

14/2013

Modellierung einer vollständig auf erneuer- baren Energien basieren- den Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen

Projektnummer 36301305
UBA-FB 001831

Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen

von

Dipl.-Ing. (FH) Stefan Peter
Freier Ingenieur

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

UMWELTBUNDESAMT

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.uba.de/uba-info-medien/4572.html>
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

ISSN 1862-4359

Durchführung
der Studie: Dipl.-Ing. (FH) Stefan Peter
München

Abschlussdatum: März 2013

Herausgeber: Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
E-Mail: info@umweltbundesamt.de
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>
<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2. Energiestrategien und -szenarien
Mark Nowakowski

Dessau-Roßlau, September 2013

Für freundliche Unterstützung wird gedankt:

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen
und Raumordnung

DWD Deutscher Wetterdienst



MVV Energie AG Mannheim



Zusammenfassung

Das Umweltbundesamt hat drei grundsätzlich verschiedene Szenarien für eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 entwickelt. In dieser Studie wird die technisch-ökologische Machbarkeit des Szenarios „Lokal-Autark“ anhand von Simulationen mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung untersucht. In dem Szenario versorgen sich kleinräumige, dezentrale Strukturen autark mit Strom und sind dabei untereinander wie auch nach außen hin nicht vernetzt, importieren somit auch keinen Strom. Es werden also ausschließlich die vor Ort vorhandenen Potentiale der erneuerbaren Energien zur Strombedarfsdeckung genutzt, was mit der Notwendigkeit von Elektrizitätsspeichern einhergeht. Dazu werden zahlreiche Annahmen u.a. zur Energieeffizienz getroffen und ein Simulationsmodell eingesetzt, das sich aus einem Bedarfsmodell für den Stromverbrauch der privaten Haushalte sowie von Gewerbe und Industrie, einem Versorgungsmodell, das die Stromerzeugung aus den verschiedenen lokalen erneuerbaren Quellen abbildet, sowie einem Klimamodell zusammensetzt, welches Wetterdaten wie Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeiten enthält.

Modelliert wurden zwei exemplarische Siedlungsstrukturen, ein „Dorf“ in ländlicher Umgebung (niedrige Einwohnerdichte) sowie ein „Stadtteil“ (hohe Bebauungs- und Einwohnerdichte), jeweils an einem Standort in Nord- und Süddeutschland, um die unterschiedlichen klimatischen Bedingungen abzubilden, die sich auch auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, insbesondere Solar- und Windkraft, auswirken. In den Simulationen wurde u.a. der Anteil der Elektromobilität am Individualverkehr oder die installierte Erzeugungsleistung der einzelnen Technologien variiert. Nach den Simulationsrechnungen für die Privathaushalte inklusive Elektromobilität wurde auch der Strombedarf von Industrie, Handel und Gewerbe modelliert und in die Betrachtungen mit einbezogen.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass der Stromverbrauch der Haushalte und der E-Mobilität für die ländliche Siedlungsstruktur im Rahmen einer autarken Versorgung aus den vor Ort angenommenen Potenzialen für Photovoltaik und Windenergie gedeckt werden kann, allerdings ist der ermittelte Speicherbedarf immens. In Süddeutschland muss dafür sowohl bezüglich der installierten Erzeugungs- als auch der Speicherleistung ein höherer Aufwand betrieben werden als in Norddeutschland. In der städtischen Siedlungsstruktur hingegen kann eine autarke Versorgung unter den getroffenen Annahmen in keinem Fall dargestellt werden. Wird der Strombedarf von Gewerbe und Industrie mit betrachtet, der mit einer der Einwohnerzahl entsprechenden Zahl an bereitzustellenden Arbeitsplätzen einhergeht, kann eine autarke Versorgung auch in der ländlichen Siedlung nicht erreicht werden.

In Anbetracht der erzielten Ergebnisse erscheint neben der lokalen regenerativen Erzeugung ein gut ausgebautes Transportnetz für Strom als ein wesentlicher Bestandteil zum Erreichen einer vollkommen regenerativen Energieversorgung für Deutschland. Einerseits lassen sich damit großräumige Ausgleichseffekte bei der zeitlich und räumlich fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Quellen vorteilhaft nutzen, und andererseits lassen sich so Unterschiede in der räumlichen Verteilung der Potentiale erneuerbarer Energiequellen überwinden wie etwa die Verfügbarkeit von hohen Windpotentialen in Norddeutschland bei gleichzeitiger Konzentration der Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland.

Somit zeigt sich, dass lokale Autarkie als Konzept in Einzelfällen unter günstigen Bedingungen zwar umsetzbar sein kann. Ein Ansatz für eine tragfähige regenerative Energieversorgung ganz Deutschlands ist sie nach den vorliegenden Untersuchungsergebnissen dieser Studie jedoch nicht. Gleichwohl kann die lokale Erzeugung einen beachtlichen Anteil zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung beitragen, wie bereits im Szenario „Regionenverbund“ des Umweltbundesamtes¹ gezeigt wurde.

¹ Siehe Einleitung. Download unter <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>

Abstract

The German Federal Environmental Agency (Umweltbundesamt, UBA) has developed three radically different scenarios of a future electricity supply entirely based on renewable sources in Germany by 2050. This study investigates the technical and ecological feasibility for one of these scenarios, the “Local Energy Autarky” scenario, by means of computer based simulation with a high spatial and temporal resolution. The scope of this scenario is restricted to small-scale decentralized energy systems which satisfy their own power demand without being connected with each other or with outside suppliers, i.e. without electricity imports. Relying only on locally available renewable energy sources to cover the electricity demand, makes electricity storage a necessity within the simulation model. The model itself consists of different modules representing electricity demand (e.g. for households, commerce and industry), power generation of different renewable technologies, and meteorological data, such as solar irradiation, wind speed, and outside temperatures. Various basic assumptions were made with regard to future developments such as energy efficiency.

The simulations were applied exemplarily to a rural community with a low population density and a town district (high population and building density), each with and without trade/industry and each at a location in northern and in southern Germany, which are representative of the different meteorological conditions affecting the power generation from renewable sources such as wind and solar. Several variations were applied to the system, e.g. with regard to the share of electricity powered private vehicles or the installed generation capacities per technology.

The simulation results show that the electricity demand of private households plus the demand for a complete shift to (private) e-mobility can be covered by the assumed locally available potentials for photovoltaics and wind energy, but only for the rural community and with an immense amount of storage required. If compared to the northern location the location in south Germany requires additional effort concerning the installed capacity for both electricity generation as well as storage. With the given assumptions for this study, however, it is not possible at all to establish a self-sufficient electricity supply for the town district. This is also true for the rural community if the electricity demand for commerce and industry statistically corresponding to the number of inhabitants is taken into account.

With respect to these results it can be concluded that besides a local renewable generation the national electricity transport network is an important component for achieving a 100 percent renewable energy supply in Germany. On the one hand the large-scale balancing between fluctuating renewable energy feed-in and load can be beneficial. On the other hand potentials will have to be tapped where they exist. Regions with “excess potential” such as north Germany with its high wind potentials will have to cater to regions with a “shortfall” such as the industrial centers of electricity consumption in southern and western Germany.

Thus, the concept sketched in the “Local Energy Autarky” scenario may be a feasible option in particular cases under favorable circumstances. According to the findings in this study, however, it presents no viable alternative for a 100% renewables-based electricity supply, at least not for the whole of Germany. Nevertheless, local generation can contribute a substantial share to a power supply entirely based on renewable energy sources as shown in the UBA “Regions Network” scenario².

² English-language short version download: http://www.umweltdaten.de/publikationen/weitere_infos/3997-0.pdf

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
Abstract.....	II
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VIII
1 Einleitung.....	1
2 Ansatz der Modellierung des Versorgungssystems	5
2.1 Im Bedarfsmodell verwendete Lastprofile	6
2.1.1 Stromlastprofile der privaten Haushalte.....	6
2.1.2 Stromlastprofile für Gewerbe und Industrie	8
2.1.3 Wärmelastprofile	9
2.1.4 Bewegungsprofile der E-Mobilität	10
2.2 Klimamodell und verwendete Daten	12
2.3 Bestandteile und Arbeitsweise des Versorgungsmodells.....	12
2.3.1 Photovoltaik.....	12
2.3.2 Windenergie	13
2.3.3 Wärmepumpen.....	14
2.3.4 Solarthermie	14
2.3.5 Speicher im Versorgungsmodell	14
2.3.5.1 Elektrische Speicher	14
2.3.5.2 Thermische Speicher	15
2.3.6 Arbeitsweise und Informationsfluss	15
2.4 Anmerkungen zur Abbildung der Wärmeversorgung im Modell	16
3 Höhe des Stromverbrauchs im Szenario „Lokal-Autark“	17
3.1 Stromverbrauch der privaten Haushalte: Eine Einschätzung für 2050	17
3.1.1 Wäschetrockner und Waschmaschinen.....	19
3.1.2 Unterhaltungs- und Büroelektronik	21
3.1.2.1 TV-Geräte.....	22
3.1.2.2 Audiogeräte, mobile Geräte, Telefone und Router	23
3.1.2.3 Computer	24
3.1.2.4 Verbrauch für „sonstige Anwendungen“ des Szenarios „Regionenverbund“.....	26
3.1.3 Beleuchtung	26
3.1.4 Gesamtbedarf der privaten Haushalte	26
3.2 E-Mobilität – Fahrstrombedarf.....	26
4 Die untersuchten Siedlungsstrukturen	28
4.1 Ländliche Siedlungsstruktur „Beispieldorf“	29
4.1.1 Kenndaten der ländlichen Siedlungsstruktur	29
4.1.2 Installierbare EE-Leistungen.....	29
4.1.3 Energieverbrauch der privaten Haushalte 2050 (Effizienzannahme)	30
4.1.4 Energieverbrauch von Industrie und Gewerbe 2050	30
4.2 Städtische Siedlungsstruktur „Stadtteil“	31
4.2.1 Kenndaten der städtischen Siedlungsstruktur	31
4.2.2 Installierbare EE-Leistungen.....	32
4.2.3 Energieverbrauch der privaten Haushalte 2050 (Effizienzannahme)	32
4.2.4 Energieverbrauch von Industrie und Gewerbe 2050	32
5 Entwicklung des Versorgungsmodells „Lokal-Autark“	33
5.1 Simulationen, in denen nur der Strombedarf der privaten Haushalte berücksichtigt wurde.....	33
5.2 Simulationen, in denen der Strombedarf der privaten Haushalte und der E-Mobilität berücksichtigt wurde.	34
5.3 Simulationen mit solarthermischem Beitrag zur Wärmebereitstellung	35
5.4 Simulationen mit Wärmepumpe und thermischen Speichern	35
6 Basisszenario: Referenzsystem der lokal-autarken Versorgung für private Haushalte mit E-Mobilität	37

6.1	Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 100% E-Mobilität	37
6.1.1	Charakteristik von Erzeugung und Verbraucherlast	37
6.2	Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 50% E-Mobilität	44
6.3	Zwischenfazit zur ländlichen Struktur in Norddeutschland	45
6.4	Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 100% E-Mobilität	46
6.5	Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 50% E-Mobilität	53
6.6	Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 100% E-Mobilität und optimierter Erzeugung aus Windkraft.....	56
6.7	Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 50% E-Mobilität und optimierter Erzeugung aus Windkraft.....	60
6.8	Zwischenfazit zur ländlichen Struktur.....	61
6.9	Stadtteil in Norddeutschland mit 100% E-Mobilität	63
6.10	Stadtteil in Norddeutschland mit 50% E-Mobilität	66
6.11	Stadtteil in Süddeutschland.....	68
6.12	Zwischenfazit zum Stadtteil.....	71
7	Basisszenario 2: Referenzsystem der lokal-autarken Versorgung für private Haushalte mit E-Mobilität plus Stromverbrauch von Industrie, Handel und Gewerbe.....	73
7.1	Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 100% E-Mobilität	73
7.2	Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 50% E-Mobilität und Effizienzgewinnen bei Industrie und Gewerbe	82
7.3	Zwischenfazit Haushalte mit E-Mobilität plus Industrie und Gewerbe (Dorf).....	83
7.4	Stadtteil in Norddeutschland	83
8	Szenario Zukunftstechnologie	88
8.1	Ländliche Struktur in Norddeutschland	88
8.2	Ländliche Struktur in Süddeutschland.....	93
8.3	Fazit Zukunftstechnologie	95
9	Zusammenfassung und Ergebnisbetrachtung	96
10	Quellen	100

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchschnittlicher Jahresverbrauch nach Haushaltsgröße und Standardabweichung.	7
Abbildung 2: Normalisierte Darstellung der Tagesgänge des Energieverbrauchs für die unterschiedlichen Verbraucherklassen und verschiedene Haushaltsgrößen.	8
Abbildung 3: Bewegungsprofil der Fahrzeuge für 1 Woche, prozentualer Anteil der Fahrzeuge, die in der jeweiligen Stunde unterwegs sind.	11
Abbildung 4: Gesamtbestand an PKW, innerhalb einer Stunde insgesamt bewegte Fahrzeuge und Anzahl der Fahrzeuge, die im Stundenmittel gleichzeitig unterwegs sind.	11
Abbildung 5: Verläufe der Leistungskennlinien ausgewählter WEA. Quelle: /Energiestudie 2010/.	13
Abbildung 6: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und EE-Erzeugung.	38
Abbildung 7: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	39
Abbildung 8: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.	41
Abbildung 9: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.	42
Abbildung 10: Beitrag der gespeicherten Wärme zur Wärmedeckung.	42
Abbildung 11: Einfluss der saisonalen Wärmespeicherung auf verbleibende, nicht nutzbare Stromüberschüsse.	43
Abbildung 12: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität mit einem Anteil von 50%, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	45
Abbildung 13: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und EE-Erzeugung.	47
Abbildung 14: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	48
Abbildung 15: Beitrag der saisonal gespeicherten Wärme zur Wärmedeckung.	49
Abbildung 16: Einfluss der saisonalen Wärmespeicherung auf verbleibende, nicht nutzbare Erzeugungsüberschüsse.	49
Abbildung 17: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher bei optimierter Größe der thermischen Speicher.	50
Abbildung 18: Beitrag der saisonal gespeicherten Wärme zur Wärmedeckung.	51
Abbildung 19: Einfluss der saisonalen Wärmespeicherung auf verbleibende, nicht nutzbare Erzeugungsüberschüsse.	51
Abbildung 20: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	54
Abbildung 21: Vergleich der Leistungskennlinien von Standard- und Schwachwindanlage.	57
Abbildung 22: Vergleich der Erzeugung von Standard- und Schwachwindanlage über den gesamten Zeitraum von vier Jahren.	58
Abbildung 23: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	59
Abbildung 24: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	60
Abbildung 25: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und PV-Erzeugung.	63
Abbildung 26: Stadtteil in Norddeutschland – Verbraucherlast mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.	64

Abbildung 27: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.....	65
Abbildung 28: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.....	65
Abbildung 29: Stadtteil in Norddeutschland – Verbraucherlast der Haushalte mit 50% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher	67
Abbildung 30: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und PV-Erzeugung	68
Abbildung 31: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.....	69
Abbildung 32: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über der ersten Monat der Simulation hinweg.....	70
Abbildung 33: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.....	70
Abbildung 34: Ländliche Struktur in Norddeutschland – EE-Erzeugung und Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe	74
Abbildung 35: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher.....	75
Abbildung 36: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.....	76
Abbildung 37: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.....	77
Abbildung 38: Ländliche Struktur in Norddeutschland – EE-Erzeugung und Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient)	78
Abbildung 39: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher	79
Abbildung 40: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.....	80
Abbildung 41: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.....	81
Abbildung 42: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher	82
Abbildung 43: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient) und PV-Erzeugung	84
Abbildung 44: Stadtteil in Norddeutschland – Verbraucherlast der Haushalte mit 100% Anteil der E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher	85
Abbildung 45: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.....	86
Abbildung 46: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.....	87
Abbildung 47: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Verbrauchslast und PV-Erzeugung	89

Abbildung 48: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher	90
Abbildung 49: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.....	91
Abbildung 50: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.....	92
Abbildung 51: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher	93
Abbildung 52: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.....	94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Branchen, Wirtschaftsbereich und Jahresverbrauch der Lastgänge für Gewerbe und Industrie, die für die Simulation verwendet wurden.	9
Tabelle 2: Im Klimamodell verwendete Standortdaten	12
Tabelle 3: Stromverbrauch der privaten Haushalte 2008 nach Nutzungsart; Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Endenergieverbrauch in Deutschland, BDEW-Projektgruppe "Nutzenergiebilanzen", 2008.	17
Tabelle 4: Prozentuale Anteile der 12 Stromverbrauchsbereiche in den verschiedenen Haushaltsgrößen; Quelle: /Energieagentur NRW 2006/.	18
Tabelle 5: Aufteilung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte im Jahr 2006 anhand der Anteile der Verbrauchsbereiche.	18
Tabelle 6: Annahmen zur Effizienzsteigerung verschiedener Gerätegruppen der Studie "Klimaschutz in Deutschland bis 2030 - Endbericht zum Forschungsvorhaben Politiksszenarien III" /UBA-KlimSch 2005/	19
Tabelle 7: Annahmen zum Verbrauch der Wäschetrockner in privaten Haushalten	20
Tabelle 8: Annahmen zum Verbrauch der Waschmaschinen in privaten Haushalten	20
Tabelle 9: Elektrischer und thermischer Bedarf für das Waschen in Privathaushalten in 2050	21
Tabelle 10: Aufteilung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte (HH) für Informations- u. Kommunikationstechnologien im Jahr 2007, gewichtet nach /BMU-IKT; 2009/.	22
Tabelle 11: Vergleich des Stromverbrauchs der privaten Haushalte nach Angaben gemäß /Energieagentur NRW; 2006/ und /BMU-IKT; 2009/ für die Bereiche Büro, TV/Audio und Diverses	22
Tabelle 12: Entwicklung des Verbrauchs für Fernsehgeräte in privaten Haushalten	23
Tabelle 13: Entwicklung des Stromverbrauchs von PC in den Privathaushalten	25
Tabelle 14: Aufteilung des Stromverbrauchs der Privathaushalte nach Anwendungsbereich 2007 und 2050	26
Tabelle 15: Kenndaten der ländlichen Siedlungsstruktur	29
Tabelle 16: Photovoltaikpotenziale der ländlichen Siedlungsstruktur	30
Tabelle 17: Kenndaten der städtischen Siedlungsstruktur	31
Tabelle 18: Photovoltaikpotenziale der städtischen Siedlungsstruktur	32
Tabelle 19: Verringerung der notwendigen elektrischen Speicherkapazität bei steigendem thermischen Speichervolumen und geringeren Wärmeverlusten	35
Tabelle 20: Übersicht der Struktur- und Potenzialdaten der untersuchten Siedlungsstrukturen	37
Tabelle 21: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	43
Tabelle 22: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	45
Tabelle 23: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	52
Tabelle 24: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	52
Tabelle 25: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	53
Tabelle 26: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	55
Tabelle 27: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	56
Tabelle 28: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	56
Tabelle 29: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung mit Schwachwindanlage	59
Tabelle 30: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung mit Schwachwindanlage	61
Tabelle 31: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	61
Tabelle 32: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	66
Tabelle 33: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	68
Tabelle 34: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	71
Tabelle 35: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	77
Tabelle 36: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	81

Tabelle 37: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	83
Tabelle 38: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	87
Tabelle 39: Einsatz von Zukunftstechnologien am Standort im Norden: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	92
Tabelle 40: Einsatz von Zukunftstechnologien am Standort im Süden: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung	95
Tabelle 41: Übersicht der Kenndaten der durchgeführten Simulationen der Hauptszenarien	97

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund des stattfindenden Klimawandels sowie der Katastrophe von Fukushima wird die Notwendigkeit des Wandels auch Deutschlands hin zu einer treibhausgasneutralen Gesellschaft mit einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung deutlich. Die von der Bundesregierung beschlossene „Energiewende“ beinhaltet Deutschlands vollständigen Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 und eine deutliche Erhöhung des Anteils regenerativer Energien in den kommenden Jahrzehnten. Die Frage, ob der Wandel zu einer treibhausgasneutralen Gesellschaft auf der Grundlage erneuerbarer Energien kommt oder nicht, stellt sich damit nicht mehr. Dieser Wandel ist langfristig betrachtet alternativlos, nicht nur wegen der offensichtlichen Gefahren der Kernenergie, sondern vor allem aus Klimaschutzgründen. Die Industriestaaten müssen ihre CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 bis 95% senken, um die globale Erwärmung auf 2 Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Nur so lassen sich die vom IPCC skizzierten globalen und regionalen Auswirkungen des Klimawandels mit hinreichender Wahrscheinlichkeit in einem erträglichen Rahmen halten.

