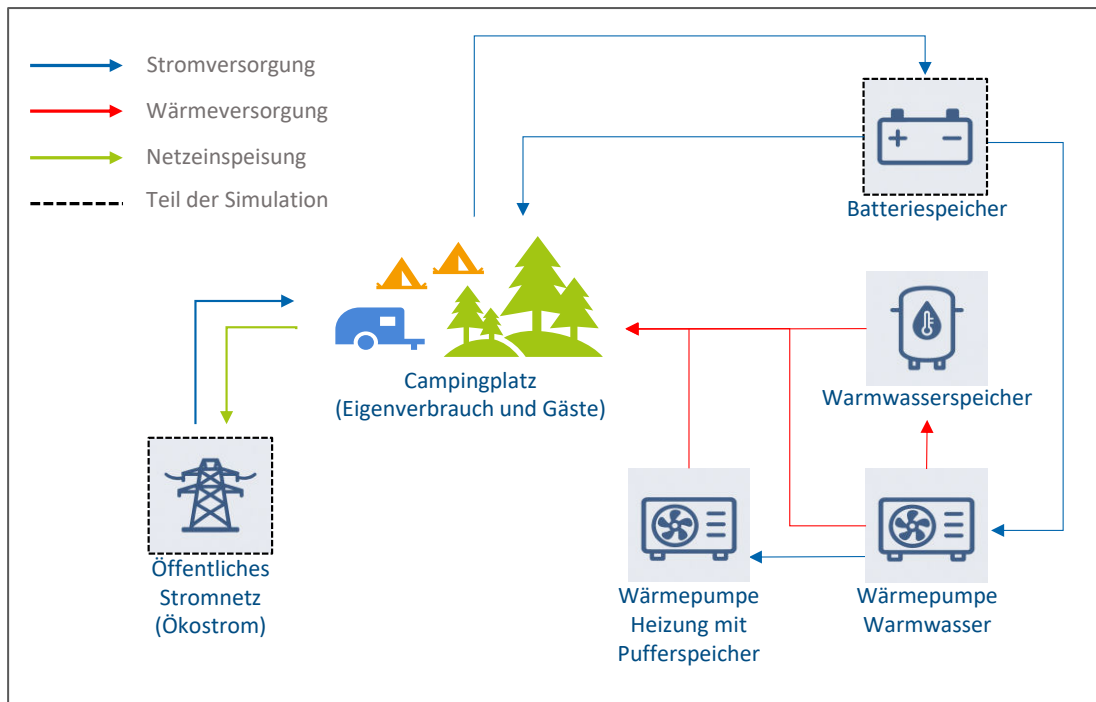


Abb. 2.4.46: Bestehendes und simuliertes regeneratives Energiesystem des Campingplatzes Fallstudie 3
 Quelle: Eigene Darstellung (tw. erstellt mit Adobe Firefly)

2.4.5.3 Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 3

In Tab. 2.4.21 sind die Daten zum erforderlichen Heiz- und Warmwassersystem von Campingplatz Fallstudie 3 dargestellt:

- Für den Heizbetrieb ist eine bivalente Wärmepumpe (Wärmepumpe mit einem elektrischen Direktheizer für Lastspitzen) mit einer Gesamtheizleistung von 20 kW vorzusehen, wovon 10 kW Leistung auf die Wärmepumpe entfallen. Ob ein Gerät ausreichend ist oder zwei separate Geräte nötig sind, hängt vom räumlichen Abstand der beiden Gebäude ab. Für den Pufferspeicher ist ein Volumen von 1.000 Litern ausreichend. Am Standort Öhringen ist zumindest tageweise ein sommerlicher Kühlbedarf zu erwarten, so dass die Heiz-Wärmepumpe reversibel sein sollte.
- Für die Warmwasserbereitung ist eine monovalente Warmwasser-Wärmepumpe mit 82 kW Heizleistung vorzusehen. Die Leistung ist so dimensioniert, dass kein Hilfsaggregat (z. B. elektrischer Heizstab) notwendig ist und die Wärmepumpe ihre tägliche Laufzeit komplett in das Zeitfenster von 10 bis 14 Uhr legen kann, um von dem hier gültigen Niedrigtarif der Netzentgelte zu profitieren. Bei Einsatz einer kleineren Wärmepumpe könnte entweder die Mindesttemperatur von 40 °C bei hoher Auslastung des Campingplatzes nicht immer eingehalten werden oder die Wärmepumpe müsste zusätzlich zu anderen Tageszeiten laufen, in denen der Strom teurer ist. Für die Trinkwasserspeicherung ist ein Volumen von mind. 9.000 Litern erforderlich, da auch der Speicher eine ganze Tagesverbrauchsmenge vorhalten muss, um Starts der Wärmepumpe außerhalb der Niedrigtarifzeiten zu verhindern.

Tab. 2.4.21: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 3

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Daten zum Heizsystem	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Heizleistung max. Wärmepumpe	10 kW
Heizleistung elektrischer Heizstab	10 kW
Kühlbetrieb möglich	ja
Vorlauftemperatur Komfortbetrieb	50 °C
Vorlauftemperatur Einfrierschutz	11 °C
Raum-Solltemperatur Komfort	20 °C
Raum-Solltemperatur Einfrierschutz	7 °C
Volumen Pufferspeicher (Summe)	1.000 l
COP	temperaturabhängig
Heizbetrieb bis (Außentemperatur)	15 °C
Kühlbetrieb ab (Außentemperatur)	25 °C
Daten zur Warmwasserbereitung	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Warmwasserverbrauch pro Person/Tag	40 l
Heizleistung max.	82 kW
Vorlauftemperatur Warmwasser	> 60 °C
Volumen Warmwasserspeicher (Summe)	9.000 l
Jahresarbeitszahl (konstant)	2,5

Die Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher erfolgt mittels Matlab/Simulink gemäß der in den Abschn. 2.4.2.2 und 2.4.2.6 beschriebenen Methodik. Die Auslegung des Heizwärmeerzeugers erfolgt für Winter, wobei in Öhringen die Norm-Außentemperatur bei $-10,6\text{ °C}$ liegt (für die dynamische Simulation wurde eine Tag-/Nacht-Variation von $\pm 5\text{ °C}$ angenommen, weshalb die Außentemperatur zwischen $-5,6$ und $-15,6\text{ °C}$ schwankt). Die Innentemperatur der Gebäude wurde auf $+7\text{ °C}$ (Einfrier-schutz) gesetzt, da im Winter der Campingplatz nicht geöffnet ist. Es wurde angenommen, dass für 7 °C Lufttemperatur Vorlauf-temperaturen zwischen 9 °C und 14 °C ausreichend sind. Mit diesen Eingangsdaten wurden (1) Heizleistung und (2) Speichergröße variiert.

Das Ergebnis für eine Heizleistung von 10 kW und eine Speichergröße von 1.000 l ist in Abb. 2.4.47 dargestellt. Diese Auslegung wurde zur Sicherheit anhand einer kalten Periode zu Saisonbeginn überprüft, wobei für das Jahr 2024 der 24. April als besonders kalt identifiziert wurde. Die Außentemperaturen lagen zu diesem Zeitpunkt zwischen $-0,8$ und $+6,8\text{ °C}$. Als Innentemperatur wurde 20 °C angenommen.

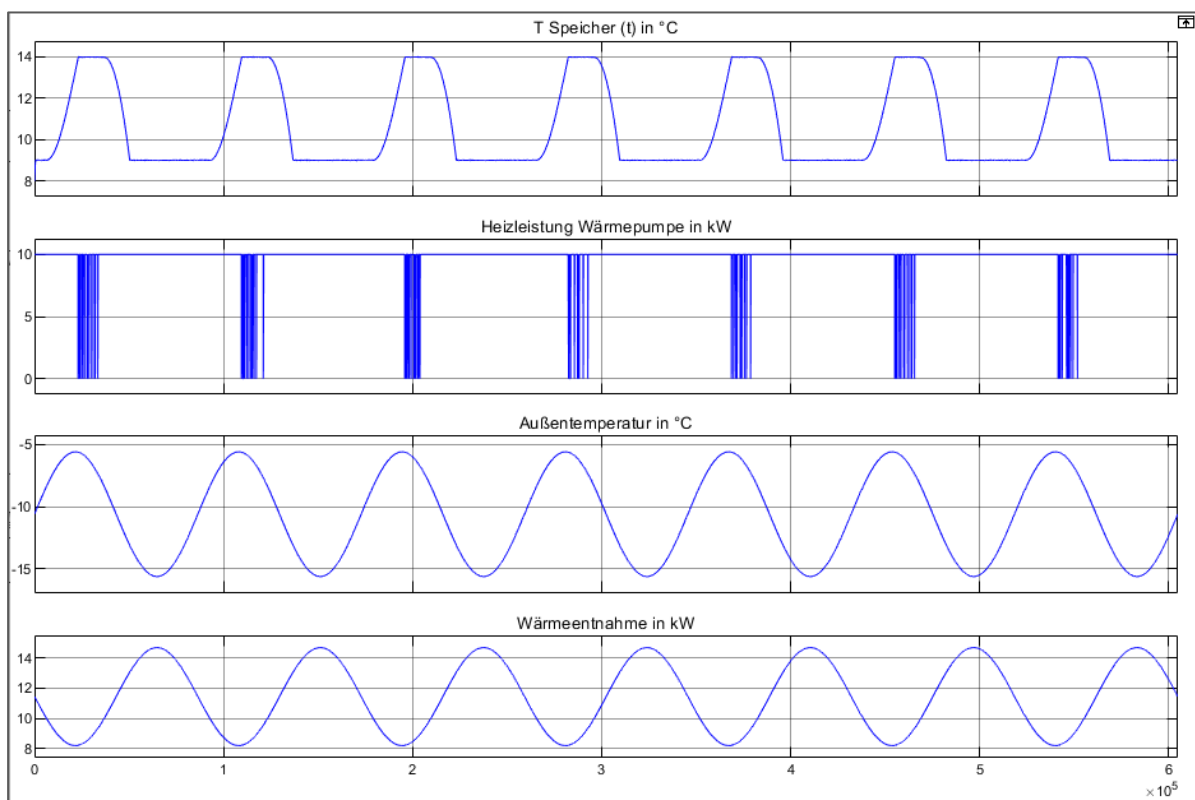


Abb. 2.4.47: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur ($-10,6\text{ °C}$) Campingplatz Fallstudie 3
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Die Ergebnisse dieser Überprüfung sind in Abb. 2.4.48 dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Kombination aus 10 kW Wärmepumpe und 1.000 l Pufferspeicher in dieser Periode Vorlauf- (Speicher-) Temperaturen von bis zu 56 °C ermöglichen. In den kalten Nächten stützt der zusätzliche el. Heizstab zeitweise die Speichertemperatur bei 49 °C . Bei Flächenheizsystemen (z. B. Fußbodenheizungen) könnte der el. Heizstab sogar außer Betrieb bleiben.

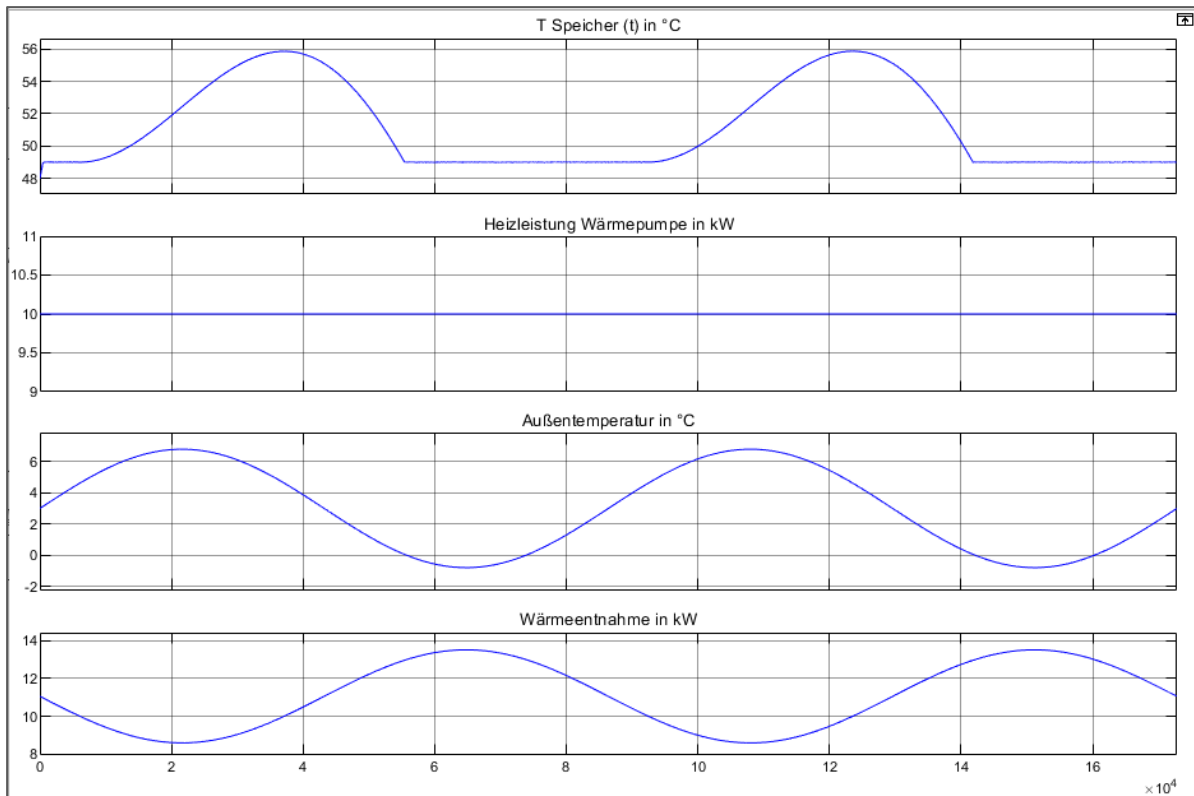


Abb. 2.4.48: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 24.04.2024 Campingplatz Fallstudie 3
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Die Auslegung des Warmwassersystems geht von einer Vollauslastung (100 %) des Campingplatzes und einem Warmwasserverbrauch von 40 l je Person und Tag aus. Die Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung soll als steuerbare Last ausschließlich zwischen 10 und 14 Uhr laufen, weil in dieser Zeit der Niedrigtarif für zeitvariable Netzentgelte gilt. Aus dieser Randbedingung ergibt sich für die Warmwasser-Wärmepumpe eine Heizleistung von 82 kW thermisch und ein Speichervolumen von 9.000 l.

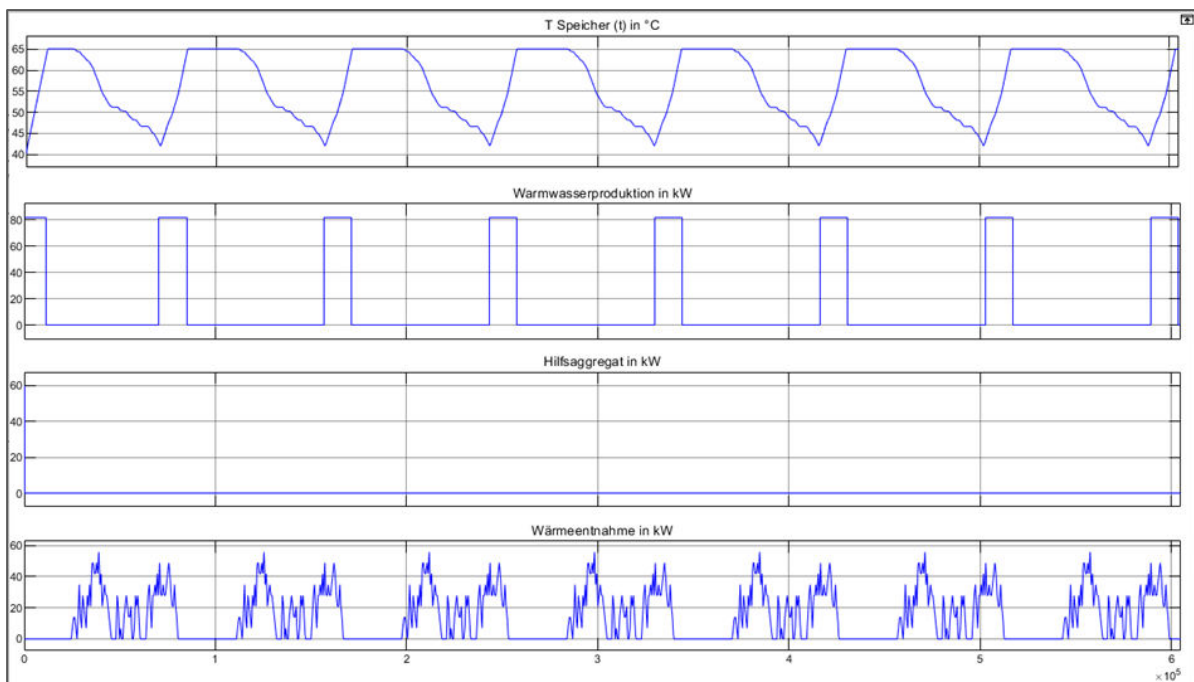


Abb. 2.4.49: Auslegung der Warmwasserbereitung Campingplatz Fallstudie 3
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Das Simulationsergebnis dieser Auslegung ist in Abb. 2.4.49 für eine Woche Vollaustattung dargestellt. Zu erkennen sind die täglich wiederkehrenden Warmwasserentnahmen (unterstes Diagramm). Gut zu erkennen ist auch die kurze tägliche Laufzeit der Wärmepumpe (zweites Diagramm von oben). Ein el. Heizstab muss nie zugeschaltet werden (zweites Diagramm von unten). Die Speichertemperaturen steigen täglich bis 65 °C, was auch wegen der Legionellenbekämpfung notwendig ist (oberstes Diagramm).

2.4.5.4 Jahressimulation: Ergebnisse des Basissystems Campingplatz Fallstudie 3

In Tab. 2.4.22 sind die Daten zum Energieverbrauch des Campingplatzes Fallstudie 3 in seiner angenommenen Grundausstattung (Basissystem) angegeben (vgl. Abb. 2.4.46 ohne dynamische Strompreise und zeitvariable Netzentgelte). Sie sind Ergebnis (1) der Strombedarfsanalyse gemäß Abschn. 2.4.2.3 sowie (2) der hier dargestellten temperatur- bzw. auslastungsabhängigen Jahressimulation der Energieverbräuche im Basissystem.

Die Simulation für das Musterjahr 2024 ergibt für den Campingplatz Fallstudie 3 auf Grundlage des bestehenden Energiesystems einen jährlichen Gesamtstrombedarf von 48.444 kWh. Der maximale tägliche Strombezug aus dem öffentlichen Netz liegt bei 462 kWh (im August). Ein Großteil des Stroms entfällt auf die Standplätze (36 %), gefolgt vom Bedarf für die übergeordneten Einrichtungen des Campingplatzes (32 %). Der Warmwasserverbrauchsanteil ist im Vergleich zum Campingplatz der Fallstudie 1 (100 Stellplätze) geringer, weil für den Campingplatz dieser Fallstudie nur von einem Duschgang pro Person und Tag ausgegangen wird. Bei einem Strompreis von 32,69 ct/kWh (vgl. Abschn. 2.4.5.6) ergeben sich jährliche Stromkosten in Höhe von 15.837 €.

Die in Tab. 2.4.22 angegebenen Jahresverbräuche sind als Vergleichsdaten zu einem heutigen (fossil versorgten) Campingplatz zu verstehen. Insbesondere der Heizbedarf (inkl. Warmwasserbedarf) wird derzeit typischerweise durch Flüssiggas, Erdgas oder Heizöl gedeckt. Die Energiekosten bei fossiler Wärme- und Warmwassererzeugung (Gaspreis: 10,4 ct/kWh (Quelle: Statista 2025), Nutzungsgrad Gastherme: 0,9) betragen 16.139 € (darunter Erdgas: 4.509 €, Strom: 11.630 €).

Tab. 2.4.22: Jährlicher Strombedarf je Verbrauchsstelle des Campingplatzes Fallstudie 3

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Verbrauchsstelle	Strombedarf pro Jahr	
	absolut	in %
Standplätze (ohne Heizen)*	17.551 kWh	36
Einrichtungen des Campingplatzes*	15.274 kWh	32
Warmwasserbereitung**	9.493 kWh (\cong 23.733 kWh Wärme)	20
Heizen Gebäude**	3.374 kWh (\cong 15.286 kWh Wärme)	7
Kühlen Gebäude**	267 kWh	1
Heizen an Standplätzen (elektr. Heizungen)**	1.804 kWh	4
Kühlen an Standplätzen (elektr. Kühlung)**	681 kWh	1
Gesamt	48.444 kWh	100
Hinweise: * Berechnung basiert auf übergeordneter Strombedarfsermittlung (vgl. Abschn. 2.4.2.3); Strombedarf am Standplatz: 2,41 kWh/Tag, Strombedarf fix an Einrichtungen des Campingplatzes: 50,41 kWh/Tag, Strombedarf pro Person an Einrichtungen des Campingplatzes: 0,22 kWh/Tag ** Ermittlung erfolgt temperaturabhängig im Rahmen der Jahressimulation (vgl. Abschn. 2.4.2.5); Wärmebedarf Warmwasser pro Person: 1,16 kWh/Tag		

In Abb. 2.4.50 sind Auslastung und Stromverbrauch des Campingplatzes Fallstudie 3 für die angenommene Grundausstattung (Basissystem) über das Musterjahr 2024 dargestellt. Gut zu erkennen sind die Schließzeiten zwischen dem 1. November und dem 31. März (Auslastung 0 %). Die Stromverbräuche in dieser Zeit sind auf die Wärmepumpe Heizen zurückzuführen, die in dieser Periode den Einfrierschutz sicherstellt. Sobald der Betrieb aufgenommen wird, steigt auch der Stromverbrauch signifikant. Während der Öffnungszeit ist deutlich zu erkennen, dass die auslastungsabhängigen Verbräuche an den Standplätzen und für Warmwasser einen beträchtlichen Anteil am Gesamtverbrauch haben. Starke tägliche Schwankungen im Gesamtverbrauch sind auf unterschiedliche Heizleistungen zurückzuführen.

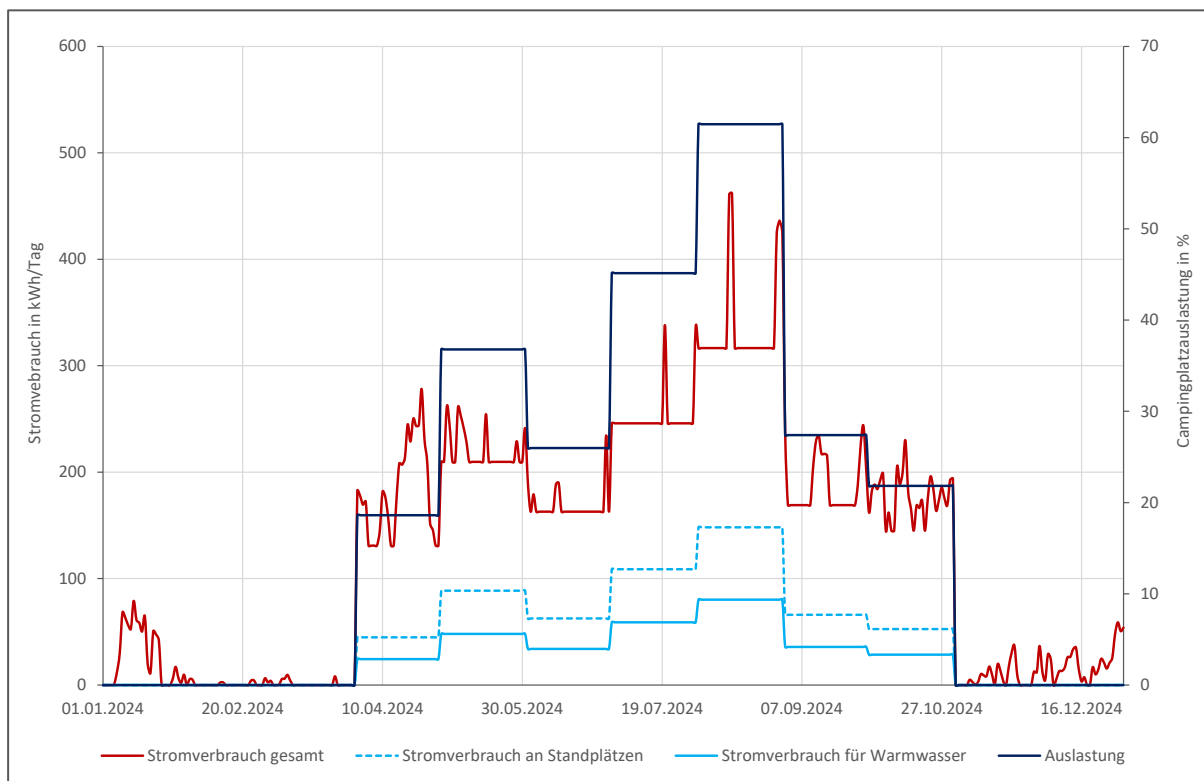


Abb. 2.4.50: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 3

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.5.5 Jahressimulation: Ergebnisse mit dynamischen Strompreisen und zeitvariablen Netzentgelten sowie Batteriespeicher

Im zweiten Teil der Jahressimulation wird untersucht, inwieweit eine Lastverschiebung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und eine Stromspeicherung mittels Batteriespeicher in Zeitfenster(n) mit günstigen Netzentgelten dem Campingplatz Fallstudie 3 Kostenvorteile bringen kann.

Grundlage der unterjährigen Simulation des dynamischen Stromtarifs ist der deutschlandweite tagesdurchschnittliche Day-Ahead-Börsenpreis für Strom im Jahr 2024. Die Simulation der zeitvariablen Netzentgelte basiert auf dem Angebot von Netze BW im Jahr 2025: Zeitvariable Netzentgelte werden vom 1. April bis zum 31. Dezember angeboten. Dabei liegt die Niedrigtarifstufe im Zeitraum von 10 bis 14 Uhr, die Hochtarifstufe in den Abendstunden von 17 bis 22 Uhr. In der restlichen Zeit werden die Netzentgelte zum Standardtarif fällig, ebenso im ersten Quartal des Jahres. Die Verteilung der Netzentgelttarife über den Tag zeigt eine Ähnlichkeit zur tageszeitlichen Höhe der Day-Ahead-Strompreise (vgl. Abb. 2.4.51). Ein Strombezug in der Mittagszeit zwischen 10 und 14 Uhr ist somit durch einen günstigen Day-Ahead-Preis bei zeitgleich niedrigsten Netzentgelten besonders günstig. Der

zeitliche Bezug beider Strompreisgrößen auf dasselbe Jahr ist nicht möglich, da die Day-Ahead-Strompreise für das Gesamtjahr 2025 zum Simulationszeitpunkt noch nicht verfügbar sind, die zeitvariablen Netzentgelte nach Modul 3 zugleich erst seit dem Jahr 2025 gelten.

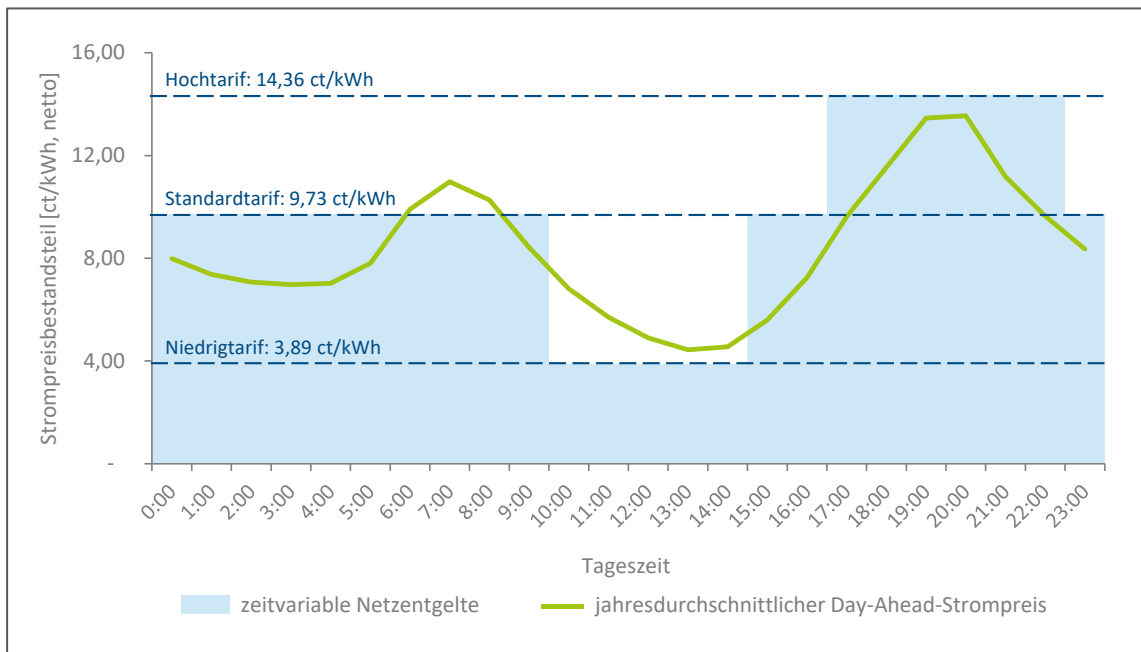


Abb. 2.4.51: Tageszeitlicher Verlauf deutschlandweiter jahresdurchschnittlicher Day-Ahead-Strompreise 2024 und zeitvariabler Netzentgelte 2. bis 4. Quartal 2025 Netze BW

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. 2025; Netze BW 2024, S. 5

Um möglichst umfassend von den besonders günstigen Strompreisen in der Mittagszeit zu profitieren, muss der Campingplatz einen größtmöglichen Anteil seines Stromverbrauchs in das Zeitfenster von 10 bis 14 Uhr legen. Eine steuerbare Verbrauchseinrichtung ist die Warmwasser-Wärmepumpe mit der Möglichkeit, das für den gesamten Tag benötigte Warmwasser in der Mittagszeit vorzuheizen und in einem ausreichend großen Warmwasserspeicher zwischenspeichern. Die Warmwasser-Wärmepumpe und der Warmwasserspeicher wurden entsprechend so ausgelegt (vgl. Abschn. 2.4.5.3), dass die gesamte Warmwassererzeugung täglich im Zeitfenster zwischen 10 und 14 Uhr erfolgen kann.

Eine weitere Möglichkeit zum Bezug von möglichst viel Strom im günstigen Mittagszeitfenster ergibt sich durch den Einsatz eines Batteriespeichers. Ein solcher Stromspeicher wird mit unterschiedlicher Speicherkapazität und Ladeleistung (0,5 c) für die Öffnungszeit des Campingplatzes simuliert – außerhalb der Öffnungszeit wird der Batteriespeicher nicht genutzt. Die maximale Strombezugsleistung (Batterieleistung und zeitgleiche Versorgung des Campingplatzes) ist durch den Netzanschluss auf 100 kW begrenzt. Die Steuerung des Batteriespeichers erfolgt gebunden an die Tariffenster der Netzentgelte und den sich in diesen Zeitfenstern gemäß Strombedarfsanalyse ergebenden Strombedarfen (vgl. Tab. 2.4.23):

- Der Ladebetrieb des Batteriespeichers erfolgt ausschließlich in der Niedrigtarifzeit (NT) von 10 bis 14 Uhr.
- Der gespeicherte Strom wird für die Nutzung in der Hochtarifzeit (HT) von 17 bis 22 Uhr vorgehalten.
- In der Standardtarifzeit (ST) wird der Batteriespeicher mit nachrangiger Priorität gegenüber der HT-Zeit entladen oder ist inaktiv, falls bereits sämtlicher Strom für die HT-Zeit benötigt wird.

- Bei einer vorhandenen Restkapazität an Strom im Speicher (nach bereits erfolgter Deckung des Bedarfs zu HT- und ST-Zeiten), wird der Strom während der HT-Stunden ins öffentliche Stromnetz eingespeist und per Direktvermarktung zum HT verkauft.