Einen wichtigen Beitrag zu den angestrebten Emissionssenkungen kann die Stromerzeugung liefern. Der Stromsektor ist einerseits mit seiner Ausrichtung auf fossile Energieträger für über 40 % aller energiebedingten Emissionen in Deutschland verantwortlich. Andererseits steht die vermeintlich saubere Kernenergie ab 2022 nicht mehr zur Verfügung. Zählt man die entscheidende Rolle hinzu, die eine zuverlässige Stromversorgung für ein hochentwickeltes Industrieland wie Deutschland spielt, liegen die Gründe für die prioritäre Betrachtung des Stromsektors auf der Hand.

Das Umweltbundesamt hat drei grundsätzlich verschiedene archetypische Szenarien entwickelt, mit denen die technisch-ökologische Machbarkeit einer Vollversorgung Deutschlands mit Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2050 untersucht wird. Dabei werden neben unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen unterschiedliche Vernetzungsgrade der einzelnen Regionen untereinander bzw. Deutschlands innerhalb eines pan-europäischen Verbundnetzes angenommen:

1. Im Szenario „Lokal-Autark“ versorgen sich kleinräumige, dezentrale Strukturen autark mit Strom und sind dabei untereinander und nach außen nicht vernetzt, importieren somit auch keinen Strom. Es werden also ausschließlich die vor Ort vorhandenen Potentiale der erneuerbaren Energien genutzt.
2. Im Szenario „Regionenverbund“ (2010 veröffentlicht /UBA-2050 2010/) hingegen findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt, wobei nur ein geringer Teil der Last über Stromimporte aus den Nachbarstaaten gedeckt wird. Die in den verschiedenen Regionen Deutschlands vorhandenen Potentiale der erneuerbaren Energien werden weitgehend ausgenutzt.
3. Das Szenario „International-Großtechnik“ beschreibt eine Stromversorgung Deutschlands, die auf den großtechnisch leicht erschließbaren deutschen, europäischen und europahanen Potentialen aller erneuerbaren Energien und Speicherkraftwerke basiert. Ein erheblicher Anteil des deutschen Strombedarfs wird dabei über ein gut ausgebautes interkontinentales Übertragungsnetz importiert.

Diese drei „archetypischen“ Szenarien spannen gemeinsam einen Lösungsraum für eine regenerativ basierte Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf und stellen darin Extrempunkte dar. Das Umweltbundesamt zeigt auf diese Weise, dass es nicht nur einen technisch-ökologisch gangbaren Weg zur Erreichung dieses Ziels gibt, sondern viele mögliche Varianten, je nach politischer und gesellschaftlicher Prioritätensetzung. Tatsächlich werden in einem zukünftigen Energieversorgungssystem Deutschlands und Europas voraussichtlich Elemente aller drei Szenarien nebeneinander existieren.

Bereits im Sommer 2010 wurde die Studie „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ veröffentlicht³, in der die Ergebnisse für das Szenario „Regionenverbund“ dargestellt werden. In diesem Szenario nutzen alle Regionen Deutschlands ihre Potentiale der erneuerbaren Energien weitgehend aus. Durch effiziente Stromnutzung in allen Sektoren lassen sich auch eine moderate gesamtwirtschaftliche Entwicklung sowie der wachsende Verbrauch durch Elektromobilität und Wärmepumpen kompensieren. Die Einführung von großtechnischer Stromspeicherung sowie die Nutzung von Lastmanagementpotentialen leisten einen substanziellen Beitrag zum Ausgleich zwischen Last und Erzeugung. Ein gut ausgebautes innerdeutsches Stromübertragungsnetz sorgt für einen großräumigen Ausgleich zwischen den einzelnen Regionen.

³ Download unter <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3997.pdf>

Mit dieser Studie konnte gezeigt werden, dass eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung für Deutschland 2050 technisch und ökologisch machbar ist. Dabei werden weder heutige Konsum- und Verhaltensmuster noch die Rolle Deutschlands als hochentwickeltes Industrieland oder das gewohnte hohe Niveau der Versorgungssicherheit infrage gestellt. Technologiesprünge werden nicht angenommen, die Ergebnisse lassen sich mit der besten heute am Markt verfügbaren Technik darstellen.

Die vorliegende Studie untersucht das Szenario „Lokal-Autark“. Ziel und Auftrag dieser Analyse ist die Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden, autarken Energieversorgung – d.h. vor Ort, nur mit den lokal vorhandenen Möglichkeiten der regenerativen Energieerzeugung und ohne Anschluss an ein Verbundnetz – für unterschiedliche Siedlungsstrukturen im Jahr 2050. Hierbei existieren Annahmen und Einschränkungen für die im Simulationsmodell zu verwendenden Eingangsdaten und die für eine Verwendung in Frage kommenden Erzeugungs- und Speichertechnologien.

Modelliert wurden zwei exemplarische Siedlungsstrukturen, ein „Dorf“ in ländlicher Umgebung (niedrige Einwohnerdichte) sowie ein „Stadtteil“ (hohe Bebauungs- und Einwohnerdichte), jeweils an einem Standort in Nord- und Süddeutschland, um die unterschiedlichen klimatischen Bedingungen abzubilden, die sich auch auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, insbesondere Solar- und Windkraft, auswirken. Dabei wurden an den beiden Standorten sowohl die Siedlungs- als auch die Erzeugungsstrukturen wegen der besseren Vergleichbarkeit zunächst ohne Anpassungen an die jeweiligen Standortbedingungen modelliert. In den Simulationen wurde u.a. der Anteil der Elektromobilität am Individualverkehr oder die installierte Erzeugungsleistung der einzelnen Technologien variiert. Nach den Simulationsrechnungen für die Privathaushalte inklusive Elektromobilität wurde auch der Strombedarf von Industrie, Handel und Gewerbe modelliert und in die Betrachtungen mit einbezogen.

Aufseiten des Energieverbrauchs und der Einschätzung darüber, welche Effizienzgewinne sowohl für die Haushalte als auch für den Stromverbrauch in Industrie und Gewerbe angenommen werden können, gelten weitgehend die schon erarbeiteten Rahmenbedingungen des Szenarios „Regionenverbund“ aus der Veröffentlichung „2050: 100%. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ des Umweltbundesamts aus dem Jahr 2010 als Grundlage /UBA-2050 2010/. Insbesondere für den Bereich der privaten Haushalte wurden diese Annahmen an den spezifischen Untersuchungsauftrag angepasst, da hier davon ausgegangen wird, dass der Ansatz einer vollständig autarken Energieversorgung auf lokaler Ebene mit einer stärker ambitionierten Erschließung sich bietender Effizienzpotenziale einhergeht. In der Folge fällt der hier angenommene Stromverbrauch der Haushalte im Jahr 2050 niedriger aus, als dies im „Regionenverbund“-Szenario der Fall war (siehe auch Kapitel 3.1).

Als Erzeugungstechnologien werden Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie), Windenergie, Wasserkraft und Geothermie grundsätzlich für die Verwendung im Simulationsmodell in Betracht gezogen; die Nutzung von Biomasse für die Stromerzeugung im Jahr 2050 wurde hingegen analog zum „Regionenverbund“-Szenario ausgeschlossen.⁴ Im Zuge der Diskussionen über die Fragestellung und die Aussagekraft der Untersuchung wurden abschließend auch die Tiefengeothermie sowie die Wasserkraft in der Modellierung außen vor gelassen, da deren Einbeziehung auf der hier untersuchten Ebene – simuliert werden beispielhaft eine „Gemeinde im ländlichen Raum“ mit ca. 4.000 Einwohnern sowie ein „Stadtteil“ mit etwa 13.000 Einwohnern – die Verwendung weiterer erneuerbarer Energiequellen teilweise überflüssig machen würde (siehe Kasten)⁵. Zudem kann nicht an allen Orten von einer Verfügbarkeit dieser Energiequellen ausgegangen werden, so dass hier eine Einzelfallbetrachtung geboten wäre. Das letzte Argument gilt insbesondere für die Stromerzeugung aus Wasserkraft.

Damit war gesetzt, dass der Anteil fluktuierender Erzeugung aus Sonnen- und Windenergie den Charakter des Versorgungsmodells prägen würde, weshalb auch der Einsatz elektrischer Speicher fester Bestandteil des Modells ist. Als Speichertechnologie werden in der vorliegenden Untersuchung exemplarisch

⁴ Gründe für den Ausschluss von Anbaubiomasse sind deren Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion, negative Auswirkungen auf die Qualität von Wasser, Böden, Biodiversität und Naturschutz sowie fehlende Treibhausgasneutralität. Bei der Abfallbiomasse hingegen wird davon ausgegangen, dass diese im Jahr 2050 vorwiegend für andere energetische oder stoffliche Nutzungen zur Verfügung steht – beispielsweise im Verkehr oder in der Industrie, um in diesen Sektoren fossile Energieträger zu ersetzen. Für einen Übergangszeitraum in den nächsten Jahren kann die Nutzung von Biomasse zur Stromgewinnung allerdings durchaus vorteilhaft sein. Die Positionen des Umweltbundesamtes zum Thema Biomasse sind in dem Positionspapier „Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen“ (UBA 2012) ausführlich dargestellt (verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/4321.html>).

⁵ Aufgrund der hohen Erschließungskosten insbesondere der Tiefengeothermie lassen sich kleinere Erzeugungseinheiten wirtschaftlich nicht darstellen.

Bleiakkumulatoren verwendet, die Abbildung der Speicher im Modell richtet sich daher nach den wesentlichen Parametern für diesen Akkutyp (siehe dazu und zur Diskussion verschiedener Speichertechnologien Kapitel 2.3.5.1).

Beispiel: Geothermiekraftwerk Unterhaching

Die elektrische Leistung der geothermischen Nutzung im bayerischen Unterhaching (bei München) beträgt 3.360 kW, die mögliche Jahresstromerzeugung wird in den Projektunterlagen mit 27.000 MWh pro Jahr angegeben (siehe dazu: www.geothermie-unterhaching.de). Bezogen auf die hier zu untersuchenden Fälle – eine ländliche sowie eine städtisch geprägte Siedlungsstruktur – übersteigt dies den kompletten für das Jahr 2050 angenommenen Stromverbrauch der ländlichen Siedlungsstruktur (2.065 MWh Stromverbrauch der privaten Haushalte sowie ca. 16.000 MWh für Gewerbe und Industrie). Im Fall der städtischen Siedlungsstruktur wären gut 40% des Gesamtstrombedarfs alleine aus der Geothermie gedeckt (7.228 MWh Stromverbrauch der privaten Haushalte sowie knapp 60.000 MWh für Gewerbe und Industrie).

Beispiel: Wasserkraftwerk Pullach

Dem Gemeindegebiet können zwei Wasserkraftwerke mit insgesamt 7.200 kW Leistung zugeordnet werden (Höllriegelskreuth mit 3.100 kW und Pullach mit 4.100 kW). Aus den Betriebsergebnissen der E.ON Wasserkraft GmbH (www.eon-wasserkraft.com) ergibt sich ein durchschnittliches Regelarbeitsvermögen von knapp 5.770 äquivalenten Volllaststunden pro Jahr und somit eine Jahresstromproduktion von 41.525 MWh für diese beiden Standorte. Dies entspricht etwa dem zweifachen gesamten Jahresstrombedarf der hier untersuchten ländlichen Siedlungsstruktur und etwa 62% des Gesamtstrombedarfs der städtischen Siedlungsstruktur.

Die Wärmeversorgung der privaten Haushalte erfolgt primär mittels Wärmepumpen, unterstützt durch thermische Speicherung und (optional) solarthermische Anlagen. Für die Ermittlung des Wärmebedarfs der Gebäude im Jahr 2050 wurden die Annahmen aus dem Szenario „Regionenverbund“ übernommen.

Ebenfalls fester Bestandteil der Untersuchung ist der Stromverbrauch für elektrisch angetriebene Fahrzeuge des privaten Personenverkehrs (E-Mobilität). Die Entwicklung der letzten Jahre lässt einen deutlichen Aufbruch der Automobilindustrie in Richtung E-Mobilität erkennen. Viele Hersteller haben bereits Hybridfahrzeuge im Angebot, eine Zahl von Serienfahrzeugen mit rein elektrischem Antrieb ist von verschiedenen Herstellern angekündigt. In dieser Arbeit wird für 2050 zunächst ein ausschließlich elektrisch angetriebener Individualverkehr unterstellt, was im Sinne des Stromverbrauchs eine konservative Betrachtungsweise bedeutet. In weiteren Simulationsläufen wird auch, analog zum Regionenverbund-Szenario, ein 50%-Anteil der E-Mobilität am privaten Individualverkehr hinsichtlich der Auswirkungen auf die Versorgungslage untersucht. Es liegt auf der Hand, dass der hier vorgenommene Ausschluss biogener Treibstoffe eine zusätzliche, die Machbarkeit erschwerende Anforderung für die lokal-autarke Versorgung bedeutet. Dies wurde bewusst so akzeptiert, da auf diese Weise sowohl Schwachstellen und Hemmnisse, die einer autarken Versorgung entgegenstehen, als auch Notwendigkeiten zur Einbeziehung weiterer Erzeugungsoptionen deutlicher zugespitzt hervortreten.

Die Art der Untersuchung kann als exemplarische szenarienbasierte⁶ Untersuchung auf Basis computergestützter Simulation bezeichnet werden. Exemplarisch ist der Ansatz, da die Untersuchung auf zwei unterschiedliche, in Deutschland häufig vorzufindende Siedlungsstrukturen beschränkt bleibt: eine ländlich und eine städtisch geprägte. Die grundlegenden Daten der jeweiligen Strukturen wurden aus real existierenden Siedlungen abgeleitet, die aus Sicht der an dieser Arbeit Beteiligten als „durchschnittlich“, somit also „exemplarisch“ anzusehen sind. Dies sollte bei der Interpretation und etwaigen Übertragung der im Folgenden vorgestellten Ergebnisse auf individuelle Siedlungs- und Wohnstrukturen stets bedacht werden. Obwohl der Einfluss von Standortfaktoren in dieser Arbeit dadurch berücksichtigt wird, dass beide Siedlungsstrukturen für jeweils zwei Standorte – einer im Norden und einer im Süden Deutschlands – simuliert wurden⁷, handelt es sich hier letztlich nicht um allgemeingültige Fälle.

⁶ Der szenarienbasierte Ansatz impliziert, dass aufgrund bisheriger Erfahrungen und Beobachtungen plausible Annahmen darüber getroffen werden, wie sich unterschiedliche Faktoren bis zum Jahr 2050 entwickeln könnten. Ein Szenario stellt somit eine begründbare Möglichkeit der Zukunft dar, ist aber keinesfalls eine Prognose.

⁷ Verwendet wurden gemessene Klimadaten des DWD für jeweils einen Standort im Norden und im Süden Deutschlands. Die Daten liegen als stündliche Messwerte, durchgängig für einen Zeitraum von vier Jahren vor. Über diesen Zeitraum erstreckt sich auch der jeweilige Simulationslauf. Ziel dieses Ansatzes ist die Erfassung der jahresbedingten Unterschiede im Wettergeschehen auf die

Allerdings gibt es bereits heute zahlreiche sogenannte „100%-eE-Gemeinden“, Regionen und Siedlungen, in denen eine 100% erneuerbare Stromversorgung in der Jahresbilanz erreicht oder angestrebt wird.⁸ Natürlich nutzen diese weiterhin das vorhandene Netz zum Abtransport überschüssiger Erzeugung und zum Strombezug, wenn die Eigenerzeugung nicht ausreicht. Doch schon heute treten Situationen auf, in denen auf lokaler Ebene die erneuerbare Erzeugung abgeregelt werden muss, um den sicheren Netzbetrieb aufrechterhalten zu können. Hieraus könnte durchaus die Idee erwachsen, die erzielten Überschüsse lieber vor Ort selbst zu nutzen und dementsprechende Möglichkeiten zu erörtern oder gar zu schaffen und sich damit einen Schritt weiter in Richtung lokaler Autarkie zu bewegen (siehe Kasten).

„Bilanzielle“ Autarkie

Das Ziel vieler Gemeinden ist es heute, sich in der Jahresbilanz vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien zu versorgen. Bei einer solchen „bilanziellen“ Autarkie soll über den Zeitraum eines Jahres betrachtet mindestens so viel Strom aus den lokal vorhandenen Potentialen an erneuerbaren Energien gewonnen werden, wie über denselben Zeitraum im Bilanzraum verbraucht wird. Die Residuallast, also die Differenz zwischen Last und Einspeisung aus erneuerbaren Energien zu jedem Zeitpunkt, wird allerdings weiterhin über ein Verbundnetz ausgeglichen. Hierüber kann in Zeiten der Überproduktion überschüssige elektrische Energie abtransportiert und in Zeiten zu niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Quellen Strom zur Lastdeckung bezogen werden. Damit entfällt die Notwendigkeit, elektrische Energie zwischenzuspeichern. Insofern handelt es sich in diesem Falle nicht um eine „echte“ Autarkie in dem Sinne, dass das betrachtete System alles aus eigenen Ressourcen selbst erzeugt, was es verbraucht. Im Falle zu niedriger erneuerbarer Einspeisung, etwa bei Windflaute an einem dunklen Wintertag, wäre ohne den Netzanschluss die Lastdeckung und damit die Versorgungssicherheit nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet.

Lokale „Insel“-Autarkie

Lokale Autarkie im Sinne dieser Studie hingegen geht von „Energieinseln“ aus, Gemeinden oder Stadtteilen also, die keinen Anschluss an ein überregionales Stromverbundnetz haben. Da in einem solchen Falle aufgrund des fluktuierenden Charakters insbesondere der Wind- und Solarenergie die lokale Last nicht zu jedem Zeitpunkt aus den vor Ort vorhandenen erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden kann, müssen Speichersysteme vorgehalten werden. Diese gilt es so zu dimensionieren, dass die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist: Die elektrische Energie, die zu manchen Zeiten nicht verbraucht werden kann (negative Residuallast), muss für die Zeiten zwischengespeichert werden, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Quellen nicht zur Lastdeckung ausreicht (positive Residuallast). Darin liegt die besondere Herausforderung an solche Systeme, die ungleich höher ist, als im oben beschriebenen Fall der „bilanziellen“ Autarkie.