Tab. 2.4.23: Betriebsweise des Batteriespeichers für Campingplatz Fallstudie 3 in Abhängigkeit der Netzentgelttarife

CP: Campingplatz

Quelle: Eigene Ergebnisse

Tarif zeitvariable Netzentgelte	Stromversorgung	Stromeinspeisung
Niedrigtarif (NT)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Versorgung CP über Netzbezug ▪ darüber hinaus: Batterieladung mit max. möglicher Leistung, bis Batterie voll bzw. NT zu Ende ist 	nein
Standardtarif (ST)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ wenn Batteriekapazität ausreichend: Versorgung CP aus Batterie (nachrangige Priorität ggü. HT) ▪ wenn Batteriekapazität nicht ausreichend: Versorgung CP über Netzbezug 	nein
Hochtarif (HT)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ wenn Batteriekapazität ausreichend: Versorgung CP aus Batterie (vorrangige Priorität ggü. ST) ▪ wenn Batteriekapazität nicht ausreichend: Versorgung CP über Netzbezug 	wenn nach HT- und ST-Versorgung Restkapazität in Batterie: Entladen der Batterie

Die Jahressimulation des Strombezugs von Campingplatz Fallstudie 3 zeigt, dass ohne Einsatz eines Batteriespeichers 35 % des Strombezugs auf die NT-Zeit entfallen (vgl. Abb. 2.4.52) – hierin berücksichtigt ist, dass die Bereitung des gesamten Tagesbedarfs an Warmwasser in diesem Zeitfenster erfolgt. Wird ergänzend ein Batteriespeicher eingesetzt, kann der Campingplatz ab einer Speicherkapazität von 30 kWh einen spürbar größeren Anteil des benötigten Stroms im NT-Zeitfenster beziehen – genau genommen 49 %, also nahezu die Hälfte des gesamten Jahresstrombedarfs. Bei einer Speicherkapazität von 100 kWh steigt dieser Anteil auf bis zu 79 %.

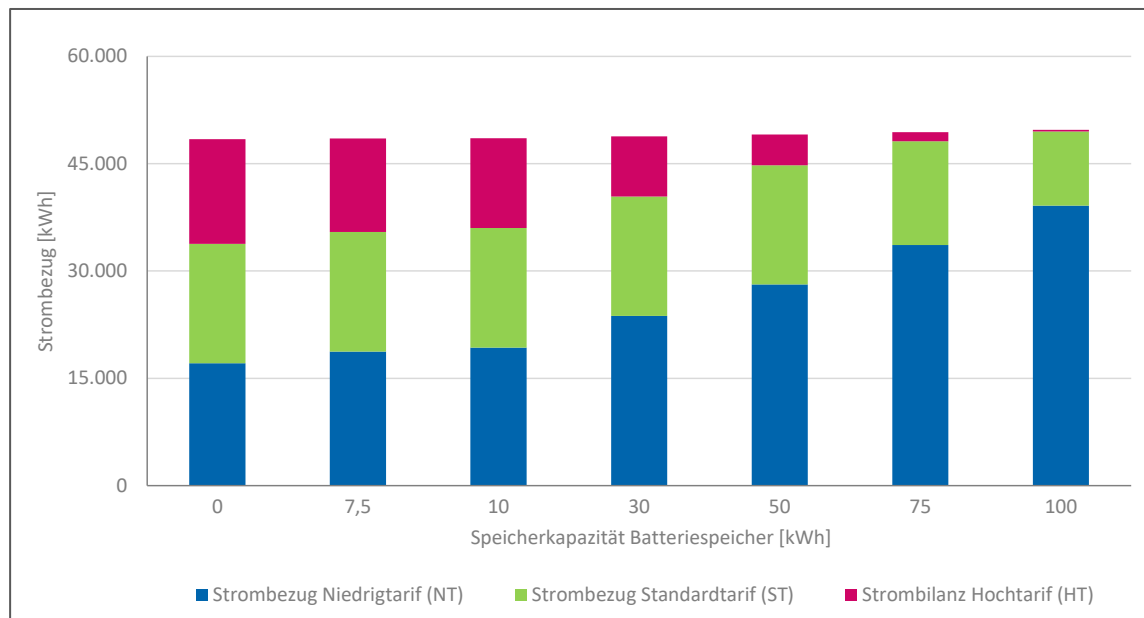


Abb. 2.4.52: Verteilung der jährlichen Strombezugsmengen nach Netzentgelttarifen in Abhängigkeit der Speicherkapazität des Batteriespeichers für Campingplatz Fallstudie 3

Strombilanz HT: Nettobilanz aus Strombezug und Stromeinspeisung in HT-Zeit

Bei den Varianten mit Batteriespeicher ist ein Mehrbezug von Strom infolge von Speicherverlusten notwendig.

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

2.4.5.6 Kosteneinsparung durch Tarifumstellung und wirtschaftliche Betrachtung des Einsatzes eines Batteriespeichers

Aus wirtschaftlicher Sicht sind in dieser Fallstudie insbesondere zwei Fragestellungen von Interesse: Welche Ersparnis kann durch die Nutzung dynamischer Strompreise und zeitvariabler Netzentgelte bei den laufenden jährlichen Betriebskosten erzielt werden? Ist der Einsatz eines Batteriespeichers für den zusätzlichen Bezug günstigen Stroms wirtschaftlich? Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung folgt der im Abschn. 2.4.2.7 beschriebenen Vorgehensweise.

Folgende Strompreisbestandteile (netto) werden in Abhängigkeit des gültigen Tarifzeitfensters bei den zeitvariablen Netzentgelten angesetzt:

- Dynamischer Stromtarif: deutschlandweiter tagesdurchschnittlicher Day-Ahead-Preis des Jahres 2024 im jeweiligen Tariffenster der zeitvariablen Netzentgelte (Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. 2025)
- Zeitvariable Netzentgelte Netze BW nach § 14a EnWG (Modul 3) 2. bis 4. Quartal 2025: NT: 3,89 ct/kWh, ST: 9,73 ct/kWh, HT: 14,36 ct/kWh; 1. Quartal: 9,73 ct/kWh (Quelle: Netze BW 2024, S. 5)
- Weitere staatlich induzierte Strompreisbestandteile (SIPs) ganzjährig: 6,36 ct/kWh (Quelle: wattline GmbH 2025)
- Preis für die Einspeisung von Stromüberschüssen im HT: deutschlandweiter tagesdurchschnittlicher Day-Ahead-Preis des Jahres 2024 in der HT-Zeit
- Als Vergleichsbasis: fester Strompreis ganzjährig (analog der Vorgehensweise in der Simulation wird der Strompreis aus dem Jahr 2024 verwendet, die SIPs aus dem Jahr 2025): 32,69 ct/kWh, darunter: 16,60 ct/kWh Lieferantenpreis (durchschnittlicher Strompreis am 01.04.2024 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr; Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025, S. 190), 9,73 ct/kWh Netzentgelte, 6,36 ct/kWh weitere SIPs (siehe oben)

Die Investitionskosten umfassen in den Varianten mit Batteriespeicher die Anschaffungskosten für ebendiesen. Weitere Investitionsaufwendungen entstehen durch die notwendige Anschaffung eines Smart Meters (Annahme der Einbaukosten: 100 €).

Weiterhin ergeben sich folgende fallstudien-spezifische Datengrundlagen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (alle Kosten ohne MwSt.):

- Wartungs- und Versicherungskosten Batteriespeicher: 2 % der Investitionskosten pro Jahr
- Betrieb des notwendigen Smart Meters: 92,44 €/Jahr (Quelle: Netze BW 2025, S. 1)
- Software zur Steuerung des Batteriebetriebs: 120 €/Jahr (Quelle: 1KOMMA5° 2025)
- Gebühren Direktvermarktung Stromeinspeisung: 10 % der Einspeiseeinnahmen (Quelle: eigene Annahme)
- Gutschrift nach Modul 1 § 14a EnWG, das immer zusammen mit Modul 3 § 14a EnWG in Anspruch genommen werden muss: 140,20 €/Jahr (Quelle: Netze BW 2024, S. 4)
- Nutzungsdauer Batteriespeicher: 10 Jahre
- Annuitätenfaktoren Batteriespeicher (in % der Investitionskosten pro Jahr): 12,02 %

Tab. 2.4.24 gibt einen Überblick über die Investitionskosten, die jährlichen Betriebskosten, die jährliche Betriebskostensparnis sowie über die definierten wirtschaftlichen Kenngrößen für die Variante der reinen Tarifumstellung sowie für die Varianten unter zusätzlichem Einsatz eines Batteriespeichers. Aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung lassen sich folgende Rückschlüsse ziehen:

- Die Umstellung auf einen dynamischen Stromtarif und zeitvariable Netzentgelte führt bereits ohne Installation eines Batteriespeichers zu einer deutlichen Energiekostensparnis – sowie einer nahezu identisch hohen Betriebskostensparnis – von 30 % pro Jahr.

- Durch die Installation eines Batteriespeichers lässt sich die Energiekostensparnis auf bis zu 49 % bei einem 100 kWh Speicher steigern, die Betriebskostensparnis steigt auf 40 %. Die Kostenvorteile, die zusätzlich durch die Installation eines Batteriespeichers erzielt werden können, fallen somit moderater aus, als die Kostenvorteile durch die Umstellung auf einen dynamischen Stromtarif und zeitvariable Netzentgelte. Ab einer Speicherkapazität von 75 kWh nimmt der Zuwachs an Betriebskostensparnis zudem ab. Dies begründet sich in dem Umstand, dass das Verschiebepotenzial von günstigem Strom aus dem Speicher in die HT-Zeit endlich ist. Nur an wenigen Tagen in der Hochsaison liegt der Strombedarf in der HT-Zeit über 50 kWh, in den restlichen Zeiten reicht ein Speicher mit der Kapazität von 50 kWh für die besonders kostenrelevante Überbrückung der HT-Zeit aus. Mit zunehmender Speicherkapazität steigen zudem die Speicherbetriebskosten und werden zu einem relevanten Kostenfaktor. Eine Einspeisung von Stromüberschüssen erfolgt überhaupt erst ab einer Speichergröße von 75 kWh, der Umfang ist aber so gering, dass die hierüber erzielten Einnahmen nicht ins Gewicht fallen.
- Die Speichergrößen bis 50 kWh sind mit überschaubaren Amortisationszeiten und über dem Zinssatz liegenden ROIs wirtschaftlich. Ab 75 kWh Speicherkapazität liegt der ROI inkl. Kapitaldienst bei null bzw. im negativen Bereich, ab 100 kWh liegt die Amortisationszeit des Batteriespeichers zudem über seiner Nutzungsdauer.

Tab. 2.4.24: Investitionskosten, Betriebskostensparnis sowie Wirtschaftlichkeitskenngrößen ohne und mit verschiedenen großen Batteriespeichern bei Nutzung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte Campingplatz Fallstudie 3 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Kenngröße	Einheit	ohne Speicher	7,5 kWh Speicher	10 kWh Speicher	30 kWh Speicher	50 kWh Speicher	75 kWh Speicher	100 kWh Speicher
Investitions- und Betriebskosten								
Investitionskosten	€	100	6.010	7.840	21.730	34.980	51.090	66.850
Betriebskostensparnis	€/Jahr	4.830	4.860	4.910	5.340	5.790	6.160	6.350
Betriebskostensparnis	%/Jahr	30	31	31	34	37	39	40
Betriebskosten ohne Investition	€/Jahr	15.840	15.840	15.840	15.840	15.840	15.840	15.840
Energiekosten ohne dyn. Tarife	€/Jahr	15.840	15.840	15.840	15.840	15.840	15.840	15.840
Betriebskosten mit Investition	€/Jahr	11.010	10.980	10.930	10.490	10.050	9.680	9.490
Energiekosten mit dyn. Tarifen	€/Jahr	11.060	10.790	10.700	9.990	9.280	8.590	8.090
Strombezugskosten NT	€/Jahr	2.390	2.620	2.700	3.320	3.940	4.720	5.490
Strombezugskosten ST	€/Jahr	3.960	3.960	3.960	3.960	3.950	3.450	2.480
Strombezugskosten HT	€/Jahr	4.700	4.200	4.040	2.710	1.390	430	120
Wartungs-, Versicherungskosten	€/Jahr	0	120	160	430	700	1.020	1.340
Smart Meter	€/Jahr	90	90	90	90	90	90	90
Software Batteriesteuerung	€/Jahr	0	120	120	120	120	120	120
Direktvermarktungsgebühren	€/Jahr	0	0	0	0	0	1	16
Gutschrift Modul 1 §14 a EnWG	€/Jahr	140	140	140	140	140	140	140
Einnahmen aus Einspeisung	€/Jahr	0	0	0	0	0	11	170
Wirtschaftlichkeitskenngrößen								
Amortisationszeit	Jahre		1,2	1,6	4,1	6,1	8,3	10,5
ROI ohne Kapitaldienst	%/Jahr		70,8	52,7	14,6	6,5	2,1	-0,5
ROI mit Kapitaldienst	%/Jahr		68,8	50,6	12,6	4,5	0,0	-2,5

Zusammenfassende Empfehlung aus den technischen und wirtschaftlichen Simulationsergebnissen: Unter den in der Fallstudie angesetzten strompreistariflichen Rahmenbedingungen ist dem Campingplatz Fallstudie 3 der Umstieg auf einen dynamischen Stromtarif und zeitvariable Netzentgelte nach § 14a EnWG (Modul 3) zu empfehlen. Die Simulation zeigt, dass gute Chancen bestehen, die jährlichen Energiekosten deutlich zu senken. Gleichwohl ist auf die Risiken dieser flexiblen Tarife

hinzuweisen, insbesondere durch zeitweise hohe Strompreise und die jährliche Neufestlegung der jahres- und tageszeitlichen Tariffenster für zeitvariable Netzentgelte. Zumindest in Teilen können diese Risiken durch kurze Vertragslaufzeiten mit dem Energielieferanten begrenzt werden. Da Campingplätze ihren Hauptstrombedarf in den Sommermonaten mit einem hohen Anteil günstiger erneuerbarer Energie im Stromnetz haben, sind von dynamischen Stromtarifen mehr Vorteile als Nachteile zu erwarten. Der Campingplatz Fallstudie 3 erzeugt keinen eigenen Strom, kann also gerade auch in Zeiten mit viel Solarstrom im Sommer von günstigen Preisen profitieren. Sollen die jährlichen Betriebskosten zusätzlich gesenkt werden, ist dem Campingplatz ein Batteriespeicher zwischen 30 und 50 kWh zu empfehlen, der Nutzen ist jedoch begrenzt.

2.4.5.7 Weitere Erkenntnisse zu dynamischen Stromtarifen und zeitvariablen Netzentgelten auf Campingplätzen

Wie eingangs zu dieser Fallstudie dargelegt, hängen mögliche Kostenvorteile, insbesondere durch zeitvariable Netzentgelte, stark von der jahres- und tageszeitlichen Tarifgestaltung des jeweiligen Netzbetreibers ab. Mit dem Angebot zeitvariabler Netzentgelte in der Öffnungszeit des Campingplatzes Fallstudie 3, der Lage des Niedrigtarifzeitfensters in der Mittagszeit und dem tageszeitlichen Zusammenfall mit günstigen dynamischen Stromtarifen wurden für diese Fallstudie nahezu optimale strompreistarifliche Rahmenbedingungen gewählt. Eine Verallgemeinerung der Fallstudienresultate für andere Regionen Deutschlands ist durch die gewählten spezifischen Rahmenbedingungen nicht möglich. Gleichwohl lassen sich aus der Fallstudie auch einige allgemeine Erkenntnisse ableiten:

- Die zielgerichtete Nutzung dynamischer Strompreise und zeitvariabler Netzentgelte setzt eine fortlaufende Beschäftigung des Campingplatzbetreibenden mit dem Energiesystem voraus. Darüber hinaus können relevante Stromverbräuche (z. B. von Wärmepumpen, Wallboxen) im besten Fall zeitlich verschoben werden, alternativ (und auch ergänzend) können Stromspeicher die zeitliche Differenz zwischen günstigem Strom und Strombedarf überbrücken. Insgesamt erfordert die Tarifnutzung einen hohen Automatisierungsgrad des Energiesystems. Neben einem Smart Meter wird Software für die zeitliche Steuerung der Verbraucher und ggf. des Stromspeichers sowie für die Kommunikation mit der Strombörse benötigt.
- Dynamische Strompreise können – anders als in der Fallstudie simuliert – durch jeden Campingplatz mit Smart Meter auch unabhängig von zeitvariablen Netzentgelten in Anspruch genommen werden. Die Fallstudie hat gezeigt, dass die Tarife gerade in der Mittagszeit niedrig sind, da zu dieser Zeit viel erneuerbarer Solarstrom im Stromnetz verfügbar ist. Dieser Umstand kommt Campingplätzen zunächst einmal entgegen, da sie tagsüber einen höheren Strombedarf als nachts haben. Da der Strombedarf vieler Plätze gerade zur Mittagszeit jedoch niedriger sein wird als in den Vormittags- und Abendstunden, gilt es zu einer optimalen Nutzung dynamischer Stromtarife möglichst viel steuerbare Verbräuche in das günstige Zeitfenster zu legen bzw. diese zeitliche Differenz mit Stromspeichern zu überbrücken. Es ist zudem zu erwarten, dass Campingplätze ohne Eigenversorgung mit Solarstrom (wie in der Fallstudie), noch etwas stärker von dynamischen Strompreisen profitieren können als Plätze mit eigenem Solarstrom, den sie in der Regel vorzugsweise im günstigen mittäglichen Tariffenster verwenden würden.
- Das Niedrigtarifzeitfenster (NT) zeitvariabler Netzentgelte liegt im Jahr 2025 – anders als bei Netze BW in der Fallstudie – bei den meisten Verteilnetzbetreibern nachts. Für Campingplätze in solchen Regionen kann der Einsatz eines Batteriespeichers deutlich nützlicher sein, als für den Campingplatz Fallstudie 3. Durch den Batteriespeicher bestünde die Möglichkeit nachts günstigeren Strom einzukaufen und diesen tagsüber oder auch abends (wenn z. B. eine eigene Photovoltaikanlage nicht mehr ausreichend produziert) zu verbrauchen. Ähnlich wie in der Fallstudie könnte die Warmwasserbereitung zeitlich verlegt werden (in die Nacht), was wiederum auch in Bezug auf den auf 100 kW begrenzten Niederspannungsanschluss von Vorteil sein kann.

2.5 Leitfaden

Das letzte Arbeitspaket sieht die Zusammenführung der Ergebnisse und Erkenntnisse aus den vorangegangenen Arbeitspaketen in einem Leitfaden für Campingplatzbetreibende vor. Der Leitfaden soll Campingplatzbetreibende in der Tiefe über das Thema der regenerativen Energieversorgung informieren und zu treffende Entscheidungen auf dem Weg der Transformation des eigenen Energiesystems unterstützen.

Der erarbeitete, 88-seitige Leitfaden mit dem Titel „Regenerative Energieversorgung von Campingplätzen. Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau des Energiesystems“ ist dem Projektbericht in Anlage 3 beigelegt. Das Titelblatt des Leitfadens ist in Abb. 2.5.1 dargestellt, das Inhaltsverzeichnis in Abb. 2.5.2.

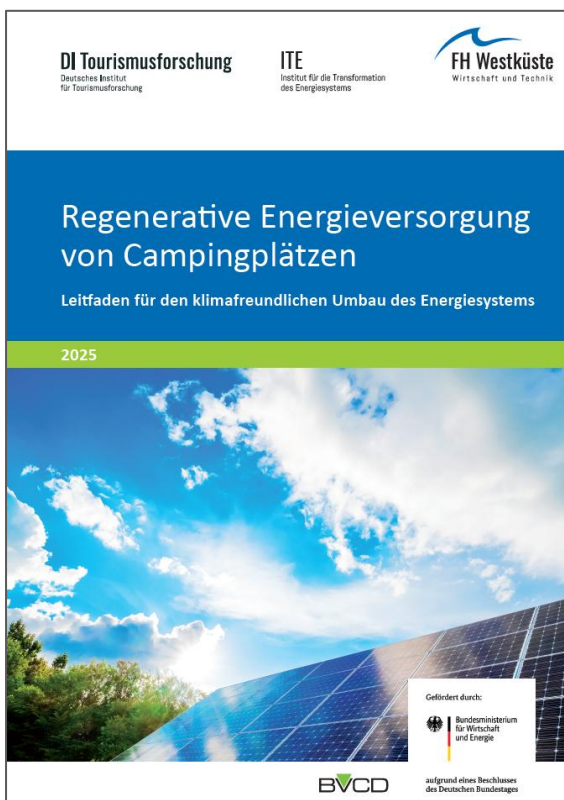


Abb. 2.5.1: Titel des erarbeiteten Leitfadens
Quelle: DI Tourismusforschung und ITE 2025

Inhalt	
EINFÜHRUNG	
Vorwort	6
Klimawandel	7
Tourismus: Betroffener und Verursacher zugleich	7
Klimaanpassung und Klimaschutz im Tourismus	8
Entwicklung des Campingtourismus in Deutschland	9
Klimawirkung von Campingplätzen	10
Klimaschutz auf Campingplätzen	11
Zukunftsfähige Energieversorgung von Campingplätzen	13
Befragung zur Energieversorgung auf deutschen Campingplätzen	15
ENERGIE AUF DEM CAMPINGPLATZ	18
BAUSTEINE FÜR EIN REGENERATIVES ENERGIESYSTEM	
Energieerzeugung	26
Energiespeicherung	35
Energienutzung zum Heizen	38
Energienutzung zum Kühlen	43
BEISPIELHAFT KONZEPTE FÜR REGENERATIVE ENERGIESYSTEME AUF CAMPINGPLÄTZEN	
Zielsetzung und Vorgehensweise der Fallstudienentwicklung	46
Fallstudie 1: Eigenversorgung Strom	49
Fallstudie 2: Sektorenübergreifende Versorgung	59
Fallstudie 3: Dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte	69
AUSBLICK: UMSETZUNG AUF IHREM CAMPINGPLATZ	83
LITERATUR	84
IMPRESSUM	87

Abb. 2.5.2: Inhaltsverzeichnis des erarbeiteten Leitfadens
Quelle: DI Tourismusforschung und ITE 2025

Im erarbeiteten Leitfaden werden zunächst die klima- und energiebezogenen Herausforderungen für Campingplätze erläutert und zugleich die sich für sie aus der Energiewende ergebenden Chancen dargestellt (aufbauend u. a. auf den Erkenntnissen aus Abschn. 2.1 und 2.2). Campingplätze, die sich bisher noch nicht bzw. nur wenig mit dem klimafreundlichen Umbau ihrer Energiesysteme auseinandergesetzt haben, sollen motiviert werden, sich dieser Thematik aktiv anzunehmen. Im Anschluss werden wichtige Aspekte rund um Energiefragen auf dem Campingplatz erläutert und solche Technologien / Maßnahmen beschrieben, die im Rahmen des Projektes als geeignete Bausteine eines regenerativen Energiesystems auf einer breiten Anzahl an Campingplätzen identifiziert wurden (aufbauend u. a. auf den Erkenntnissen aus Abschn. 2.3). Die Vermittlung von tiefergehendem technischem Wissen an dieser Stelle soll insbesondere solchen Campingplätzen Hilfestellung geben, die sich in der Orientierungsphase über die Möglichkeiten eines Umbaus ihres Energiesystems befinden. Abschließend werden die technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse und Erkenntnisse aus den drei durchgeführten Fallstudien vorgestellt (vgl. Abschn. 2.5). Sie bieten eine weitergehende Grundlage für erste Richtungsentscheidungen bzw. Entscheidungen über die Fortsetzung bereits begonnener Maßnahmen für den eigenen Campingplatz.

Durch die Vermittlung von wichtigem Grundlagenwissen und die Darstellung konkreter Umsetzungsmöglichkeiten bietet der Leitfaden eine Informationsgrundlage für eine breite Anzahl an Campingplätzen, die sich in ganz unterschiedlichen Phasen des Informations- und Entscheidungsprozesses zum klimafreundlichen Umbau ihres Energiesystems befinden. Der Leitfaden ist das zentrale Instrument zum Transport der Projektergebnisse an die adressierten Campingplatzbetreibenden. Er wurde zum Ende des Projektes in vielfältiger Weise in die Branche hineingetragen (vgl. Abschn. 3) und soll auch nach Projektende fortlaufend zu diesem Zweck genutzt werden.

3. Projektbezogene Ergebnispublikationen und -präsentationen

Die zentrale Publikation des Projektes ist der Leitfaden „Regenerative Energieversorgung von Campingplätzen. Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau des Energiesystems“ (vgl. Abschn. 2.5 und Anlage 3), der auf 88 Seiten die zentralen Projektergebnisse wiedergibt und in erster Linie Campingplatzbetreibende adressiert. Der Leitfaden wird Interessierten seit seiner Veröffentlichung am 26.11.2025 über die Projekt-Website des DI Tourismusforschung (<https://www.di-tourismusforschung.de/projekte/emissionsfrei-campen-der-regenerativ-versorgte-campingplatz/>) und die Website des BVCD (<https://www.bvcd.org/>) zur Verfügung gestellt. Die Projekt-Website des DI Tourismusforschung erzielte seit der Leitfadenankündigung am 26.11.2025 239 eindeutige Seitenansichten, der Leitfaden wurde 85 Mal abgerufen (eindeutige Downloads) (Stand: 17.12.2025). Die Website des BVCD mit dem Hinweis auf den Leitfaden (Startseite) hatte in diesem Zeitraum mind. 3.800 Seitenaufrufe, die Download-Zahlen werden nicht erfasst.

Die Veröffentlichung des Leitfadens und die Adressierung der angesprochenen Campingplätze wurde durch verschiedene kommunikative Maßnahmen begleitet. So wurden die BVCD-Mitglieder über Mailings der Landesverbände des BVCD sowie über den Newsletter des BVCD-Bundesverbandes (bis zum 17.12.2025 Beiträge in 3 Newslettern: 2.12., 11.12. und 16.12.2025) über das Projekt und den Leitfaden in Kenntnis gesetzt. Ein Beitrag im Branchennewsletter TN-Camping im Dezember 2025 bzw. Januar 2026 ist in Planung. Zudem wurde der Leitfaden im Rahmen des Vortrags auf dem Norddeutschen Campingtag sowie im Rahmen des öffentlichen Webinars zur Ergebnispräsentation (s. u.) zum Abruf zur Verfügung gestellt.

In Vortragsform wurden die Ergebnisse des Projektes insbesondere in zwei Veranstaltungen kommuniziert: Die erstmalige Vorstellung von Ergebnissen erfolgte im Rahmen des größten Branchentreffens in Deutschland, dem 10. Norddeutschen Campingtag in Lübeck am 26.11.2025 mit rund 300 angemeldeten Campingunternehmen und Branchenvertretern (Titel des Vortrags: „Zukunftsfähige Energieversorgung von Campingplätzen: Anforderungen, Status quo und Lösungsansätze“). Eine umfangreiche Ergebnispräsentation mit Fokus auf den Fallstudienresultaten erfolgte am 12.12.2025 in einem 90-minütigen frei zugänglichen, kostenlosen Webinar über das Mittelstand-Digital Zentrum Tourismus. 57 Personen haben sich hierfür angemeldet, 42 haben an dem Webinar teilgenommen, weitere 2 haben die Aufzeichnung angeschaut (Stand: 15.12.2025). Das Webinar wurde von 23 Teilnehmenden im Nachgang evaluiert. 18 von ihnen gaben an, dass ihnen die Veranstaltung den Impuls gegeben habe, Maßnahmen, Veränderungen oder Projekte im eigenen Betrieb anzustoßen. 22 Befragte gaben an, dass der Besuch der Veranstaltung dazu beigetragen hat, sich im Unternehmen weiter mit dem Thema zu befassen.

Beide Veranstaltungen wurden von den projektbeteiligten Institutionen durch Social-Media-Aktivitäten bei LinkedIn sowie über Mailings und Newsletter innerhalb des BVCD (s. o.) begleitet. Der BVCD-Bundesverband kommuniziert den Leitfaden seit Erscheinen fortlaufend in Rahmen von Vorträgen bzw. Terminen innerhalb der Campingbranche (z. B. Anfang Dezember 2025 im Rahmen von Veranstaltungen in Baden-Württemberg und im Saarland). Weitere interne Vorstellungen des Projektes erfolgten in der Projektlaufzeit z. B. im Rahmen der BVCD-Mitgliederversammlung und der Abschlussveranstaltung der Fördermaßnahme LIFT Transformation im November 2025 und im Rahmen der 5-jährigen Jubiläumsveranstaltung des DI Tourismusforschung im Juni 2025.

Als weiterer Output aus dem Projekt wurde im Februar 2025 der Ergebnisbericht der Campingplatzbefragung (vgl. Abschn. 2.2 und Anlage 2) auf der Projekt-Website des DI Tourismusforschung (<https://www.di-tourismusforschung.de/projekte/emissionsfrei-campen-der-regenerativ-versorgte-campingplatz/>) veröffentlicht und durch das DI Tourismusforschung ein zugehöriger Dokumentenpost bei LinkedIn gepostet. Im Juni 2025 wurde dazu je ein Beitrag im Newsletter des BVCD-

Bundesverbandes und im Branchennewsletter TN-Camping (10.06.2025) platziert. Schließlich stellt der vorliegende Projektbericht einen weiteren Output des Projektes mit sowohl dokumentarischen Inhalten als auch den Leitfaden ergänzenden inhaltlichen Projektergebnissen dar.

Über das Projektende hinaus soll insbesondere die Kommunikation des Leitfadens weiter vorangetrieben werden, um diesen fortlaufend bei den adressierten Campingplätzen bekannt zu machen. Dies soll z. B. im Rahmen von Veranstaltungen der BVCD-Landesverbände erfolgen sowie auch im Rahmen von allgemeinen Branchenveranstaltungen und -terminen. Auch ist die Durchführung weiterer Vorstellungen in Webinar-Form denkbar. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass der Leitfaden wegen des spezifischen Themas nicht zu einem bestimmten Zeitpunkt eine sehr große Nachfrage erfährt, sondern das Interesse eher fortlaufend in Abhängigkeit der Bedürfnisse der Campingplätze besteht.

4. Erkenntnisgewinn, praktischer Nutzen und Limitationen des Projektes

Die verschiedenen durchgeführten Arbeitspakete des Projektes liefern eine Vielzahl an praktischen Erkenntnisgewinnen für die mit dem Projekt adressierte Campingbranche im Allgemeinen sowie Campingplätze im Speziellen. So legen die Herleitung der Transformationsnotwendigkeit in der Energieversorgung von Campingplätzen (vgl. Abschn. 2.1) und die Campingplatzbefragung (vgl. Abschn. 2.2) zunächst den Handlungsbedarf offen: In Zeiten des fortschreitenden Klimawandels muss dem Tourismus – und mit ihm Campingplätzen – als Betroffenen und Mit-Verursachendem zugleich daran gelegen sein, eine intakte Umwelt als Grundlage der eigenen wirtschaftlichen Tätigkeit zu erhalten. Zu den klimarelevantesten Bereichen auf Campingplätzen gehört die Energieversorgung, die insbesondere im Wärmebereich derzeit auf vielen Plätzen vorwiegend noch auf Grundlage fossiler Energieträger erfolgt. Die Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energiequellen ist für Campingplätze eine Klimaschutzpolitische Notwendigkeit, eröffnet – auch vor dem Hintergrund des perspektivisch erwartbaren Mehrbedarfs an Energie (u. a. durch die Anforderungen der Wärme- und Mobilitätswende) – aber zugleich auch Chancen für die Stärkung der betrieblichen Resilienz.