Es ist somit möglich, dass einige Gemeinden in Deutschland einen solchen Weg beschreiten oder zumindest ausprobieren werden. Fraglich ist hingegen, ob sich solche Gemeinden auch tatsächlich vom bestehenden allgemeinen Stromnetz abkoppeln und so auf die Möglichkeit zum Verkauf verbleibender Stromüberschüsse verzichten bzw. Lücken in der Versorgungssicherheit riskieren würden.

Im Rahmen der eingangs beschriebenen archetypischen Szenarien des Umweltbundesamtes soll angesichts der offensichtlichen Herausforderungen eines lokal-autarken Ansatzes auch diese Variante der Stromversorgung als ein Extrempunkt des Lösungsraumes für eine treibhausgasneutrale Gesellschaft untersucht werden. Die Szenarienarbeit stellt dabei eine Methode dar, mögliche Auswirkungen unterschiedlicher zukünftiger Entwicklungen „greifbar“ zu machen, um daraus dann Schlussfolgerungen für das heutige und künftige Handeln zu ziehen.

Einen weiteren Sinn erhält der gewählte Szenarienansatz in einem anderen Kontext als dem eines industrialisierten Staates wie Deutschland mit seiner gut funktionierenden Energieinfrastruktur: Für solche Gegenden mit sehr niedrigen Besiedlungsdichten, in denen (funktionierende) Stromnetze wenn überhaupt nur in den zentralen Bereichen existieren, stellt sich für die Versorgung entlegener Ansiedlungen generell die Frage, ob der Aufbau von Netzen oder doch eher der lokal-autarke Ansatz die wirtschaftlich bessere Option darstellt – insbesondere, wenn die vor Ort verfügbaren Potentiale etwa an Wind- oder Solarenergie deutlich höher liegen als in Deutschland. Wir hoffen, dass die vorliegende Arbeit auch für diesen Kontext hilfreiche Anregungen liefert.

Machbarkeit und/oder Zuverlässigkeit des Versorgungssystems.

⁸ Siehe auch <http://www.100-ee.de/>

2 Ansatz der Modellierung des Versorgungssystems

Die Modellierung des Versorgungssystems fußt auf einer blockbasierten⁹ kontinuierlichen Simulation mit einer zeitlichen Auflösung im Stundenraster. Daher müssen die durchgeführten Simulationen als „quasidynamisch“ betrachtet werden; aufgrund des Zeitrasters von einer Stunde entfallen alle Effekte und Variationen, die sich in kleineren Zeiträumen abspielen.

Verbraucht z.B. ein Haushalt eine Kilowattstunde in einem Zeitschritt der Simulation (= 1 Stunde), entspricht dies einem durchschnittlichen Leistungsbezug von einem Kilowatt (=1.000 Watt). In der Realität ist ein solch gleichmäßiger Leistungsbezug wohl eher die Ausnahme. In der Regel kommt es auch innerhalb dieser jeweiligen Stunde zu teils deutlichen Schwankungen, z.B. durch das Aus- und Einschalten von elektrischen Geräten, den unstetigen Betrieb von Kühlgerätekompressoren etc.

Alle in das Modell eingespeisten Daten weisen diese Unterteilung auf stündlicher Basis auf, sowohl die Lastprofile des Strom- und Wärmebezugs als auch die meteorologischen Daten zu Solarstrahlung, Windgeschwindigkeiten und Temperaturen sowie die Bewegungsmuster der Fahrzeuge, die zur Ermittlung des Stromverbrauchs für die E-Mobilität benötigt werden.

Das Simulationsmodell gliedert sich in drei grundlegende Bereiche:

- 1) das Bedarfsmodell, welches den Energiebedarf abbildet,
- 2) das Klimamodell, welches die meteorologischen Daten zur Berechnung der Stromerzeugung mittels Solar- und Windkraft bereitstellt, und
- 3) das Versorgungsmodell, das alle im Modell verwendeten Energieerzeuger wie auch die Energiespeicher enthält.

Im Wesentlichen besteht das **Bedarfsmodell** aus den hinterlegten Strom- und Wärmelastgängen für die privaten Haushalte sowie Gewerbe und Industrie. Die Lastprofile liegen dabei in normierter Form vor – hier z.B. analog zu den sog. Standardlastprofilen der Energieversorger – normiert auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh. Solche Standardlastprofile, die das kollektive Verhalten für unterschiedliche Verbrauchergruppen beschreiben und für die Planung der kommerziellen Energieversorger genutzt werden, wurden in dieser Untersuchung nicht verwendet. Stattdessen wurden individuelle Lastprofile für Gewerbe und Industrie eingespeist sowie für die Haushalte Lastprofile, die aus den gemessenen Daten von etwa 90 Privathaushalten entwickelt wurde. Die Aufbereitung der Lastgänge, d.h. die Skalierung auf den benötigten Jahresverbrauch und die Mischung unterschiedlicher Lastgänge, ist ebenfalls Bestandteil des Bedarfsmodells.

Der Ausschluss der Verwendung von Standardlastprofilen – insbesondere für die Betrachtung der privaten Haushalte – liegt vor allem darin begründet, dass für die Untersuchung der Möglichkeiten einer lokal-autarken Versorgung zunächst ein Untersuchungsansatz auf der Ebene einzelner Häuser oder kleinerer Häusergruppen (Straßenzüge) erwogen wurde. Hierfür wäre eine individuellere Abbildung des Verbrauchsverhaltens notwendig, als dies mittels Standardlastprofilen zu erreichen ist, die das gemeinsame Verhalten einer Vielzahl von Verbrauchern beschreiben. Für den letztlich realisierten Ansatz der Modellierung, mit einer Abbildung des kollektiven Verhaltens von mindestens etwa 1.740 Haushalten, wäre die Verwendung von Standardlastprofilen eine gleichberechtigte Alternative gewesen.

Das **Klimamodell** dient im wesentlichen als Datenserver, enthält jedoch darüber hinaus (Funktions-)Blöcke, die z.B. den Sonnenstand für die zugehörigen Strahlungsdaten berechnen oder die gemessenen Windgeschwindigkeiten von der Höhe des Messpunktes auf die Nabenhöhe der verwendeten Windenergieanlagen umrechnen. Die solchermaßen bereitgestellten Daten dienen als Treibergröße zur

⁹„Blöcke“ stellen in der verwendeten Simulationsumgebung in sich geschlossene Funktionseinheiten dar, die eine mathematische und/oder algorithmische Beschreibung der jeweiligen Funktionalität enthalten. Jeder Block kann sog. Konnektoren haben, über die er Daten empfangen und ausgeben kann (Eingangs- u. Ausgangskonnektoren). Z.B. enthält der Block zur Berechnung des Sonnenstandes die Programmierung zur Berechnung von Sonnenhöhe, Stundenwinkel und wahrer Ortszeit aus den Eingangsdaten für die geographische Lage und die Ortszeit. Die berechneten Werte werden an den Ausgangskonnektoren für die Weiterverwendung in anderen Blöcken bereitgestellt. Die unterschiedlichen Blöcke können auf einer grafischen Benutzeroberfläche frei platziert und mittels Maus miteinander verbunden werden. Hierdurch lassen sich beliebige Verarbeitungsketten von Eingangsdatenströmen zu Ausgangsdatenströmen aufbauen.

Ermittlung der Erzeugung von Photovoltaik, Solarthermie und Windenergie für die jeweilige Stunde der Simulation.

Im **Versorgungsmodell** befinden sich alle an der Energieversorgung und -speicherung beteiligten Funktionseinheiten (Blöcke) wie Windenergie-, Photovoltaik- und Solarthermieanlagen, aber auch die thermischen und elektrischen Speicher. Im hier verwendeten Modell werden die Erzeugungsarten entsprechend der vorhandenen Potenziale zusammengefasst abgebildet. In Fall der Windenergie bedeutet dies, das im Modell der Funktionsblock „Windenergieanlage“ nur einmal mit der insgesamt installierten Leistung vorhanden ist, der Funktionsblock „Photovoltaik“ ist hingegen mehrfach vorhanden, je einmal für jeweils unterschiedliche Flächenausrichtungen und mit der jeweils dort installierten Leistung.

Speicher sind jeweils als zusammengefasste Speicherkapazität im Modell abgebildet. Im Fall der thermischen Speicher kann der verwendete Block wahlweise auch eine Vielzahl einzelner Speicher nachbilden, was insbesondere für die Berechnung und den Vergleich der Wärmeverluste von unterschiedlichen Speicherkonfigurationen von Vorteil ist.

Eine Sonderstellung nimmt der Block „E-Mobilität“ ein, da er sowohl Funktionen enthält, die dem Bereich Energiebedarf zuzuordnen sind, als auch solche, die sich sonst im Bereich des Versorgungsmodells befinden. Dies liegt daran, dass der Block „E-Mobilität“ auch die Akkumulatoren der Fahrzeuge mit abbildet und die Konfiguration des zu verwendenden Ladeschemas bereitstellt¹⁰.

2.1 Im Bedarfsmodell verwendete Lastprofile

Aufgrund der beschriebenen Unzulänglichkeiten von Standardlastprofilen zur Beschreibung der Tages-, aber auch Jahresvariabilität des Stromverbrauchs einer relativ geringen Anzahl oder einzelner privater Haushalte wurde von Anfang an angestrebt, möglichst vor Ort gemessene Verbrauchsdaten privater Haushalte in die Modellierung einzubeziehen. Tatsächlich konnten etwa 90 ganzjährig gemessene Lastgänge privater Haushalte unterschiedlicher Größe bezogen werden.

Auch für Gewerbe und Industriebetriebe konnten anonymisierte branchenspezifische Lastgänge bezogen werden, die aus Messungen vor Ort in den Betrieben resultieren.

2.1.1 Stromlastprofile der privaten Haushalte

Ganzjährig gemessene Lastgänge von 90 Haushalten (Messung im 15-Minuten-Intervall) lagen aus dem Projekt „Feldtest zur Demonstration eines automatisierten Monitorings und eines Haus-Energiemanagements“ („AMON-HEMA“)¹¹ vor und wurden freundlicherweise vom BMU zu Verfügung gestellt. Der Messzeitraum der Daten beginnt am 01.11.2009 und endet am 31.10.2010. Keiner der 90 Datensätze lag lückenlos vor; teils waren die Lücken so umfang- bzw. zahlreich, dass eine Verwendung der betreffenden Datensätze ausgeschlossen werden musste. Als Ausschlusskriterium wurde ein Messlückenanteil von 1,5% gewählt. Insgesamt konnten so 74 Datensätze für die weitere Betrachtung herangezogen werden, wobei es sich vorwiegend um Daten zu Haushalten mit zwei, drei oder vier Personen handelte.

Neben den viertelstündlichen Verbrauchsdaten und der Anzahl der in den Haushalten lebenden Personen sind auch weitere Angaben z.B. zu Heizungsart und Warmwasserbereitung, Wohnungsgröße, Besitzstatus und Haustyp enthalten. Eine weitere Untergliederung der Zahl der Bewohner in Personen über 18 Jahren, solche zwischen 6 und 17 Jahren sowie Kinder unter 6 Jahren ist in den Datensätzen vorgesehen, jedoch sind diese Angaben nicht vollständig bzw. teils inkonsistent, so dass sie nur unter Vorbehalt in der Analyse verwendet werden konnten.

Alle vorhandenen Angaben zur Charakterisierung der Haushalte und zu den Summen von Jahresverbrauch und jährlichem Pro-Kopf-Verbrauch wurden auf vorhandene Korrelationen hin untersucht. Hierbei zeigt sich als stärkste Korrelation das Verhältnis des Jahres- und Pro-Kopf-Verbrauchs zu der Anzahl der insgesamt im Haushalt lebenden Personen. Deutlich schwächere Korrelationen sind im Zusammenhang mit dem Alter der Haushaltsbewohner vorhanden. Dagegen sind keine deutlichen Korrelationen zwischen Stromverbrauch und

¹⁰Z.B. den Anteil der Fahrzeuge, die sofort wieder aufgeladen werden müssen, oder auch den Anteil der Fahrzeuge, bei denen die Wiederaufladung um bestimmte Zeiten verschoben werden kann.

¹¹ Grundlage für das Forschungsprojekt „Praxistest, Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“ (Download unter http://www.izesde/cms/upload/publikationen/EM_8_705.pdf)

Art der Warmwasserbereitung (z.B. Erdgas, Heizöl oder Strom) oder dem vorhandenen Wohnraum zu erkennen. Dies gilt auch für Besitzstatus (Eigentümer oder Mieter) und Haustyp (Ein- bis Zwei- oder Mehrfamilienhaus).

Der Jahresverbrauch variiert zwischen 1.845 kWh/a und 7.965 kWh/a, wobei der höchste Jahresverbrauch in einem 2-Personen Haushalt (1 Erwachsener und 1 Kind zwischen 6 und 17 Jahren), der niedrigste Verbrauch hingegen in einem 4-Personen Haushalt (2 Erwachsene, 1 Kind von 6 bis 17 Jahren und 1 Kind unter 6 Jahren) auftritt. Deutliche „Ausreißer“ innerhalb der jeweiligen Größengruppen der Haushalte wurden aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Die mittleren Jahresverbräuche – als Absolut- und Pro-Kopf-Werte – sowie Standard- und Absolutabweichung innerhalb der jeweiligen Größenklassen zeigt Abbildung 1. Es zeigt sich eine große Bandbreite bei den Jahresverbräuchen innerhalb der Größenklassen; diese fällt in der Tendenz größer aus, je mehr Datensätze für eine Größenklasse vorlagen¹².

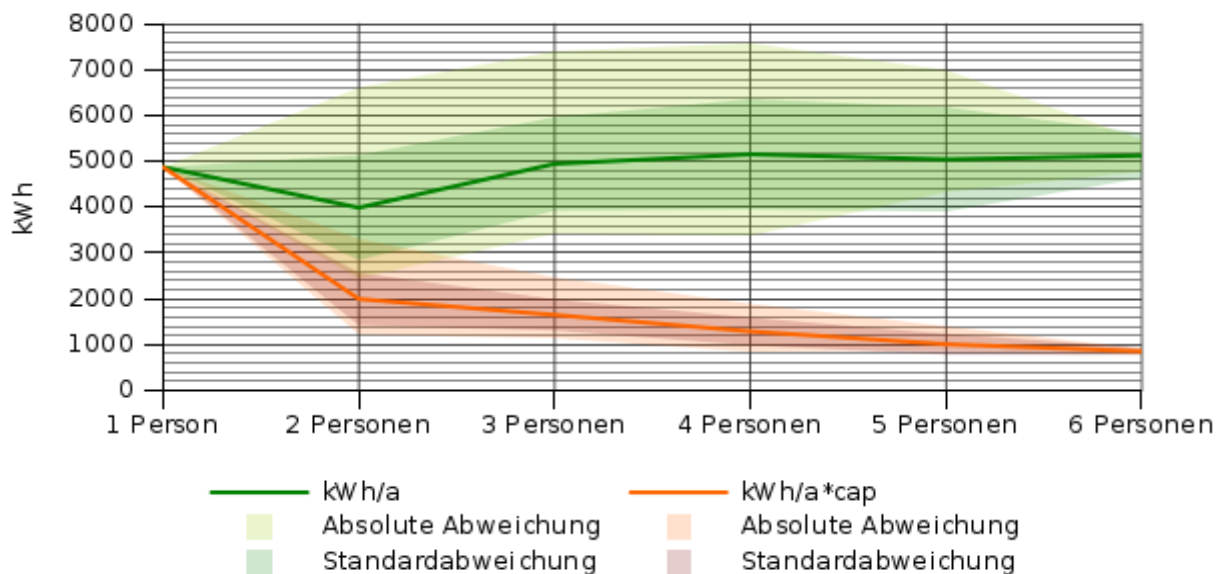


Abbildung 1: Durchschnittlicher Jahresverbrauch nach Haushaltsgröße und Standardabweichung.

Interessant ist der Sachverhalt, dass der mittlere Jahresverbrauch ab einer Haushaltsgröße von drei Personen nicht weiter anzusteigen scheint.

Betrachtet man den Pro-Kopf-Verbrauch, so liegt dieser im 5-Personen-Haushalt bei der Hälfte des Pro-Kopf-Verbrauchs eines Zweipersonen-Haushalts.

Aus der ausführlichen Analyse der Lastgänge ergaben sich, abgesehen vom Jahresverbrauch, keine charakteristischen Merkmale, die eine Zuordnung eines bestimmten Verbrauchsverhaltens zur Größe der Haushalte zuließen. Einzig bei den Hochverbrauchern jeder Größenklasse wäre der hohe nächtliche Verbrauch als solcher identifizierbar.

Es war jedoch möglich, charakteristische Lastverläufe zu ermitteln, die in Haushalten aller Größen immer wieder anzutreffen sind (siehe Abbildung 2):

- Verlauf mit ausgeprägter Mittagsspitze und moderatem Abendpeak (vgl. 2-Personen, niedriger Verbrauch),
- Verlauf mit starkem Verbrauch über den gesamten Vormittag hinweg und moderater Abendspitze (vgl. 2-Personen, durchschnittlicher Verbrauch) sowie

¹²Da nur für einen 1-Personen-Haushalt Messdaten vorlagen, zeigt sich hier keine Bandbreite. Zudem lag der Verbrauch auf einem solch hohen Niveau, dass diese Daten wohl nicht als stellvertretend für einen typischen 1-Personen-Haushalt angesehen werden können.

- Verlauf ohne Mittagsspitze mit hohem Abendpeak (vgl. 3-Personen und 4-Personen mit niedrigem Verbrauch).

Diese Lastgänge wurden in der Simulation für die Abbildung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte verwendet und entsprechend der Effizienzannahmen skaliert.

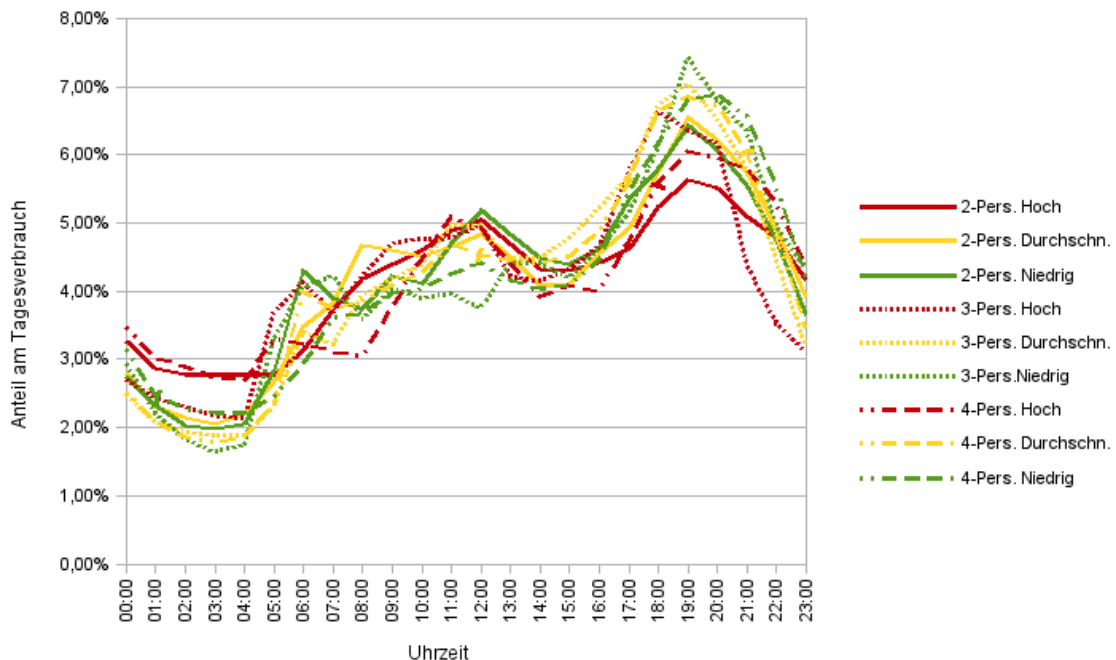


Abbildung 2: Normalisierte Darstellung der Tagesgänge des Energieverbrauchs für die unterschiedlichen Verbraucherklassen und verschiedene Haushaltsgrößen.