Die Evaluierung der verschiedenen verfügbaren technischen Ansätze für die regenerative Energiegewinnung, die Energiespeicherung und die Energienutzung im Hinblick auf einen sinnvollen Einsatz auf Campingplätzen (vgl. Abschn. 2.3) identifiziert eine Reihe von für Campingplätze geeigneten Bausteinen einer regenerativen Energieversorgung. Die Fallstudienresultate (vgl. Abschn. 2.4) geben Campingplatzbetreibenden Orientierung über Einsatzbereiche, Kombinationen, Auslegungen und erwartbare technische und wirtschaftliche Zielgrößen ausgewählter, für eine breite Anzahl an Campingplätzen geeigneter Technologien (darunter PV, Solarthermie, Batteriespeicher, Wärmepumpen) sowie über die Nutzung verschiedener Strompreismodelle (dynamische Strompreise, zeitvariable Netzentgelte). Die Ergebnisse verdeutlichen, dass es für klimafreundliche Energiesysteme auf Campingplätzen – auch bei ganz unterschiedlichen situativen Rahmenbedingungen (z. B. Größe und damit unterschiedliche Energiemengen, klimatische Unterschiede mit Einfluss auf die Möglichkeiten zur Eigenerzeugung von Energie, Investitionsbudgets) – technisch und wirtschaftlich sinnvolle Realisierungsansätze gibt. In diesem Projekt findet eine Fokussierung auf „klassische“, privat betriebene Campingplätze statt, es ist jedoch davon auszugehen, dass zahlreiche Erkenntnisse auch für andere privat betriebene Campingdestinationen (z. B. klassische Wohnmobilstellplätze; Stellplätze mit Zugehörigkeit z. B. zu Bauernhöfen, Weingütern, Gastronomiebetrieben, Freizeiteinrichtungen) von großem Nutzen sind.

Mit dem Leitfaden „Regenerative Energieversorgung von Campingplätzen. Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau des Energiesystems“ (vgl. Abschn. 2.5) steht Campingplatzbetreibenden in ganz unterschiedlichen Phasen des Motivations-, Informations- und Entscheidungsprozesses zum klimafreundlichen Umbau ihres Energiesystems fortan eine Unterstützung zur Verfügung, die wichtiges Hintergrund- und Grundlagenwissen rund um das Thema der (regenerativen) Energieversorgung vermittelt und über die in den Fallstudien dargestellten Umsetzungsmöglichkeiten Entscheidungen über konkrete Investitionen in die klimaschützende Transformation der Energiesysteme unterstützt und im besten Fall diesbezügliche Handlungen auslöst. Im Vergleich zu anderen vorliegenden Arbeiten (z. B. CIVD 2022; ECOCAMPING Service GmbH 2023), die es bei einem Überblick über theoretisch mögliche Maßnahmen der regenerativen Energieversorgung belassen, geht das vorliegende Projekt mit der Erstellung der Fallstudien deutlich über die Nennung von Möglichkeiten hinaus und leistet einen Beitrag dazu, dass Campingplatzbetreibende ein Verständnis dafür entwickeln können, welche Lösungen mit welchen Randbedingungen einhergehen und welche Ansätze unter ihren individuellen Voraussetzungen passend oder nicht passend sein können. Mit der Materialsammlung zur Herleitung der Transformationsnotwendigkeit (vgl. Abschn. 2.1) und dem vollständigen Auswertungsbericht der Campingplatzbefragung (vgl. Abschn. 2.2) stehen zudem zwei Ausarbeitungen zur Verfügung, die auch abseits des Projektes von Branchenakteuren z. B. für Aufgaben der Überzeugungsarbeit in der Campingbranche oder die Ableitung weiterer Handlungsansätze für die Branche genutzt werden können.

Gleichwohl sei darauf hingewiesen, dass ob der Vielfalt in der Ausstattung von Campingplätzen und der daraus resultierenden campingplatzspezifischen Grundlagen für die Konzeptionierung von Energiesystemen wie insbesondere Stromverbräuche und deren zeitliche Verteilungen keine unmittelbare Übertragbarkeit der durchgeführten Fallstudien auf einzelne Campingplätze möglich ist. Jeder Campingplatz hat sehr individuelle Voraussetzungen, was eine spezifische Planung der Energieversorgung für den einzelnen Campingplatz erforderlich macht. Die Projektergebnisse können hierfür Orientierung und Handlungsanstöße geben, die fachkundige Begleitung individueller Planungsprozesse durch Energie- und Klimaschutzexperten ersetzen sie hingegen nicht. Ferner ist Campingplätzen auch vor dem Hintergrund der komplexen und sich stetig verändernden technischen und energierechtlichen Rahmenbedingungen die Inanspruchnahme fachkundiger Unterstützung zu empfehlen. Die Projektergebnisse basieren in erster Linie auf aktuellen technischen und energierechtlichen Grundlagen, perspektivische Entwicklungen werden angesprochen, können aber nicht mit Sicherheit in die Ausarbeitungen eingebunden werden. Insbesondere die konzeptionellen Überlegungen in Fallstudie 3 basieren auf aktuell gültigen rechtlichen Regulierungen des Strommarktes, die einer fortlaufenden Weiterentwicklung unterliegen. Für die konkrete Planung und Umsetzung individueller Energiekonzepte ist Campingplätzen die Zusammenarbeit mit einer auf Campingplätze spezialisierten Energieberatung bzw. campingplatzerfahrenen Installationsfachbetrieben zu empfehlen. Gemeinsam lassen sich – unter Berücksichtigung der individuellen Platzbedingungen – technisch realisierbare und wirtschaftlich tragfähige Lösungen entwickeln. Eine professionelle Beratung stellt sicher, dass aktuelle technische Entwicklungen, rechtliche Vorgaben, Entwicklungen am Energiemarkt sowie verfügbare Fördermöglichkeiten in die Planung einfließen.

Unabhängig von diesen Limitationen leistet das Projekt einen wichtigen Beitrag zu einem stärker ökologisch nachhaltig ausgerichteten Tourismus, ganz konkret zu einer stärker klimaschützenden Ausrichtung des Campingtourismus. Die Campingbranche im Allgemeinen und Campingplätze im Speziellen werden in der notwendigen nachhaltigen Transformation ihrer Energieversorgung unterstützt und so ein Beitrag dazu geleistet, dass die Urlaubsart Camping auch in Zukunft für Gäste attraktiv und für Anbietende lohnenswert bleibt.

Anhang

Anhang A1: Maßnahmenbeschreibende Steckbriefe

Tab. A1.1: Steckbrief „Kleinwindenergieanlage“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Kleinwindenergieanlage¹ (KWEA)	
Technische Eigenschaften	
Energieart	- Strom aus Windenergie
Anlagentypen	- 2 Typen: Rotoren mit horizontal liegender Achse und Rotoren mit vertikal stehender Achse ²
Größenklassen	- 3 Größenklassen ³ : <ul style="list-style-type: none"> ○ bis 5 kW (Mikro-WEA) ○ 5-30 kW (Mini-WEA) ○ 30-100 kW (Mittel-WEA)
Standortanforderungen	- jährliche durchschnittliche Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von mind. 4 m/s ⁴ - ausreichende Abstände zu Windhindernissen (Gebäude, Bäume etc.) in den Hauptwindrichtungen ⁵ - besonders geeignet: (natürliche) Anhöhen ⁶ - bei Dachinstallation: Tragfähigkeit des Gebäudes und schwingungstechnische Entkopplung zu prüfen ⁷
Einsatzzeit	- ganzjährig tagsüber und nachts, insbesondere in windstärkeren Monaten im Herbst und Winter ⁸ - Wirkungsgrad insbesondere windabhängig
Anwendungsbereich	- ergänzende Stromlieferung zu grundlastfähiger Technik - zur Stromerzeugung: Kombination mit Photovoltaikanlage denkbar ⁹ - Kombination mit Wärmepumpe oder Heizstab möglich ¹⁰
Steuerbarkeit der Energieerzeugung	- Möglichkeit zur Abregelung (auch durch Netzbetreiber) ist technisch sicherzustellen und rechtlich verpflichtend
Bedarf zusätzlicher Anlagen	- ggf. Stromspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und damit des Autarkiegrads ¹¹
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	- im Durchschnitt 6.000 €/kW bei einer Spanne von 3.000 bis 10.000 €/kW ¹²
Stromgestehungskosten	- Anlagen bis 30 kW: 15-30 ct/kWh ¹³ - Anlagen von 30 kW bis 100 kW: 10-15 ct/kWh ¹⁴
Energiekosten	- geringfügiger Eigenverbrauch für Peripherie

¹ Windenergieanlagen gelten in Deutschland als Kleinwindenergieanlagen, wenn sie eine Gesamthöhe von bis zu 50 m sowie eine Leistung von bis zu 100 kW haben (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 19; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 6).

² Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 20; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 6.

³ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 19; Twele et al. 2011, S. 4.

⁴ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 13; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 14.

⁵ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 16; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 12.

⁶ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 17; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 12ff.; Jüttemann 2020, S. 48ff.

⁷ Nickl et al. 2022, S. 5.

⁸ Gehling 2019, S. 9.

⁹ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 8; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 15.

¹⁰ Bundesverband Windenergie e.V. 2013, S. 148; Gehling 2019, S. 9.

¹¹ Bundesverband Windenergie e.V. 2013, S. 143ff.; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 13; Nickl et al. 2022, S. 9.

¹² Gehling 2019, S. 35; Jüttemann 2023; Liersch 2010, S. 5.

¹³ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 40.

¹⁴ Liersch 2010, S. 11.

Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- 0,5-3,0 % der CAPEX ¹⁵
Lebenszeit bzw. Reinvest	- ca. 20 Jahre ¹⁶
Volllaststunden pro Jahr	- Anlagen bis 10 kW: 400-1.500 h - Anlagen 10-100 kW: 600-1.800 h ¹⁷
Erzeugungspotenzial	- Anlagen bis 10 kW: 850-1.500 kWh je kW installierter Leistung - Anlagen von 10 bis 100 kW: bis 2.000 kWh je kW installierter Leistung ¹⁸
Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit steigern	- hohe Eigenverbrauchsquote ¹⁹ , d. h. Nennleistung nicht höher als Grundlast des Betreibenden ²⁰ - Jahresdurchschnittswindgeschwindigkeit > 4 m/s ²¹ - Verlängerung des Mastes sowie Vergrößerung des Rotors ²²
Fördermöglichkeiten (Förderung im Betrieb)	- Förderung für in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Strommengen durch Einspeisevergütung nach § 21 EEG (nur für kleine Anlagen) und Marktprämie nach § 20 EEG (alle Anlagen)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	Baugenehmigung: - > 10 Meter Gesamthöhe: in allen Bundesländern gemäß Landesbauordnung genehmigungspflichtig - bis zu 10 m Gesamthöhe: je nach Bundesland entweder verfahrens- oder genehmigungsfrei ²³ Immissionsschutz: - keine Genehmigung erforderlich nach BImSchG (§ 4 Abs. 1 BImSchG i.V.m. Anhang 1 Nr. 1.6 4. BImSchV) ²⁴ - Vorschriften zur umweltsicheren Errichtung und Betrieb der Anlage gem. §§ 22-25a BImSchG sind zu beachten Weiteres: - weitere Fachgesetze z. B. zu Naturschutz oder Denkmalschutz sind nach jeweiligem Landesbaurecht einzuhalten
Netzanschluss	- Genehmigung vom Netzbetreiber (Netzverträglichkeitsprüfung) erforderlich gem. § 8 EEG ²⁵
Im Betrieb	- verschiedene Melde-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten aufgrund energie-, steuer- und förderrechtlicher Vorgaben
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- eher gering, wartungsarm ²⁶
Platzbedarf	- gering bis mittel - nicht für jeden Standort geeignet - ggf. müssen Abstandsregelungen beachtet werden ²⁷

¹⁵ EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 13; Jüttemann 2023.

¹⁶ BRAUN Windturbinen GmbH 2025; Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 40; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 13.

¹⁷ Gehling 2019, S. 34; Liersch 2010, S. 11 basierend auf Modellrechnungen unter Berücksichtigung der Windstärke des Standorts.

¹⁸ Liersch 2010, S. 11 basierend auf Modellrechnungen unter Berücksichtigung der Windstärke des Standorts.

¹⁹ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 48; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 13; Jüttemann 2023.

²⁰ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 57.

²¹ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2023, S. 48.

²² Jüttemann 2020, S. 21ff.

²³ Jüttemann 2025.

²⁴ EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 6.

²⁵ Bundesnetzagentur 2024.

²⁶ Bundesverband Windenergie e.V. 2013, S. 76; Jüttemann 2023.

²⁷ EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 10.

Personalaufwand	- sehr gering bis keiner
Installationsaufwand	- mittel bis hoch ²⁸ - Logistik zum Standort, Fundamenterstellung, Aufbau des Turmes ²⁹
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	
Negative Effekte	- Schattenwurf ³⁰ - Laufgeräusche, Schall ³¹ - Einschränkung des Landschaftsbildes - „unruhiger“ Leistungsverlauf

Tab. A1.2: Steckbrief „Photovoltaikanlage“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Photovoltaikanlage (PV-Anlage)	
Technische Eigenschaften	
Energieart	- Strom aus Sonnenenergie
Anlagentypen	- 3 Typen je nach Standort bzw. Aufstellung ³² <ul style="list-style-type: none"> ○ Dachanlagen ○ Freiflächenanlagen ○ Agri-PV-Anlagen - Modularten (mit abnehmendem Wirkungsgrad): <ul style="list-style-type: none"> ○ Monokristalline PV-Module ○ Polykristalline PV-Module ○ CIGS-PV-Module ○ Dünnschicht-PV-Module mit a-Si oder CdTe
Größenklassen	- 4 Größenklassen ³³ : <ul style="list-style-type: none"> ○ Kleindachanlagen (≤ 30 kWp) ○ Großdachanlagen (> 30 kWp) ○ Freiflächenanlagen (> 1 MWp) ○ Agri-PV-Anlagen (0,5-2 MWp)
Standortanforderungen	- keine bzw. geringe Verschattung der Anlage über den Tag - Südausrichtung ³⁴ , u. U. Ost- oder Westausrichtung wirt. möglich ³⁵ - Einhaltung des optimalen Neigungswinkels der Anlage ³⁶ , u. U. auch vertikale Ausrichtung wirt. möglich ³⁷ - bei Dachinstallation: Tragfähigkeit des Gebäudes prüfen - dachunabhängige Installation möglich (z. B. Freifläche, Fassade)
Einsatzzeit	- ganzjährig tagsüber, nennenswert zwischen März und Oktober - Wirkungsgrad insbesondere strahlungsabhängig (Direkt- und Dif-fusstrahlung) und temperaturabhängig (Umgebungstemperatur)
Anwendungsbereich	- ergänzende Stromlieferung zu grundlastfähiger Technik - zur Stromerzeugung: Kombination mit Kleinwindenanlage denkbar - zur Strom- und Wärmeerzeugung: Kombination mit Solarthermieanlage oder PVT-Anlage denkbar ³⁸ - Kombination mit Wärmepumpe oder Heizstab möglich ³⁹

²⁸ Bundesverband Windenergie e.V. 2013, S. 122; EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 15.

²⁹ EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 15.

³⁰ EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 11.

³¹ EnergieAgentur.NRW GmbH 2021, S. 10.

³² Kost et al. 2024, S. 8.

³³ Kost et al. 2024, S. 8.

³⁴ Kost et al. 2024, S. 15.

³⁵ Wirth 2025, S. 39f.

³⁶ Kost et al. 2024, S. 15.

³⁷ Wirth 2025, S. 40.

³⁸ Wirth 2025, S. 25.

³⁹ Wirth 2025, S. 67.

Steuerbarkeit der Energieerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> - Ausrichtung (Himmelsrichtung) in Abhängigkeit des tageszeitlichen Strombedarfs möglich⁴⁰ - Möglichkeit zur Abregelung (auch durch Netzbetreiber) ist technisch sicherzustellen und rechtlich verpflichtend
Bedarf zusätzlicher Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> - ggf. Stromspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und damit des Autarkiegrads
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	<p>Gesamtinvestitionen in Abhängigkeit der Größe⁴¹:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1.000 €/kW bis 2.000 €/kW für Kleindachanlagen (≤ 30 kWp) - 900 €/kW bis 1.600 €/kW für Großdachanlagen (> 30 kWp) - zwischen 2010 und 2020 sind die Preise für PV-Module um 90 % gesunken, weiter sinkende Preise werden erwartet, zuletzt sind die Anschaffungskosten von PV-Anlagen (auch wg. steigender Installationskosten) jedoch konstant bzw. leicht steigend⁴²
Stromgestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> - in Abhängigkeit vom Breitengrad⁴³: <ul style="list-style-type: none"> o 6,3-14,4 ct/kWh für Kleindachanlagen (≤ 30 kWp) o 5,7-12,0 ct/kWh für Großdachanlagen (> 30 kWp)
Energiekosten	<ul style="list-style-type: none"> - geringfügiger Eigenverbrauch für Peripherie
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	<ul style="list-style-type: none"> - 1,0-2,0% der CAPEX⁴⁴
Lebenszeit bzw. Reinvest	<ul style="list-style-type: none"> - ca. 30 Jahre⁴⁵, Garantie bis zu 30 Jahre⁴⁶ - bei einigen Produkten ist von einer geringeren Lebensdauer auszugehen (ca. 20 Jahre)
Volllaststunden pro Jahr	<ul style="list-style-type: none"> - ca. 1.000 h unter optimalen Bedingungen in Abhängigkeit vom Breitengrad⁴⁷ - realistisch: Dachanlagen ca. 910 h, Freiflächenanlagen ca. 980 h⁴⁸
Erzeugungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> - Wirkungsgrad (STC) (abnehmend mit steigenden Umgebungstemperaturen): ca. 15-22 %⁴⁹ - ca. 216 kWh/m² ohne Berücksichtigung der Performance Ratio (80-90 %) und Verluste durch Wechselrichter-Umwandlung (98 %)⁵⁰ - zwischen ca. 930 kWh (Norddeutschland) und ca. 1.250 kWh (Süddeutschland) pro installiertem kWp⁵¹
Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit steigern	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Eigenverbrauchsquote tagsüber - neben technischen Verbesserungen folgende installationsbedingte Faktoren sowie Wartung:⁵² <ul style="list-style-type: none"> o Verringerung von Verlusten durch Verschattung o Verringerung der Betriebstemperatur der Module durch gute Hinterlüftung o Verringerung von Verlusten durch Schneeabdeckung und Verschmutzung o frühzeitige Erkennung und Behebung von Minderleistung

⁴⁰ Wirth 2025, S. 60f.

⁴¹ Kost et al. 2024, S. 12.

⁴² Wirth 2025, S. 8f.

⁴³ Kost et al. 2024, S. 18.

⁴⁴ Wirth 2025, S. 9.

⁴⁵ Kost et al. 2024, S. 12.

⁴⁶ Wirth 2025, S. 41.

⁴⁷ Wirth 2025, S. 42.

⁴⁸ Wirth 2025, S. 41.

⁴⁹ Wirth 2025, S. 37f.

⁵⁰ Wirth 2025, S. 37.

⁵¹ Kost et al. 2024, S. 15.

⁵² Wirth 2025, S. 42.

Fördermöglichkeiten (Förderung im Betrieb)	- Förderung für in das Stromnetz eingespeiste Strommengen durch Marktprämie nach §§19, 20 EEG (> 1 MW nur nach Teilnahme an vorheriger Ausschreibung der Bundesnetzagentur) bzw. Einspeisevergütung nach §§ 19, 21 Abs. 1 EEG (nur für Anlagen bis 100 kW)
Rechtliche Aspekte	
Ordnungsrecht	- In vielen Bundesländern besteht beim Neubau von (Nichtwohn-)Gebäuden, Dachsanierungen und teilweise auch beim Bau von Parkplätzen die Pflicht zur Errichtung von PV-Anlagen. Diese Pflicht kann durch Errichtung einer PV-Anlage erfüllt werden.
Planungs- und Genehmigungsrecht	- genehmigungsfrei: kleine Dach- und Fassadenanlagen bis zu einer Höhe von 3 m und einer Länge von 9 m - genehmigungsbedürftig: in der Regel Freiflächenanlagen (Ausnahme z. T. für Kleinanlagen bis Höhe 3 m und Länge 9 m) - ggf. ergänzende Vorschriften durch Landesbauordnungen
Netzanschluss	- Genehmigung vom Netzbetreiber (Netzverträglichkeitsprüfung) erforderlich gem. § 8 EEG ⁵³ - vereinfachte Netzanschlussverfahren für PV-Anlagen bis 100 kWp bei bereits bestehendem Netzanschluss (§ 8 Abs. 6a EEG)
Im Betrieb	- verschiedene Melde-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten aufgrund energie-, steuer- und förderrechtlicher Vorgaben
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- sehr gering
Platzbedarf	- gering bis mittel - steigt mit installierter Leistung - Flächendoppelnutzung ist möglich (z. B. auf Gebäuden, bauwerksintegriert, auf überdachten Parkplätzen)
Personalaufwand	- sehr gering bis keiner - evtl. Reinigung der Module
Installationsaufwand	- mittel - Logistik zum Standort, Gerüstaufbau, Modulmontage - bei Dachinstallation ist ein traglastfähiges Dach erforderlich
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	- gute Integration von Dachanlagen in das Landschaftsbild - kühlender Effekt auf das darunterliegende Dach - Beschattung von Bereichen (z. B. bei überdachten Parkplätzen)
Negative Effekte	- ggf. Störungsempfinden durch blendende Module ⁵⁴ - ggf. Einschränkungen des Landschaftsbildes (v. a. bei Freiflächenanlagen)

⁵³ Bundesnetzagentur 2024.

⁵⁴ Wirth 2025, S. 51f.

Tab. A1.3: Steckbrief „Solarthermieanlage“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Solarthermieanlage	
Technische Eigenschaften	
Energieart	- Wärme aus Sonnenenergie
Anlagentypen	- je nach Anwendungsbereich verschiedene Kolleorttechnologien ⁵⁵ : <ul style="list-style-type: none"> ○ Flachkollektoren: Arbeitstemperatur 20-80 °C⁵⁶ ○ Vakuumröhrenkollektoren: Arbeitstemperatur 20-120 °C⁵⁷ ○ Luftkollektoren: Arbeitstemperatur 20-30 °C⁵⁸ ○ unverglaste Kollektoren (Schwimmbadabsorber): Arbeitstemperatur 20-40 °C⁵⁹
Größenklassen	- Trinkwassererwärmung ⁶⁰ : <ul style="list-style-type: none"> ○ Kleinanlagen: Speicher < 400 l sowie alle Anlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern, dabei Dimensionierung in Abhängigkeit der Personenzahl im Haushalt⁶¹ und Kolleorttechnologie⁶² ○ Großanlagen: ≥ 400 l Speicherkapazität und/oder ≥ 20 m² Kollektorfläche <p>- Heizungsunterstützung: Dimensionierung in Abhängigkeit von Personenzahl im Haushalt, Größe und energetischem Zustand des Gebäudes sowie Kolleorttechnologie⁶³</p> <p>- Schwimmbadbeheizung (unverglaste Kollektoren): 50-80 % der Wasserfläche als Kollektorfläche notwendig⁶⁴</p>
Standortanforderungen	- keine bzw. geringe Verschattung der Anlage über den Tag - Südausrichtung ⁶⁵ - optimaler Neigungswinkel in Abhängigkeit des Anwendungsbereichs ⁶⁶ : <ul style="list-style-type: none"> ○ Trinkwassererwärmung: 30-40 ° ○ Heizungsunterstützung: 45-60 ° <p>- bei Dachinstallation ist die Tragfähigkeit des Gebäudes zu prüfen</p> <p>- dachunabhängige Installation möglich (z. B. Freifläche, Fassade)</p>
Einsatzzeit	- ganzjährig tagsüber, nennenswert zwischen März und Oktober - Wirkungsgrad insbesondere strahlungsabhängig (Direkt- und Diffusstrahlung), temperaturabhängig (Umgebungstemperatur) und windabhängig ⁶⁷
Anwendungsbereich	- verschiedene Anwendungsbereiche möglich ⁶⁸ : <ul style="list-style-type: none"> ○ Trinkwassererwärmung (Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren), vor allem im Sommer vollumfänglich möglich ○ Heizungsunterstützung (insbesondere in der Übergangszeit; Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren sowie Luftkollektoren bei Luftheizung) ○ solare Schwimmbadbeheizung (unverglaste Kollektoren) <p>- zur Strom- und Wärmeerzeugung: Kombination mit Photovoltaikanlage denkbar</p>

⁵⁵ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 3.

⁵⁶ Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen 2024a, S. 1.

⁵⁷ Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen 2024a, S. 1.

⁵⁸ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 3.

⁵⁹ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 3.

⁶⁰ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 73.

⁶¹ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 7.

⁶² Faustregel: 1,5 m² Flachkollektor oder 1 m² Vakuumröhrenkollektor pro Person; Uhl 2023.

⁶³ Faustregel: 3 m² Flachkollektor oder 2 m² Vakuumröhrenkollektor pro Person; Uhl 2023.

⁶⁴ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 3.

⁶⁵ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 8.

⁶⁶ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 9.

⁶⁷ Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 24.

⁶⁸ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 2ff.

Steuerbarkeit der Energieerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> - Ausrichtung der Anlage (Himmelsrichtung) in Abhängigkeit des tageszeitlichen Wärmebedarfs möglich - automatische oder passive Abregelung bei Gefahr der Überhitzung
Bedarf zusätzlicher Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> - Wärmeabnehmer unbedingt erforderlich - zur Deckung des Heizbedarfs in den Wintermonaten sind Heizungsanlagen (z. B. Wärmepumpe, Pelletheizung) erforderlich⁶⁹
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	<ul style="list-style-type: none"> - Flachkollektoren: etwa 300-500 €/m², Vakuumröhrenkollektoren: 550-800 €/m²⁷⁰ - Dachanlage Flachkollektoren (netto): ca. 1.000 €/kW_{th} (Anlage mit 7 m² Fläche), ca. 700 €/kW_{th} (Anlage mit 260 m² Fläche)⁷¹
Wärmegestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> - Trinkwassererwärmung: abhängig vom Erzeugungspotenzial⁷² <ul style="list-style-type: none"> o Kleinanlagen: 11-29 ct/kWh⁷³ o Großanlagen: 8-14 ct/kWh⁷⁴
Energiekosten	<ul style="list-style-type: none"> - sehr gering (Umwälzpumpe)
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	<ul style="list-style-type: none"> - 100-200 € pro Jahr⁷⁵
Lebenszeit bzw. Reinvest	<ul style="list-style-type: none"> - ca. 25-30 Jahre⁷⁶ - bei günstigen Produkten ist von einer geringeren Lebensdauer auszugehen (ca. 20 Jahre)⁷⁷
Erzeugungspotenzial	<ul style="list-style-type: none"> - Wirkungsgrad thermisch: ca. 65 % (Temperatur-abhängig)⁷⁸ - Trinkwassererwärmung: abhängig von der Auslastung, d. h. Tagesverbrauch an Trinkwarmwasser⁷⁹ <ul style="list-style-type: none"> o Kleinanlagen: bis 350 kWh/m² pro Jahr⁸⁰ bei einer Auslastung von 20-40 l/m² pro Tag⁸¹ o Großanlagen: bis 450-500 kWh/m² pro Jahr⁸² - Heizungsunterstützung: 250-400 kWh/m² pro Jahr⁸³ der tatsächliche Ertrag ist von den Umgebungstemperaturen und den Temperaturen des angeschlossenen Heizsystems abhängig⁸⁴
Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit steigern	<ul style="list-style-type: none"> - energetische Sanierung der Gebäudehülle zur Reduktion des Wärmebedarfs⁸⁵ - gleichzeitige Modernisierung der Heizung oder Dachsanierung (Kostenreduktion ggü. einzelner Ausführung)⁸⁶ - Verringerung von Verlusten durch Verschattung⁸⁷
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> - KfW: Förderung solarthermische Anlagen für Nicht-Wohngebäude im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

⁶⁹ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 2.

⁷⁰ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 9; Uhl 2023.

⁷¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 8.

⁷² Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 110.

⁷³ Beispielrechnung für Einfamilienhaus mit 300 l Speicherkapazität; Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 109f.

⁷⁴ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 77.

⁷⁵ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 9; Uhl 2023.

⁷⁶ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 9.

⁷⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 8.

⁷⁸ Valerius 2025.

⁷⁹ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 68.

⁸⁰ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 69.

⁸¹ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 74f.

⁸² Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 77.

⁸³ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 70.

⁸⁴ Schabbach und Leibbrandt 2021, S. 68.

⁸⁵ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 7f.

⁸⁶ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 9.

⁸⁷ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 8.

Rechtliche Aspekte	
Ordnungsrecht	- Landesrechtliche Solarpflichten bei Neubauten und Dachsanierungen können in der Regel durch Solarthermie erfüllt werden - beim Heizungstausch Anforderungen nach § 71 GEG zu erfüllen
Planungs- und Genehmigungsrecht	- siehe Photovoltaikanlage
Im Betrieb	- verschiedene Melde-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten aufgrund energie-, steuer- und förderrechtlicher Vorgaben
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- Wartung alle 2 Jahre empfohlen ⁸⁸
Platzbedarf	- gering bis mittel - steigt mit installierter Leistung - Flächendoppelnutzung ist möglich (z. B. auf Gebäuden, bauwerksintegriert, auf überdachten Parkplätzen)
Personalaufwand	- sehr gering bis keiner - evtl. Reinigung der Module
Installationsaufwand	- hoch, insbesondere durch Verrohrung - Logistik zum Standort, Gerüstaufbau, Modulmontage, Verrohrung
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	- gute Integration von Dachanlagen in das Landschaftsbild - kühlender Effekt auf das darunterliegende Dach - Beschattung von Bereichen (z. B. bei überdachten Parkplätzen)
Negative Effekte	- ggf. Störungsempfinden durch blendende Module ⁸⁹ - ggf. Einschränkungen des Landschaftsbildes (v. a. bei Freiflächenanlagen)

Tab. A1.4: Steckbrief „Photovoltaik-Thermie-Anlage“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Photovoltaik-Thermie-Anlage (PVT-Anlage)	
Technische Eigenschaften	
Energieart	- Strom aus Sonnenenergie; Wärme aus Abwärme des Moduls und Umgebungsluft (Umweltenergie)
Anlagentypen	- grundsätzlich: Kombination der PV-Technik (Stromerzeugung über Solarzellen auf der Modulvorderseite) und Solarthermie-Technik (Wärmeerzeugung über einen Wärmetauscher mit Wasser-Glykol-Gemisch auf der Modulrückseite) übereinander in einem Modul ⁹⁰ - je nach Anwendungsbereich verschiedene Kollektortechnologien, u. a. ⁹¹ unterscheidbar in ⁹² : <ul style="list-style-type: none"> ○ nicht-abgedeckte PVT-Flachkollektoren (WISC): Arbeitstemperatur - 10 °C (tw. -15 °C) bis 50 °C (vorherrschende Technologie⁹³) ○ abgedeckte PVT-Flachkollektoren: Arbeitstemperatur 7 °C bis 87 °C ○ konzentrierende PVT-Systeme: Arbeitstemperatur 42 °C bis 120 °C ○ PVT-Luftkollektoren

⁸⁸ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024b, S. 9.

⁸⁹ Wirth 2025, S. 51f.

⁹⁰ EMC-Berlin GmbH 2024; Lämmle, Herrando und Ryan 2020, S. 1; Sunmaxx PVT GmbH 2024b.

⁹¹ Verschiedene Klassifizierungen möglich, z. B. nach Wärmeträgerflüssigkeit, Zelltechnologie oder Grad der Gebäudeintegration; Lämmle, Herrando und Ryan 2020, S. 4.

⁹² Kramer 2020, S. 2; Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 12ff.

⁹³ Ramschak und Resch 2021, S. 8; Sunmaxx PVT GmbH 2024b.

Standortanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> - abhängig von spezifischer Kollektortechnologie, aber ähnlich PV- bzw. Solarthermie-Modulen - zusätzlich: Windeinfluss bei nicht-abgedeckten Kollektortypen beachten bei Standortwahl⁹⁴ - Dachinstallation und dachunabhängige Installation möglich (z. B. Freifläche)
Einsatzzeit	<ul style="list-style-type: none"> - Stromlieferung: ganzjährig tagsüber, nennenswert zwischen März und Oktober - Wärmelieferung (nur in Verbindung mit Wärmepumpe): ganzjährig tagsüber und nachts, tagsüber und in sonnenreichen Monaten höherer Wärmeertrag - Wirkungsgrad insbesondere strahlungsabhängig (Direkt- und Diffusstrahlung)⁹⁵, temperaturabhängig (Umgebungstemperatur) und windabhängig (insbesondere für Wärmelieferung durch nicht-abgedeckte Kollektoren)⁹⁶
Anwendungsbereich	<p>vorrangig: Wärmelieferung⁹⁷</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trinkwassererwärmung (Temperaturbereich 20-80 °C) - Heizungsunterstützung <ul style="list-style-type: none"> ○ Wärmepumpe (Temperaturbereich -10 °C bis 25 °C, PVT als wärmegewinnende Außeneinheit und/oder zur Regeneration des Erdreichs bei zusätzlichem Einsatz von Erdsonden⁹⁸) ○ konventionelle Heizungen (Temperaturbereich 20-80 °C) ○ Schwimmbadbeheizung ○ durch die Möglichkeit einer Wärmegewinnung auch aus der Umgebungsluft unter den Modulen können PVT-Module auch in sonnenärmeren Monaten und nachts Wärme gewinnen⁹⁹ <p>zusätzlich: Kühlung von Gebäuden oder Speichertanks passiv ohne Kältemaschine, aktiv mit reversibler Wärmepumpe als Kältemaschine, Abgabe der Wärme über den Wärmetauscher der PVT-Module¹⁰⁰</p> <p>Stromlieferung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ergänzende Stromlieferung zu grundlastfähiger Technik - zur Stromerzeugung: Kombination mit Photovoltaikanlage oder Kleinwindenergieanlage denkbar
Steuerbarkeit der Energieerzeugung	<ul style="list-style-type: none"> - Ausrichtung der Anlage (Himmelsrichtung) in Abhängigkeit des tageszeitlichen Strom- bzw. Wärmebedarfs
Bedarf zusätzlicher Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> - die über PVT-Module gewonnene Wärmetemperatur ist generell nicht hoch genug, um die Wärme direkt in eine Warmwasserversorgung oder Heizung zu speisen, so dass zur Anhebung der Sole-Temperatur eine Wärmepumpe (Sole-Wärmepumpe) benötigt wird und ggf. eine zusätzliche Wärmequelle (z. B. Erdsonden) sinnvoll sein kann¹⁰¹

⁹⁴ Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 24f.

⁹⁵ Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 26.

⁹⁶ Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 24ff.

⁹⁷ Je Einheit elektrischem Output werden zwei oder mehr Einheiten Wärmeoutput generiert; Lämmle, Herrando und Ryan 2020, S. 4; zu den Anwendungsbereichen siehe Kramer 2020, S. 2; Ramschak und Resch 2021, S. 9.

⁹⁸ Gattringer 2024, S. 16; Ramschak und Resch 2021, S. 9.

⁹⁹ EMC-Berlin GmbH 2024.

¹⁰⁰ Ramschak und Resch 2021, S. 9; Rosso 2021, S. 4f.; Sunmaxx PVT GmbH 2025a, S.14f.

¹⁰¹ EMC-Berlin GmbH 2024; Sunmaxx PVT GmbH 2024b; Sunmaxx PVT GmbH 2025a, S. 9f.

Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	<ul style="list-style-type: none"> - Die Technik ist relativ neu, Hersteller kommunizieren nur selten Preise, in der Literatur gibt es keinen Überblick über durchschnittlich Kosten. Es ist davon auszugehen, dass die Modulpreise deutlich über denen von PV-Modulen liegen (einzelne Herstellerangaben deuten auf mind. das Doppelte hin). Die Installationskosten sind ähnlich denen einer Solarthermieanlage anzunehmen, aber höher als bei einer PV-Anlage (geschätzt: ca. +15 %¹⁰²). - Kostenangabe (Anlage- und Installationskosten) des Herstellers Sunmaxx: 2.000-2.500 €/kW¹⁰³
Strom- bzw. Wärmegestehungskosten	<ul style="list-style-type: none"> - bei guter Dimensionierung¹⁰⁴: <ul style="list-style-type: none"> o Stromgestehungskosten von ca. 20 ct/kWh o Wärmegestehungskosten von ca. 10 ct/kWh zzgl. der Gestehungskosten der Wärmepumpe (10-20 ct/kWh)
Zusätzliche Energiekosten	- für Betrieb der Wärmepumpe
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- < 750 € pro Jahr ¹⁰⁵
Lebenszeit bzw. Reinvest	- ca. 25-30 Jahre ¹⁰⁶
Volllaststunden pro Jahr	- elektrischer Teil: ähnlich einer PV-Anlage, ca. 1.000 h unter optimalen Bedingungen in Abhängigkeit vom Breitengrad ¹⁰⁷ , realistisch: Dachanlagen ca. 910 h, Freiflächenanlagen ca. 980 h ¹⁰⁸
Erzeugungspotenzial	<p>Wirkungsgrad elektrisch (STC):</p> <ul style="list-style-type: none"> - nicht-abgedeckte PVT-Flachkollektoren: ca. 15-22 %¹⁰⁹, ähnlich wie gute PV-Module (tw. etwas bessere Wirkungsschätzung bei PVT-Modulen durch Abtransport der Strahlungswärme und dadurch erfolgende Kühlung des PVT-Moduls¹¹⁰) - abgedeckte PVT-Flachkollektoren: leicht reduzierter Wirkungsgrad aufgrund von zusätzlichen Reflexionen an der transparenten Glasabdeckung¹¹¹ <p>Quellen-Wärmeleistung für Wärmepumpe:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sunmaxx (nicht-abgedeckte Kollektoren): 600 W/m² bei 10 °C Außentemperatur¹¹² <p>Ertrag in Abhängigkeit der Kollektormitteltemperaturen (je niedriger, desto besser)¹¹³:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Brutto-Quellen-Wärmeertrag: <ul style="list-style-type: none"> o nicht-abgedeckte Kollektoren: max. 850 kWh/m² pro Jahr bei 10 °C Kollektormitteltemperatur, max. 410 kWh/m² pro Jahr bei 20 °C Kollektormitteltemperatur, bis hin zu max. 10 kWh/m² pro Jahr bei 50 °C Kollektormitteltemperatur; Sunmaxx: 400-500 kWh/m² pro Jahr bei 10 °C Außentemperatur o abgedeckte Kollektoren: max. 700 kWh/m² pro Jahr bei 10 °C Kollektormitteltemperatur, max. 500 kWh/m² pro Jahr bei 20 °C

¹⁰² Sunmaxx PVT GmbH 2025b.

¹⁰³ Sunmaxx PVT GmbH 2024b.

¹⁰⁴ Ramschak und Resch 2021, S. 27.

¹⁰⁵ Sunmaxx PVT GmbH 2025a, S. 28.

¹⁰⁶ Sunmaxx PVT GmbH 2025b.

¹⁰⁷ Wirth 2025, S. 42.

¹⁰⁸ Wirth 2025, S. 41.

¹⁰⁹ Sunmaxx PVT GmbH 2024a, S. 2; Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 27.

¹¹⁰ Sunmaxx PVT GmbH 2025a, 18.

¹¹¹ Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 26.

¹¹² Sunmaxx PVT GmbH 2025a, S. 10.

¹¹³ Sunmaxx PVT GmbH 2025a, S. 10, 18; Zenhäusern, Bamberger und Baggenstos 2017, S. 28.

	<p>Kollektormitteltemperatur, bis hin zu knapp 200 kWh/m² pro Jahr bei 50 °C Kollektormitteltemperatur</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bruttostromertrag: <ul style="list-style-type: none"> ○ nicht-abgedeckte Kollektoren: ca. 200-220 kWh/m² pro Jahr ○ abgedeckte Kollektoren: ca. 190 kWh/m² pro Jahr
Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit steigern	<ul style="list-style-type: none"> - kontinuierliche Nutzung der Wärmeleistung¹¹⁴ - hohe Eigenverbrauchsquote des produzierten Stroms (z. B. auch zum Betrieb der Wärmepumpe)
Fördermöglichkeiten (Bauförderung, Förderung im Betrieb)	<ul style="list-style-type: none"> - förderfähig in Kombination mit einer Wärmepumpe nach Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) - Förderung Stromspeisungen nach EEG (siehe Photovoltaikanlage)
Rechtliche Aspekte	
Ordnungsrecht	- siehe Photovoltaikanlage
Planungs- und Genehmigungsrecht	- siehe Photovoltaikanlage
Netzanschluss	- siehe Photovoltaikanlage
Im Betrieb	- verschiedene Melde-, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten aufgrund energie-, steuer- und förderrechtlicher Vorgaben
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- Wartung alle 2 Jahre empfohlen ¹¹⁵
Platzbedarf	<ul style="list-style-type: none"> - Module vergleichbar mit PV - Zusätzlicher Platzbedarf für die Wärmepumpe und Verrohrung der Modulkühlung - steigt mit installierter Leistung
Personalaufwand	<ul style="list-style-type: none"> - sehr gering bis keiner - evtl. Reinigung der Module
Installationsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> - hoch, insbesondere durch Verrohrung - Logistik zum Standort, Gerüstbau, Modulmontage, Verrohrung
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - gute Integration von Dachanlagen in das Landschaftsbild - kühlender Effekt auf das darunterliegende Dach - Beschattung von Bereichen (z. B. bei überdachten Parkplätzen) - Wärmepumpe in Verbindung mit PVT arbeitet leiser als eine Luft-Wärmepumpe
Negative Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - ggf. Störungsempfinden durch blendende Module¹¹⁶ - ggf. Einschränkungen des Landschaftsbildes (v. a. bei Freiflächenanlagen)

¹¹⁴ Gattringer 2024, S. 15.

¹¹⁵ Sunmaxx PVT GmbH 2024b.

¹¹⁶ Wirth 2025, S. 51f.

Tab. A1.5: Steckbrief „Batteriespeicher (Lithium-Ionen-Batterie)“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Batteriespeicher (Lithium-Ionen-Batterie)	
Technische Eigenschaften	
Energieart	- Strom: DC, AC
Relevante Speicherdauer	- kurz- bis mittelfristige Speicherung
Batterietechnologien <i>Hier relevant: Lithium-Ionen-Batterie</i>	<ul style="list-style-type: none"> - diverse Technologien, Unterscheidung erfolgt z. B. anhand der Materialien, die für Elektroden und Elektrolyt verwendet werden, u. a.¹¹⁷ <ul style="list-style-type: none"> ○ Blei-Batterien ○ Lithium-Ionen-Batterien ○ Redox-Flow-Batterien ○ Natrium-Ionen-Batterien - grundsätzlich großes Angebot an Batteriespeichern, zunehmende Diversifizierung der Batterie-Technologien in allen Bereichen und auch in der stationären Energiespeicherung (z. B. Feststoffbatterien) sowie auch Entwicklung weiterer Speichertechnologien (Brennstoffzellen mit Wasserstoffspeichern) - Lithium-Ionen-Batterien derzeit am weitesten verbreitete Technik für die kurz- und mittelfristige Stromspeicherung im privaten und (klein-)gewerblichen Bereich:¹¹⁸ leicht und häufig vorkommend, hohe Energiedichte, hoher Wirkungsgrad (üblicherweise zwischen 95-98 %¹¹⁹) (im Vergleich zu Blei-Batterien), längere Lebensdauer (im Vgl. zu Blei-Batterien), stärkere elektronische Steuerung notwendig um Überhitzung oder Tiefenentladung zu vermeiden, kostenintensiver (im Vgl. zu Blei-Batterien) aber starke Kostenreduktionen, Recycling befindet sich erst im Aufbau
Speicherkapazität	<ul style="list-style-type: none"> - typischerweise im Bereich von 0,2 kWh/kg (Batteriemasse), neuere Entwicklungen versprechen Speicherdichten von bis zu 0,35 kWh/kg - in der Praxis große Bandbreite im Verhältnis von Speicherkapazität und Leistung der Erzeugungsanlage¹²⁰ - typische Verhältnisse Speicherkapazität (in kWh) zu PV-Leistung (in kWp): 1:1 (Heimspeicher), 1:2 (große Dachanlagen)¹²¹
Be- und Entladeleistung	<ul style="list-style-type: none"> - prinzipiell frei wählbar - in der Praxis wird die Leistung an Erzeugungsanlagen und Verbraucher angepasst - steht oft im Zusammenhang mit der Speicherkapazität (höhere Leistung bei größeren Speicherkapazitäten)
Effizienz im Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Speicherverluste (0,1-5,0 % pro Tag)¹²² - Wirkungsgrade i. d. R. 95-98 %¹²³

¹¹⁷ Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2024a, S. 5; Fluri 2018, S. 36f.

¹¹⁸ Fluri 2018, S. 36, 40.

¹¹⁹ Weniger et al. 2025, S. 25.

¹²⁰ Kost et al. 2024, S. 12.

¹²¹ Kost et al. 2024, S. 12.

¹²² Fluri 2018, S. 39.

¹²³ Weniger et al. 2025, S. 25.

Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	<ul style="list-style-type: none"> - für PV-Kleinanlagen (<= 30 kWp, PV-Leistung zu Batteriekapazität 1:1): 500-1.000 €/kWh¹²⁴ - für PV-Großanlagen (30 kWp – 1 MWp, PV-Leistung zu Batteriekapazität 2:1): 450-800 €/kWh¹²⁵ - günstige Preisentwicklung in den letzten Jahren, wird auch für Zukunft erwartet
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- 2 % der CAPEX ¹²⁶
Lebenszeit bzw. Reinvest	<ul style="list-style-type: none"> - 15 Jahre (die Batterieersatzkosten liegen bei 35-50 % der Anfangsinvestitionen)¹²⁷ - erwartet zwischen 10 und 15 Jahren; Hersteller garantieren oft 10 Jahre¹²⁸
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> - Anspruch auf Förderung nach dem EEG für zwischengespeicherten und dann in das öffentliche Netz eingespeisten erneuerbaren Strom (§ 19 Abs. 3 EEG) <ul style="list-style-type: none"> ○ Bislang: Mischbetrieb (Multi-Use) eines Batteriespeichers durch Einspeicherung von Grün- und Graustrom führt zum Verlust der EEG-Förderung ○ Neue Ausnahme: Wechselbetrieb wird nach § 19 Abs. 3a und 3b EEG ermöglicht; Einzelheiten sind durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Festlegung („MiSpel“) noch festzulegen. - Befreiung von den Stromnetzentgelten für die Dauer von 20 Jahren, Voraussetzung: Netzbezug und zeitversetzte Netzeinspeisung sowie Inbetriebnahme bis zum 04.08.2029 (§ 118 Abs. 6 EnWG)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	- große Batteriespeicher sind baugenehmigungspflichtig
Im Betrieb	- Bei Inanspruchnahme von EEG-Förderung gelten Melde- und Mitteilungspflichten nach EEG (siehe Photovoltaikanlage).
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> - gering - allgemeine regelmäßige Standort- und Funktionskontrolle - gelegentliche Batteriepflege nötig (dies äußert sich typischerweise durch spezielle Lade- und Entladevorgänge, die vom Batteriehersteller initiiert werden)
Platzbedarf	<ul style="list-style-type: none"> - gering - trockener, frostgeschützter Raum mit geradem Boden
Zusätzlicher Personalaufwand	- keiner
Installationsaufwand	- gering

¹²⁴ Kost et al. 2024, S. 12.

¹²⁵ Kost et al. 2024, S. 12.

¹²⁶ Kost et al. 2024, S. 14.

¹²⁷ Kost et al. 2024, S. 14.

¹²⁸ Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. 2024, S. 3.

Tab. A1.6: Steckbrief „Wärmespeicher (Sensible thermische Wärmespeicher)“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Wärmespeicher (Sensible thermische Wärmespeicher)	
Technische Eigenschaften	
Energieart	- Wärme
Relevante Speicherdauer	- primär: kurzfristig, ein bis zwei Tage - für Nahwärmezwecke: längere Speicherdauern von bis zu mehreren Monaten
Relevanter Temperaturbereich	- von 0 bis 100 °C
Speicherarten <i>Hier relevant: Sensible thermische Wärmespeicher</i>	Arbeitsweise der Wärmespeicherung: ¹²⁹ - physikalische Wärmespeicherung: <ul style="list-style-type: none"> ○ sensible Wärmespeicher: Speicherung Wärmeenergie durch Erhöhung der Temperatur eines Mediums (vor allem Wasser, Gemische aus Wasser und Glykol) ○ Latentwärmespeicher: Speicherung Wärmeenergie durch Änderung des Aggregatzustands eines Materials - thermochemische Speicher: Nutzung chemischer Reaktionen, um Wärmeenergie zu speichern und freizusetzen Dauer der Wärmespeicherung: - Pufferspeicher: Wärmespeicher für Heizungsanlagen - Kurzzeitspeicher: Warmwasserspeicher für Trinkwasser, Speicherung 1-2 Tage - Langzeitspeicher (auch Saisonalspeicher): Wärmespeicherung z. B. über das Erdreich, Grundwasser oder Eisspeicher, Speicherung mehrere Wochen bis Monate Temperaturbereich: - Niedertemperaturspeicher: bis ca. 100 °C - Mitteltemperaturspeicher: zwischen 100 und 500 °C - Hochtemperaturspeicher: über 500 °C primär für Campingplätze relevant: sensible Kurzzeit-Wärmespeicher auf Wasserbasis im Niedertemperaturbereich (Pufferspeicher für Heizungsanlagen, Warmwasserspeicher für Trinkwasser)
Speicherkapazität	- ca. 30 kWh -5.000 MWh ¹³⁰
Effizienz im Betrieb	- hoch, geringe Speicherverluste: 2-4% pro Tag ¹³¹ - hohe Entladeleistung (flüssig) ¹³²
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	- für 1.000 l: von etwa 1,70 €/l (kleine Pufferspeicher) bis etwa 9,60 €/l (große Puffer-/Kombispeicher) ¹³³ (erfahrungsgemäß sind diese Kosten sehr hoch angesetzt)
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- 0,5-1,3 % der CAPEX (in Abhängigkeit der Speichergröße) ¹³⁴
Lebenszeit bzw. Reinvest	- ca. 20 Jahre ^{135,136}

¹²⁹ Seitz, Zunft und Hoyer-Klick 2018, S. 815f.

¹³⁰ Seitz, Zunft und Hoyer-Klick 2018, S. 817.

¹³¹ Seitz, Zunft und Hoyer-Klick 2018, S. 817.

¹³² Tafelmeier, Gschwander und Zunft 2022, S. 5.

¹³³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 49-50

¹³⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 49-50.

¹³⁵ Seitz, Zunft und Hoyer-Klick 2018, S. 817.

¹³⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 49-50.

Fördermöglichkeiten	- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) - Gesetzlicher Förderanspruch nach §§ 22 ff. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	- je nach Größe und Technologie werden ggf. Baugenehmigung und weitere Genehmigungen erforderlich
Im Betrieb	- ggf. förderrechtliche Mitteilungs- und Meldepflichten zu beachten
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- gering - allgemeine regelmäßige Standort- und Funktionskontrolle, keine besondere Wartung
Platzbedarf	- mittel bis hoch - trockener, frostgeschützter Raum mit geradem Boden
Zusätzlicher Personalaufwand	- keiner
Installationsaufwand	- gering

Tab. A1.7: Steckbrief „Luft-Wasser-Wärmepumpe“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Luft-Wasser-Wärmepumpe	
Technische Eigenschaften	
Wärmequelle	- Außenluft
Anwendungsbereich	- Gebäudebeheizung, Warmwasserbereitung - aktive Gebäudekühlung bei reversibler Bauweise
Leistungsfähigkeit, Jahresarbeitszahl	- typische JAZ: ¹³⁷ <ul style="list-style-type: none"> ○ Neubau / Altbau kernsaniert mit Fußbodenheizung: 3,75 ○ Neubau / Altbau saniert: 3,00 ○ Altbau unsaniert: 2,6 - direkt abhängig von Außentemperatur, Vor- und Rücklauf­temperatur des Heizsystems, internem Aufbau des Systems (Kompressoren, Wärmetauscher etc.) - indirekt abhängig von Qualität der Gebäudedämmung, Wärmeübertragungsflächen
Thermische Leistung	- Regalware: typischerweise bis 100 kW _{th} ¹³⁸ - Sonderanfertigungen/Industrieware: typischerweise bis 450 kW _{th}
Umgebungstemperaturbereich	- -25 bis +35 °C ¹³⁹
Effizienz im Betrieb	- sehr hoch im Vergleich zu Direkterhitzern - abnehmend mit sinkenden Außentemperaturen ¹⁴⁰
Bedarf zusätzlicher Anlagen / Maßnahmen	- Pufferspeicher empfehlenswert zur Vermeidung zu häufiger An- und Abfahrvorgänge („Takten“) - ggf. unterstützende Technologie für besonders kalte Tage notwendig (bspw. integrierter Heizstab) ¹⁴¹

¹³⁷ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 17; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 10.

¹³⁸ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 17.

¹³⁹ Deutsche Energie-Agentur GmbH 2024, S. 11.

¹⁴⁰ Deutsche Energie-Agentur GmbH 2024, S. 11.

¹⁴¹ Kofler und Otta 2024, S. 7.

Bauweise	<p>Monoblock-Bauweise:</p> <ul style="list-style-type: none"> - bei Außenaufstellung: 2 Geräte (Kältekreislauf im Außengerät, innen nur Wärmespeicher, Verbindung innen und außen durch wasserführende Leitungen – Frostschutz wichtig) - bei Innenaufstellung: 1 Gerät (nur ein Innengerät, größere Wanddurchbrüche für Luftkanäle nötig) <p>Split-Bauweise: zwei Geräte: Innen- und Außeneinheit</p> <ul style="list-style-type: none"> - Außengerät: Verdampfer, Verdichter (tw. im Innengerät – macht Außeneinheit leiser), Expansionsventil - Innengerät: Verflüssiger - Verbindung innen und außen durch Kältemittelleitungen (Kältekreislauf auf 2 Geräte aufgeteilt) - einfacher nachrüstbar, wenn mehr Heizleistung benötigt wird
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	<ul style="list-style-type: none"> - 1.200 €/kW_{th} (110 kW_{th} Anlagenleistung) bis 2.300 €/kW_{th} (5 kW_{th} Anlagenleistung)¹⁴² - rückläufige Investitionskosten erwartet¹⁴³
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	<ul style="list-style-type: none"> - ca. 1,5 % der CAPEX¹⁴⁴
Lebenszeit bzw. Reinvest	<ul style="list-style-type: none"> - 15 Jahre¹⁴⁵
Fördermöglichkeiten	<ul style="list-style-type: none"> - Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	<ul style="list-style-type: none"> - nicht genehmigungspflichtig - ggf. sind Vorschriften der jeweiligen Landesbauordnungen zu berücksichtigen (insbesondere Schallschutzvorgaben)
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> - gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> - Monoblock: gering - Split-Gerät: höher durch Zweiteilung der Wärmeerzeugung, gesetzlich vorgeschriebene jährliche Kontrolle des Kältemittelkreislaufs durch Fachpersonal - spezifischer Aufwand: regelmäßige Reinigung der Außeneinheit¹⁴⁶
Platzbedarf	<ul style="list-style-type: none"> - grundsätzlich im Vergleich zu anderen Wärmepumpenarten gering - Inneneinheit: trockener, frostgeschützter Raum mit geradem Boden - Außeneinheit: Aufstellung möglichst nah am Technikraum - Monoblock Außeneinheit: höher als bei Split-Geräten - Split-Gerät: beide Geräteteile deutlich kleiner als bei Monoblock-Bauweise (ggf. Montage an Wänden / Fassade möglich)
Personalaufwand	<ul style="list-style-type: none"> - sehr gering
Installationsaufwand	<p>Monoblock:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Außenaufstellung: gering, lediglich Kernlochbohrung für Wasserleitungen notwendig, Frostschutz notwendig - Innenaufstellung: ggf. umfangreichere Bauarbeiten <p>Split-Gerät:</p> <ul style="list-style-type: none"> - deutlich höher als bei Monoblock-Bauweise (insbes. durch notwendige Verbindung beider Geräteteile mit Kälteleitungen), Installation nur durch zertifizierte Kältetechniker - geringere Eingriffe in Gebäudewand (nur dünne Kältemittelleitungen nötig)

¹⁴² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 10.

¹⁴³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 10.

¹⁴⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 10.

¹⁴⁵ Verein Deutscher Ingenieure e.V. 2012.

¹⁴⁶ Kofler und Otta 2024, S. 207.

Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	
Negative Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - Lärmemissionen der Außeneinheit - ggf. optische Einschränkungen durch Außeneinheit - ggf. ältere Kältemittel mit hoher Treibhauswirkung; alternative, natürliche Kältemittel sind verfügbar

Tab. A1.8: Steckbrief „Sole-Wasser-Wärmepumpe“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Sole-Wasser-Wärmepumpe	
Technische Eigenschaften	
Wärmequelle	- Erdwärme
Anwendungsbereich	<ul style="list-style-type: none"> - Gebäudebeheizung, Warmwasserbereitung - passive Gebäudekühlung^{147,148} - aktive Gebäudekühlung bei reversibler Bauweise
Anlagearten	Wärmegewinnung über: ¹⁴⁹ <ul style="list-style-type: none"> - Erdwärmekollektoren (1-2 m tief, hoher Flächenbedarf) - Erdwärmesonden (bis 100 m tief, definierte Mindestabstände) - selten: Erdwärmekörbe (bis zu 4,5 m tief, Kompromiss zw. Kollektoren und Sonden)
Leistungsfähigkeit, Jahresarbeitszahl	typische JAZ: ¹⁵⁰ <ul style="list-style-type: none"> - Neubau / Altbau kernsaniert mit Fußbodenheizung: 4,60 - Neubau / Altbau saniert: 3,60 - Altbau unsaniert: 3,15 <ul style="list-style-type: none"> - unabhängig von wetterbedingten Einflüssen - indirekt abhängig von Vor- und Rücklauftemperatur des Heizsystems, Qualität der Gebäudedämmung
Thermische Leistung	<ul style="list-style-type: none"> - Regalware: bis ca. 100 kW_{th}¹⁵¹ - Industrieware: bis 2.000 kW_{th}
Umgebungstemperaturbereich	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatur des Erdreichs:¹⁵² <ul style="list-style-type: none"> o in 2 m Tiefe: zwischen 0°C und 13 °C o ab ca. 10-15 m Tiefe: ganzjährig konstant, zwischen 10 und 13 °C
Effizienz im Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> - sehr hohe Effizienz im Vergleich zu Direkterhitzern - hohe Effizienz durch nahezu konstante Quelltemperaturen im Erdreich (auch im Winter) - höchste Effizienz bei Erdsonden durch höchste Konstanz bei Quelltemperatur
Bedarf zusätzlicher Anlagen / Maßnahmen	- Pufferspeicher empfehlenswert zur Vermeidung zu häufiger An- und Abfahrvorgänge („Takten“)
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	<ul style="list-style-type: none"> - Wärmepumpe: ca. 700 €/kW_{th} (110 kW_{th} Anlagenleistung) bis ca. 3.000 €/kW_{th} (5 kW_{th} Anlagenleistung)¹⁵³ - Erschließung Wärmequelle über Erdkollektoren (Mindestangaben): ca. 1.000 €/kW_{th} (110 kW_{th} Anlagenleistung) bis ca. 1.400 €/kW_{th} (5 kW_{th} Anlagenleistung)¹⁵⁴

¹⁴⁷ Kofler und Otta 2024, S. 55.

¹⁴⁸ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 18.

¹⁴⁹ Stober und Bucher 2020, S. 45.

¹⁵⁰ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 18; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 12-13.

¹⁵¹ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 18.

¹⁵² Deutsche Energie-Agentur GmbH 2024, S. 11; Stober und Bucher 2020, S. 35f.

¹⁵³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 12-13.

¹⁵⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 13.

	- Erschließung Wärmequelle über Erdsonden (Mindestangaben): ca. 1.300 €/kW _{th} (110 kW _{th} Anlagenleistung) bis ca. 1.800 €/kW _{th} (5 kW _{th} Anlagenleistung) ¹⁵⁵ , Gestellung des Bohrgerätes ist unabhängig von Bohrtiefe und -anzahl, daher sind Sonden mit kleiner Entzugsleistung deutlich teurer als diejenigen mit größerer Leistung
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- 1,5 % der CAPEX ¹⁵⁶
Lebenszeit bzw. Reinvest	- Wärmepumpe: ca. 20 Jahre ¹⁵⁷ - Wärmequelle: ca. 50 Jahre ¹⁵⁸
Fördermöglichkeiten	- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	- Wasserrechtliche Genehmigung ¹⁵⁹ - Anmeldung beim geologischen Dienst des Bundeslandes ¹⁶⁰ - ab 100 m Tiefe: Genehmigung vom Bergbauamt ¹⁶¹
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- sehr gering - spezifischer Aufwand: regelmäßige Überprüfung des Solekreises (u. a. Frostschutzerhalt)
Platzbedarf	- Wärmepumpe: gering; trockener, frostgeschützter Raum mit geradem Boden - Erdkollektoren: <ul style="list-style-type: none"> ○ größer als bei bei Erdsonden ○ ca. 200 % der Grundfläche der zu versorgenden Einheit¹⁶² ○ Flächen oberhalb dürfen nicht bebaut bzw. versiegelt werden - Erdsonden: <ul style="list-style-type: none"> ○ geringer im Vergleich zu Erdkollektoren ○ definierte Mindestabstände zwischen Sonden ○ zunehmend mit steigendem Wärmebedarf, ca. 30 % der Grundfläche der zu versorgenden Einheit¹⁶³ ○ Entfernung zwischen Wärmequelle und Heizanlage sollte nicht zu groß sein
Personalaufwand	sehr gering
Installationsaufwand	sehr hoch: - Erdkollektoren: Erdreichbewegungen notwendig - Erdsonden: Bohrungen bis zu 100 m tief, bestimmte Voraussetzungen an hydrogeologischen Bedingungen
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	- keine Lärmemissionen - keine optischen Einschränkungen durch Innenaufstellung
Negative Effekte	- ggf. ältere Kältemittel mit hoher Treibhauswirkung; alternative, natürliche Kältemittel sind aber verfügbar

¹⁵⁵ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 12.

¹⁵⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 12-13.

¹⁵⁷ Verein Deutscher Ingenieure e.V. 2012.

¹⁵⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 12-13.

¹⁵⁹ Viessmann Deutschland GmbH 2011, S. 34.

¹⁶⁰ Kofler und Otta 2024, S. 55.

¹⁶¹ Viessmann Deutschland GmbH 2011, S. 34.

¹⁶² Kofler und Otta 2024, S. 57.

¹⁶³ Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen 2024b, S. 3.