Die in Abbildung 2 dargestellten Lastprofile sind das Ergebnis einer Zusammenfassung und Kategorisierung der für die Analyse verwendbaren Lastprofile. Hierbei wurde zunächst für jede Haushaltsgröße eine Unterteilung in Hoch-, Durchschnitts- und Niedrigverbraucher vorgenommen. Die abgebildeten Kurven zeigen dabei den durchschnittlichen Tagesverlauf, der sich aus der Mittelung über das ganze Jahr hinweg ergibt. Dargestellt sind die auf die jeweilige Stunde des Tages entfallenden Verbrauchsanteile, bezogen auf den Gesamtstromverbrauch des Tages.

So verbraucht z.B. der 2-Personen-Haushalt mit hohem Verbrauch (rote, durchgezogene Linie) in der Zeit von 0 Uhr bis 1 Uhr etwas mehr als 3% des insgesamt an diesen Tag verbrauchten Stroms und etwas mehr als 5,5 % des Tagesverbrauchs in der Zeit zwischen 19 Uhr und 20 Uhr.

2.1.2 Stromlastprofile für Gewerbe und Industrie

Insgesamt konnten 20 der vorliegenden gemessenen Lastprofile für Gewerbe und Industrie im Rahmen der Simulation verwendet werden. Brauchbar waren nur diejenigen Lastprofile, die auch Angaben zur Zahl der Mitarbeiter enthielten, da diese zur Anpassung auf die im Modell abgebildete Situation notwendig sind.

Insgesamt umfassen die Lastgänge 11 Betriebe, die dem gewerblichen Sektor zugeordnet werden können, 8 Lastgänge für Industriebetriebe sowie einen Lastgang einer öffentlichen Einrichtung (siehe Tabelle 1).

Zunächst gingen die Überlegungen dahin, einzelne ausgewählte Betriebe innerhalb des Modells abzubilden und aufzuzeigen, ob deren zusätzlicher Strombedarf im Rahmen der lokal autarken Versorgung mit abgedeckt werden kann. Dieser Ansatz wurde schließlich aufgrund der dadurch entstehenden Verzerrungen verworfen. Das Problem besteht darin, dass mit diesem Ansatz nicht alle Arbeitsplätze und der damit verbundene Energieverbrauch erfasst werden, die zur Abdeckung des statistisch betrachtet tatsächlich in der Gemeinde vorhandenen Bedarfs an Arbeitsplätzen notwendig sind; es sei denn, man verteilt die statistisch

auf die Gemeinde entfallende Zahl an Arbeitsplätzen auf diese einzelnen Betriebe und akzeptiert so eine stark verzerrte Abbildung des Lastverhaltens aufgrund der gewählten Branche(n).

Branche	Bereich	Mitarbeiter ca.	Jahresstromverbrauch [kWh/a]
Autoteilezulieferer	Gewerbe	100	973.695
Kino	Gewerbe	50	1.131.789
Automobilbranche	Gewerbe	40	441.003
Einzelhandel*	Gewerbe	10	124.179
Museum	Gewerbe	130	1.469.381
Tourismus	Gewerbe	170	720.524
verarbeitendes Gewerbe	Gewerbe	1.100	21.599.084
Zulieferer & Endkundenvertrieb	Gewerbe	2.200	152.934
Events	Gewerbe	20	87.523
Müllentsorgung	Gewerbe	40	134.307
Einzelhandel*	Gewerbe	10	134.396
Metallverarbeitung	Industrie	60	55.880
Maschinenbau	Industrie	60	663.707
Kunststoffverarbeiter	Industrie	70	43.239
Fleischwarenfabrik	Industrie	150 - 180	1.103.173
Betonwerk	Industrie	20 - 30	95.514
Brauereiwesen	Industrie	220	14.150.992
Automobilbau	Industrie	5.100	358.340.143
Energie- und Automationstechnik	Industrie	1.600	21.507.477
Krankenhaus	öff. Dienstleistung	850	3.946.028

* Zahl der Mitarbeiter geschätzt

Tabelle 1: Branchen, Wirtschaftsbereich und Jahresverbrauch der Lastgänge für Gewerbe und Industrie, die für die Simulation verwendet wurden.

Deckt man nur einen Teil der notwendigen Arbeitsplätze ab, müsste andernorts – z.B. in einer Nachbargemeinde – die Energie für die restlichen benötigten Arbeitsplätze bereitgestellt werden, was die Versorgungssituation dort dann verschärfen würde. Zudem wurde, trotz der Betrachtung von (statistisch betrachtet durchschnittlichen) Einzelfällen in dieser Arbeit, großer Wert auf eine möglichst breite Aussagekraft der Ergebnisse gelegt; diese ginge bei einer Teilbetrachtung der gewerblichen und industriellen Arbeitsplätze weitgehend verloren. Natürlich sind Situationen denkbar (und in der Realität mit Sicherheit anzutreffen), in denen eine Gemeinde nur schlechte Nutzungspotenziale für erneuerbare Energien bietet, eine benachbarte jedoch sehr gute Potenziale aufweist. Dieser Fall fällt allerdings eher in den Bereich des Szenarios „Regionenverbund“ als in den einer lokal-autarken Versorgung.

Beim letztlich verwendeten Ansatz wird die statistisch auf die Einwohner der abgebildeten Siedlungsstruktur entfallende Zahl an Arbeitsplätzen in die Betrachtung aufgenommen. Dabei werden alle in Tabelle 1 aufgeführten Lastprofile verwendet. Die Verteilung der Arbeitsplätze auf die Bereiche Industrie und Gewerbe¹³ erfolgt dabei anhand der statistisch in Deutschland vorliegenden Verteilung der Arbeitsplätze auf diese Bereiche /DESTATIS-Arbeitsmarkt 2011/. Innerhalb der beiden Bereiche findet keine weitere „ungleiche“ Verteilung der Arbeitsplätze auf die einzelnen Branchen statt; d.h. bei insgesamt 100 Arbeitsplätzen und fünf vorhandenen Lastgängen im Bereich Industrie werden jedem dieser Lastgänge 20 Arbeitsplätze zugeordnet.

Der jeweils resultierende Jahresstromverbrauch der einzelnen Betriebe wird dann anhand der Zahl der Arbeitsplätze und der getroffenen Effizienzannahmen an die lokal vorhandenen Anforderungen angepasst. Anschließend wird aus den einzelnen Lastgängen ein Summenlastgang erzeugt, welcher der Simulation als Eingangsdatensatz dient.

2.1.3 Wärmelastprofile

Die Einbeziehung der Wärmelast in die Betrachtung des Versorgungssystems ist integraler Bestandteil des Modells. Anders als bei den Stromlastgängen, konnten hierfür keine gemessenen Daten beschafft werden.

¹³ Das Lastprofil des Krankenhauses wird hier dem gewerblichen Bereich zugeordnet.

Um dennoch eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Wärmelast im geforderten Stundenraster zu ermöglichen, wurde ein Verfahren adaptiert, welches Gasversorger zur Vorausberechnung der Gaslieferungen an Endkunden verwenden (vgl. /BGW 2006/).

Im Wesentlichen fließen in dieses „Verfahren zur Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Haushalts- und Gewerbekunden mit Erdgas“¹⁴ die jeweiligen Außentemperaturen und Strukturfaktoren der Bebauung des zu versorgenden Gebiets mit ein.

2.1.4 Bewegungsprofile der E-Mobilität

In dieser Studie wird nur der Individualverkehr betrachtet, nicht jedoch der Güterverkehr, weil dieser von überregionalem Charakter und auf absehbare Zeit von Treibstoffen abhängig ist. Entgegen der Methodik des Szenarios „Regionenverbund“, in dem der Strombedarf der E-Mobilität durch zwei über den Tag verteilte Zeiträume (Tag und Nacht) mit jeweils konstantem Stromverbrauch abgebildet wurde, verfolgt der Ansatz in dieser Arbeit aufgrund der höheren räumlichen Auflösung auch eine dynamischere Abbildung der Fahrbewegungen und damit des Fahrstrombedarfs.

Die hier verwendeten „Fahrprofile“ wurden aus den Angaben der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ entwickelt /MiD 2008/. Verwendet wurden die darin zu findenden Angaben zur bundesdurchschnittlichen Nutzung privater Fahrzeuge.

Das verwendete „Fahrprofil“ stellt den Anteil an Fahrzeugen dar, die in der jeweiligen Stunde bewegt werden, d.h. zumindest über einen Teil dieser Stunde hinweg nicht mit dem Netz verbunden sind (schwarze Linie in Abbildung 3). Zu den jeweiligen Hauptverkehrszeiten der Werktage reichen die Anteile nahe an die 50%-Marke heran, an Samstagen werden im Verlauf des Vormittags Fahranteile jenseits von 65% der Gesamtflotte erreicht.

Hierbei handelt es sich um bundesweite Durchschnittswerte für Werk- und Wochenendtage, wodurch individuell abweichendes Fahrverhalten „verwischt“ wird. Je kleiner das betrachtete Kollektiv ist, umso stärker können sich individuelle Abweichungen im Gesamtverhalten des Kollektivs niederschlagen.

Neben dem eigentlichen Bewegungsprofil enthält die Darstellung auch den sich daraus ergebenden jeweiligen stündlichen Stromverbrauch (grüne Linie in Abbildung 3). Hierbei ist zu beachten, dass für die Ermittlung des Stromverbrauchs ein spezifischer Verbrauchswert verwendet wird, der von den Annahmen des „Regionenverbund“-Szenarios abweicht (siehe dazu auch Kapitel 3.2).

Aus Angaben zu den durchschnittlich zurückgelegten Fahrstrecken, Annahmen zur durchschnittlichen Fahrtdauer und dem Gesamtbestand an Fahrzeugen lässt sich die Anzahl der Fahrzeuge bestimmen, die im Stundenmittel gleichzeitig unterwegs (siehe Abbildung 4, orangefarbene Fläche), also nicht mit dem Stromnetz verbunden sind. Im Umkehrschluss gehören alle übrigen Fahrzeuge des Gesamtbestands zum stehenden Verkehr (blaue Fläche) und können wiederaufgeladen werden. Eine Einspeisung von den Fahrzeugen in das öffentliche Stromnetz („vehicle to grid“) wird im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Die hierbei zusätzlich nötigen Ladezyklen hätten einen negativen Einfluss auf die Lebensdauer der Batterien, die nach wie vor die teuerste Komponente strombetriebener Fahrzeuge darstellen (vgl. /e-connected 2009/).

Für den Gesamtbestand an Fahrzeugen im Beispieldorf (1719 PKW bei Übertragung bundesdurchschnittlicher Daten zum PKW-Bestand) bedeutet dies z.B., dass um 07:00 Uhr an einem Werktag innerhalb dieser Stunde insgesamt ca. 47% der gesamten Fahrzeuge bewegt werden (812 von 1719), jedoch im Durchschnitt lediglich 145 Fahrzeuge (8,4% des Gesamtbestands) *gleichzeitig* unterwegs sind.

Aufgrund des integrierten Stromspeichers sind Elektrofahrzeuge grundsätzlich „Demand-Side-Management“ fähig, d.h. der Ladevorgang muss nicht zwingend sofort im Anschluss an die Fahrzeugnutzung erfolgen. In der hier durchgeführten Simulation werden die Annahmen bezüglich der möglichen Verschiebungszeiträume für die Wiederaufladung der Fahrzeugakkus unverändert aus dem „Regionenverbund“-Szenario übernommen. Hieraus ergibt sich, dass 20% der genutzten Fahrzeuge unmittelbar nach Fahrtende wiederaufgeladen werden müssen, weitere 20% innerhalb der nächsten 8 Stunden, 35% binnen 24 Stunden,

¹⁴ Die Berechnung des Gaslieferprofils erfolgt über eine Sigmoid-Funktion nach /BGW 2006/.

wiederum 20% innerhalb von drei Tagen (72 Stunden) und die übrigen 5% innerhalb eines Zeitraums von fünf Tagen.

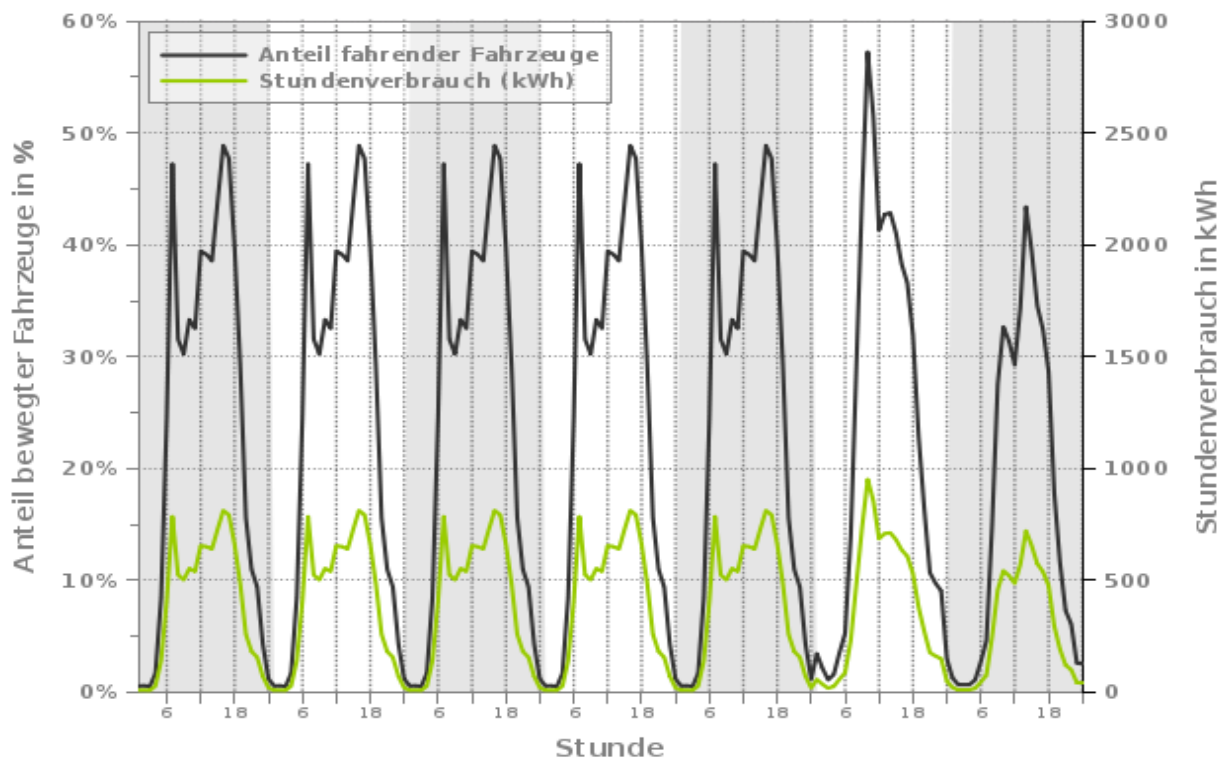


Abbildung 3: Bewegungsprofil der Fahrzeuge für 1 Woche, prozentualer Anteil der Fahrzeuge, die in der jeweiligen Stunde unterwegs sind.

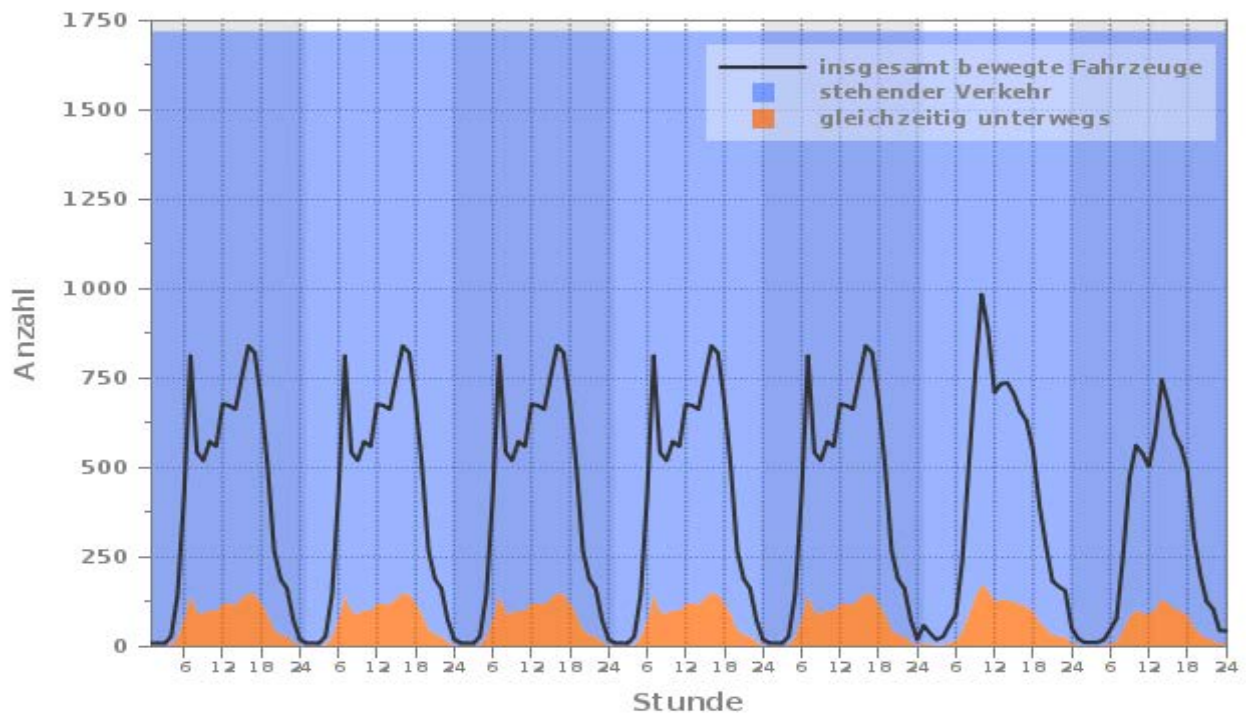


Abbildung 4: Gesamtbestand an PKW, innerhalb einer Stunde insgesamt bewegte Fahrzeuge und Anzahl der Fahrzeuge, die im Stundenmittel gleichzeitig unterwegs sind.

Die Umsetzung dieser Vorgaben in der Simulation erfolgt so, dass die Ladung der Akkumulatoren spätestens zu den vorgegebenen Zeiten erfolgt, jedoch vorgezogen wird, wenn Erzeugungsüberschüsse vorhanden sind. Dadurch entsteht eine mit der Versorgungssituation „gleitende“ Last, die nur dann die fest installierten Speichersysteme beansprucht, wenn vorher nicht genügend Erzeugungsüberschüsse zum Aufladen der Fahrzeugakkus vorhanden waren. Demzufolge entspricht die Lastkurve der E-Mobilität in der Simulation nicht der Lastkurve, die sich aus dem stündlichen Verbrauch ergibt.