Tab. A1.9: Steckbrief „Wasser-Wasser-Wärmepumpe“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Wasser-Wasser-Wärmepumpe	
Technische Eigenschaften	
Wärmequelle	- Grundwasser
Anwendungsbereich	- Gebäudebeheizung, Warmwasserbereitung - passive Gebäudekühlung - aktive Gebäudekühlung bei reversibler Bauweise
Leistungsfähigkeit, Jahresarbeitszahl	typische JAZ: ¹⁶⁴ - Neubau / Altbau kernsaniert mit Fußbodenheizung: 5,35 - Neubau / Altbau saniert: 4,55 - Altbau unsaniert: 3,96 - unabhängig von wetterbedingten Einflüssen - indirekt abhängig von Vor- und Rücklauftemperatur des Heizsystems, Qualität der Gebäudedämmung
Thermische Leistung	- Regalware: bis ca. 100 kW _{th} ¹⁶⁵ - Industrieware: bis 2.000 kW _{th}
Umgebungstemperaturbereich	- Temperatur des Grundwassers: zwischen 7 und 12 °C ¹⁶⁶
Effizienz im Betrieb	- sehr hohe Effizienz im Vergleich zu Direkterhitzern - hohe Effizienz durch nahezu konstante Quelltemperatur (auch im Winter) - höchste Effizienz im Vergleich zu anderen Wärmepumpen
Bedarf zusätzlicher Anlagen / Maßnahmen	- Pufferspeicher empfehlenswert zur Vermeidung zu häufiger An- und Abfahrvorgänge („Takten“)
Bauweise	- Wärmegewinnung über Saug- und Schluckbrunnen zur Zu- und Abführung des Grundwassers zur Wärmepumpe (Grundwasser muss in Bewegung sein)
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	- Wärmepumpe: ca. 480 €/kW _{th} (110 kW _{th} Anlagenleistung) bis ca. 3.000 €/kW _{th} (5 kW _{th} Anlagenleistung) ¹⁶⁷ - Erschließung Wärmequelle über Grundwasserbrunnen: ca. 1.635 €/kW _{th} ¹⁶⁸
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- 1,5 % der CAPEX ¹⁶⁹
Lebenszeit bzw. Reinvest	- 20 Jahre ¹⁷⁰
Fördermöglichkeiten	- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	- Genehmigung in der Regel nur in Regionen mit einem hohen Grundwasserstand und geeigneter Wasserqualität ¹⁷¹ - Nutzung Grundwasser als Wärmequelle genehmigungspflichtig (unteres Wasserbehörde) ¹⁷² - Anmeldung beim geologischen Dienst des Bundeslandes ¹⁷³

¹⁶⁴ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 19; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 11.

¹⁶⁵ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 19.

¹⁶⁶ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 19.

¹⁶⁷ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 11.

¹⁶⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 11.

¹⁶⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 11.

¹⁷⁰ Verein Deutscher Ingenieure e.V. 2012.

¹⁷¹ Deutsche Energie-Agentur GmbH 2024, S. 11.

¹⁷² Deutsche Energie-Agentur GmbH 2024, S. 11.

¹⁷³ Kofler und Otta 2024, S. 55.

Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- gering - spezifischer Aufwand: regelmäßige Überprüfung der Brunnen und der damit verbundenen Komponenten wie Pumpen, Ventile und Filter
Platzbedarf	- Wärmepumpe: gering; trockener, frostgeschützter Raum mit geradem Boden - Mindestabstand zwischen Saug- und Schluckbrunnen mind. 15 Meter, Fließrichtung des Wassers ist bei Brunneninstallation zu beachten (Schluckbrunnen strömungsabwärts) ¹⁷⁴ - Entfernung zwischen Wärmequelle und Heizanlage sollte nicht zu groß sein
Personalaufwand	- sehr gering
Installationsaufwand	- hoch durch Brunnenbohrungen (Tiefe abhängig vom örtlichen Grundwasserspiegel, ca. 5-20 m)
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	- keine Lärmemissionen - keine optischen Einschränkungen durch Innenaufstellung
Negative Effekte	- ggf. ältere Kältemittel mit hoher Treibhauswirkung; alternative, natürliche Kältemittel sind aber verfügbar

Tab. A1.10: Steckbrief „Split-Gerät“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Split-Gerät	
Technische Eigenschaften	
Wärmequelle	- Außenluft
Anwendungsbereich	- Gebäudebeheizung - aktive Gebäudekühlung - luftgeführte Kompressionsanlage (Luft-Luft-Wärmepumpe)
Leistungsfähigkeit, Leistungszahl	- Kühlbetrieb (EER) bis 4,5 ¹⁷⁵ - Heizbetrieb (COP) bis 5,0 ¹⁷⁶ - Aber: In der Praxis wird bei Split-Geräten aus Platz- und Kostengründen häufig an den Wärmeübertragern gespart, was die Leistungsfähigkeit deutlich herabsetzt.
Umgebungstemperaturbereich	- Kühlbetrieb: -15 bis +45 °C ¹⁷⁷ - Heizbetrieb: -25 bis +20 °C ¹⁷⁸
Leistung	- Inneneinheit: 1 bis 30 kW ¹⁷⁹ - Außeneinheit: 12 bis 80 kW ¹⁸⁰
Effizienz im Betrieb	- sehr hohe Effizienz im Vergleich zu Direkterhitzer - befriedigende Effizienz vor allem in der Übergangszeit (Heizbetrieb) sowie im Sommer (Kühlbetrieb)
Bedarf zusätzlicher Anlagen	

¹⁷⁴ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie 2024, S. 19.

¹⁷⁵ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 23.

¹⁷⁶ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 23.

¹⁷⁷ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 22.

¹⁷⁸ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 22.

¹⁷⁹ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 23.

¹⁸⁰ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 23.

Bauweise	mehrere Bauweisen: ¹⁸¹ - Single-Split-Geräte: einzelnes Innengerät, das mit einem einzelnen Außengerät gekoppelt ist - Multi-Split-Geräte (darunter VRF-Systeme mit Leistungsregelungsmöglichkeit je Inneneinheit): mehrere Innengeräte sind an ein Außengerät angeschlossen - Split-Geräte sind häufig „reversibel“, d. h. sie können zwischen Heiz- und Kühlbetrieb umschalten
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	- 120-300 €/m ² (Angabe von 2020) ¹⁸²
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- Schätzwert: 200-400 € pro Jahr
Lebenszeit bzw. Reinvest	- 15 Jahre ¹⁸³
Fördermöglichkeiten	- als Luft-Luft-Wärmepumpe förderfähig nach Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	- nicht genehmigungspflichtig - ggf. sind Vorschriften der jeweiligen Landesbauordnungen zu berücksichtigen (insbesondere Schallschutzvorgaben)
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben
Betriebs- und Wartungsaufwand	- gering, jährliche Funktionswartung
Platzbedarf	- beide Geräteteile klein - Innengerät: Montage z. B. an Wand, über Tür, an Decke - Außengerät: Montage an Wänden / Fassaden möglich, auf Balkonen, Terrassen oder in Garagen
Personalaufwand	- sehr gering
Installationsaufwand	- hoch, insbesondere durch notwendige Verbindung beider Geräteteile mit Kälteleitungen, Installation nur durch zertifizierte Kältetechniker - nur geringe Eingriffe in Gebäudewand (nur dünne Kältemittelleitungen nötig)
Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	
Negative Effekte	- Lärmemissionen der Inneneinheit (geringfügig) - Lärmemissionen der Außeneinheit - ggf. optische Einschränkungen durch Außeneinheit - ggf. ältere Kältemittel mit hoher Treibhauswirkung; alternative, natürliche Kältemittel sind aber verfügbar

¹⁸¹ Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 22f.

¹⁸² Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht 2020, S. 23.

¹⁸³ Verein Deutscher Ingenieure e.V. 2012.

Tab. A1.11: Steckbrief „Kaltwassersatz“

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Quellen

Kaltwassersatz	
Technische Eigenschaften	
Energiequelle	- Strom
Anwendungsbereich	- aktive Gebäudekühlung - je nach Gerätfunktion auch zur Gebäudebeheizung
Kühlmedium	- Wasser, Luft
Leistung	- von 2 kW bis zu 2000 kW Kälteleistung ¹⁸⁴
Bauweise	- luftgekühlter KWS: Kühlmedium im Verflüssiger Luft, Abgabe überschüssiger Wärme über Ventilatoren an die Umgebungsluft, nur Außenaufstellung um Wärmeabgabe an Umgebung zu ermöglichen, geringerer Energiebedarf als wassergeführte KWS, für kleine bis mittlere Anwendungen - wassergekühlter KWS: Kühlmedium im Verflüssiger Wasser, Abgabe überschüssiger Wärme über einen wassergeführten Rückkühler, für mittelgroße bis große Anwendungen
Kosten, Wirtschaftlichkeit	
Anlage- und Installationskosten (netto, Anhaltswerte)	- für 2 bis 5 kW Kälteleistung mind. 3.000 €, für 30 kW ca. 10.000 € ¹⁸⁵ - aufgrund der einfacheren Bauweise niedrigere Installationskosten bei luftgekühlten KWS ¹⁸⁶
Energiekosten im Betrieb	- kann hohe Energiekosten aufgrund von hohem Energieverbrauch verursachen - geringerer Energiebedarf bei luftgekühlten KWS ¹⁸⁷
Jährliche laufende Kosten (u. a. Wartung, Versicherung, sonstige Betriebskosten)	- aufgrund der einfacheren Bauweise niedrigere Wartungskosten bei luftgekühlten KWS
Lebenszeit bzw. Reinvest	- 15 Jahre ¹⁸⁸
Rechtliche Aspekte	
Planungs- und Genehmigungsrecht	- als Teil einer Klimaanlage grundsätzlich genehmigungsfrei, solange nicht nach Anhang 1 der 4. BImSchV ausnahmsweise genehmigungspflichtig
Im Betrieb	- Anforderungen zum Gewässerschutz nach Wasserhaushaltsgesetz zu berücksichtigen
Praxistauglichkeit	
Technische Beherrschbarkeit durch Campingplatzbetreiber	- gegeben, lässt sich i. d. R. automatisiert steuern
Betriebs- und Wartungsaufwand	- aufgrund der einfacheren Bauweise geringerer Wartungsaufwand luftgekühlten KWS - Dichtheitsprüfung, Überprüfung und Reinigung der Wärmetauscher, Auffüllen von Kältemittel, Überprüfung der elektrischen Komponenten
Platzbedarf	- luftgekühlter KWS: kompakte Einheit, i. d. R. kleiner als wassergeführter KWS, Aufstellung im Außenbereich - wassergekühlter KWS: Innenaufstellung bzw. in frostfreien Bereichen ¹⁸⁹
Personalaufwand	- gering
Installationsaufwand	- luftgekühlter KWS: einfachere Installation als wassergeführte KWS, bei Kompaktgeräten lediglich Anschluss an Strom- und Wasserversorgung vor Ort, Aufstellung im Außenbereich (z. B. auf Dach oder vor einem Gebäude) - wassergekühlter KWS: zusätzlicher Installationsaufwand durch notwendigen Rückkühler ¹⁹⁰

¹⁸⁴ Müller 2023; Partz 2025.

¹⁸⁵ Müller 2023.

¹⁸⁶ Partz 2025.

¹⁸⁷ Partz 2025.

¹⁸⁸ Verein Deutscher Ingenieure e.V. 2012.

¹⁸⁹ Partz 2025.

¹⁹⁰ Partz 2025.

Begleiterscheinungen	
Positive Effekte	
Negative Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - Lärmemissionen im Außenbereich bei luftgeführten KWS - ggf. ältere Kältemittel mit hoher Treibhauswirkung; alternative, natürliche Kältemittel sind aber verfügbar

Anhang A2: CAPEX-Kostenrecherche

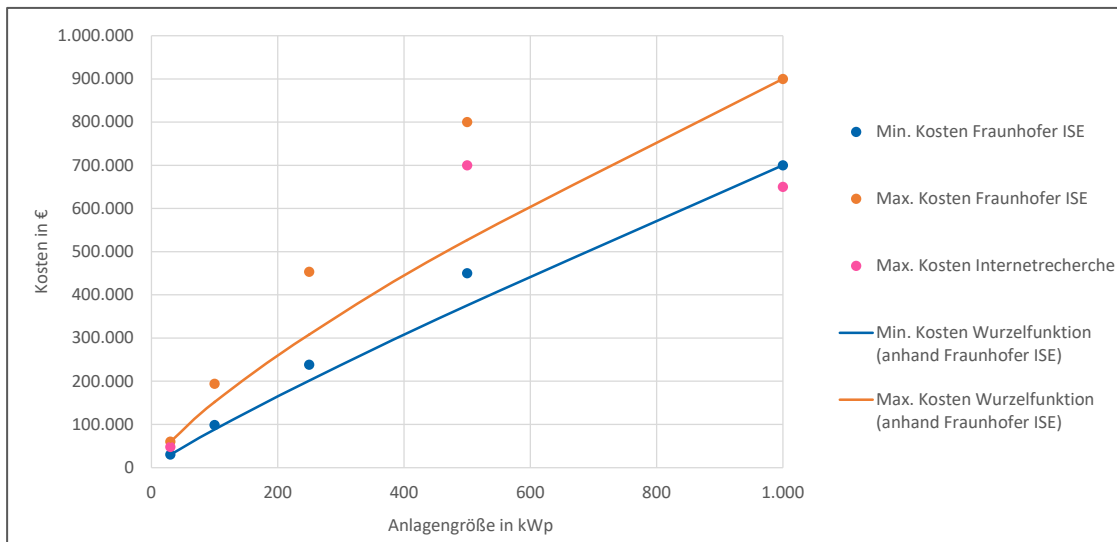


Abb. A2.1: CAPEX-Kostenrecherche für PV-Anlagen (Dachanlagen, Freiflächenanlagen)

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Kost et al. 2024, S. 12; NRW.Energy4Climate GmbH 2023; Solar.red 2023

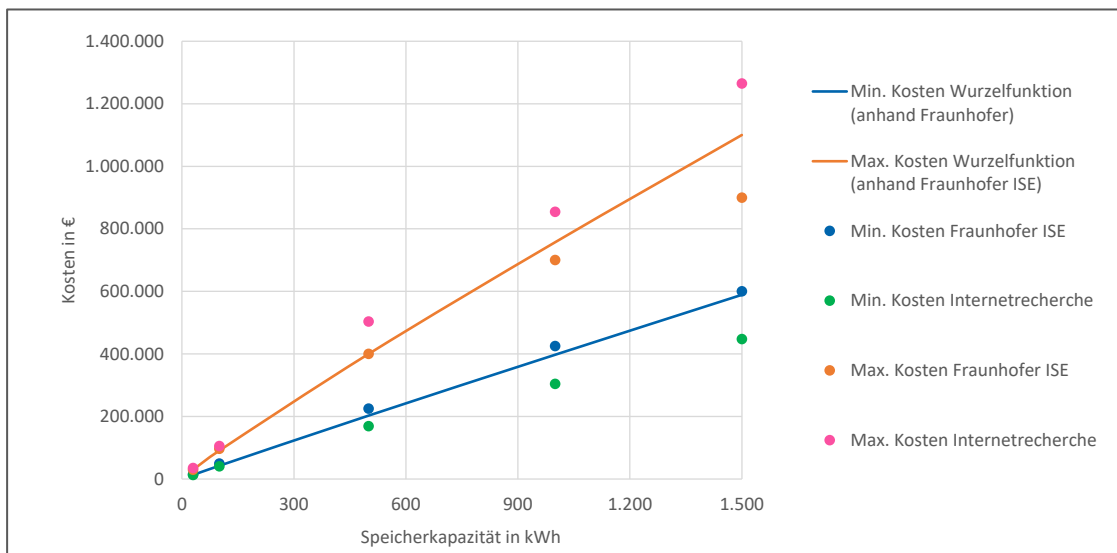


Abb. A2.2: CAPEX-Kostenrecherche für Batteriespeicher

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von energie-experten.org 2025; Gießel 2025; Kost et al. 2024, S. 12

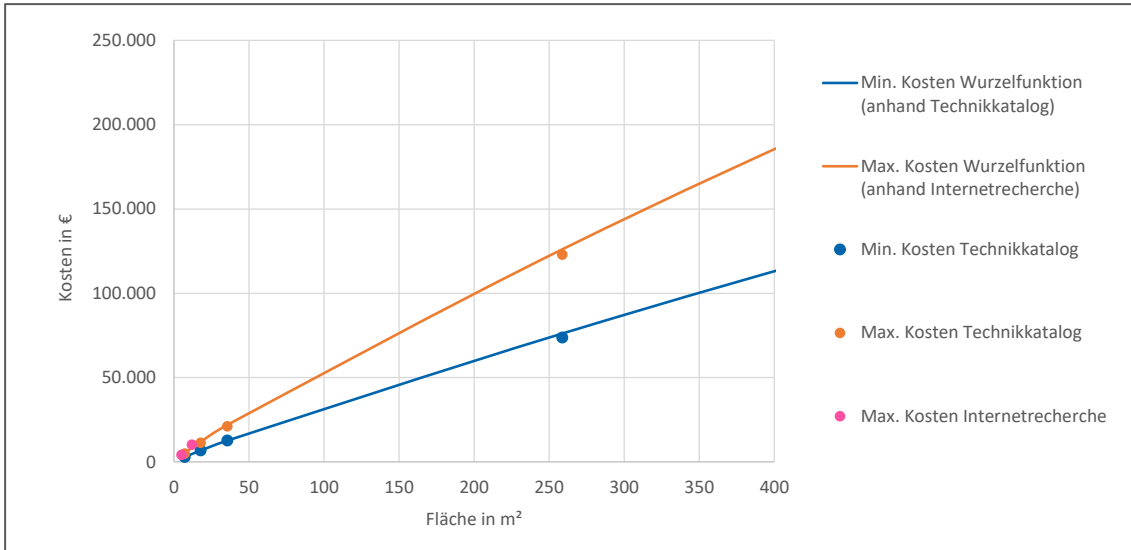


Abb. A2.3: CAPEX-Kostenrecherche für Solarthermieranlagen

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 8; Aroundhome 2025; Förster 2025

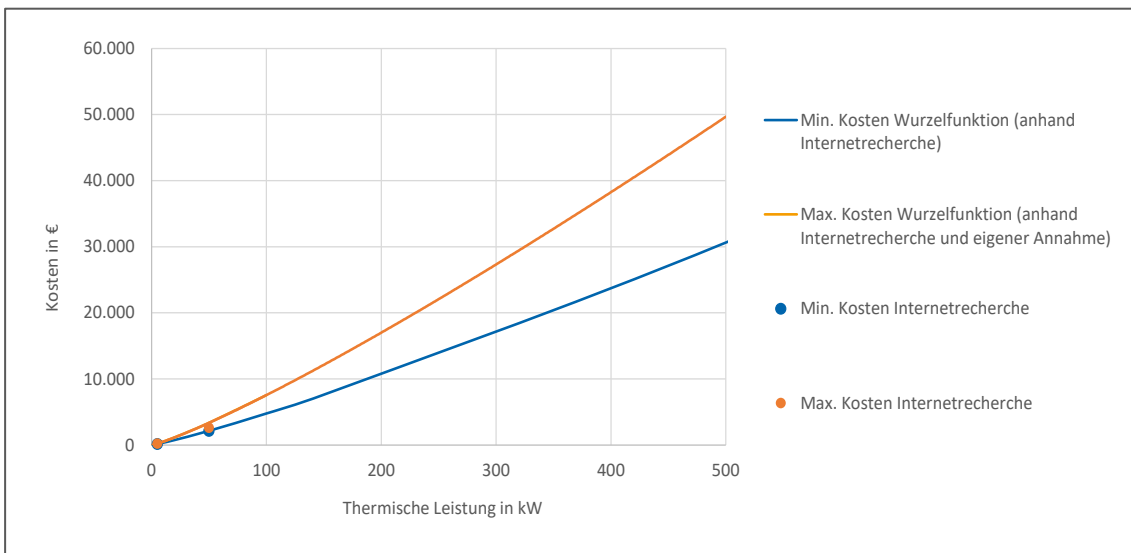


Abb. A2.4: CAPEX-Kostenrecherche für elektrische Direktheritzer

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von KlimaWorld 2025; A.Vierling 2025; HYDRO-ENERGIA 2025; eigene Annahmen

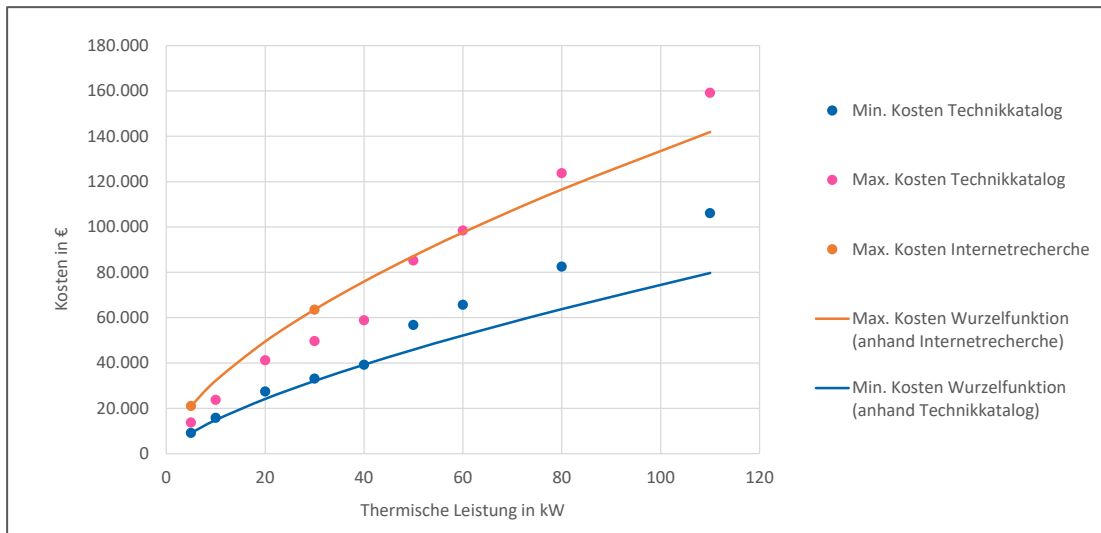


Abb. A2.5: CAPEX-Kostenrecherche für Luft-Wärmepumpen
 Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis von alpha innotec 2025; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, Tab. 10; Vaillant 2025

Anhang A3: Weitere Ergebnisse zu Fallstudie 1

A3.1 Weitere Ergebnisse zu Fallstudie 1 (100 Standplätze)

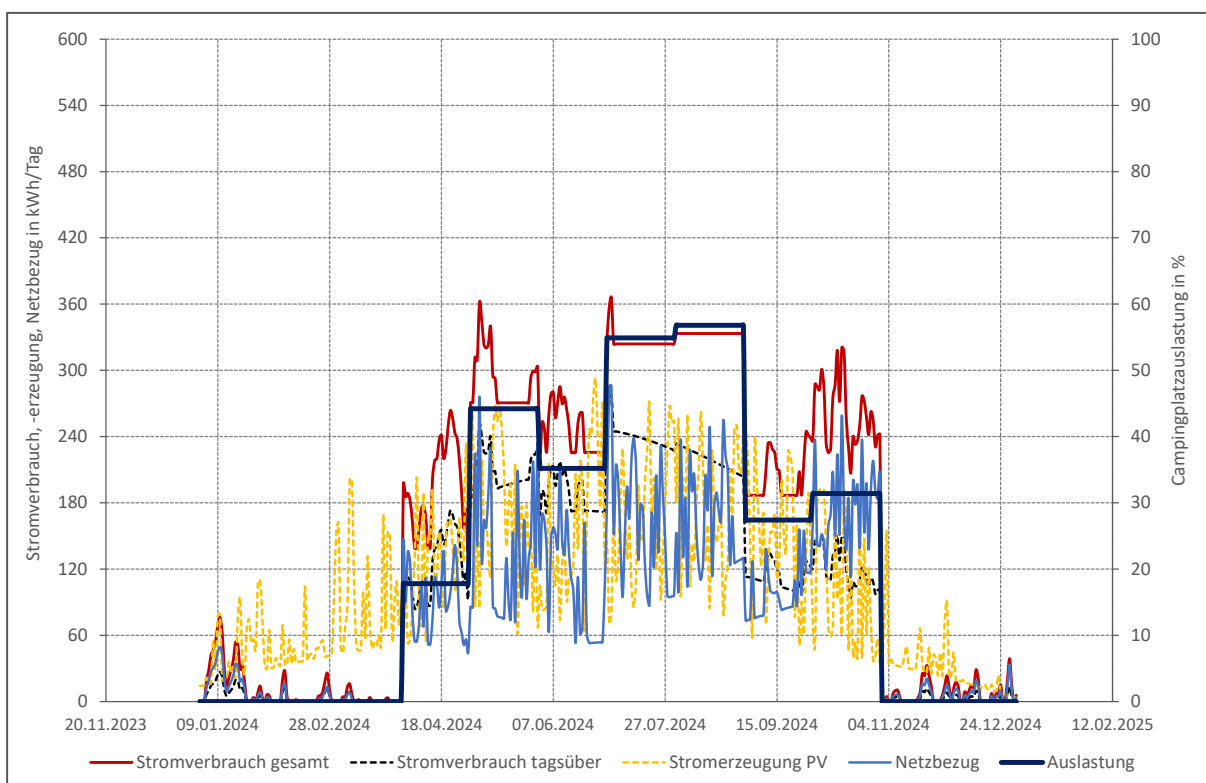


Abb. A3.1: Systemverhalten einer 50 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (100 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

A3.2 Weitere Eingangsdaten und Ergebnisse zu Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Tab. A3.1: Steckbrief des Campingplatzes Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Ergebnisse

Standort und Klima	
Standort	Nordseeküste Niedersachsen (Festland)
Wetterstation	Emden (Flughafen)
Längen- / Breitengrad	53° 22' N, 7° 12' O
Campingplatz	
Öffnungszeiten	1. April bis 31. Oktober
Anzahl Standplätze	300
Personen pro Standplatz	2,8
Auslastung gemäß... (monatl. Durchschnitt)	Reisegebiet Nordseeküste Niedersachsen
Netzanschluss	Mittelspannung
Gebäude 1	
Funktionsbereiche	Verwaltung, Kiosk, Imbiss
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	10 m x 21 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	244,9 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	565,9 m ²
Gebäude 2	
Funktionsbereiche	Sanitär, Gemeinschaftsbereich (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik)
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	16 m x 20 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	341,8 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	765,8 m ²
Gebäude 3	
Funktionsbereiche	Sanitär, Gemeinschaftsbereich (Küche, Abwaschen, Waschmaschine / Trockner, Unterhaltungstechnik)
Nutzungszeit	1. April bis 31. Oktober
Grundfläche, Bauart	12 m x 27 m, eingeschossig (3 m Geschosshöhe)
Dachfläche (Satteldach), -ausrichtung	362,2 m ² , Ost-West
Bewertungsfläche Gebäudehülle	794,2 m ²

Tab. A3.2: Bedingungen und Ergebnisse der Auslegung der Wärmeerzeuger und -speicher des Campingplatzes Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Daten zum Heizsystem	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Heizleistung max. Wärmepumpe	28 kW
Heizleistung elektrischer Heizstab	10 kW
Kühlbetrieb möglich	ja
Vorlauftemperatur Komfortbetrieb	50 °C
Vorlauftemperatur Einfrierschutz	11 °C
Raum-Solltemperatur Komfort	20 °C
Raum-Solltemperatur Einfrierschutz	7 °C
Volumen Pufferspeicher (Summe)	3.000 l
COP	temperaturabhängig
Heizbetrieb bis (Außentemperatur)	15 °C
Kühlbetrieb ab (Außentemperatur)	25 °C
Daten zur Warmwasserbereitung	
Wärmeerzeuger	Wärmepumpe
Wärmequelle für Wärmepumpe	Außenluft
Warmwasserverbrauch pro Person/Tag	60 l
Heizleistung max.	75 kW
Vorlauftemperatur Warmwasser	> 60 °C
Volumen Warmwasserspeicher (Summe)	15.000 l
Jahresarbeitszahl (konstant)	2,5

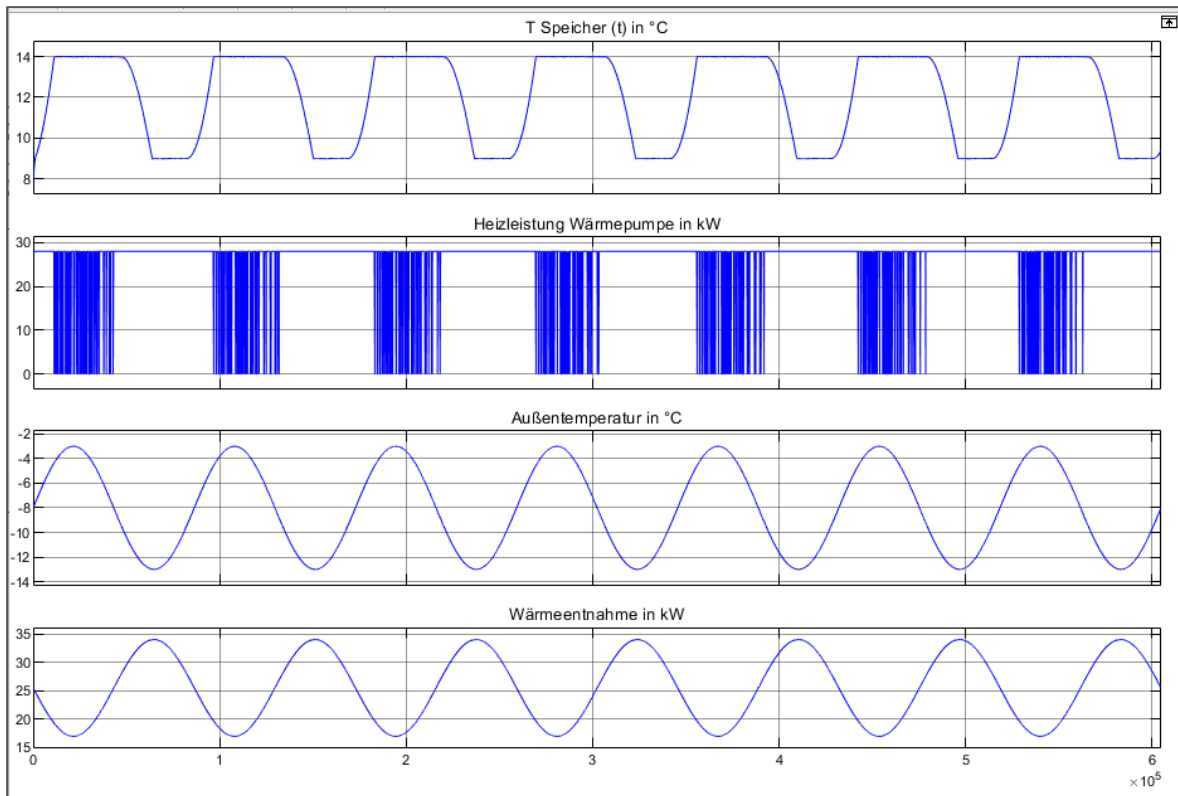


Abb. A3.2: Auslegung des Heizsystems bei Norm-Außentemperatur (-8 °C) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

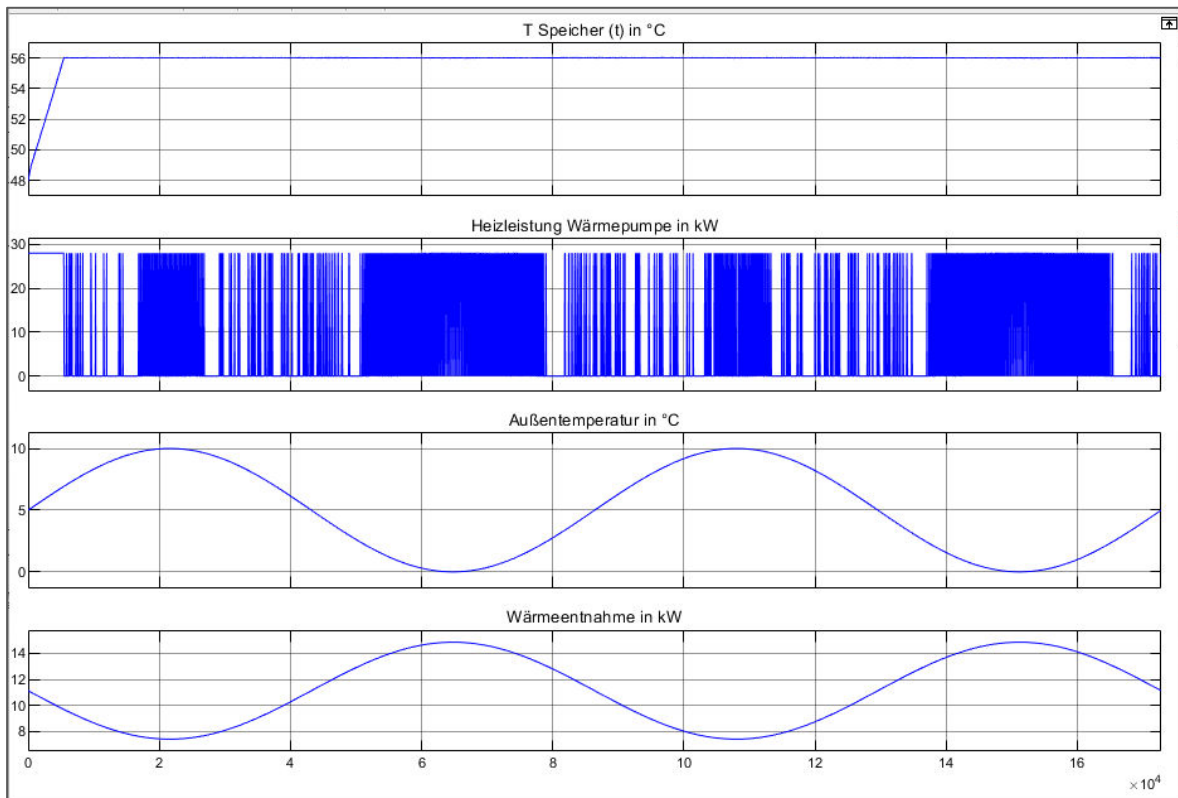


Abb. A3.3: Überprüfung der Auslegung anhand von Wetterdaten des 23.04.2024 Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