2.2 Klimamodell und verwendete Daten

Für die Abbildung des Klimageschehens, welches bestimmend für die Erzeugungsmöglichkeiten von Solar- und Windenergie ist, konnte auf den Datenbestand des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zurückgegriffen werden. Die verfügbaren Messdaten umfassen den Gesamtbestand der deutschen Wettermessstationen und erstrecken sich analog dem Szenario „Regionenverbund“ über fortlaufende Messungen für vier Jahre von 2006 bis einschließlich 2009 in stündlicher Auflösung¹⁵.

Zum Zweck der besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde beschlossen, die zu untersuchenden Siedlungs- und Erzeugungsstrukturen je für einen Standort im Norden und einen im Süden Deutschlands mit den jeweils dazugehörenden Wetterdaten zu simulieren.

Eine Sichtung der Daten ergab, dass die freie Wahl des Standortes durch Datenlücken in den Messwerten eingeschränkt wurde, dennoch war es möglich Stationsdaten herauszufiltern, bei denen keine oder nur geringe Datenlücken vorlagen. Ausgewählt wurden schließlich die Standortdaten für Bremen bzw. Bremervörde als nördlicher und Fürstenzell als südlicher Standort. Hier wurde somit ein Kompromiss getroffen zwischen dem gewünschten Standort und den verfügbaren Daten.

Standort	Geographische Breite	Geographische Länge	Höhe über NN	Verwendung
Fürstenzell	48° 33' N	13° 21' E	476 m	Südstandort, Solar u. Wind
Bremervörde	53° 30' N	09° 10' E	3m	Nordstandort, Wind
Bremen	53° 03' N	08° 48' E	24 m	Nordstandort, Solar

Tabelle 2: Im Klimamodell verwendete Standortdaten

Für die Berechnung der Erzeugung aus Windkraft wird der Wert der Windgeschwindigkeit¹⁶ verwendet. Dabei können in der Realität an den tatsächlichen Standorten der Windkraftanlagen je nach Lage der Messstation durchaus andere Windbedingungen herrschen. Bei der Photovoltaik fließen in die Berechnung der Erzeugung die Daten zur Einstrahlung und die Umgebungstemperatur ein, da auch der temperaturabhängige Wirkungsgradabfall der Photovoltaikmodule zu berücksichtigen ist; diese Daten dienen auch als Treibergröße für die solarthermische Wärmeerzeugung.

Neben der Bereitstellung der Messdaten für jeden Stundenschritt der Simulation ist auch die Aufbereitung der Solardaten Bestandteil des Klimamodells. Dies umfasst z.B. die Berechnung der unterschiedlichen Strahlungsanteile (diffus bzw. direkt), die auf beliebig ausgerichtete Flächen fallen.

2.3 Bestandteile und Arbeitsweise des Versorgungsmodells

Das Versorgungsmodell enthält alle Modellblöcke, in denen Energieerzeugung und/oder -speicherung stattfindet, sowie die Verknüpfung der Einzelsysteme untereinander.

2.3.1 Photovoltaik

Der im Modell verwendete „Photovoltaikblock“ berechnet die Leistung der installierten PV auf Basis der auf die Modulfläche treffenden Direkt- und Diffusstrahlung für einen angenommenen Systemwirkungsgrad der PV von 15%¹⁷. Diese Werte werden vom Klimamodell für die jeweilige Ausrichtung der PV-Fläche zur

¹⁵ Dabei war das Jahr 2009 ein vergleichsweise schlechtes Jahr, was die Stromgewinnung aus Windkraft anbelangt.

¹⁶ Die Regularien für Wettermessstationen des DWD akzeptieren als Messhöhe für die Windgeschwindigkeit Masthöhen von 10–12 m, in Ausnahmefällen werden auch bis zu 15m akzeptiert. Für die Berechnung der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe der hier simulierten Windenergieanlagen wurde von einer Messhöhe von 10m ausgegangen. Detaillierte Daten zur Messhöhe der einzelnen Stationen des DWD liegen nicht vor.

¹⁷ Der hier verwendete Wert für den Systemwirkungsgrad basiert auf der Annahme eines Wirkungsgrades von 17% für die Photovoltaikmodule und einem Wirkungsgrad von 90% für Wechselrichter. Diese Wertewerden heute von guten monokristallinen Solarzellen (siehe dazu auch: <http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/photovoltaik.html>) bzw. marktüblichen Wechselrichtern

Verfügung gestellt. Als weiterer Eingangswert wird die Umgebungstemperatur verwendet, da auch der temperaturbedingte Wirkungsgradrückgang berücksichtigt wird¹⁸.

Der in Bezug auf den Zielhorizont 2050 niedrig erscheinende Gesamtwirkungsgrad der PV wurde so gewählt, da realistisch betrachtet von einem Mix unterschiedlicher Module (Monokristallin, Polykristallin, Dünnschichttechnologien oder gedruckte Solarzellen) sowie unterschiedlichem Anlagenalter (Zellendegradation, Verschmutzung) ausgegangen wird. Generell stellt sich die Frage nach dem Wirkungsgrad der Photovoltaik erst dann, wenn Flächenknappheit herrscht, ein höherer Beitrag der PV also nur noch durch Belegung der gleichen Potenzialflächen mit effizienteren Modulen erreicht werden kann. Dort, wo im Zuge der Simulation solche Situationen auftraten, wurden Alternativrechnungen mit „zukünftiger PV-Technologie“ durchgeführt, für die ein Systemwirkungsgrad von 24% angenommen wurde (siehe Kapitel 8, auch zur Diskussion der Ergebnisse).

2.3.2 Windenergie

Die Abbildung der Windenergie erfolgt über eine Kennlinie, welche die Leistung der Anlage(n) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit darstellt. Die verwendete Kennlinie repräsentiert den Mittelwert der Kennlinien moderner Windenergieanlagen unterschiedlicher Leistungsklassen /Energiestudie 2010/ (siehe Abbildung 5).

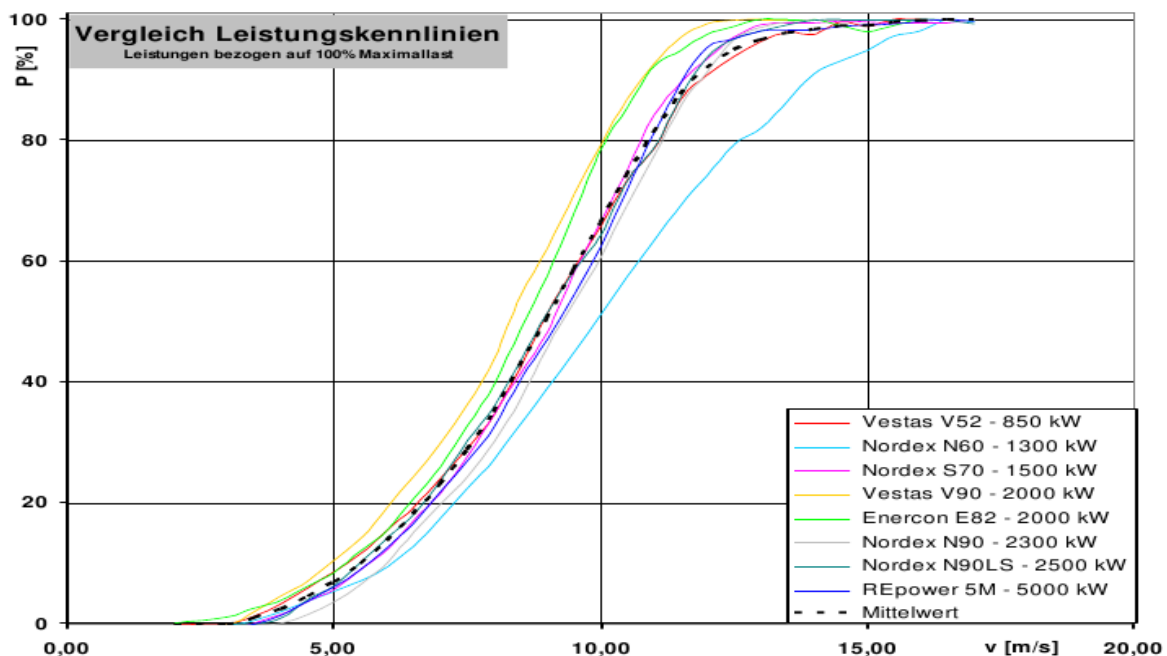


Abbildung 5: Verläufe der Leistungskennlinien ausgewählter WEA. Quelle: /Energiestudie 2010/.

Leistung und Nabenhöhe der Anlagen können frei bestimmt werden. Der Eingangswert der Windgeschwindigkeit wird innerhalb des Modellblocks dem Potenzansatz nach Hellmann (z.B. /Gasch 2009/) folgend auf die verwendete Nabenhöhe umgerechnet.

Zeigte sich im Zuge der Simulationen, dass deutliche Verbesserungen auf Seiten der Windenergie notwendig oder wünschenswert erschienen, wurden alternative Rechnungen mit einer veränderten, an Schwachwindverhältnisse angepassten Erzeugungscharakteristik durchgeführt. Hierzu wurden die Leistungskennlinien heute existierender, besonders bei niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten ertragsstarker Anlagen kombiniert (siehe Abschnitte 6.6 und 6.7).

bereits übertroffen. In Kapitel 8 wird auf den Einfluss höherer PV-Systemwirkungsgrade auf die Simulationsergebnisse eingegangen.

¹⁸ Der im Modell verwendete Rückgang des Modulwirkungsgrades beträgt 0,6% pro Grad Kelvin Temperaturerhöhung, bezogen auf eine Referenztemperatur von 20°C.

2.3.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen stellen im Modell einen einfach umzusetzenden Block dar. Sie werden hier mittels der Arbeitszahl abgebildet, d.h. dem Verhältnis von aufgenommener elektrischer Leistung zur abgegebenen Nutzwärme. Verwendet wird eine Arbeitszahl von Drei, d.h. aus einer Kilowattstunde Strom wird eine Wärmemenge von 3 Kilowattstunden gewonnen¹⁹.

2.3.4 Solarthermie

Die größte Schwierigkeit in der Abbildung der Solarthermie besteht darin, das durch instationäre Zustände gekennzeichnete Betriebsverhalten der Solarthermie hinreichend realistisch in ein stationäres Modell mit einer Auflösung im Stundenraster zu überführen. Naturgemäß müssen hier Vereinfachungen getroffen werden. So wird der Ertrag der Kollektoren mit Hilfe der Kollektorkennlinie eines guten, marktüblichen Flachkollektors nachgebildet und daraus für jede Stunde mittels iterativer Bestimmung ein stationärer „Ersatzzustand“ berechnet, der durch die Parameter absorbierte Energiemenge, Volumenstrom und Temperatur gekennzeichnet ist. Innerhalb der jeweiligen Stunde stattfindende Aufheiz- oder Abkühlvorgänge sowie die Trägheit, mit der diese Vorgänge vonstattengehen, können demnach nicht berücksichtigt werden; dies ist jedoch bereits durch die Auflösung der Eingangsdaten (mittlere stündliche Einstrahlung) schlicht nicht möglich. Auch führt die Annahme einer einheitlichen Speichertemperatur in der Praxis zu erheblichen Effizienzverlusten bei solarthermischen Kollektoren (siehe Abschnitt 2.3.5.2).

2.3.5 Speicher im Versorgungsmodell

2.3.5.1 Elektrische Speicher

Als Speichersetup werden im Modell für die Abbildung der elektrischen Speicher exemplarisch die Parameter für Bleiakkumulatoren verwendet. Hierbei wird eine Speichereffizienz von 70% zu Grunde gelegt, d.h. über die Prozesskette: Ladung – Speicherung – Entladung sind 70% der eingeladenen Energiemenge dem Speicher wieder entnehmbar. Überlagert wird dies durch die Selbstentladung der Akkumulatoren, welche bei 60% pro Jahr liegt.

Die Bleiakkumulatoren stehen in der Simulation stellvertretend für eine Reihe weiterer, potenziell verwendbarer Akkumulatortechnologien, die jeweils Vor- und Nachteile aufweisen. Je nach Technologie bestehen hier physikalisch vor allem Unterschiede in der Energiedichte (z.B. Wh/kg oder Wh/l), der Leistungsdichte (z.B. W/kg), der Zyklenfestigkeit (Lebensdauer) und teils der Betriebstemperatur (z.B. Natrium-Nickelchlorid- und Natrium-Schwefel-Akkumulatoren mit Betriebstemperaturen von ca. 350°C /Sauer 2006/).

Neben der Frage nach der Ressourcenverfügbarkeit, die insbesondere bei den lithiumbasierten Akkutechnologien häufig kritisch diskutiert wird, spielen bei der Wahl der Bleiakkumulatoren auch der Umfang der Praxiserfahrung und das derzeitige Kostengefüge eine Rolle.

Weltweit werden Blei-Batteriespeicher bereits im Rahmen der Energieversorgung eingesetzt. Dies betrifft nicht nur Speicherbatterien für Solaranlagen, sondern auch größer dimensionierte Anlagen für Systemdienstleistungen in der öffentlichen Versorgung. Realisiert wurden Anlagen mit bis zu 70 MW Leistung und 40 MWh Speicherkapazität, z.B. auch eine Anlage zur Stabilisierung des (Insel-) Stromnetzes im ehemaligen West-Berlin, die über eine Leistung von 17 MW bei einer Speicherkapazität von 14 MWh verfügte /Sauer 2006/.

Der Einsatz alternativer Technologien zur Speicherung der elektrisch erzeugten Energie wie etwa die Herstellung und anschließende Rückverstromung von Wasserstoff bzw. Methan („power to gas“) ist ebenfalls denkbar und kann zusätzliche Potentiale für eine lokale Stromversorgung bieten. Dieser Ansatz wurde in der vorliegenden Studie jedoch nicht weiter untersucht, u. a. weil Power to Gas aufgrund der wirtschaftlichen Darstellbarkeit bisher nur für zentrale Großanlagen vorgesehen ist.

¹⁹ Heute moderne Wärmepumpen weisen bereits eine Jahresarbeitszahl von 4 auf (siehe <http://www.solarserver.de/wissen/lexikon/a/arbeitszahl-einer-waermepumpe.html>), insofern handelt es sich hierbei um eine konservative Annahme.

2.3.5.2 Thermische Speicher

Die thermischen Speicher werden nicht als Schichtspeicher abgebildet, sondern anhand der mittleren Speichertemperatur, die für das gesamte Speichervolumen als homogen angenommen wird. Dies führt dazu, dass die simulierten thermischen Speicher gegenüber einem realen Schichtspeicher erst später ein Temperaturniveau erreichen, welches die Auskopplung von Nutzwärme erlaubt, dann aber über eine vergleichsweise größere Menge an Nutzenergie verfügen. Abweichungen sind hier vor allem für die Zeiten zu erwarten, in denen das Strahlungsangebot nicht ausreicht, um die Speichertemperatur deutlich über die Mindesttemperatur für die Auskopplung von Nutzwärme aufzuheizen. Jedoch muss auch hier berücksichtigt werden, dass die Genauigkeit der Abbildung alleine schon durch die stündliche Auflösung der Eingangsdaten beschränkt ist. Dadurch reduzieren sich auch die potenziellen Abweichungen zwischen dem hier verwendeten Speichermodell und einem realen Schichtspeicher; wobei das genaue Ausmaß der Abweichung hier nicht zu klären ist.

Thermische Verluste der Speicher werden über die Angabe der Wärmeverlustrate ermittelt, welche den energetischen Verlust des Speichers pro Kelvin Temperaturdifferenz zur Umgebung beschreibt. Die Daten der Wärmeverlustraten thermischer Speicher unterschiedlicher Größe orientieren sich an Messergebnissen des Instituts für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) der Universität Stuttgart. Neben den Daten der besten Speicher mit kleineren Speichervolumina (bis ca. 1.500 Liter) wurden für die Abschätzung der Wärmeverlustraten größer dimensionierter Speicher auch veröffentlichte Daten zu bestehenden großen thermischen Speichern berücksichtigt [ITW 2006/, [solites 2009/]. Eine Übersicht der verwendeten Wärmeverlustraten nach Speichergröße findet sich in Tabelle 19 auf Seite 35.

2.3.6 Arbeitsweise und Informationsfluss

Zunächst wird die fluktuierende Stromerzeugung berechnet und mit den aktuell vorliegenden Lastdaten bilanziert. An dieser Stelle ist dann die Information darüber verfügbar, ob eine Deckung des Strombedarfs, ein Stromüberschuss (negative Residuallast) oder eine Deckungslücke (positive Residuallast) besteht.

In diese „direkte“ Strombilanz geht auch der Wert der aktuellen Wärmelast ein, allerdings lediglich in Form der äquivalenten elektrischen Leistung, welche die im Modell vorhandenen Wärmepumpen zur Deckung der noch verbleibenden Wärmelast als Eingangsleistung benötigen. Im Modell stellt dies die Stelle dar, an der die Versorgungssituation im Bereich der Wärme direkten Einfluss auf die elektrische Last hat. Kann z.B. der gesamte Wärmebedarf in einem Simulationsschritt mittels Solarthermie und/oder der thermischen Speicher gedeckt werden, müssen die Wärmepumpen nicht betrieben werden und benötigen dementsprechend auch keinen Strom. Die Betrachtung der Wärmeversorgung an dieser Stelle des Modells bedeutet gleichzeitig eine höhere Priorität der Wärmeversorgung gegenüber der erst anschließend berücksichtigten E-Mobilität.

Die Strombilanz nach fluktuierender Erzeugung, dem eigentlichen Strombedarf und dem Strombedarf der Wärmeversorgung dient als Referenzgröße für den Modellblock „E-Mobilität“. So lassen sich an dieser Stelle bestehende Stromüberschüsse mit den vorliegenden Ladeanforderungen der E-Mobilität bilanzieren und, je nach Versorgungssituation, auch eine „vorzeitige“ Aufladung der Fahrzeuganteile durchführen, deren Wiederaufladung eigentlich auch erst später erfolgen könnte. Hier wird die E-Mobilität, die aufgrund der Fahrzeugakkumulatoren hervorragende „Demand-Side-Management“-Möglichkeiten bietet, zur „gleitenden“ Last, die Stromüberschüsse möglichst direkt abschöpft, um so spätere Engpasssituationen zu vermeiden oder zumindest zu entschärfen.

Erst nach diesem Schritt kommen auch die stationären elektrischen Speicher der Gebäude zum Einsatz. Während jetzt noch bestehende Erzeugungsüberschüsse für die Ladung der stationären Speicher verwendet werden, werden Versorgungslücken soweit möglich aus diesen Speichern gedeckt.

Die Simulationsläufe zeigten, dass – bei begrenzter Speicherkapazität – auch nach Ladung der stationären Speicher oft noch Erzeugungsüberschüsse vorhanden sind. Um diese auch nutzen zu können, findet im Modell an dieser Stelle eine weitere Kopplung von Strom- und Wärmeversorgung statt: liegt jetzt – also nach Deckung des gesamten Strombedarfs, auch dem aus der Wärmeversorgung resultierenden – noch ein Stromüberschuss vor, werden die Wärmepumpen im Rahmen des Möglichen dazu eingesetzt, die Temperatur der thermischen Speicher zu erhöhen. Durch die enge Verzahnung von Strom und Wärme sowie den direkten Einfluss des Wärmebedarfs auf die Stromlast stellt auch dies eine Maßnahme der verbraucherseitigen Lastbeeinflussung („Demand-Side-Management“) dar, die zu einer „vorbeugenden“ (präemptiven) Verringerung der Stromlast führt.