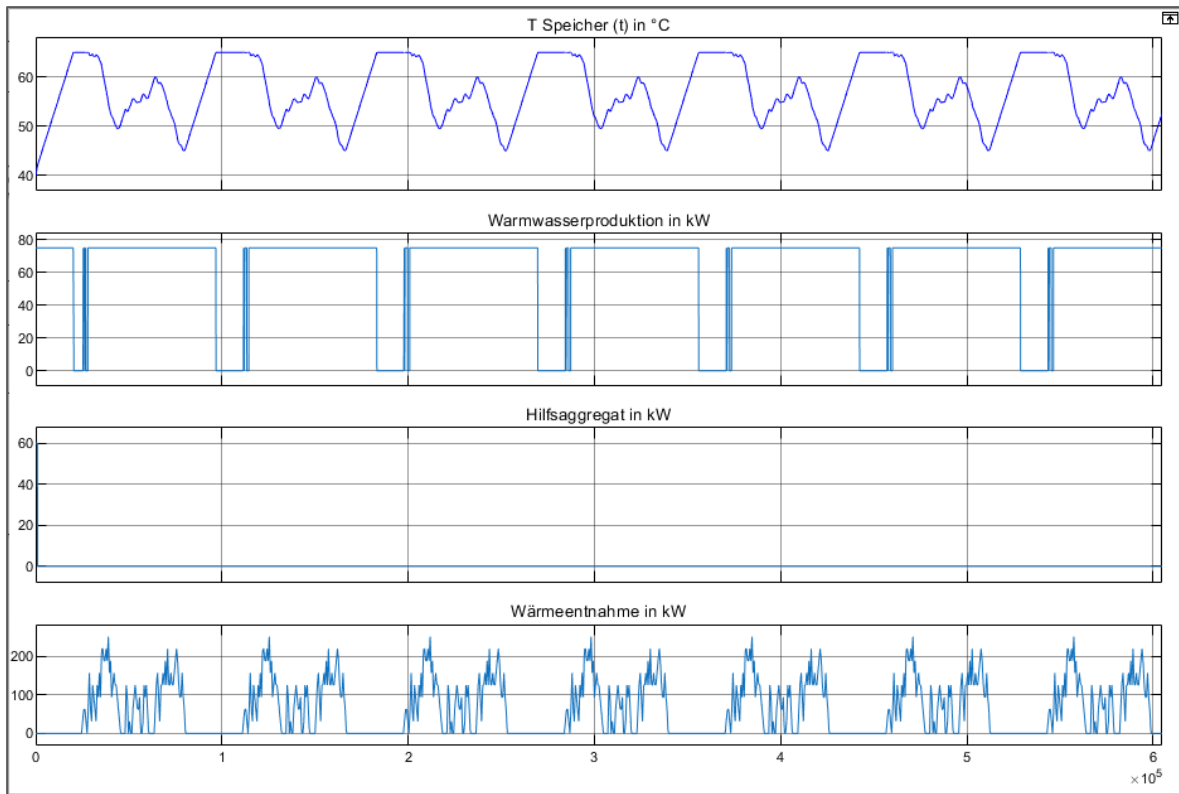


Abb. A3.4: Auslegung der Warmwasserbereitung Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

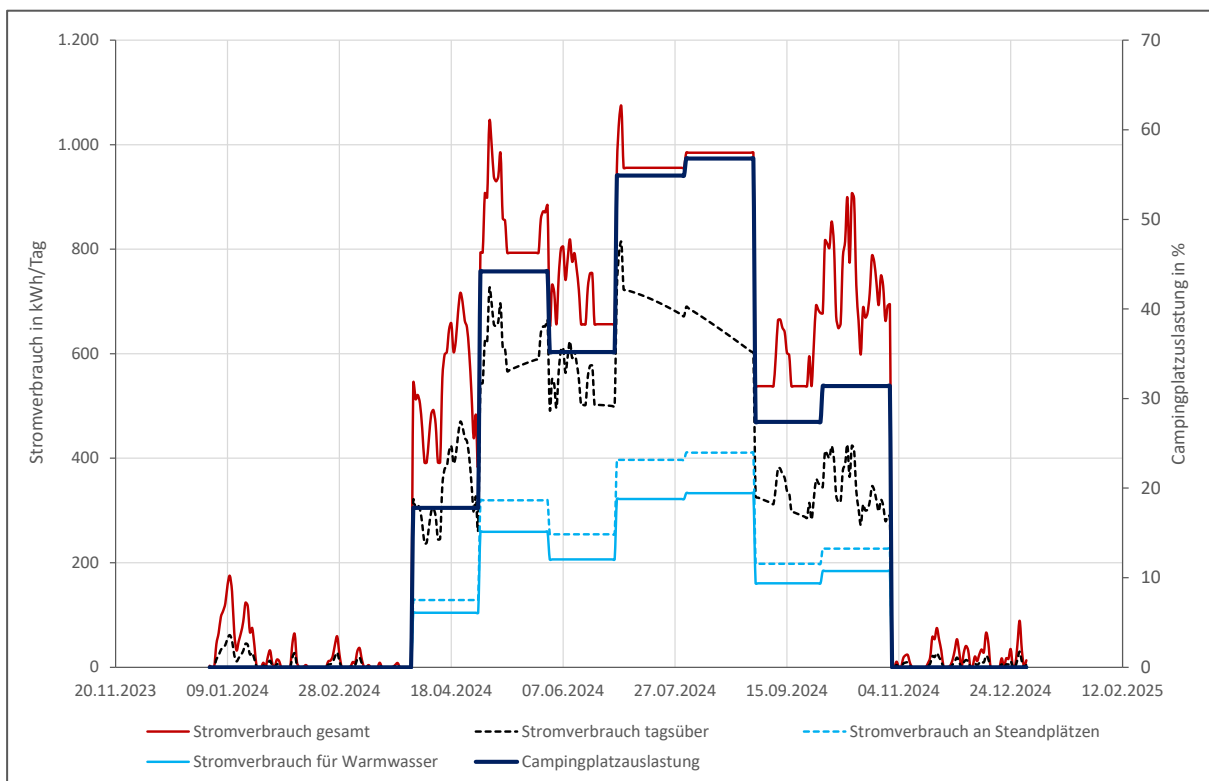


Abb. A3.5: Auslastung und Stromverbrauch im Basissystem Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

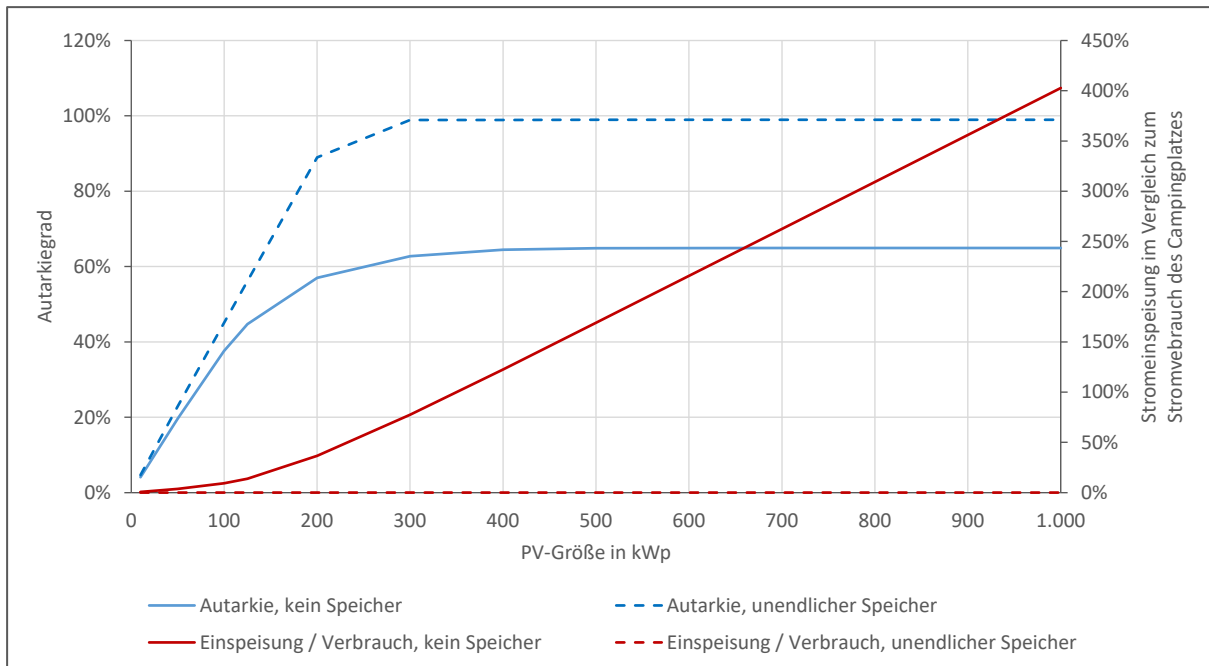


Abb. A3.6: Autarkiegrad und Quotient Stromerzeugung/Stromverbrauch ohne und mit sehr großem Batteriespeicher für Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

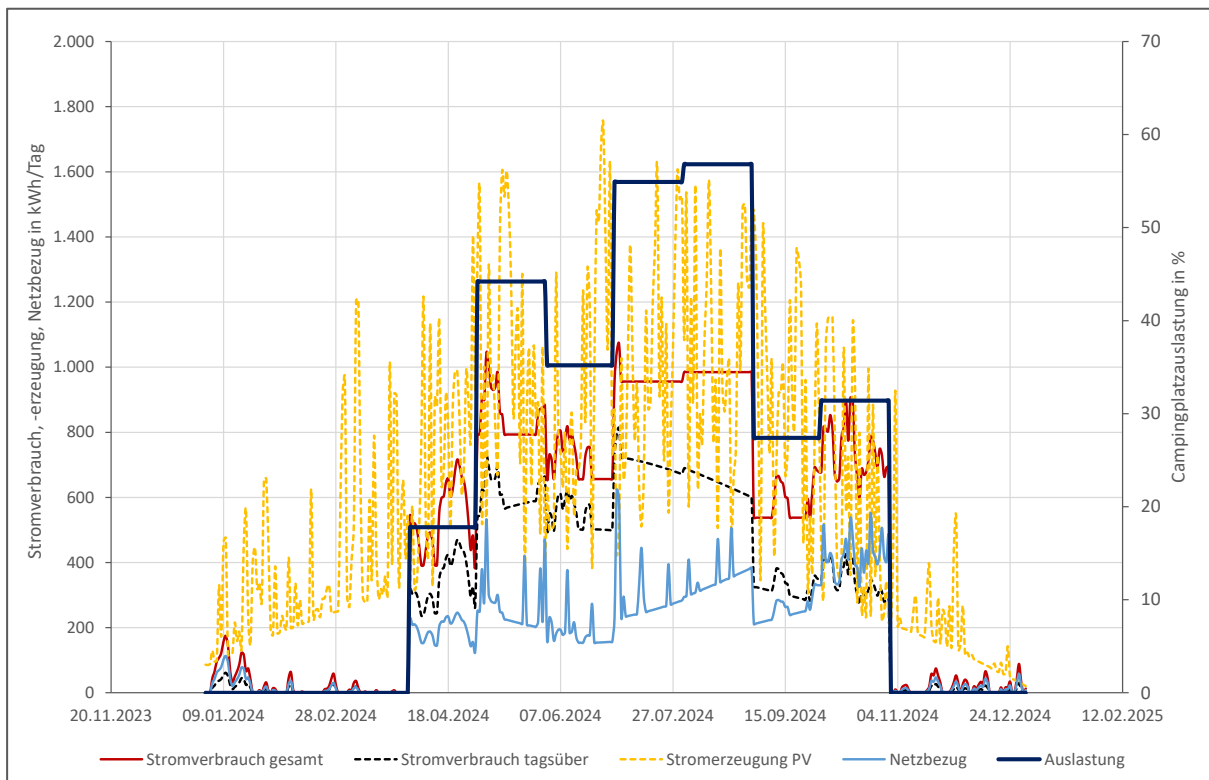


Abb. A3.7: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

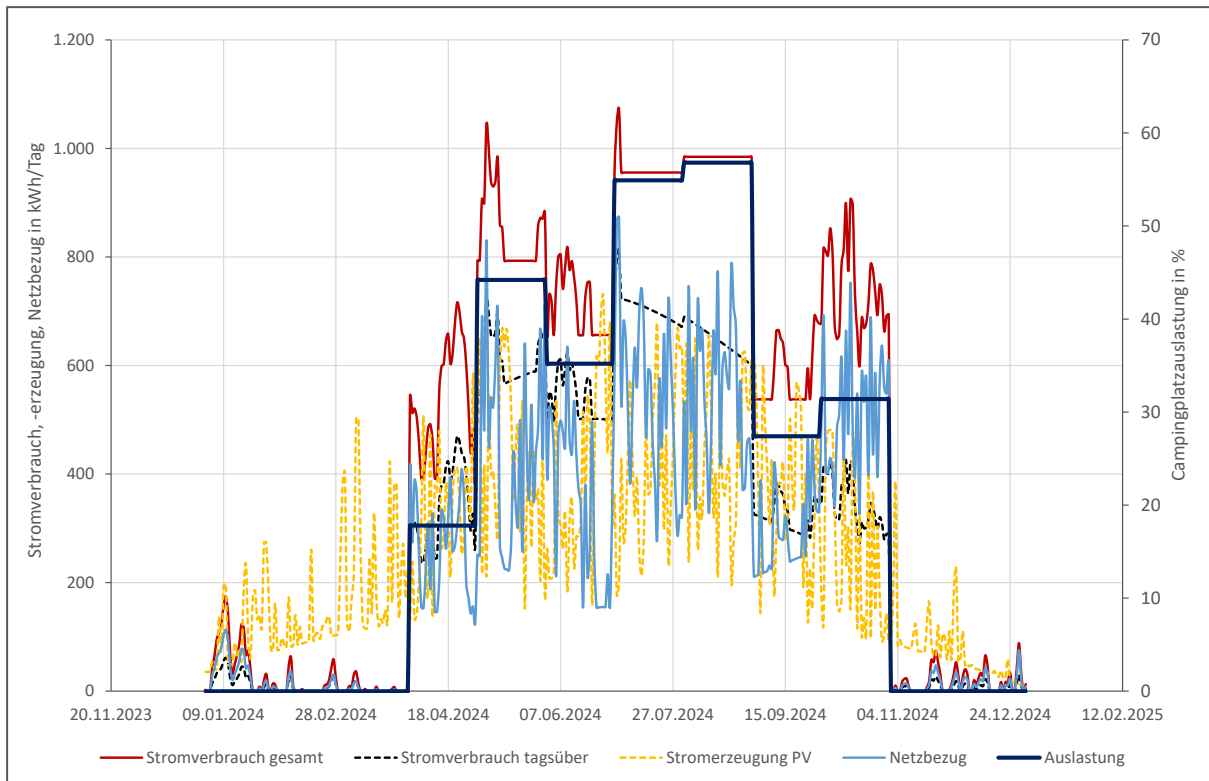


Abb. A3.8: Systemverhalten einer 125 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

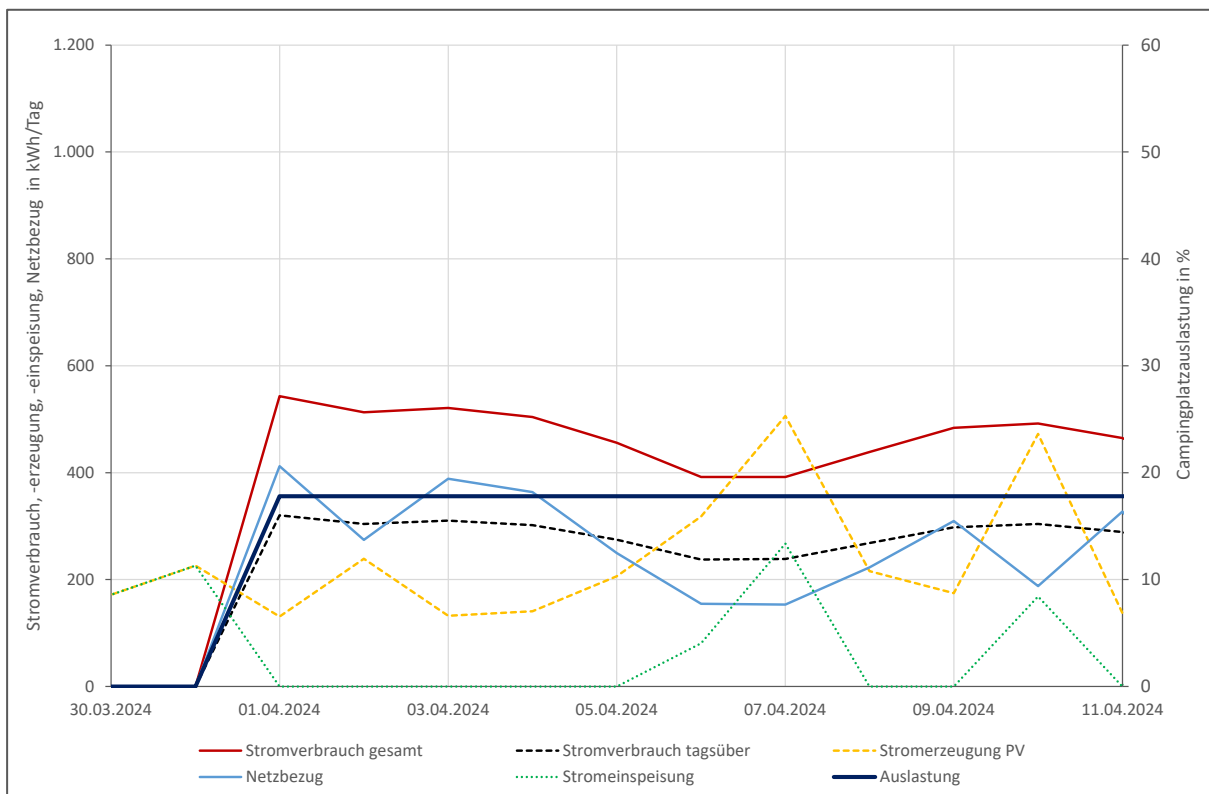


Abb. A3.9: Ausschnitt (30.03. bis 11.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 125 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

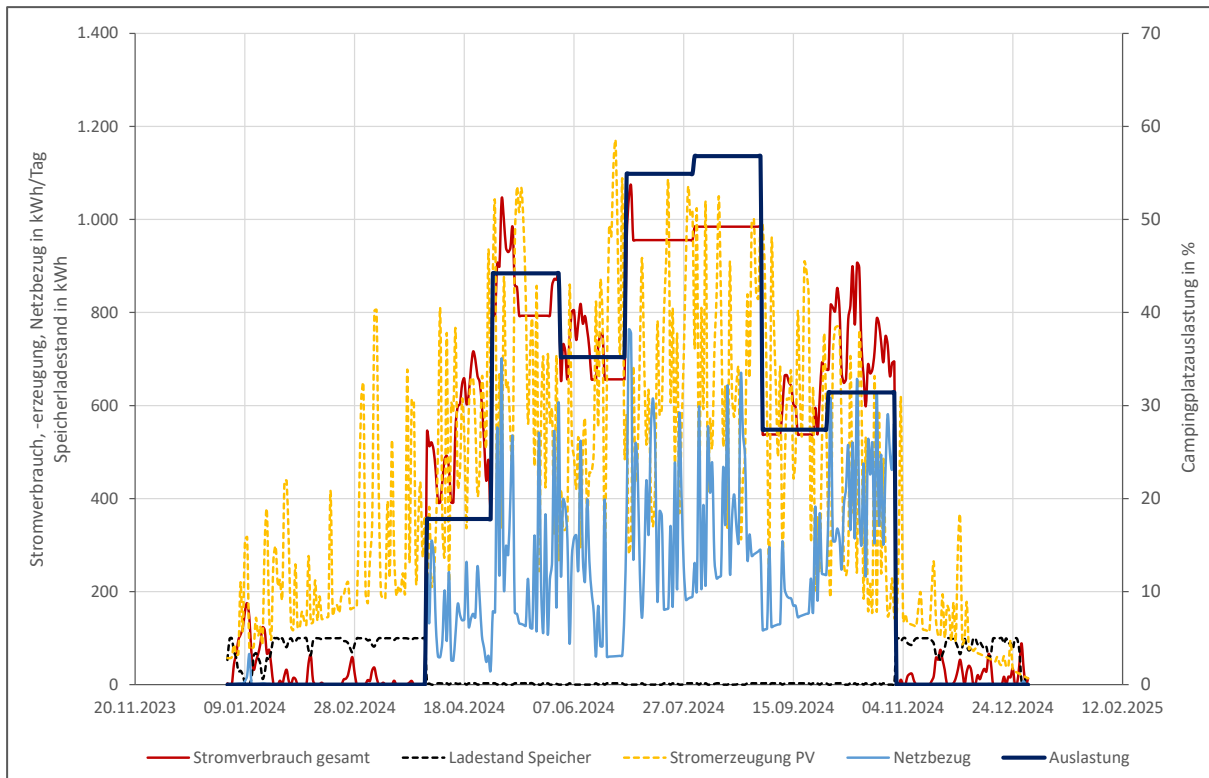


Abb. A3.10: Systemverhalten einer 200 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

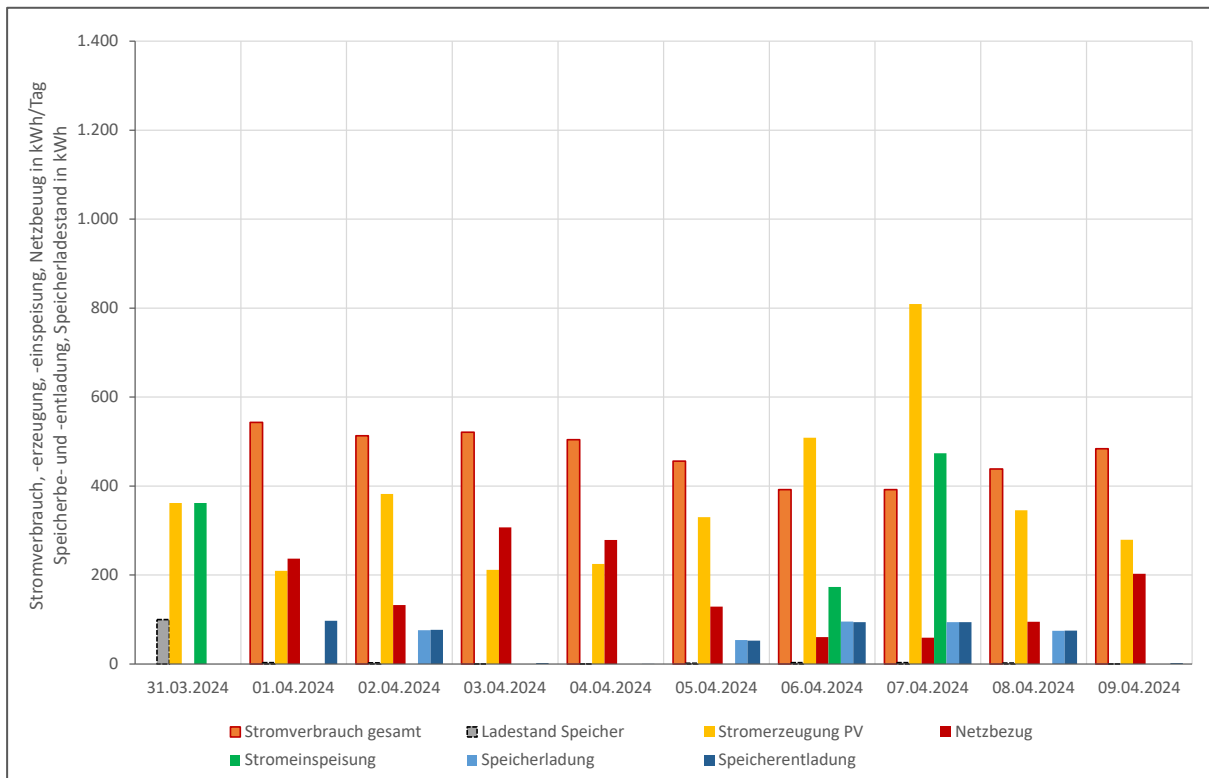


Abb. A3.11: Ausschnitt (31.03. bis 09.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 200 kWp PV-Anlage mit 100 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

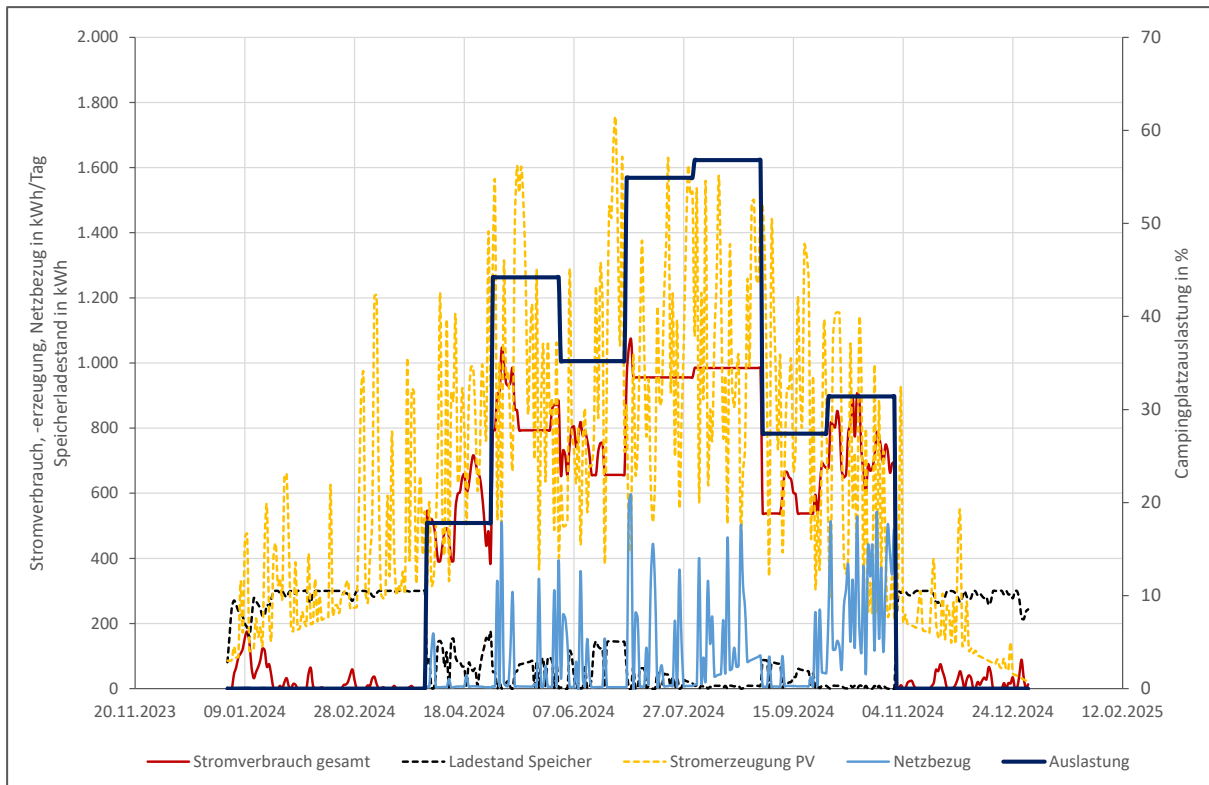


Abb. A3.12: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

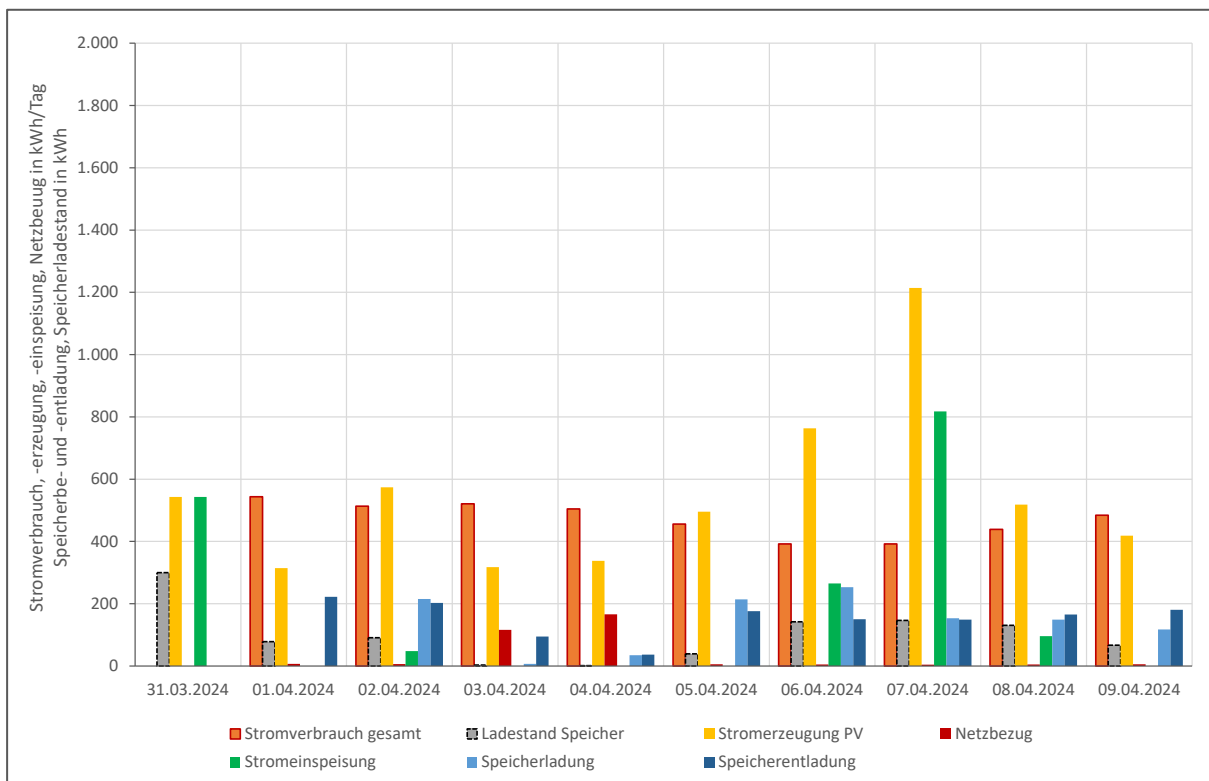


Abb. A3.13: Ausschnitt (31.03. bis 09.04.2024) aus dem Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