Alle darüber hinausgehenden Erzeugungsüberschüsse können nicht genutzt werden.

2.4 Anmerkungen zur Abbildung der Wärmeversorgung im Modell

Im Wissen um die Beschränkungen der modellhaften Abbildung der Solarthermie und der thermischen Speicher wurde das Hauptaugenmerk darauf gelegt, plausible Nettojahresenergieerträge pro Quadratmeter Kollektorfläche zu erreichen, so dass die Aussagen zur notwendigen Kollektorfläche als realitätsnah betrachtet werden können. Bezüglich des Speichervolumens, mit dem diese Betriebscharakteristik erreicht wird, muss mit größeren Unsicherheiten gerechnet werden, da nicht nur das verwendete Speichermodell eine recht starke Vereinfachung darstellt, sondern auch das Betriebsumfeld deutlich vom heute real existierenden abweicht.

Der Grund hierfür liegt in der Verwendung von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung in einem Versorgungssystem, welches zu 100% aus fluktuierender Erzeugung gespeist wird und deshalb stark durch die Wechselwirkung von Verbraucherlast, schwankender Erzeugung und Stromspeicherung geprägt ist. Das Anpassungsziel für die Integration der Solarthermie muss hier naturgemäß ein anderes sein als – wie heute – eine möglichst große Einsparung an fossilen Energieträgern. Stattdessen muss die Solarthermie einen Beitrag erbringen, der möglichst eine Reduktion der elektrischen Erzeugungskapazitäten zulässt und/oder eine Verringerung der elektrischen Speicherkapazitäten erlaubt. Es kann in diesem Betriebsumfeld also durchaus der Fall sein, dass die Frage danach, *wann* eine Zusatzheizung (hier die Wärmepumpen) gebraucht wird, stärker im Vordergrund steht als die Frage danach, welche *Energiemenge* die Zusatzheizung in der Jahresbilanz beisteuern muss. In der Konsequenz bedeutet dies, dass ein solarthermisches System, das früher und häufiger die notwendige Betriebstemperatur erreicht, dafür aber nur geringere Energiemengen speichern kann, vorteilhafter sein kann als eine „trägere“ System mit größerem Speichervolumen.

Neben einer „üblichen“ Speicherkonfiguration wurden innerhalb des Modells auch größere und kleinere Speichervolumina hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf eine mögliche weitere Reduktion der elektrischen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten betrachtet. Dies diente vornehmlich der Abschätzung möglicher Modellfehler durch die vereinfachte Abbildung der thermischen Speicher.

Ferner sollte auch bedacht werden, dass das verwendete Wärmelastprofil aus dem Gasbezugsprofil für Privatkunden abgeleitet wurde. Zwar werden bei der Erstellung solcher Profile auch bauliche Gegebenheiten des zu versorgenden Gebiets berücksichtigt, diese weisen mit hoher Wahrscheinlichkeit jedoch Abweichungen gegenüber dem Wärmelastprofil auf, welches sich in der Realität aus den hier getroffenen Annahmen ergibt. Auch lässt das verwendete Profil keine Schlüsse auf die Zusammensetzung bzw. Anteile von Heizenergiebedarf und Wärmebedarf zur Brauchwassererwärmung für die jeweils stündlich geforderte Wärmeleistung zu. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich der Unterschied zwischen den kalten und warmen Jahreszeiten bei einem insgesamt verringerten Heizenergiebedarf abschwächt, da der durchlaufende Energiebedarf für die Brauchwassererwärmung gegenüber dem saisonal geprägten Heizenergiebedarf an Gewicht gewinnt.

Eine solche Veränderung würde sich, eine maßgebliche Bereitstellung der notwendigen Wärme aus erneuerbar erzeugtem Strom vorausgesetzt, positiv hinsichtlich der notwendigen Erzeugungs- und Speicherkapazitäten auswirken. Auch dies sollte bei der Bewertung der dargestellten Ergebnisse berücksichtigt werden.

Bezüglich der Ausrichtung der solarthermischen Anlagen im Modell muss auch darauf hingewiesen werden, dass die Flächenkonkurrenz zwischen Photovoltaik und Solarthermie dadurch berücksichtigt wurde, dass der photovoltaischen Stromerzeugung der Vorrang bei der Verwendung der bestgeeigneten Flächen eingeräumt wird. Werden diese vollständig durch die Photovoltaik beansprucht, müssen die solarthermischen Anlagen auf Flächen mit einer stärkeren Abweichung aus der Südausrichtung ausweichen. Bevorzugt werden dabei Flächen mit einer Abweichung nach Osten hin. Für die Ermittlung der eingestrahlen Leistung wird für solche Flächen eine Südost-Ausrichtung (45° Abweichung aus Süd) bei einer Dachneigung von 30° angenommen.

3 Höhe des Stromverbrauchs im Szenario „Lokal-Autark“

3.1 Stromverbrauch der privaten Haushalte: Eine Einschätzung für 2050

Vom Auftraggeber wurde vorgegeben, die Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte im Wesentlichen analog zum Szenario „Regionenverbund“ (im Folgenden: RV) zu treffen. Dieser wird daher teils auf Basis der Angaben zum RV-Szenario angenommen, jedoch werden auch weitere Angaben und Annahmen des UBA (maßgeblich: „Klimaschutz in Deutschland bis 2030 – Endbericht zum Forschungsvorhaben Politikszenerarien III“ /UBA-KlimSch 2005/) mit einbezogen.

Die Berechnung richtet sich in der Systematik nach dem Ansatz im RV-Szenario.

Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (<http://ag-energiebilanzen.de>) zufolge verbrauchten die privaten Haushalte in Deutschland 2008 insgesamt 139,2 TWh Strom. Davon entfiel etwa die Hälfte auf Wärmebereitstellung, wovon wiederum etwa die Hälfte der Warmwasserbereitstellung diente (Tabelle 3).

Nutzung	Strom	
	TWh	Anteil (%)
Raumwärme ¹⁾	17,9	12,86%
Warmwasser ²⁾	23,6	26,95%
Sonstige Prozesswärme ³⁾	27,7	19,90%
Wärme gesamt	69,2	49,71%
Mechanische Energie ⁴⁾	59,4	42,67%
Beleuchtung	10,6	7,61%
Gesamt	139,2	100,00%

1) auch Klimaanlage, 2) auch Waschmaschinen und Geschirrspüler, 3) Kochen, Bügeln, Trocknen, etc., 4) auch Kühlen und Gefrieren

Tabelle 3: Stromverbrauch der privaten Haushalte 2008 nach Nutzungsart; Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Endenergieverbrauch in Deutschland, BDEW-Projektgruppe "Nutzenergiebilanzen", 2008.

Der ausgewiesene Gesamtverbrauch entspricht (bis auf 1,8 TWh) dem für 2005 ausgewiesenen Stromverbrauch im RV-Szenario. Die Verteilung auf die unterschiedlichen Verbrauchsbereiche weicht jedoch stark von den Angaben im RV-Szenario ab. Besonders auffällig ist die Abweichung beim Warmwasser (27% lt. BDEW und 10% im RV), Abweichungen treten aber auch in den Angaben zur Raumwärme auf (13% lt. BDEW und 16% im RV). Ein möglicher Grund für die Abweichungen kann eine unterschiedliche Subsummierung sein; beispielsweise ist der Warmwasserbedarf von Wasch- und Geschirrspülmaschinen in der Warmwasseraggregation des BDEW enthalten.

Im Folgenden wird daher die Verteilung auf die unterschiedlichen Verbrauchsbereiche analog zum RV-Szenario aus der Studie „2050: 100%. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2010 verwendet /UBA-2050 2010/.

Der Stromverbrauch der Haushalte ist im RV-Szenario lediglich in die Bereiche Raumwärme, Warmwasser, Solar- und Umwälzpumpen, Beleuchtung und sonstige Verwendung untergliedert. Gerade der Bereich „sonstige Verwendung“ enthält, bis auf den Bereich Beleuchtung, die Verbrauchsgruppen, in denen jeder Anwender einen unmittelbaren Zusammenhang zwischen Nutzung und Stromverbrauch erkennen kann. Mit dem Ziel einer autarken Energieversorgung – und dem entsprechend langen Weg dorthin: bis 2050 – kann ein hohes Verbraucherbewusstsein gerade in diesem Bereich unterstellt werden.

Eine detailliertere Untergliederung des Bereichs „sonstige Anwendungen“ des RV-Szenarios in die verschiedenen Verbrauchsbereiche kann aus einer Veröffentlichung der Energieagentur NRW abgeleitet werden. Zwar beziehen sich diese Daten auf das Jahr 2006, es wird jedoch unterstellt, dass seitdem keine gravierenden Verschiebungen bei den Anteilen der Verbrauchsbereiche stattgefunden haben (Tabelle 4).

Bereich		Anteile in den verschiedenen Haushaltsgrößen (%)					
	Anteile						
	Ø	1-Prs.	2-Prs.	3-Prs.	4-Prs.	5-Prs.	6 Prs.
Beleuchtung	11,05	10,07	12,13	11,72	11,44	11,13	9,82
Umwälzpumpe	5,57	4,36	5,18	5,74	6,16	6,23	5,72
Warmwasser	11,50	14,96	12,13	10,99	10,22	9,89	10,79
Büro	12,18	14,61	11,80	11,68	11,45	11,98	11,54
TV/Audio	11,14	13,61	11,41	11,20	10,46	10,05	10,10
Kühlen	10,34	17,83	12,07	9,85	8,38	7,06	6,87
Trocknen	10,07	3,30	7,08	10,22	12,05	13,85	13,93
Kochen	8,38	7,60	9,24	8,55	8,81	8,11	7,95
Gefrieren	5,42	3,83	5,95	5,75	5,76	5,57	5,67
Spülen	5,37	2,33	4,59	5,60	6,37	6,88	6,42
Waschen	5,10	3,70	4,35	5,10	5,51	5,95	5,97
Diverses	3,90	3,79	4,08	3,62	3,39	3,31	5,22
Anzahl Datensätze	28.242	3.720	10.562	5.717	6.001	1.744	498
Jahresstromverbrauch	Ø kWh	2.000	3.100	3.908	4.503	5.257	5.764

*Tabelle 4: Prozentuale Anteile der 12 Stromverbrauchsbereiche in den verschiedenen Haushaltsgrößen;
Quelle: /Energieagentur NRW 2006/.*

Wendet man diesen Verteilungsschlüssel auf den Stromverbrauch der Privathaushalte 2007 und den Bereich „sonstige Anwendungen“ des RV an, so ergeben sich die in Tabelle 5 wiedergegebenen Werte.

Bereich	Anteile Ø (%)	Verbrauch 2007 (TWh)
Beleuchtung	wie RV-Szenario	
Umwälzpumpe	wie RV-Szenario	
Warmwasser	wie RV-Szenario	
Büro	16,9	13,9
TV/Audio	15,5	12,7
Kühlen	14,4	11,8
Trocknen	14,0	11,5
Kochen	11,7	9,6
Gefrieren	7,5	6,2
Spülen	7,5	6,1
Waschen	7,1	5,8
Diverses	5,4	4,5
Gesamt	100,0	82,04

Tabelle 5: Aufteilung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte im Jahr 2006 anhand der Anteile der Verbrauchsbereiche.

Auf Basis der jeweiligen Anteile der verschiedenen Verbrauchsbereiche lassen sich die Effizienzannahmen der Studie „Klimaschutz in Deutschland bis 2030 – Endbericht zum Forschungsvorhaben Politiksszenarien III“ des Umweltbundesamtes auf den Stromverbrauch des Jahres 2007 anwenden. Hierbei werden jedoch, analog zur Vorgehensweise im RV-Szenario, nur die Bereiche betrachtet, in denen die Wärmebereitstellung im Jahr 2050 nicht mittels Wärmepumpen oder durch Solarwärme erfolgt.

Gegenüber den Angaben in Tabelle 6 werden einige Modifikationen durchgeführt, da dortige Annahmen inzwischen teils von der realen Entwicklung übertroffen wurden.

Gerätegruppe	Erzielte Verbesserungen von 1992-1997 p. a.	Reduktion der Effizienzsteigerung für Fortschreibung	Effizienzsteigerung von 2000-2030 p. a.
Elektroherd	0,36%	0,00%	0,36%
Kühlschrank, Kühl-Gefrier-Geräte	3,84%	50,00%	1,92%
Gefriergeräte	2,80%	50,00%	1,40%
Waschmaschine, Wäschetrockner	3,20%	50,00%	1,60%
Wäschetrockner	0,56%	50,00%	0,28%
Geschirrspüler	2,75%	50,00%	1,38%
TV	3,37%	50,00%	1,69%
PC	3,37%	50,00%	1,69%

Tabelle 6: Annahmen zur Effizienzsteigerung verschiedener Gerätegruppen der Studie "Klimaschutz in Deutschland bis 2030 - Endbericht zum Forschungsvorhaben Politiksszenarien III" /UBA-KlimSch 2005/

3.1.1 Wäschetrockner und Waschmaschinen

Besonders deutliche Einsparungen wurden in den letzten Jahren im Bereich Wäschetrockner erzielt: hier wurden neue Geräte mit Wärmepumpen auf den Markt gebracht, deren Energieverbrauch etwa die Hälfte der Bauarten ohne Wärmepumpe beträgt (vgl. hierzu: <http://www.miele.de>)²⁰.

Bis zum Jahr 2030 wird an dieser Stelle von einer vollständigen Umsetzung dieses Effizienzpotenzials ausgegangen. Für den weiteren Verlauf werden die Effizienzannahmen aus Tabelle 6 fortgesetzt verwendet.

Berücksichtigt man den Ausstattungsgrad der Haushalte mit Wäschetrocknern (38,5% der bundesdeutschen Haushalte im Jahr 2008), resultieren daraus eine Gesamtanzahl an Wäschetrocknern von knapp über 15 Millionen Geräten und ein durchschnittlicher Verbrauch pro Gerät von fast 764 kWh pro Jahr.

Aus den Angaben eines großen Preisvergleichsportals (www.geizhals.at) ergibt sich eine Häufung bei Geräten der Effizienzklasse B, gefolgt von den Effizienzklassen C und A. Aus den angebotenen Geräten ergibt sich ein durchschnittliches Fassungsvermögen von ca. 5,87 kg Wäsche. Es wird hier aber erwartet, dass Geräte mit einem Fassungsvermögen von 7 kg und mehr einen geringeren Marktanteil haben als die mehrheitlich angebotenen Geräte mit 5 bis 6 kg Fassungsvermögen. Deshalb wird ein durchschnittliches Fassungsvermögen von 5,5 kg für die weiteren Betrachtungen verwendet. Des Weiteren wird die Verbrauchsklassifizierung für Kondensationstrockner verwendet, da diese die absolute Mehrheit der angebotenen Geräte ausmachen.

Bei angenommener durchschnittlicher Effizienz der Klasse B und genanntem mittleren Fassungsvermögen ergibt sich ein gerätespezifischer Verbrauch von 3,273 kWh pro Trockengang. Demgegenüber liegt der Verbrauch des aktuellen Bestgerätes bei 0,229 kWh pro kg Wäsche und Trockengang. Bezogen auf das mittlere Fassungsvermögen von 5,5 kg bedeutet dies einen Verbrauch von 1,257 kWh pro Trockengang, was einem Effizienzpotenzial von 61,6% entspricht. Dieses Einsparpotenzial wird als bis 2030 erschließbar angenommen, danach werden die Effizienzannahmen aus /UBA-KlimSch 2005/ fortgeschrieben.

Extrapoliert man die Angaben des Statistischen Bundesamtes zur Entwicklung der Zahl der Haushalte in Deutschland und des Ausstattungsgrades mit Wäschetrocknern mittels Regression, so ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Werte mit den entsprechenden Jahresverbräuchen.

Insgesamt ergibt sich für den Bereich Trocknen in den privaten Haushalten ein Verbrauch von 5,29 TWh in 2030 und etwa 5,17 TWh in 2050. Dies entspricht insgesamt einem Rückgang um knapp 55%.

²⁰ Nach Angaben der Vattenfall Europe gehörten 2006 beinahe 80% der in Deutschland angebotenen Wäschetrockner der Effizienzklasse C an (http://www.hausgeraete-plus.de/waschen_und_trocknen/energielabel/energielabel_waeschetrockner.php).

Gerätetyp	Verbrauch 2007	Verbrauch bei Bestgerät	Verbrauch bei Effizienz 2050
	TWh		
Wäschetrockner	11,49	4,41	4,17
Unter Berücksichtigung der Entwicklung der Haushalte und des Ausstattungsgrades			
	2007	2030	2050
Zahl der Haushalte	39,1 Mio.	40,8	39,9
Ausstattungsgrad	38,50%	44,20%	46,80%
	TWh		
Wäschetrockner	11,49	5,29	5,17

Tabelle 7: Annahmen zum Verbrauch der Wäschetrockner in privaten Haushalten

Auch bei den Waschmaschinen zeigen aktuelle Modelle, dass die Fortschreibung der Effizienzgewinne der Jahre 1992 bis 1997 in das Jahr 2010 inzwischen von der Realität überholt wurde. Siemens gibt im Vergleich zu 1993 eine Verringerung des Normverbrauchs von 0,26 auf aktuell 0,13 kWh/kg Wäsche an, eine Reduktion um 50%. Auch Modelle anderer Hersteller erreichen bzw. übertreffen inzwischen diesen Wert, z.B. Miele (0,114 kWh/kg Wäsche). Wären die Effizienzgewinne auf dem zwischen 1992 und 1997 erzielten Niveau verblieben, hätte sich der Verbrauch der Neugeräte auf lediglich 57,5% des Wertes von 1993 verringern müssen.

Bezieht man die aktuell verfügbaren Bestgeräte auf das Niveau der Effizienzklasse A, zeichnen sich „aus dem Stand“ Effizienzgewinne von 40% ab. Mit der Annahme, dass der Durchschnittsverbrauch der Gesamtheit der heute in Betrieb befindlichen Waschmaschinen höher ist als der Verbrauch gemäß Effizienzklasse A, kann wohl durchaus von einem heute bereits vorhandenen Einsparpotenzial von 50% ausgegangen werden; insbesondere wenn auch der Trend zum Waschen bei niedrigeren Temperaturen berücksichtigt wird.

Anders als bei den Trocknern wird hier nicht von einer weiteren Erhöhung des Ausstattungsgrades ausgegangen. Für die Übertragung auf die Entwicklung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte wird hier eine Reduktion auf 50% des heutigen Niveaus bis 2030 für die Gesamtheit der Geräte angesetzt, danach werden weitere Effizienzverbesserungen gemäß /UBA-KlimSch 2005/ erwartet.

Gerätetyp	Verbrauch 2007	Verbrauch bei Bestgerät	Verbrauch bei Effizienz 2050
	TWh		
Waschmaschinen	5,82	2,91	2,11
Unter Berücksichtigung der Entwicklung der Haushalte und des Ausstattungsgrades			
	2007	2030	2050
Zahl der Haushalte	39,1 Mio.	40,8	39,9
	TWh		
Waschmaschinen	5,82	3,04	2,15

Tabelle 8: Annahmen zum Verbrauch der Waschmaschinen in privaten Haushalten

Ohne Berücksichtigung einer externen Wärmezufuhr verringert sich der Stromverbrauch für das Waschen in den privaten Haushalten von 5,8 TWh im Jahr 2008 auf etwa 3,0 TWh 2030 und weiter auf ca. 2,2 TWh für 2050. Dies entspricht einer Verringerung um knapp 64%.