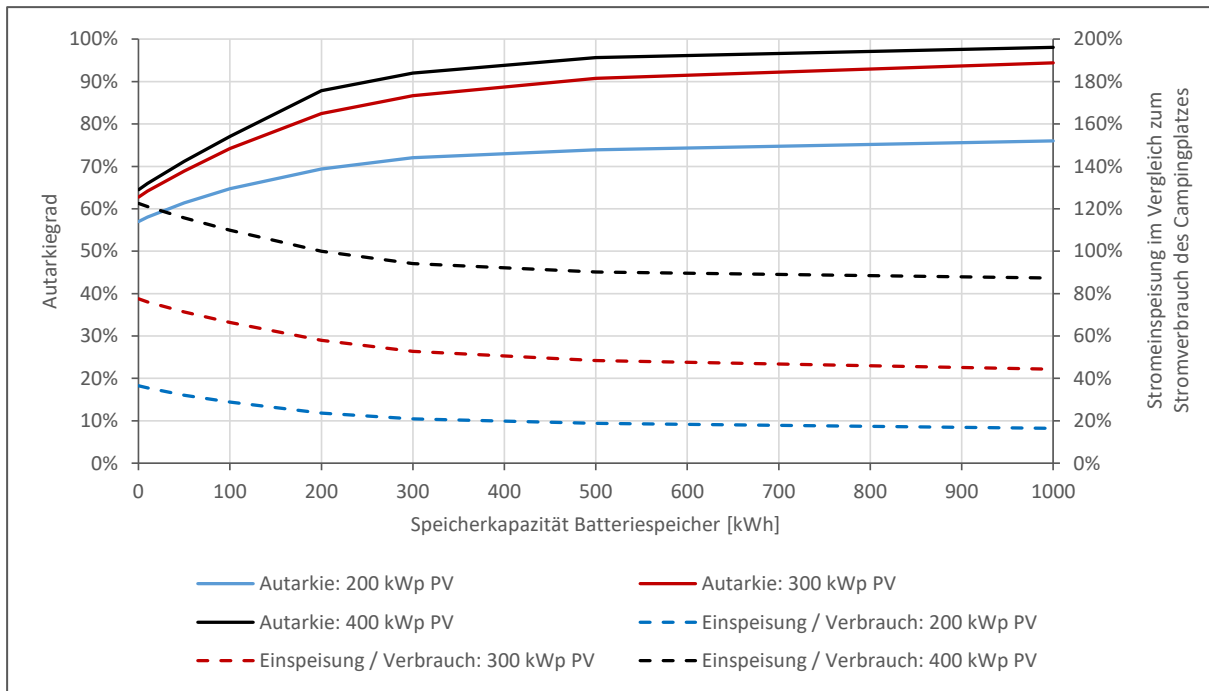


Abb. A3.14: Autarkiegrad und Quotient Stromeinspeisung/Stromverbrauch bei Variation von PV-Leistung und Batteriespeichergröße Campingplatz Fallstudie 1 (300 Standplätze)
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Anhang A4: Weitere Ergebnisse zu Fallstudie 2

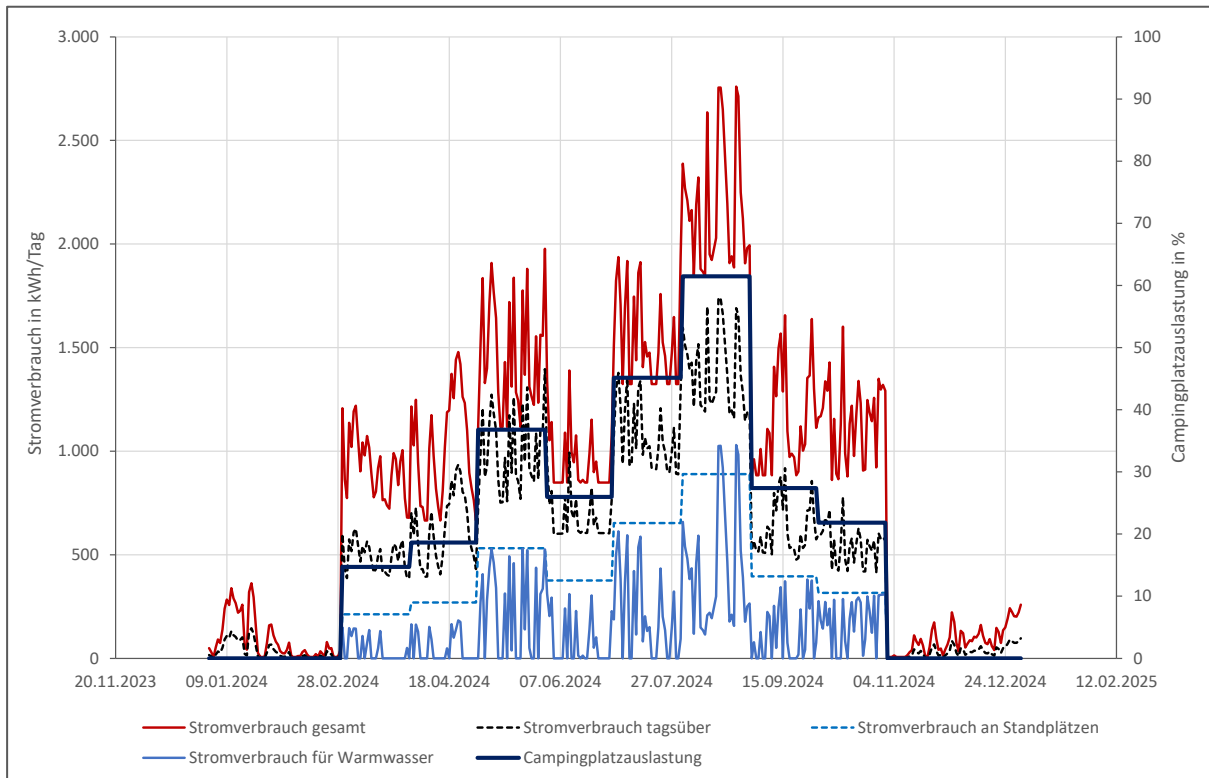


Abb. A4.1: Auslastung und Stromverbrauch bei Einsatz einer 231 m² Solarthermieanlage und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

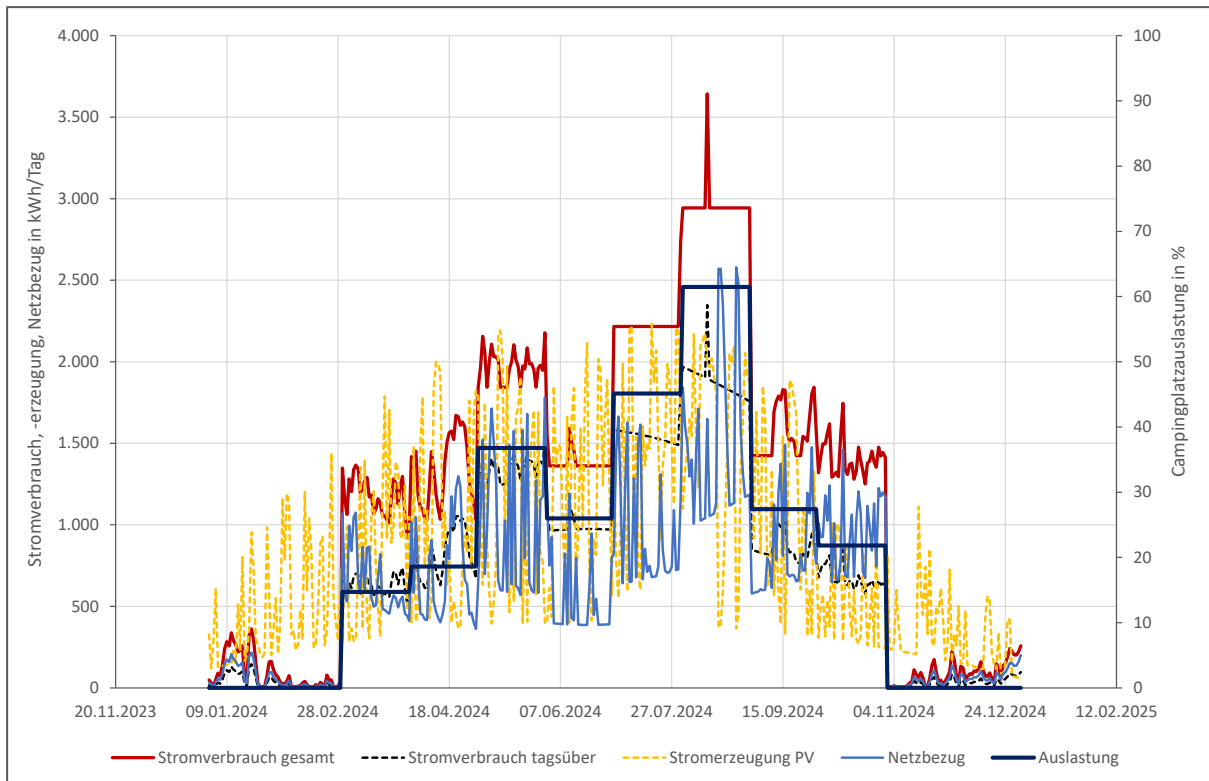


Abb. A4.2: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Direkterhitzer
Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

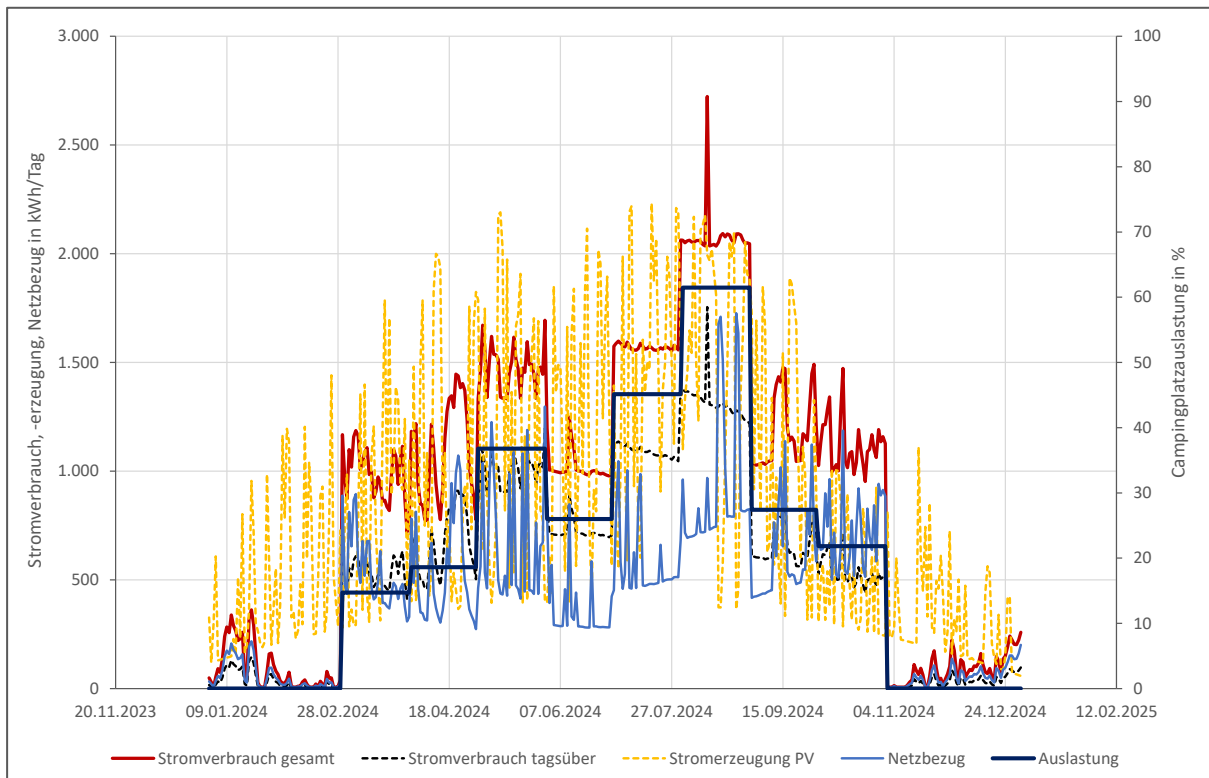


Abb. A4.3: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Wärmepumpe
Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

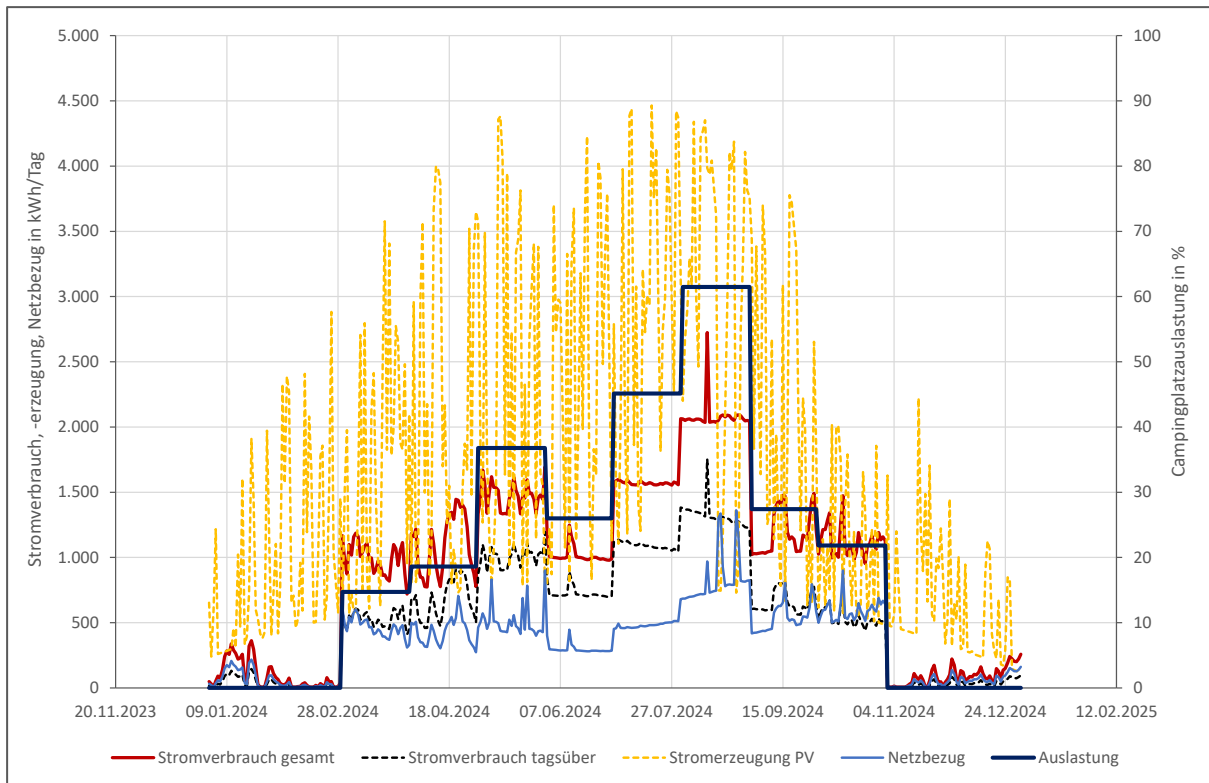


Abb. A4.4: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage (ohne Batteriespeicher) und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

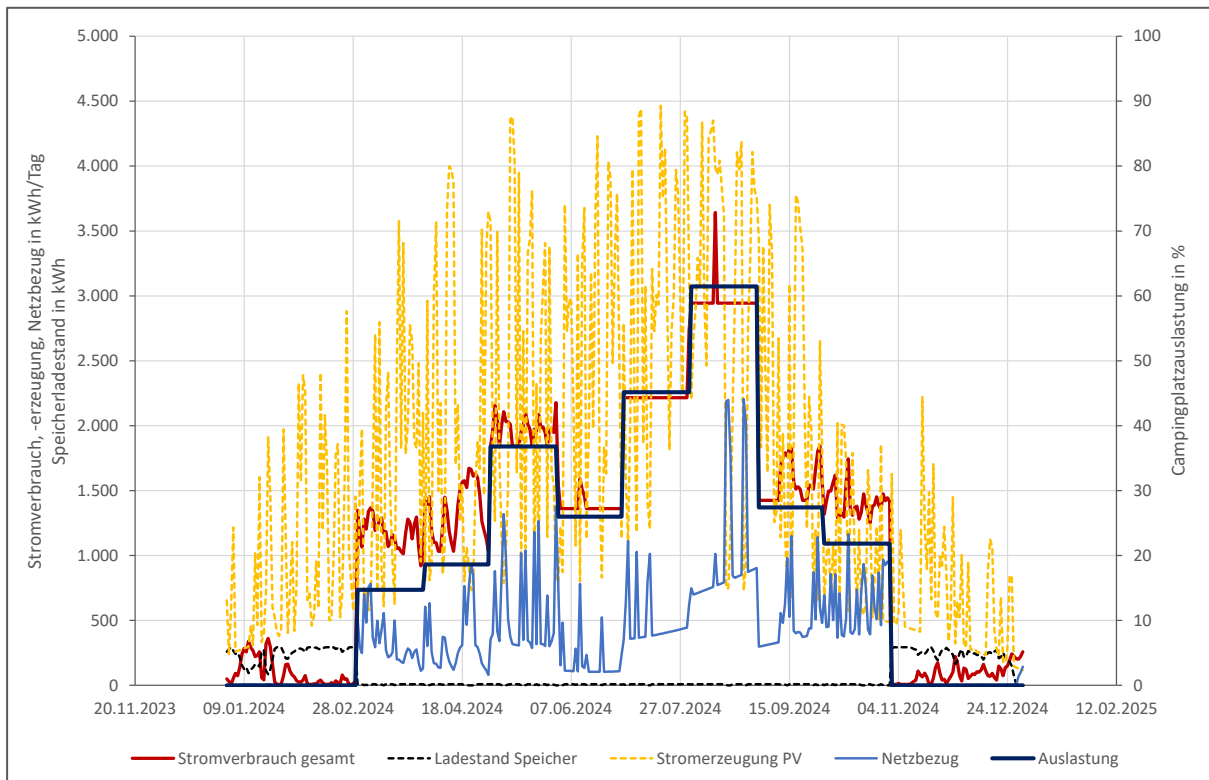


Abb. A4.5: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

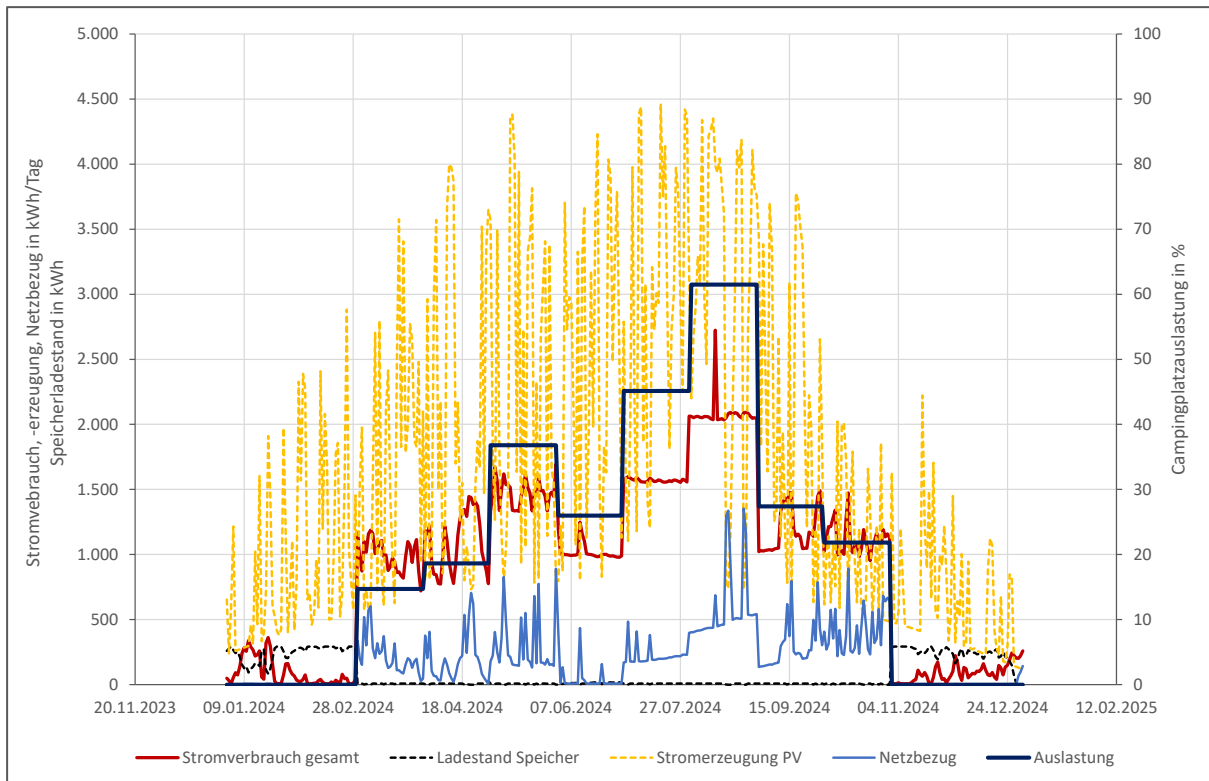


Abb. A4.6: Systemverhalten einer 600 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

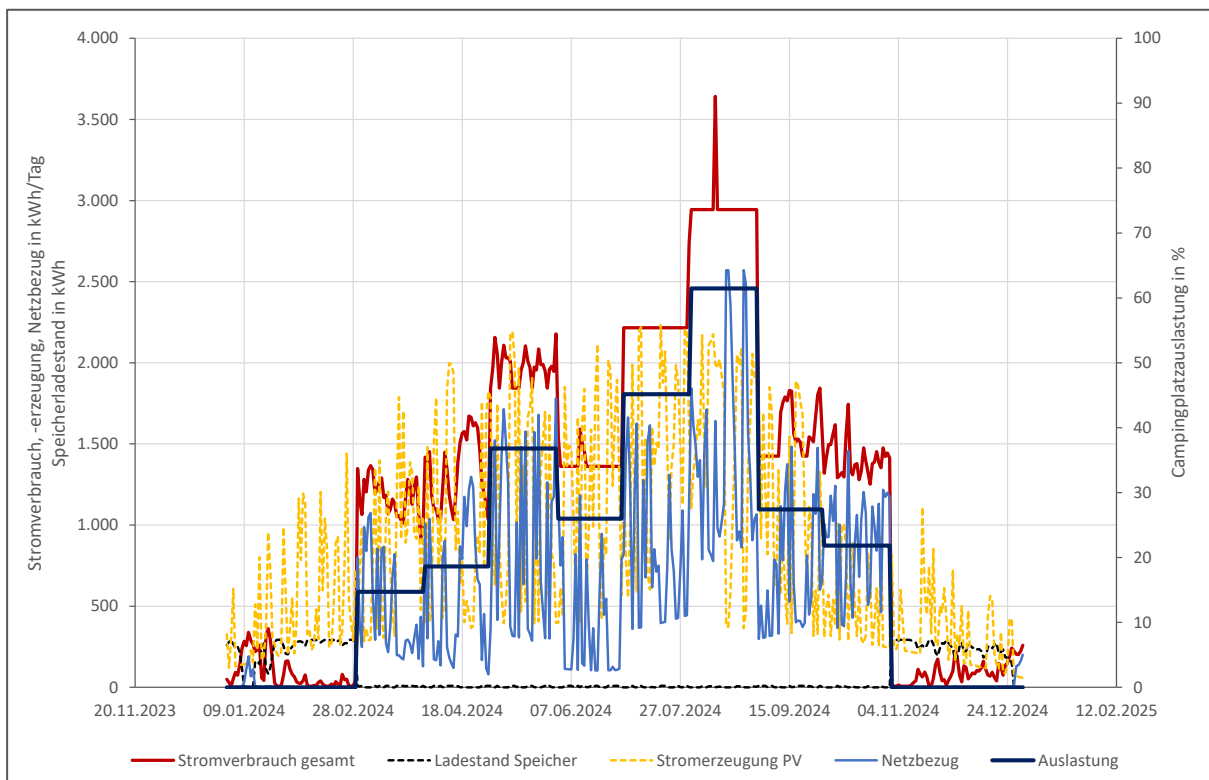


Abb. A4.7: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Direkterhitzer Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

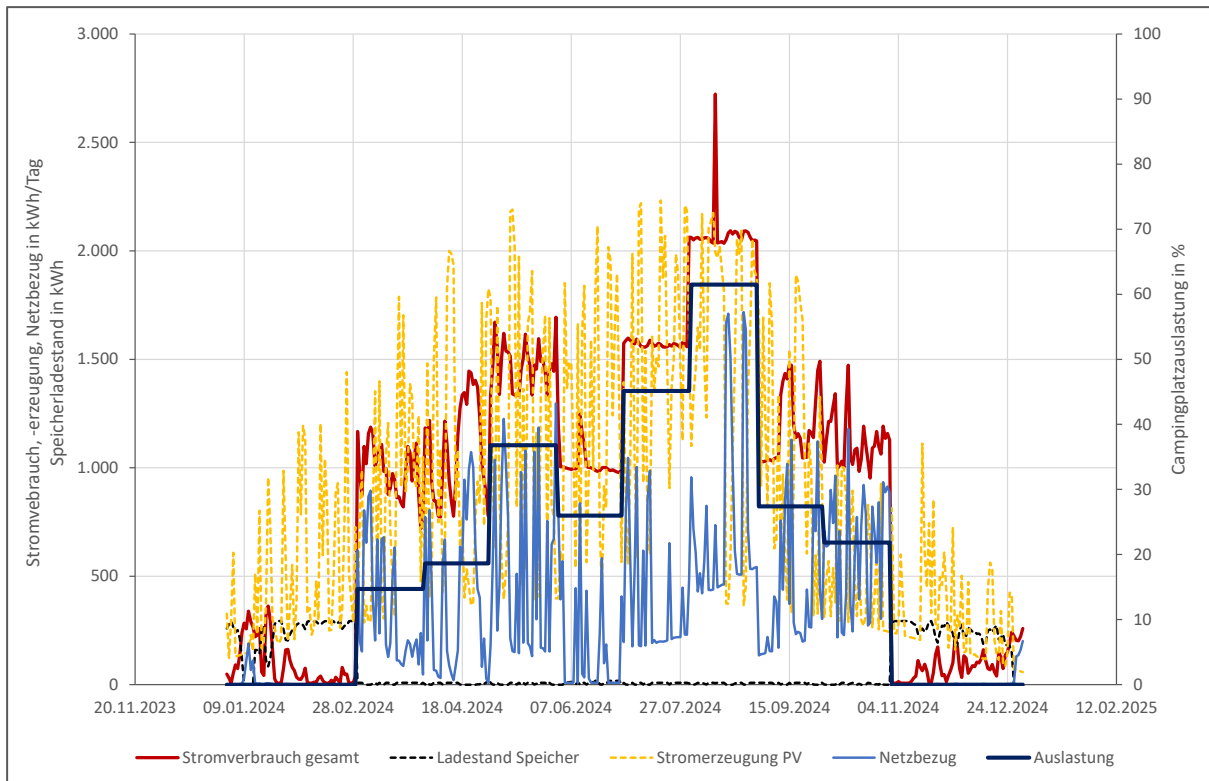


Abb. A4.8: Systemverhalten einer 300 kWp PV-Anlage mit 300 kWh Batteriespeicher und Warmwasser-Wärmepumpe Campingplatz Fallstudie 2
 Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Tab. A4.1: Investitionskosten verschiedener Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)
 Abweichungen sind rundungsbedingt

DE: Direkterhitzer, WP: Wärmepumpe, Sth: Solarthermie, PV: Photovoltaik, BS: Batteriespeicher

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Nr.	Ausbaustufe	Einheit	Investitions- kosten gesamt	Solarthermie- anlage	PV-Anlage	Batterie- speicher	Wärmepumpe	Direkterhitzer
Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung								
1	Warmwasser-WP	€	98.970				111.220	-12.260
Solarthermie zur Warmwasserbereitung								
2	231 m ² Sth + DE	€	91.310	91.310				
3	231 m ² Sth + WP	€	190.280	91.310			111.220	-12.260
4	462 m ² Sth + DE	€	168.920	168.920				
5	462 m ² Sth + WP	€	267.890	168.920			111.220	-12.260
PV und Batteriespeicher zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung								
6	300 kW _p PV + DE	€	296.260		296.260			
11	300 kW _p PV + WP	€	395.230		296.260		111.220	-12.260
14	600 kW _p PV + DE	€	524.510		524.510			
20	600 kW _p PV + WP	€	623.480		524.510		111.220	-12.260
7	300 kW _p PV + 300 kWh BS + DE	€	483.050		296.260	186.790		
17	300 kW _p PV + 300 kWh BS + WP	€	582.020		296.260	186.790	111.220	-12.260
19	600 kW _p PV + 300 kWh BS + DE	€	711.300		524.510	186.790		
22	600 kW _p PV + 300 kWh BS + WP	€	810.260		524.510	186.790	111.220	-12.260
21	600 kW _p PV + 600 kWh BS + DE	€	882.170		524.510	357.670		
23	600 kW _p PV + 600 kWh BS + WP	€	981.140		524.510	357.670	111.220	-12.260
PV und Solarthermie zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung								
8	231 m ² Sth + 260 kW _p PV + DE	€	354.680	91.310	263.370			
12	231 m ² Sth + 260 kW _p PV + WP	€	453.650	91.310	263.370		111.220	-12.260
9	462 m ² Sth + 220 kW _p PV + DE	€	398.500	168.920	229.580			
10	462 m ² Sth + 220 kW _p PV + WP	€	497.470	168.920	229.580		111.220	-12.260
13	231 m ² Sth + 260 kW _p PV + 300 kWh BS + DE	€	541.470	91.310	263.370	186.790		
18	231 m ² Sth + 260 kW _p PV + 300 kWh BS + WP	€	640.440	91.310	263.370	186.790	111.220	-12.260
15	462 m ² Sth + 220 kW _p PV + 300 kWh BS + DE	€	585.290	168.920	229.580	186.790		
16	462 m ² Sth + 220 kW _p PV + 300 kWh BS + WP	€	684.260	168.920	229.580	186.790	111.220	-12.260

Tab. A4.2: Betriebskosten ohne und mit Investition in verschiedene Varianten zur Warmwasserbereitung und Stromversorgung Campingplatz Fallstudie 2 (gerundete Werte, alle Kosten ohne MwSt.)