Aus den Werten des heutigen Verbrauchs, unter Annahme eines Ausstattungsgrades von 100%, einem spezifischen Verbrauch gemäß Effizienzklasse A (0,19 kWh/kg Wäsche) und einem durchschnittlichen Fassungsvermögen von 5,5 kg ergeben sich pro Jahr und Maschine etwa 142 Waschvorgänge oder 3 Waschvorgänge pro Woche. Nimmt man dies auch als Maß zur Ermittlung des spezifischen Verbrauchs der Waschmaschinen im Jahr 2050, ergibt sich ein Wert von 0,38 kWh pro Waschgang. Dies liegt noch etwas über dem Wert, den ein heutiges Bestgerät für einen Waschgang bei 30° benötigt (z.B. Siemens WM16S893 mit 0,35 kWh bei 30° und einer Beladung von 8kg).

Bei der Annahme einer externen Wärmeversorgung müssen der thermische Bedarf und dort mögliche Effizienzgewinne getrennt vom Strombedarf für die rein mechanische Arbeit betrachtet werden.

Einen Anhaltspunkt für die Höhe der Einsparungen bei externer Warmwasserversorgung findet sich für eine aktuelle Baureihe der Firma Miele: dort werden die möglichen Energieeinsparungen mit 43% beziffert /Miele 2011/.

Auch ein Trend zum Waschen bei niedrigeren Temperaturen ist in den letzten Jahren vermehrt zu verzeichnen und schlägt sich bereits im Angebot und in der Entwicklung der Waschmittelhersteller nieder. Miele beziffert hier die Einsparmöglichkeiten für das kalte Waschen (bei 20°C) auf 76%. Ausgehend von den Verbrauchswerten im Normprogramm (0,8 kWh) lässt das auf einen Stromverbrauch von 0,192 kWh, dann überwiegend für mechanische Arbeit, schließen /Miele 2011/.

Aus den Verbrauchsangaben der aktuell sparsamsten Waschmaschinen des Geräteherstellers Siemens lässt sich ein Stromverbrauch von 0,09 bis 0,1 kWh pro Stunde Betrieb für die mechanische Arbeit ableiten /Siemens 2011/. Bei Programmdauern um zwei Stunden resultiert daraus ein Stromverbrauch von ebenfalls etwa 0,2 kWh. Für einen Waschgang bei 30°C liegt der Gesamtverbrauch (für 8 kg Wäsche) bei 0,35 kWh, was auf einen thermischen Bedarf von etwa 0,15 kWh pro Waschvorgang schließen lässt.

Überträgt man dies auf die oben getroffenen Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs für das Waschen und unterteilt dies in thermischen und elektrischen Bedarf, so ergeben sich für das Jahr 2050 die in Tabelle 9 angegebenen Werte.

Vorgang	Bezug	Gesamtverbrauch	davon Strom	davon Wärme
Waschen, 30°C	einzelne Maschine	kWh		
		0,38	0,20	0,18
	Gesamtbestand	TWh		
		2,15	1,13	1,02

Tabelle 9: Elektrischer und thermischer Bedarf für das Waschen in Privathaushalten in 2050

Geht man davon aus, dass die zum Waschen benötigte Wärme von außen zugeführt und mittels Wärmepumpen bereitgestellt wird ($AZ = 3,1$), reduziert sich der Gesamtstrombedarf für das Waschen in privaten Haushalten im Jahr 2050 auf 1,46 TWh/a.

3.1.2 Unterhaltungs- und Büroelektronik

Eine weitergehende Detaillierung findet sich in einer Studie für das BMU aus dem Jahr 2009 /BMU-IKT; 2009/, in der der Stromverbrauch für Informations- und Kommunikationstechnologien genauer untersucht wurde. Hiernach wurde fast ein Viertel des Stromverbrauchs der privaten Haushalte im Jahr 2007 für Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) aufgewendet. Beinahe die Hälfte davon entfiel auf den Bereich TV, etwa ein Drittel auf Personalcomputer (PC) und deren Peripheriegeräte.

Der hier verwendete Gesamtstromverbrauch der privaten Haushalte des Jahres 2007 wurde mit der prozentualen Verteilung aus /BMU-IKT 2009/ gewichtet (Tabelle 10).

Auch hier bestehen Unterschiede zwischen den Angaben unterschiedlicher Quellen. Bezogen auf die von der Energieagentur NRW angegebene Verteilung /Energieagentur NRW 2006/ gleichen sich die Unterschiede in der Summe jedoch beinahe aus. Für die weitere Betrachtung der einzelnen Gerätegruppen werden, aufgrund der höheren Detaillierung, die Angaben nach /BMU-IKT 2009/ verwendet, obwohl dies als Basisbezug zu einem Mehrverbrauch in Höhe von 1,48 TWh führt.

Jahr: 2007	Verbrauch (TWh)	Anteil (%)	Betrieb (TWh)	Anteil (%)	Standby (TWh)	Anteil (%)
Stromverb. HH gesamt	139,2					
IKT gesamt	32,59	23,41%	23,55	71,34%	9,46	28,66%
PC, Peripherie	11,07	7,96%	8,66	77,24%	2,55	22,75%
<i>Computer</i>	6,76	4,85%				
<i>Peripherie</i>	4,32	3,10%				
Mobile Geräte	0,47	0,34%	0,33	69,31%	0,15	30,48%
TV	15,63	11,23%	12,12	76,54%	3,71	23,46%
<i>davon nur TV</i>	10,76	7,73%				
<i>Set-Top-Boxen</i>	2,03	1,46%				
<i>DVD, VHS</i>	1,3	0,94%				
<i>Spielkonsolen</i>	1,56	1,12%				
Audio	3,17	2,28%	1,29	40,07%	1,93	59,93%
Telefone, Router	2,24	1,61%	1,15	50,44%	1,13	49,56%

Tabelle 10: Aufteilung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte (HH) für Informations- u. Kommunikationstechnologien im Jahr 2007, gewichtet nach /BMU-IKT; 2009/.

Bereich		Verbrauch 2007 (TWh) nach:	
EA NRW ¹⁾	BMU-IKT ²⁾	/Energieagentur NRW; 2006/	/BMU-IKT; 2009/
Büro		13,9	13,3
	<i>Computer</i>		6,8
	<i>Peripherie</i>		4,3
	<i>Telefone, Router</i>		2,2
TV/Audio		12,7	18,8
	<i>nur TV</i>		10,8
	<i>Set-Top Boxen</i>		2,0
	<i>DVD, VHS</i>		1,3
	<i>Spielkonsolen</i>		1,6
	<i>Audio</i>		3,2
Diverses		4,5	0,5
	<i>Mobile Geräte</i>		0,5
Gesamt		31,11	32,59

1) /Energieagentur NRW; 2006/, 2) /BMU-IKT; 2009/

Tabelle 11: Vergleich des Stromverbrauchs der privaten Haushalte nach Angaben gemäß /Energieagentur NRW; 2006/ und /BMU-IKT; 2009/ für die Bereiche Büro, TV/Audio und Diverses

3.1.2.1 TV-Geräte

Bei den TV-Geräten wurden in den letzten zwei bis drei Jahren erhebliche Verbesserungen beim Stromverbrauch erzielt. Verbrauchten LCD-TV-Geräte der Größenklasse 80 cm (32") im Jahr 2008 durchschnittlich noch etwa 125 Watt im Betrieb /BUND-TV 2008/, so weist die aktuelle Liste der besten 10 Geräte dieser Größe einen Betriebsstromverbrauch von durchschnittlich etwa 60 Watt aus /BUND-TV 2010/.

Das bedeutet, dass im Bereich der Fernsehgeräte zum heutigen Stand eine Reduktion des Stromverbrauchs von 52% gegenüber 2007 technisch realisiert wurde²¹.

Bezogen auf die zukünftige Entwicklung muss davon ausgegangen werden, dass eine weitere Zunahme der durchschnittlichen Bildschirmgröße stattfindet. Hier wird davon ausgegangen, dass eine Verschiebung hin zu 40" statt 32" Bildschirmgröße als größtem Marktsegment stattfindet. Dennoch wird keine weitere Zunahme in der Ausstattung unterstellt, da diese sich im Verlauf der letzten Jahre stabil bzw. sogar leicht rückläufig zeigt. Von 2007 bis 2009 fand eine Bestandsverringerung von 156 auf 155,4 Geräte je 100 Haushalte statt. Zum Vergleich: im Jahr 2004 lag die Ausstattung bei 148 Geräten pro 100 Haushalten; der Anteil der Haushalte,

²¹ Die durchschnittliche Leistungsaufnahme im Betrieb von Röhrenfernsehgeräten des Jahrgangs 2008 lag nach /BUND-TV 2008/ bei 102 Watt. Nach /DESTATIS-LWR 2010/ waren 2007 in Deutschland 156 Fernsehgeräte pro 100 Haushalte vorhanden, wovon 10,1 LCD- oder Plasmafernsehgeräte waren (das entspricht ca. 6,5 %).

die über mindestens einen Fernseher verfügen, stieg von 95% im Jahr 2004 auf 95,9% im Jahr 2009 /DESTATIS-LWR 2010/.

Nimmt man als Basis den Bestand des Jahres 2007 und bezieht sich bei den Flachbildfernsehgeräten auf die Größenklasse 40", so ließe sich durch den Austausch des Gesamtbestandes gegen ein Bestgerät dieser Größenklasse eine Verbrauchsreduktion um etwa 52% erzielen. Diese Einsparung wird als im Jahr 2030 erreichbar angenommen, die weitere Fortschreibung bis 2050 erfolgt gemäß /UBA-KlimSch 2005/.

Die sich daraus ergebende Entwicklung des Stromverbrauchs der Fernsehgeräte in den privaten Haushalten ist in Tabelle 12 dargestellt.

Geräte	Jahr	Anzahl	Gesamt	pro Gerät	Einsparung
		Stk.	TWh	kWh	%
TV, Durchschnitt	2007	62.398.332	10,76	172,45	
Bestgerät, LCD, 40", LED	2007	62.398.332	5,12	82,09	52,40%
Bestgerät, LCD, 40", LED	2030	63.590.325	5,22	82,09	51,49%
Bestgerät, LCD, 40", LED	2050	62.129.226	3,63	58,44	66,26%

Tabelle 12: Entwicklung des Verbrauchs für Fernsehgeräte in privaten Haushalten²²

Das für die Berechnung verwendete Bestgerät enthält bereits alle notwendigen Bestandteile für den Fernsehempfang (DVB-S, DVB-C und DVB-T), so dass es zu einer weiteren Einsparung an Strom durch den Wegfall der für diesen Zweck heute noch oftmals verwendeten Settop-Boxen kommt. Die daraus resultierende Einsparung beläuft sich, gemessen am Verbrauch von 2007, auf etwa 2,0 TWh/a. An der gesamten Bezugsgröße bemessen (TV und Settop-Boxen 2007), beläuft sich die Stromeinsparung für das Fernsehen im Jahr 2050 auf beinahe 72%.

Es gibt mehrere Gründe, auch deutlich höhere Effizienzgewinne für die Zukunft zu erwarten. Einer liegt in der immer höheren Integration der Schaltkreise – heutige Ein-Chip-Lösungen für HD-LCD-TV weisen bereits eine Leistungsaufnahme von weniger als 7 Watt auf. Ein weiterer Grund liegt in den sich anbahnenden Effizienzverbesserungen bei LEDs. Hier hat z.B. der Hersteller Cree im April 2012 erstmals eine Effizienz von 254 Lumen pro Watt bei einer weißen LED erreicht (vgl.: /CREE 2012/), der Hersteller Nichia stellte im Jahr zuvor bereits einen Rekord von über 260 Lumen pro Watt für eine weiße LED auf /PhysOrg 2010/. Heute verbreitete LEDs für diesen Anwendungszweck erreichen etwa 100 Lumen pro Watt, erste Exemplare mit einer Effizienz von etwa 150 Lumen pro Watt gelangten im Jahr 2010 auf den Markt; eine Verbesserung um den Faktor 2 scheint demnach im Bereich der Bildschirmbeleuchtung in greifbarer Nähe /OSRAM 2010/.

Für Videoabspielgeräte sowie Spielkonsolen wird von einer möglichen Halbierung des Stromverbrauchs bis 2030 ausgegangen, mit einer weiteren Fortschreibung der Effizienzgewinne laut den Bereichen TV und PC in /UBA-KlimSch 2005/. Durch die abzusehende Zunahme des internetbasierten Fernsehens wird von einer Stagnation des Ausstattungsgrades im Bereich der Videoabspielgeräte ausgegangen. Demgegenüber wird im Bereich der Spielkonsolen eine Verdoppelung des Ausstattungsgrades auf dann etwa 68% angenommen. Unter diesen Annahmen sinkt der Verbrauch für Videoabspielgeräte von derzeit insgesamt 1,3 TWh auf 0,46 TWh. Der Stromverbrauch für Spielkonsolen verringert sich von heute 1,56 TWh/a auf ca. 1,1 TWh/a, was einem Rückgang um knapp 29% entspricht.

Für den gesamten Bereich TV ergibt sich daraus eine Verringerung des Stromverbrauchs von 12,7 TWh/a für 2008 auf ca. 5,2 TWh/a im Jahr 2050. Die entspricht einer Reduktion um knapp 60%.

3.1.2.2 Audiogeräte, mobile Geräte, Telefone und Router

Während der Verbrauch für Audiogeräte und mobile Geräte unverändert übernommen wird, wird für den Bereich Telefone und Router von einer möglichen Halbierung des Gesamtverbrauchs bis 2050 ausgegangen.

²² Zum Zeitpunkt der Endredaktion (12/2012) unterschreiten angebotene LCD-Fernsehgeräte der Größe 40" bereits den hier für 2030 angenommenen Geräteverbrauch (z.B. Toshiba 40HL933G, 47 Watt Leistungsaufnahme, 68 kWh Jahresverbrauch nach Norm; siehe dazu: <http://geizhals.de/754211>; Stand 13.12.2012). In der Praxis wird, entsprechende Geräteeinstellung vorausgesetzt, auch dieser Wert teils deutlich unterschritten: ein selbst vermessenenes Gerät des Herstellers Samsung (UE40D5000, Baujahr 2011) weist eine Leistungsaufnahme von 35 Watt auf.

3.1.2.3 Computer

Bei den Computern im Haushalt können auch erhebliche Effizienzpotenziale erschlossen werden. Einer Untersuchung der DENA zufolge ließe sich der Stromverbrauch in diesem Bereich um etwa 70% reduzieren, wenn in den Haushalten mobile Rechner anstatt Standard-PC verwendet würden. Hierbei ist anzumerken, dass für Standard-PC ein recht niedriger Anschlusswert (40 Watt) sowie ein TFT-Monitor mit 18 Watt Betriebsleistung zu Grunde gelegt wurde /DENA-PC 2010/, was für die mobilen Rechner auf eine angenommene Betriebsleistung von 17,4 Watt hindeutet.

Nach der laufenden Wirtschaftsberechnung des Statistischen Bundesamtes verfügten die deutschen Haushalte im Jahr 2009 über insgesamt 51,7 Mio. PC, davon etwa 32,5 Mio. stationäre PC und ca. 19,2 Mio. mobile Geräte. Der Trend hin zu einem höheren Anteil an mobilen Rechner wirkt sich seit 2006 in einem Rückgang des Ausstattungsgrades mit stationären PC aus (von fast 83 Geräten pro 100 Haushalte im Jahr 2006 auf etwa 81 Geräte pro 100 Haushalte 2009) /DESTATIS-LWR-IT 2010/.

Angaben für das Jahr 2008 sind in der Statistik nicht enthalten, weshalb die weitere Berechnung auf Basis des Gerätebestandes von 2009 erfolgt.

Anhand der Verbrauchsaufschlüsselung nach /BMU-IKT 2009/ lässt sich der Verbrauch für das Jahr 2008 zu 6,755 TWh/a für PC und etwa 4,319 TWh/a für die zugehörige Peripherie abschätzen. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Jahresverbrauch der PC von etwa 144 kWh, was einer Dauerleistung von ca. 16 Watt entspricht. Anhand der Verteilung des Stromverbrauchs gemäß /BMU-IKT 2009/ (ca. 77% für Betrieb und ca. 23% im Standby) ergibt sich eine Leistungsaufnahme im Betrieb von durchschnittlich 88,4 Watt sowie 4,4 Watt im Standby. Ferner ergibt sich aus diesen Daten eine durchschnittliche Computernutzung von ca. 1.260 Stunden pro Jahr, was einer täglichen Nutzungsdauer von ca. dreieinhalb Stunden entspricht.

Allein eine durchgängige Reduzierung der Leistungsaufnahme im Standby-Betrieb auf die aktuell gültige EU-Norm von < 1 Watt – hier z.B. 0,8 Watt (als Wert, den heutige Geräte durchaus erreichen, siehe z.B. <http://www.pcgreen.de/PC-Systeme/Classic.Green-PC.html>) – würde eine Verringerung des Jahresstromverbrauchs um etwa 1,26 TWh erbringen.

Ein aus modernen Komponenten aufgebauter PC für den Heimgebrauch und/oder Büroarbeiten (mit integrierter, sogenannter „onboard“ Grafikkarte) erreicht heute eine Leistungsaufnahme von ca. 20 bis 35 Watt im Leerlauf. Auch unter Volllast verbleibt die maximale Leistungsaufnahme in einem Bereich zwischen 55 und 80 Watt²³. Heute angebotene Notebooks erreichen bereits Leistungswerte von ca. 11 Watt im Leerlauf und ca. 30 Watt unter Volllast²⁴.

In Anbetracht der zu beobachtenden Entwicklung zu einem höheren Anteil an Notebooks im Gesamtbestand und der absehbaren Fusion von Hauptprozessor und Grafik zu einem Chip – mit den damit einhergehenden Effizienzpotenzialen auch bei höheren Anforderungen an die Grafikleistungen, als Chipsatzlösungen dies heute bieten können – wird hier von einer möglichen Reduktion der durchschnittlichen Leistungsaufnahme heimischer PC auf 40 Watt bis 2030 ausgegangen. Für den Standby-Betrieb wird eine Leistungsaufnahme von 0,2 Watt angenommen. In der weiteren Projektion finden die Annahmen gemäß /UBA-KlimSch 2005/ Anwendung.

Bei unveränderter Nutzung und Ausstattung wird damit für 2030 ein durchschnittlicher Jahresverbrauch von knapp 52 kWh pro Gerät erreicht, was einer Einsparung von 64% gegenüber 2008 entspricht.

Der Ausstattungsgrad der privaten Haushalte mit PC weist über die letzten Jahre hinweg ein stetiges Wachstum auf. Extrapoliert man die Entwicklung des Ausstattungsgrades mittels potenzieller Regression, steigt der Ausstattungsgrad von ca. 1,2 Geräten pro Haushalt 2008 auf etwa 1,65 Geräte pro Haushalt 2030 und weiter auf 1,85 Geräte pro Haushalt 2050. Die Regression erreicht ein Bestimmtheitsmaß von 0,72555. Die regressive Extrapolation der einzelnen Sparten – stationäre und mobile Geräte – erzielt jeweils ein Bestimmtheitsmaß von mehr als 0,93 (stationäre) bzw. 0,95 (mobile) und eignet sich daher besser für die Abschätzung des Gesamtbestandes und der Verteilung auf stationäre und mobile PC. Hieraus ergibt sich für 2030 ein Ausstattungsgrad von 0,9 stationären und 1,075 mobilen PC pro Haushalt sowie ebenfalls 0,9 stationären und 1,5 mobilen PC im Jahr 2050.