Abweichungen sind rundungsbedingt

DE: Direkterhitzer, WP: Wärmepumpe, Sth: Solarthermie, PV: Photovoltaik, BS: Batteriespeicher

Quelle: Eigene Simulationsergebnisse

Nr.	Ausbaustufe	Einheit	Betriebskosten gesamt ohne Investition	Energiekosten ohne Investition	Betriebskosten gesamt mit Investition	Energiekosten mit Investition	Wartungs-, Versi- cherungskosten	Einspeisevergü- tung (70 %)
Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung								
1	Warmwasser-WP	€/Jahr	112.620	112.620	87.050	85.320	1.730	0
PV und Batteriespeicher zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung								
2	231 m ² Sth + DE	€/Jahr	112.620	112.620	85.670	84.080	1.600	0
3	231 m ² Sth + WP	€/Jahr	112.620	112.620	80.140	76.820	3.330	0
4	462 m ² Sth + DE	€/Jahr	112.620	112.620	79.400	76.450	2.960	0
5	462 m ² Sth + WP	€/Jahr	112.620	112.620	79.200	74.510	4.690	0
PV und Batteriespeicher zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung								
6	300 kWp PV + DE	€/Jahr	112.620	112.620	58.140	57.870	5.180	4.910
11	300 kWp PV + WP	€/Jahr	112.620	112.620	40.580	40.410	6.920	6.750
14	600 kWp PV + DE	€/Jahr	112.620	112.620	38.150	46.970	9.180	18.000
20	600 kWp PV + WP	€/Jahr	112.620	112.620	24.460	34.270	10.910	20.720
7	300 kWp PV + 300 kWh BS + DE	€/Jahr	112.620	112.620	54.390	49.180	8.450	3.240
17	300 kWp PV + 300 kWh BS + WP	€/Jahr	112.620	112.620	34.560	28.910	10.190	4.540
19	600 kWp PV + 300 kWh BS + DE	€/Jahr	112.620	112.620	29.360	32.050	12.450	15.130
22	600 kWp PV + 300 kWh BS + WP	€/Jahr	112.620	112.620	14.790	18.250	14.180	17.640
21	600 kWp PV + 600 kWh BS + DE	€/Jahr	112.620	112.620	24.140	21.880	15.440	13.180
23	600 kWp PV + 600 kWh BS + WP	€/Jahr	112.620	112.620	10.910	9.750	17.170	16.010
PV und Solarthermie zur Eigenversorgung mit Strom und Warmwasserbereitung								
8	231 m ² Sth + 260 kWp PV + DE	€/Jahr	112.620	112.620	44.620	44.060	6.210	5.640
12	231 m ² Sth + 260 kWp PV + WP	€/Jahr	112.620	112.620	39.830	37.700	7.940	5.810
9	462 m ² Sth + 220 kWp PV + DE	€/Jahr	112.620	112.620	42.380	39.630	6.970	4.220
10	462 m ² Sth + 220 kWp PV + WP	€/Jahr	112.620	112.620	42.170	37.690	8.710	4.220
13	231 m ² Sth + 260 kWp PV + 300 kWh BS + DE	€/Jahr	112.620	112.620	39.450	33.610	9.480	3.630
18	231 m ² Sth + 260 kWp PV + 300 kWh BS + WP	€/Jahr	112.620	112.620	34.290	26.800	11.210	3.720
15	462 m ² Sth + 220 kWp PV + 300 kWh BS + DE	€/Jahr	112.620	112.620	38.000	30.160	10.240	2.400
16	462 m ² Sth + 220 kWp PV + 300 kWh BS + WP	€/Jahr	112.620	112.620	37.790	28.220	11.970	2.400

Literaturverzeichnis

- 1KOMMA5° (Hrsg.) (2025): *Individuelle Anfrage laufender Jahrespreis für Software Heartbeat AI*. Verfügbar unter: <https://1komma5.com/de/magazin/pressemittelungen/1komma5-powerharvester-batterie-fuer-stromboersen-optimierung-ohne-solaranlage-und-fuer-mieter/> [Zuletzt aufgerufen am 03.10.2025].
- alpha innotec (Hrsg.) (2025): *Preis- und Typenliste Wärmepumpen und Zubehör*. Verfügbar unter: https://www.alpha-innotec.ch/fileadmin/content/marketing/Preislisten/Preisliste_alpha_2024_CH-DE.pdf [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- Aroundhome (Hrsg.) (2025): *Was kosten Flachkollektoren?* Verfügbar unter: <https://www.aroundhome.de/solaranlage/solarthermie/flachkollektoren/#was-kosten-flachkollektoren> [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- A.Vierling (Hrsg.) (2025): *Kospel Durchlauferhitzer*. Verfügbar unter: <https://www.kospel-shop.de/elektrischer-heizkessel-ekcotm-48-witterungsgefue.htm> [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- Bausch, T., Gartner, W. C. und Humpe, A. (2021): How weather conditions affect guest arrivals and duration of stay: An alpine destination case. *International Journal of Tourism Research* 23 (6), 1006–1026. 10.1002/jtr.2459.
- Becken, S. (2010): The importance of climate and weather for tourism: literature review. *Land Environment & People*, 1–23.
- Bleher, D. (2013): *Vergleichende Klimabilanz von Motorcaravanreisen - heute & morgen: Studie für den CIVD – Caravan Industrie Verband e. V.* Frankfurt am Main: Öko-Institut e.V.
- BRAUN Windturbinen GmbH (Hrsg.) (2025): *ANTARIS Kleinwindkraftanlagen*. Verfügbar unter: <https://braun-windturbinen.com/produkte/antaris-kleinwindanlagen/> [Zuletzt aufgerufen am 11.03.2025].
- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (Hrsg.) (2024): *Erneuerbare Wärmesysteme in Betrieben: Empfehlungen zum Einsatz in Produktions- und Dienstleistungsbetrieben*. Verfügbar unter: https://www.klimaaktiv.at/fileadmin/Bibliothek/Publikationen/2024_Erneuerbare_Waermesysteme_Betriebe.pdf [Zuletzt aufgerufen am 01.05.2025].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2024): *Leitfaden Wärmeplanung: Technikatalog Wärmeplanung 1.1*. Verfügbar unter: <https://www.kww-halle.de/praxis-kommunale-waermewende/bundesgesetz-zur-waermeplanung> [Zuletzt aufgerufen am 01.05.2025].
- Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (Hrsg.) (2024a): *Kurzinformation Heiztechnik: Solarthermie Hybridheizung*. Verfügbar unter: https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/wohnen/geg-wpg/kurzinfo-solarthermie.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Zuletzt aufgerufen am 13.03.2025].
- Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (Hrsg.) (2024b): *Kurzinformation Heizungstechnik: Wärmepumpe*. Verfügbar unter: https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/DE/veroeffentlichungen/wohnen/geg-wpg/kurzinfo-waermepumpe.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Zuletzt aufgerufen am 08.08.2025].
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2024): *Netzanschluss*. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Netzanschluss/start.html> [Zuletzt aufgerufen am 24.12.2024].
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2025a): *Diskussionspapier „Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)“*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publicationFile&v=6 [Zuletzt aufgerufen am 16.12.2025].
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2025b): *EEG-Förderung und -Fördersätze*. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html [Zuletzt aufgerufen am 09.09.2025].
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (Hrsg.) (2025): *Monitoringbericht 2024: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB*. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 11.09.2025].
- Bundesverband Windenergie e.V. (Hrsg.) (2013): *Kleinwindanlagen: Handbuch der Technik, Genehmigung und Wirtschaftlichkeit kleiner Windräder. BWE Marktübersicht spezial*. Verfügbar unter:

- <https://www.windindustry-in-germany.com/f/e474/0/5e6a4571336466b62b000263/BWEBcherHandbuch-Kleinwindanlagen.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 30.12.2024].
- Caravanning Industrie Verband e. V. (CIVD) (Hrsg.) (2022): *Klimaneutraler Reisemobilstellplatz: Ein Leitfaden für die Praxis*. Verfügbar unter: https://www.civd.de/wp-content/uploads/2022/11/2022_Leitfaden_Klimaneutraler_Stellplatz.pdf [Zuletzt aufgerufen am 16.06.2025].
- Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (Hrsg.) (2023): *Kleinwindenergieanlagen: Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen*. Verfügbar unter: <https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2023/12/Kleinwindenergieanlagen.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 05.08.2025].
- Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (Hrsg.) (2024a): *Marktübersicht Batteriespeicher 2024: Speichersysteme über 30 kWh Nutzkapazität*. Verfügbar unter: https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2024/10/MUeBS-2024_ueber-30-kWh.pdf [Zuletzt aufgerufen am 05.08.2025].
- Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (Hrsg.) (2024b): *Solarthermie: Technik, Anwendung und Förderung*. Verfügbar unter: https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2024/07/Solarthermie_2024.pdf [Zuletzt aufgerufen am 13.03.2025].
- Coghlan, A. und Prideaux, B. (2009): Welcome to the Wet Tropics: the importance of weather in reef tourism resilience. *Current Issues in Tourism* 12 (2), 89–104. 10.1080/13683500802596367.
- Denstadli, J. M., Jacobsen, J. und Lohmann, M. (2011): Tourist perceptions of summer weather in Scandinavia. *Annals of Tourism Research* 38 (3), 920–940. 10.1016/j.annals.2011.01.005.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (2024): *Praxisleitfaden für Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern: Status quo. Erfahrungen. Möglichkeiten*. Verfügbar unter: https://www.gebaeudeforum.de/fileadmin/gebaeudeforum/Downloads/Leitfaden-Handbuch/Leitfaden_Waermepumpen-in-Mehrfamilienhaeusern.pdf [Zuletzt aufgerufen am 01.05.2025].
- Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hrsg.) (2025): *Klimadaten Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html?nn=560374> [Zuletzt aufgerufen am 29.10.2025].
- Deutsches Institut für Tourismusforschung (DI Tourismusforschung) und Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE) (Hrsg.) (2025): *Regenerative Energieversorgung von Campingplätzen. Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau des Energiesystem*. Heide. Verfügbar unter: https://www.di-tourismusforschung.de/wp-content/uploads/2024/07/Leitfaden_Regenerative-Energieversorgung-von-Campingplaetzen_V2.pdf [Zuletzt aufgerufen am 12.12.2025].
- Deutsches Institut für Tourismusforschung (DI Tourismusforschung), Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE) und Bundesverband der Campingwirtschaft in Deutschland e. V. (BVCD) (Hrsg.) (2024): *Expertengespräche im Rahmen des LIFT-Projektes „Emissionsfrei campen: Der regenerativ versorgte Campingplatz“*.
- Deutsches Institut für Tourismusforschung (DI Tourismusforschung), Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE) und Bundesverband der Campingwirtschaft in Deutschland e. V. (BVCD) (Hrsg.) (2025): *Expertengespräche im Rahmen des LIFT-Projektes „Emissionsfrei campen: Der regenerativ versorgte Campingplatz“*.
- Digishop Handelsgesellschaft m.b.H. & Co KG (Hrsg.) (2025): *Golfcart EZGO RXV Elite*. Verfügbar unter: <https://www.funshop.at/produkt/golfcart-ezgo-rxv-elite/?srsltid=AfmBOorhYtoYCiTsPaCbz-zvrlUt0bjub51VQqtP0eKQv1UDlqvJMqE> [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- ECOCAMPING Service GmbH (Hrsg.) (2023): *ClimaCamps: Klimabewusste Campingplätze. Ein Ratgeber für mehr Klimaschutz*. Verfügbar unter: https://ecocamps.de/dokumente/ClimaCamps-Ratgeber-ECOCAMPING-2023-1-_compressed-1.pdf [Zuletzt aufgerufen am 16.06.2025].
- EMC-Berlin GmbH (2024): *Interview mit EMC-Berlin GmbH zum Thema „Energiemangement auf Campingplätzen“*, 11.12.2024.
- EnergieAgentur.NRW GmbH (Hrsg.) (2021): *Kleinwindenergieanlagen*. Verfügbar unter: <https://www.lindlar.de/fileadmin/gemeinde/bekanntmachungen/Planung/Kleinwindanlagen/Kleinwindanlagen.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 24.12.2024].
- energie-experten.org (Hrsg.) (2025): *Gewerbespeicher: Technik, Anwendungen & kWh-Preise*. Verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/solarenergie/solarbatterie/gewerbespeicher> [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].

- ENTEKA Plus GmbH (Hrsg.) (2023): *Elektroauto: Verbrauch und Kosten auf 100 km*. Verfügbar unter: <https://www.entega.de/ratgeber/elektromobilitaet/elektroauto-verbrauch/> [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- Fluri, V. (2018): *Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher*. Dissertation. Europa-Universität Flensburg. Verfügbar unter: <https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/fluri/fluri-2019-wirtschaftlichkeit-dez-stromspeicher.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 05.08.2025].
- Fonseca, S. (2024): *PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung: Ertrag, Winkel, Vor- und Nachteile*. Verfügbar unter: <https://gruenes.haus/pv-anlage-ost-west-ausrichtung/> [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- Forschungsgemeinschaft Urlaub und Reisen e. V. (FUR) (Hrsg.) (2022-2024): *Reiseanalyse*. Kiel.
- Förster, C. (2025): *Kosten für Solarthermie: Das kostet die Solaranlage*. Verfügbar unter: <https://www.energieheld.de/solaranlage/solarthermie/kosten> [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. 2025 (Hrsg.) *Datenbankabruf „Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2024“*. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2024 [Zuletzt aufgerufen am 03.10.2025].
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.) (2025): *Energy-Charts*. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/climate_hours/chart.htm?l=de&c=DE [Zuletzt aufgerufen am 15.09.2025].
- Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik Umsicht (Hrsg.) (2020): *Kältetechnik in Deutschland: Steckbriefe zu Kältetechnologien*. Verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/5a1fac8f-a184-4fdc-8cdc-231f87c5fb44/download> [Zuletzt aufgerufen am 11.08.2025].
- Gattringer, R. (2024): *PVT - ein Gamechanger?* Verfügbar unter: <https://www.wko.at/stmk/gewerbe-handwerk/sanitaer-heizung-lueftung/ronald-gattringer-austria-solar.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 02.06.2025].
- Geco Elektro Automobile (Hrsg.) (2025): *GECO Elektro Golf Cart 5kW inkl. 7,4 kW/h | 48V 155Ah Batterien*. Verfügbar unter: <https://www.geco-automobile.de/geco-golf-ekart.html> [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- Gehlert, G., Schütt, R., Buchmüller, C., Hoffmann, I., Koops, M., Bonk, D. und Waurisch, H. (2024): *Resiliente, integrierte und systemdienliche Energieversorgungssysteme im städtischen Bestandsquartier unter vollständiger Integration erneuerbarer Energien - QUARREE100: Abschlussbericht der Fachhochschule Westküste*.
- Gehling, M. (2019): *Installierte Leistung, Stromerzeugung und Marktentwicklung von Kleinwindanlagen in Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.gehl-ing.de/papers/2018-BVKW-Kurzstudie-KWEA-40-Veroeff.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 24.12.2024].
- Gieße, A. (2025): *Stromspeicher für PV-Anlage: Kosten und Nutzen von Batteriespeichern*. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-haus/energie/versorgung/pv-stromspeicher/> [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- Gómez Martín, M. (2005): Weather, climate and tourism a geographical perspective. *Annals of Tourism Research* 32 (3), 571–591. 10.1016/j.annals.2004.08.004.
- Gössling, S., Balas, M., Mayer, M. und Sun, Y. Y. (2023): A review of tourism and climate change mitigation: The scales, scopes, stakeholders and strategies of carbon management. *Tourism Management* 95 (104681), 1–18. 10.1016/j.tourman.2022.104681.
- Gössling, S., Lund-Durlacher, D., Antonschmidt, H., Peters, M. und Smeral, E. (2021): Beherbergung. In: Pröbstl-Haider, U., Lund-Durlacher, D., Olefs, M. und Prettenthaler, F. (Hrsg.): *Tourismus und Klimawandel*. Berlin, 75–92.
- Gössling, S. und Scott, D. (2024): Climate change and tourism geographies. *Tourism Geographies* 27 (3-4), 1–11. 10.1080/14616688.2024.2332359.
- Gössling, S., Scott, D., Hall, C. M., Ceron, J. P. und Dubois, G. (2012): Consumer behaviour and demand response of tourists to climate change. *Annals of Tourism Research* 39 (1), 36–58. 10.1016/j.annals.2011.11.002.
- Hu, Y. und Ritchie, J. (1993): Measuring Destination Attractiveness: A Contextual Approach. *Journal of Travel Research* 32 (2), 25–34. 10.1177/004728759303200204.

- HYDRO-ENERGIA (Hrsg.) (2025): *Kospel Durchlauferhitzer 5 kW EPO.G-5 230V*. Verfügbar unter: https://hydro-energia.de/de_DE/p/Kospel-Durchlauferhitzer-5-kW-EPO.G-5-230V/7723 [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- InnoCharge und ene't (Hrsg.) (2025a): *Branchenportal Variable Netzentgelte*. Verfügbar unter: <https://www.variable-netzentgelte.de/index.html> [Zuletzt aufgerufen am 28.09.2025].
- InnoCharge und ene't (Hrsg.) (2025b): *Variable Netzentgelte auf der interaktiven Deutschlandkarte*. Verfügbar unter: <https://www.variable-netzentgelte.de/interaktive-deutschlandkarte.html> [Zuletzt aufgerufen am 28.09.2025].
- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) (Hrsg.) (2020): *Klimabilanz von Reisen mit Reisemobilen und Caravans: Vergleich von typischen Campingreisen mit weiteren Verkehrsmittel- und Übernachtungsmöglichkeiten*. Heidelberg.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (Hrsg.) (2023): *Climate Change 2023: Synthesis Report*. Verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_FullVolume.pdf [Zuletzt aufgerufen am 11.06.2025].
- Jüttemann, P. (2020): *Kleinwindkraft für Gewerbe und Privat: Planung - Technik - Markt*. Norderstedt.
- Jüttemann, P. (2023): *Preise für Kleinwindkraftanlagen*. Verfügbar unter: <https://www.klein-windkraftanlagen.com/allgemein/preise-fuer-kleinwindkraftanlagen-fehlinvestitionen-vermeiden/> [Zuletzt aufgerufen am 16.12.2024].
- Jüttemann, P. (2025): *Genehmigung und Recht für kleine Windkraftanlagen*. Verfügbar unter: <https://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/genehmigung-rechtliche-grundlagen/> [Zuletzt aufgerufen am 13.03.2025].
- Kinderl, E. und Joußen, J. (2025): Klimaneutralität im Grundgesetz. *EnWZ Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft* (14), 243–248.
- KlimaWorld (Hrsg.) (2025): *Thermona | Elektrotherme | Therm EL 45 | 45 kW*. Verfügbar unter: https://www.klimaworld.com/thermona-heiztherme-elektrotherme-therm-el-45-45-kw.html?utm_source=google&utm_medium=cpc&_attribution=GoogleAds&gad_source=1&gad_campaignid=18032027460&gclid=Cj0KCCQjwm93DBhD_ARIsADR_DjHLcgUMNBUUx3y2xJIQn8EKXpwzoPh-buJTTeQ_BElyZHs5bmQscLBEaApcSEALw_wcB [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- Kofler, M. und Otta, T. (2024): *Wärmepumpen: Grundlagen, Planung und Betrieb*. Bonn.
- Kost, C., Müller, P., Schweider, J. S., Fluri, V. und Thomsen, J. (2024): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf [Zuletzt aufgerufen am 05.08.2025].
- Kraftfahrt-Bundesamt (Hrsg.) (2024): *Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Herstellern und Handelsnamen (FZ2) 1. Januar 2024*. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/MarkenHersteller/2024/2024_marken_hersteller_uebersicht.html [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- Kraftfahrt-Bundesamt (Hrsg.) (2025): *Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2024 nach Bundesländern und ausgewählten Kraftstoffarten absolut*. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2024/2024_b_umwelt_tabellen.html?nn=835556&fromStatistic=835556&yearFilter=2024&fromStatistic=835556&yearFilter=2024 [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- Kramer, K. (2020): *Status Quo of PVT Characterization*. Verfügbar unter: <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/05e460a1-10af-4adb-8709-7ce737679185/content> [Zuletzt aufgerufen am 02.06.2025].
- Lämmle, M., Herrando, M. und Ryan, G. (2020): *Basic concepts of PVT collector technologies, applications and markets*. Verfügbar unter: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task60-D5-Basic-Concepts-of-PVT-Technologies.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 02.06.2025].
- Lenzen, M., Sun, Y.-Y., Faturay, F., Ting, Y.-P., Geschke, A. und Malik, A. (2018): The carbon footprint of global tourism. *Nature Climate Change* 8 (6), 522–528. 10.1038/s41558-018-0141-x.
- Liersch, J. (2010): *Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen*. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/07-kleinwind/bwe_kwea_studie_liersch_final_2.pdf [Zuletzt aufgerufen am 24.12.2024].

- Lohmann, M. und Hübner, A. C. (2013): Tourist behavior and weather. *Mondes du tourisme* (8), 44–59. 10.4000/tourisme.83.
- Lohmann, M. und Matzarakis, A. (2023): Klimawandel und Tourismus. In: Basseur, G., Jacob, D. und Schuck-Zöllner, S. (Hrsg.): *Klimawandel in Deutschland*. 2. Auflage. Berlin, 289–296.
- Matzarakis, A. (2006): Weather- and climate-related information for tourism. *Tourism and Hospitality Planning & Development* 3 (2), 99–115. 10.1080/14790530600938279.
- Mirzaei, E., Kheyroddin, R. und Mignot, D. (2021): Exploring the effect of the built environment, weather condition and departure time of travel on mode choice decision for different travel purposes: Evidence from Isfahan, Iran. *Case Studies on Transport Policy* 9 (4), 1419–1430. 10.1016/j.cstp.2021.05.002.
- Müller, J. (2023): *Kaltwassersatz: Funktion, Typen und Hersteller*. Verfügbar unter: <https://www.klimatechniker.net/magazin/kaltwassersatz-20173608#kaltwassersatz-kaufen-hersteller-kosten-und-kaufipps> [Zuletzt aufgerufen am 15.08.2025].
- Netze BW (Hrsg.) (2024): *Endgültige Preise für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Netze BW GmbH: Gültig ab 1. Januar 2025*. Verfügbar unter: <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/7vhTdf-huKlhLpC8BN0gN3e/369f35dc195a3b8890873942bd7df432/netzentgelte-strom-2025.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 03.10.2025].
- Netze BW (Hrsg.) (2025): *Preise für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen gemäß Messstellenbetriebsgesetz*. Verfügbar unter: <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/38mhEjtGLqRKVlig7qJav/f159def7ad7571d7bb7c94f75447eb4d/preise-fuer-smart-meter-und-moderne-messeinrichtungen-ab-20250401.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 03.10.2025].
- Nickl, C., Scherzl, A. M., Baur, I., Speer, F., Haase, M. und Brozovsky, J. (2022): *Potenzialstudie Kleinwindkraftanlagen auf Münchner Gebäuden: Endbericht*. Verfügbar unter: https://stadt.muenchen.de/dam/jcr:02658991-0459-4324-a170-9930270cc074/Endbericht_Kleinwindkraft_RKU_web.pdf [Zuletzt aufgerufen am 22.12.2024].
- Nowack, T. (2023): *Energieversorgung auf dem Wohnmobilstellplatz: Energie-Pauschalabrechnung oder verbrauchsgenaue Abrechnung?* Verfügbar unter: https://www.civd.de/wp-content/uploads/2023/10/04_Nowack_Energie-Pauschalabrechnung-oder-verbrauchsgenaue-Abrechnung-auf-dem-Stellplatz_-TKN.pdf [Zuletzt aufgerufen am 12.04.2025].
- nPro Energy GmbH (Hrsg.) (2025): *Lastprofile für Hotels*. Verfügbar unter: <https://www.npro.energy/main/de/load-profiles/hotel> [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- NRW.Energy4Climate GmbH (Hrsg.) (2023): *Photovoltaik für Unternehmen: Leitfaden*. Verfügbar unter: <https://wirtschaftsfoerderung-hsk.de/wp-content/uploads/2023/02/photovoltaik-fuer-unternehmen-leitfaden-nrwenenergy4climate-1.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 15.07.2025].
- One Planet Sustainable Tourism Programme (Hrsg.) (2021): *Glasgow Declaration: a Commitment to a Decade of Climate Action*. Verfügbar unter: https://www.oneplanetnetwork.org/sites/default/files/2022-02/Glasgow-Declaration_EN_0.pdf [Zuletzt aufgerufen am 16.06.2025].
- Partz, J. (2025): *Kaltwassersatz: Funktion, Schema, Hersteller & Kosten*. Verfügbar unter: <https://www.deutsche-thermo.de/kaltwassersatz/> [Zuletzt aufgerufen am 12.08.2025].
- Peeters, P., Higham, J., Kutzner, D., Cohen, S. und Gössling, S. (2016): Are technology myths stalling aviation climate policy? *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 44, 30–42. 10.1016/j.trd.2016.02.004.
- Prettenthaler, F. und Gössling, S. (2021): Berücksichtigung der globalen Entwicklung. In: Pröbstl-Haider, U., Lund-Durlacher, D., Olefs, M. und Prettenthaler, F. (Hrsg.): *Tourismus und Klimawandel*. Berlin, 195–208.
- Ramschak, T. und Resch, A. (2021): *IEA Solares Heizen und Kühlen (SHC) Photovoltaik-Thermie (PVT) Task 60: Anwendungen von Solar/Hybrid-Kollektoren und neue Anwendungsfelder*. Verfügbar unter: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe_2022-8_iea-shc-pvt-task-60.pdf [Zuletzt aufgerufen am 02.06.2025].
- Rosso, M. (2021): *Evaluation verschiedener Technologien als saisonale Wärmespeicher für Solarthermie und Wärmepumpen als Wärmeerzeuger*. Masterthesis. Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften. Verfügbar unter: <https://digitalcollection.zhaw.ch/server/api/core/bitstreams/29492f04-ae7f-472e-a3b5-d25151b29d48/content> [Zuletzt aufgerufen am 12.05.2025].
- Schabbach, T. und Leibbrandt, P. (2021): *Solarthermie: Wie Sonne zu Wärme wird*. Berlin, Heidelberg.

- Schenkel GmbH (Hrsg.) (2025): *WSM RTX 800 E Geländefahrzeug mit Elektromotor*. Verfügbar unter: <https://golf-cart-center-germany.de/wsm-modelle/wsm-rtx-800e/?print=pdf> [Zuletzt aufgerufen am 05.09.2025].
- Seitz, A., Zunft, S. und Hoyer-Klick, C. (2018): *Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*. Verfügbar unter: https://elib.dlr.de/127468/1/Seitz_Zunft_Hoyer-Klick_Technologiebericht_3.3b_Energiespeicher_TF_Energiewende.pdf [Zuletzt aufgerufen am 01.05.2025].
- Solar.red (Hrsg.) (2023): *Photovoltaik Großanlagen, Kosten, Voraussetzungen 2024*. Verfügbar unter: <https://solar.red/photovoltaik-grossanlagen/> [Zuletzt aufgerufen am 08.07.2025].
- Statista (Hrsg.) (2025): *Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2024*. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168528/umfrage/gaspreise-fuer-gewerbe-und-industriekunden-seit-2006/> [Zuletzt aufgerufen am 06.10.2025].
- Stober, I. und Bucher, K. (2020): *Geothermie*. Berlin, Heidelberg.
- Sun, Y.-Y., Faturay, F., Lenzen, M., Gössling, S. und Higham, J. (2024): Drivers of global tourism carbon emissions. *Nature communications* 15 (1), 10384. 10.1038/s41467-024-54582-7.
- Sunmaxx PVT GmbH (Hrsg.) (2024a): *Sunmaxx PX-1 Premium PVT-Modul*. Verfügbar unter: https://sunmaxx-pvt.com/wp-content/uploads/Sunmaxx_PX-1_PVT_Modul_Factsheet_DE_vers_34_B.pdf [Zuletzt aufgerufen am 03.07.2025].
- Sunmaxx PVT GmbH (2024b): *Interview mit Sunmaxx PVT GmbH zum Thema „PVT-Technik“*, 24.10.2024.
- Sunmaxx PVT GmbH (Hrsg.) (2025a): *Photovoltaisch-Thermische Module (PVT)*. Vom Herausgeber zur Verfügung gestellte Präsentation.
- Sunmaxx PVT GmbH (2025b): *Interview mit Sunmaxx PVT GmbH zum Thema „PVT-Technik“*, 07.07.2025.
- Tafelmeier, S., Gschwander, S. und Zunft, S. (2022): *Rolle thermischer Speicher im zukünftigen Energiesystem*. Verfügbar unter: https://www.fvee.de/wp-content/uploads/2022/10/5.2_Tafelmeier-Rolle-thermischer-Speicher.pdf [Zuletzt aufgerufen am 01.05.2025].
- Tourism Panel on Climate Change (TPCC) (Hrsg.) (2023): *Tourism and Climate Change Stocktake 2023: Key Findings for Policymakers*. Verfügbar unter: <https://tpcc.info/wp-content/uploads/2023/12/TPCC-Stocktake-Executive-Summary-New.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 16.06.2025].
- Twele, J., Burkam, S., Schömann, O. und Witt, C. (2011): *Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen: Bildung von Kategorien / Anforderungen an technische Angaben*. Verfügbar unter: https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/07-kleinwind/bwe-kweastudie_twele_final_2.pdf [Zuletzt aufgerufen am 22.12.2024].
- Uhl, A. (2023): *Solarthermie: Kosten, Preise & Amortisation – mit Rechner*. Verfügbar unter: <https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/solarthermie/solarthermie-preise-kosten-amortisation/> [Zuletzt aufgerufen am 13.03.2025].
- Vaillant (Hrsg.) (2025): *Die Kosten einer Wärmepumpe*. Verfügbar unter: <https://www.vaillant.at/privatanwender/tipps-und-wissen/heiztechnologien/warmepumpen/kosten-warmepumpe/> [Zuletzt aufgerufen am 17.07.2025].
- Valerius, G. (2025): *Solarthermie Basics*. Verfügbar unter: <https://www.solaranlage-ratgeber.de/solarthermie/solarthermie-funktionen> [Zuletzt aufgerufen am 17.12.2025].
- Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. (Hrsg.) (2024): *Die richtige Speichergroße: Wie groß sollte der Stromspeicher für meine PV-Anlage sein?* Verfügbar unter: https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/2025-03/231215_-faktencheck_speichergrosse-final.pdf [Zuletzt aufgerufen am 05.08.2025].
- Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2012): *VDI 2067 Blatt 1*.
- Verivox GmbH (Hrsg.) (2025a): *Diverse standort- und abnahmespezifische Tarifabfragen Gas*. Verfügbar unter: <https://www.verivox.de/gasvergleich/vergleich/> [Zuletzt aufgerufen am 22.07.2025].
- Verivox GmbH (Hrsg.) (2025b): *Diverse standort- und abnahmespezifische Tarifabfragen Ökostrom*. Verfügbar unter: <https://www.verivox.de/stromvergleich/> [Zuletzt aufgerufen am 28.07.2025].
- Viessmann Deutschland GmbH (Hrsg.) (2011): *Planungshandbuch Wärmepumpen*. Verfügbar unter: https://community.viessmann.de/viessmann/attachments/viessmann/customers-heatpump-hybrid/16971/1/pr-planungshandbuch_waermepumpen.pdf [Zuletzt aufgerufen am 01.05.2025].

- wattline GmbH (Hrsg.) (2025): *Umlagen auf Strom 2025 – ein aktueller Überblick*. Verfügbar unter: <https://www.wattline.de/energiewissen/strom-umlagen/> [Zuletzt aufgerufen am 06.10.2025].
- Weniger, J., Orth, N., Meissner, L., Schreier, R. und Munzke, N. (2025): *Stromspeicher-Inspektion 2025*. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2025.pdf> [Zuletzt aufgerufen am 06.08.2025].
- Wirth, H. (2025): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 9.4.2025*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de [Zuletzt aufgerufen am 06.05.2025].
- World Meteorological Organization (WMO) (Hrsg.) (2025): *State of the Global Climate 2024*. Verfügbar unter: https://wmo.int/sites/default/files/2025-03/WMO-1368-2024_en.pdf [Zuletzt aufgerufen am 11.06.2025].
- World Travel & Tourism Council (WTTC) (Hrsg.) (2022): *WTTC Unveils World-First Global Travel & Tourism Climate Footprint Data*. Verfügbar unter: <https://wtcc.org/news/wttc-unveils-industry-leading-and-ground-breaking-global-travel-and-tourism-sustainability-data> [Zuletzt aufgerufen am 15.06.2025].
- Zengerling, C. und Buchmüller, C. (2024): Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Energiewirtschaft – Aktuelle Entwicklungen in Recht und Umsetzung. In: Lozán, J. L., Graßl, H., Kasang, D., Quante, M. und Sillmann, J. (Hrsg.): *Warnsignal Klima: Herausforderung Wetterextreme: Ursachen - Auswirkungen - Handlungsoptionen*. Hamburg, 364–369.
- Zenhäusern, D., Bamberger, E. und Baggenstos, A. (2017): *PVT Wrap-Up: Energiesysteme mit Photovoltaisch-Thermischen Solarkollektoren. Schlussbericht*. Verfügbar unter: https://solarthermalworld.org/wp-content/uploads/2017/06/pvt_switzerland_final.pdf [Zuletzt aufgerufen am 02.06.2025].