²³ z.B. Systeme mit Intels Core i3-330M oder AMDs Athlon II X2 245e Prozessoren und Chipsatzgrafik

²⁴ z.B. Notebook mit Intel Core 2 Duo SP9300

Basierend auf diesen Annahmen reduziert sich der Gesamtstromverbrauch der privaten Haushalte für den PC-Betrieb von 6,76 TWh/a 2008 auf 3,53 TWh/a 2050, was einer Reduktion um knapp 48% entspricht.

Bei unveränderter Nutzung entspricht dies einem durchschnittlichen Jahresverbrauch pro Gerät von knapp 37 kWh, was einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von ca. 28 Watt entspricht²⁵. Damit liegt der gerätespezifische Leistungsbedarf etwa auf dem Niveau eines heutigen guten Desktop-Büro-PCs und deutlich über der durchschnittlichen Leistungsaufnahme eines heutigen guten Notebooks.

Geräte	Jahr	Anzahl Stk.	Gesamt TWh	pro Gerät kWh	Einsparung %
PC, Durchschnitt	2008	46.872.862	6,76	144,1	
40-Watt-PC	2008	46.872.862	2,43	51,9	64,0%
40-Watt-PC	2030	80.577.567	4,18	51,9	38,2%
PC Effizienz 2050	2050	95.667.228	3,53	36,9	47,8%

Tabelle 13: Entwicklung des Stromverbrauchs von PC in den Privathaushalten

Die PC-Peripherie verbrauchte im Jahr 2008 etwa 4,3 TWh in der Summe aller Haushalte. Genauere Daten zum Ausstattungsgrad und der Zusammensetzung der PC-Peripherie liegen nicht vor, es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass pro stationärem PC mindestens ein Monitor vorhanden ist, hinzu kommt weitere Ausstattung wie Drucker, Scanner, externe Festplatten etc. Einen Hinweis auf die Ausstattung können Daten für die Schweiz liefern: Hier verfügten 2008 74% der Haushalte über mindestens einen Drucker, ein Scanner war in 22% der Haushalte vorhanden. Ein oder mehrere Computer waren in 81% der Haushalte vorhanden, was etwa 5% über dem Ausstattungsgrad in Deutschland 2008 liegt /BfS-IKT 2010/.

Nimmt man die Daten der Schweiz als Basis für die Abschätzung der Haushalte in Deutschland, kann der Gerätebestand grob abgeschätzt werden: neben einer Anzahl an Monitoren, die der Anzahl der stationären PC entspricht (ca. 32 Mio.) waren in Deutschland 2008 etwa 28,92 Mio. Drucker und etwa 8,6 Mio. Scanner vorhanden. Unter diesen Annahmen resultiert der durchschnittliche Jahresverbrauch eines Peripheriegerätes zu ca. 62 kWh pro Jahr.

Laut Daten der Office Top Ten der dena /dena-office-top-ten 2010/ liegt die Leistungsaufnahme der dort gelisteten Flachbildschirme der Größen 19" bis 21" im Betrieb in einem Bereich zwischen 16 und 28 Watt. Die Standby-Leistungsaufnahme reicht von 0,3 bis 1,6 Watt. Bei den gelisteten Tintenstrahldruckern reicht die Leistungsaufnahme im Betrieb von 7 bis fast 37 Watt, die im Standby-Betrieb von 0,5 bis 6 Watt. Für Einzelblattscanner werden 2,5 bis 80 Watt Leistungsaufnahme im betriebsbereiten Zustand ausgewiesen sowie 1 bis 6,8 Watt im Standby-Modus.

Aufgrund der nicht genauer in Erfahrung zu bringenden Häufigkeit bestimmter Gerätetypen kann keine valide Basis für die Abschätzung der Effizienzpotenziale der einzelnen Gerätegruppen abgeleitet werden. Es kann jedoch angenommen werden, dass der überwiegende Verbrauch im Bereich der PC-Peripherie aus dem Betrieb der Monitore resultiert, da diese üblicherweise parallel zu den Rechnern in Betrieb sind, während die Nutzung von Druckern und Scannern in deutlich geringerem Umfang angenommen werden kann. Im Wesentlichen dürfte deren Beitrag aus dem Verbrauch für Standby bzw. Betriebsbereitschaft bestehen. Gleichzeitig zeigt die enorme Spanne des Leistungsbedarfs bei Druckern und Scannern, dass ein deutliches Effizienzpotenzial besteht.

Berechnet man den Durchschnittsverbrauch aller Peripheriegeräte unter der Annahme einer gleichen Nutzungscharakteristik wie für PC (dreieinhalb Stunden Nutzung pro Tag) und unterstellt einen Standby-Bedarf von 2 Watt, resultiert daraus eine Betriebsleistungsaufnahme von gut 37 Watt.

Für den Bereich der PC-Peripherie scheint es keine überzogene Erwartung, von einem halbierten Betriebsstromverbrauch bis 2030 auszugehen und im Weiteren die Effizienzannahmen aus /UBA-KlimSch 2005/ für den Bereich PC zu verwenden. Für den Standby-Verbrauch wird ein Wert von 0,2 Watt angenommen.

Damit reduziert sich der durchschnittliche jährliche Stromverbrauch pro Gerät von 62 kWh (2008) auf 25 kWh für 2030 und auf gut 18 kWh im Jahr 2050²⁶.

²⁵ bei einer unverändert angenommenen täglichen Nutzungsdauer von dreieinhalb Stunden

²⁶ Die durchschnittliche Leistungsaufnahme im Betrieb liegt 2030 bei 18,7 Watt, was über dem Verbrauch des heutigen Bestgerätes der

Da keine Daten zur Entwicklung des Ausstattungsgrades im Verlauf der Zeit vorliegen, kann an dieser Stelle keine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung mittels Regression erfolgen. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 jeder Haushalt mit Computer auch über einen Drucker bzw. ein Multifunktionsgerät verfügt und die Anzahl der Monitore derjenigen stationärer PC entspricht. Der gesamte Jahresstromverbrauch der PC-Peripherie beläuft sich unter diesen Annahmen im Jahr 2050 auf 1,59 TWh, was eine Einsparung von 63% gegenüber 2008 bedeutet.

3.1.2.4 Verbrauch für „sonstige Anwendungen“ des Szenarios „Regionenverbund“

Aus der Aufgliederung des Bereichs „sonstige Anwendungen“ des Szenarios RV aus /UBA-2050 2010/ und der Abschätzung der jeweiligen Effizienzpotenziale ergibt sich eine Reduktion von etwa 84 TWh in 2007 auf ca. 43 TWh im Jahr 2050. Damit liegt die hier dargestellte Abschätzung des Stromverbrauchs dieses Bereiches im Jahr 2050 bei etwa 51% des Bedarfs des Jahres 2007 oder um etwa 32% unter dem Vergleichswert des RV-Szenarios der Studie „2050: 100%“ (63,5 TWh).

Bereich	Verbrauch 2007 (TWh)	Verbrauch 2050 (TWh)
Büro	13,9	5,12
TV/Audio	18,8	8,36
Kühlen /UBA_KlimSch 2005/	11,8	5,33
Trocknen	11,5	5,18
Kochen /UBA_KlimSch 2005/	9,6	10,92
Gefrieren /UBA_KlimSch 2005/	6,2	3,50
Spülen /UBA_KlimSch 2005/	6,1	3,48
Waschen	5,8	2,15
davon nur Strom		1,13
davon Wärme (1,02 TWh) mit WP		0,33
Diverses	0,5	
Gesamt	82,1	43,02

Tabelle 14: Aufteilung des Stromverbrauchs der Privathaushalte nach Anwendungsbereich 2007 und 2050

3.1.3 Beleuchtung

Die derzeit besten LED erreichen eine Lichtausbeute von 208 Lumen/Watt, was eine Einsparung von 93,5% gegenüber der Glühbirne bedeutet. Der PG_{av} ²⁷ liegt dann bei ca. 6,5. Nimmt man an, dass die heute bereits erreichte Ausbeute bis 2050 am Markt realisiert werden kann, bedeutet dies nach den Werten im RV-Szenario, eine mögliche Verringerung bei der Beleuchtung von 11,8 TWh (2005) auf 0,77 TWh, also eine Reduktion um gut 11 TWh, oder weitere 1,1 TWh gegenüber den dort angegebenen Einsparungen.

3.1.4 Gesamtbedarf der privaten Haushalte

Die Annahmen zum Wärmebedarf und dem entsprechenden Stromverbrauch bei einer primären Deckung des Wärmebedarfs durch Wärmepumpen werden hier unverändert aus dem Szenario „Regionenverbund“ der Studie „2050: 100%“ übernommen. Im Einzelnen sind dies im Jahr 2050 30,9 TWh/a für die Bereitstellung von Raumwärme sowie 5,6 TWh/a für die Warmwasserbereitung. Hinzu kommt auch der Stromverbrauch von Solar- und Umwälzpumpen, der ebenfalls unverändert übernommen wird.

Für die Bereiche „Beleuchtung“ und „sonstige Anwendungen“ werden die hier dargelegten Werte verwendet. Insgesamt resultiert daraus ein Stromverbrauch der privaten Haushalte in Höhe von 83,9 TWh im Jahr 2050.

Gegenüber dem Jahr 2007 bedeutet dies eine Reduktion um etwa 40%. Der Minderverbrauch im Vergleich zur Einschätzung des Szenarios „Regionenverbund“ beläuft sich auf ca. 20%.

3.2 E-Mobilität – Fahrstrombedarf

Die E-Mobilität bedeutet eine Stromlast, die zusätzlich aus der lokalen regenerativen Erzeugung und den zu installierenden Speichersystemen gedeckt werden muss, da eine Rückspeisung aus den Akkumulatoren der

Größe 22" liegt. 2050 wird für den Standby-Verbrauch weiterhin 0,2 Watt angenommen, die Leistungsaufnahme im Betrieb erreicht durchschnittlich 13,3 Watt.

²⁷ Vom UBA entwickelte Verbrauchskennzahl, die ein Maß für die elektrische Leistung in Bezug zur Lichtausbeute darstellt.

Fahrzeuge in das Versorgungsnetz („vehicle to grid“) hier nicht betrachtet wird²⁸. Für die insgesamt vorzuhaltende Speicherkapazität ist es jedoch weitgehend unerheblich, ob sich der jeweilige Speicher fest installiert im Gebäude befindet oder in einem an das Netz angeschlossenen Fahrzeug verbaut ist.

Für den Fall einer Einspeisung aus den Fahrzeugakkumulatoren (im Folgenden: mobile Speicher) in das öffentliche Versorgungsnetz müssten natürlich Restriktionen berücksichtigt werden, die dem Fahrzeugnutzer einen normalen Fahrbetrieb im Rahmen seiner Notwendigkeiten erlauben; so z.B. die Einschränkung, dass nur ein Teil des Speichers für die allgemeine Stromversorgung anstatt des Fahrbetriebs verwendet werden kann. Der potenzielle Beitrag der mobilen Speicher zur allgemeinen Stromversorgung würde sich dementsprechend verringern. Die zusätzliche Beanspruchung durch mehr Lade- und Entladevorgänge würde sich zudem auf die Lebensdauer der Akkumulatoren auswirken.

Die hier getroffenen Annahmen zum spezifischen Verbrauch der Fahrzeuge unterscheiden sich von denen im RV-Szenario. In der vorliegenden Arbeit wird von einem spezifischen Fahrzeugverbrauch von 15 kWh auf 100 km und einer Speichergröße von 40 kWh ausgegangen. Im RV sind es 20 kWh/100km und 40 kWh Speicher²⁹. Durch die unterschiedlichen Annahmen könnten demnach potenziell 25% der Kapazität der mobilen Speicher für die Zwecke der allgemeinen Stromversorgung verwendet werden, ohne eine Reichweiteinschränkung der Fahrzeuge gegenüber dem RV in Kauf nehmen zu müssen. Dadurch ließe sich der Investitionsaufwand für fest installierte Speicher reduzieren. Es muss jedoch auch darauf verwiesen werden, dass dieser Anteil der Speicher aus Sicht der allgemeinen Stromversorgung eine „fluktuierende“, mit Unsicherheiten behaftete Speicherkapazität darstellt, da sich die Anzahl der gerade im Fahrbetrieb befindlichen Fahrzeuge stetig und schwer vorhersehbar verändert. Dies gilt umso stärker, je kleiner das betrachtete Stromsystem ist.

Der Energieverbrauch der E-Mobilität wird in der Simulation über das Bewegungsprofil und die durchschnittlich pro Fahrt zurückgelegte Strecke berechnet, die, basierend auf einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 13.000 km, mit 6,448 Kilometern angenommen wurde /MiD 2008/.

Ferner wird in der Simulation eine durchschnittliche Geschwindigkeit von 40 km/h angenommen, wodurch sich die mittlere Fahrtdauer zu knapp 10 Minuten ergibt. Zusätzlich wird eine Rüstzeit von einer Minute angenommen – dies beschreibt die Zeit, die benötigt wird, um das Fahrzeug vom Netz zu trennen und einzusteigen bzw. am Zielort auszusteigen und das Fahrzeug mit der Ladestation zu verbinden. Hieraus ergibt sich, dass die in der jeweiligen Stunde bewegten Fahrzeuge im Mittel für eine Dauer von 11 Minuten nicht mit dem Netz verbunden sind.

Der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge in der Simulation ergibt sich aus den Fahrzeugbewegungen der jeweiligen Stunde und der durchschnittlichen Fahrstrecke.

²⁸ Siehe Kapitel 2.1.4.

²⁹ vergleiche hierzu: „Die Top 10 Fragen zum Elektroauto“, The Green & Energy Consulting Group - Green & Energy GmbH; 2011

4 Die untersuchten Siedlungsstrukturen

Untersucht wurden im Rahmen dieser Studie eine ländlich („Dorf“) sowie eine städtisch geprägte Siedlungsstruktur („Stadtteil“). Es handelt sich dabei um real existierende Orte. Ausgewählt wurden diese Orte auf Basis einer Auswertung der Strukturdaten einer Vielzahl von Ortschaften, vor allem hinsichtlich der Bevölkerungsdichte und der Zahl der Einwohner. Die beiden gewählten Orte verkörpern hier durchschnittliche Werte für das städtische und das ländliche Wohnumfeld.

Ursprünglich sollte die Untersuchung für einzelne Häuser bzw. kleinere Gruppen von Häusern durchgeführt und dann, darauf basierend, auf größere Siedlungsstrukturen ausgeweitet werden. Es wurde jedoch recht schnell klar, dass sich die Ermittlung repräsentativer Wohnsituationen und Strukturmerkmale auf der Ebene der einzelnen Häuser und der Kleingruppen äußerst schwierig und aufwändig gestalten würde. Um zu einem passenden Ansatz für die Abbildung eines kompletten Ortes oder Ortsteils zu gelangen, wäre eine Vielzahl individueller Wohnsituationen zu berücksichtigen gewesen. Gleichzeitig waren keine Daten für reale Ortschaften verfügbar, deren Detailtiefe für eine Überprüfung der Realitätsnähe einer solchermaßen aufgebauten größeren Siedlungsstruktur ausgereicht hätte. Die Gefahr, dass sich ein nach diesem Ansatz aufgebauter Ort zu weit von den realen Gegebenheiten entfernt, wurde als zu groß erachtet, um diesen Ansatz weiter zu verfolgen.

Zudem bestand Einvernehmen darüber, dass die Überprüfung und Darstellung der Möglichkeit einer autarken Versorgung einzelner Häuser keine wirkliche Aussagekraft in Bezug darauf besitzt, ob dies dann auch für ganze Ortschaften oder Stadtteile möglich ist. Die Versuchung, sich zu einem einfachen aber unzulässigen Umkehrschluss verleiten zu lassen, der besagt, dass eine Ortschaft sich autark versorgen kann, wenn man dies am Beispiel einzelner Häuser aufzeigen kann, sollte unbedingt vermieden werden. Es gibt mittlerweile diverse Beispiele für Häuser, die sich autark versorgen, z.B. das „Energieautarke Solarhaus Freiburg“ (siehe Kasten), bzw. als Plusenergiehäuser mehr Energie gewinnen als sie von außen in Form von Elektrizität und/oder Heiz- und Brennstoffen beziehen, etwa in der Solarsiedlung im Freiburger Stadtteil Vauban. Damit zeigt bereits die Praxis, dass solche Projekte möglich sind. Doch auch im Jahr 2050 muss von einem weit überwiegenden Bestand an Häusern ausgegangen werden, die solche Voraussetzungen nicht erfüllen.

Das Problem, dass eine einfache Übertragbarkeit der Einzelhaussituation auf die Gesamtheit einer größeren Siedlungsstruktur nicht gegeben ist, trifft auch für das Potenzial der Photovoltaik zu. Selbst bei bekanntem Potenzial des einzelnen Hauses müssen für die Übertragung auf das gesamte Siedlungsgebiet weitere, auf theoretischem Weg schwer zu ermittelnde Parameter berücksichtigt werden wie z.B. die Ausrichtung der Dachflächen der einzelnen Häuser und eventuelle Verschattung durch das natürliche Umfeld oder andere Gebäude.

Beispiel: Energieautarkes Solarhaus in Freiburg

Das energieautarke Solarhaus in Freiburg ist ein Nullenergiehaus, welches auf einem unverschatteten Grundstück vom Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (ISE) gebaut und von 1992 bis 1996 getestet wurde.

Das Haus ist konsequent auf die Nutzung der Sonnenenergie und die Minimierung des Heizwärmebedarfs ausgelegt: Südfassade mit großer Fensterfläche, transparente Wärmedämmung, fast fensterlose Nordseite.

Die Energieversorgung erfolgt durch thermische und elektrische Nutzung der Solarenergie, unter vollständigem Verzicht auf den Energiebezug von außen. Die installierte photovoltaische Leistung (peak) beträgt 4,2 kW und ist hier mit zwei Speichersystemen kombiniert:

- 1) kurzfristige Speicherung mittels Bleibatterie (20 kWh) und
- 2) Wasserstoffherzeugung und -speicherung.

Der erzeugte Wasserstoff wird in unterschiedlicher Weise genutzt: Neben der Möglichkeit zur Rückverstromung (Brennstoffzelle mit 1 kW Leistung) wird der solar erzeugte Wasserstoff auch zum Kochen und zur Deckung des Restwärmebedarfs verwendet. Für den Heizwärmebedarf des Hauses finden sich unterschiedliche Angaben, die von 5 kWh pro Quadratmeter und Jahr bis zu 10 kWh pro Quadratmeter und Jahr reichen.

Vergleiche hierzu: <http://www.oekosiedlungen.de/energieautarkes-solarhaus/steckbrief.htm> und <http://www.udo-leuschner.de/rezensionen/rc9802stahl.htm>

Da das Ziel der Arbeit die Untersuchung der Möglichkeit einer autarken Versorgung von „Siedlungseinheiten“ war, wurde der Untersuchungsansatz dahingehend abgeändert, dass die Siedlungseinheiten die Basis der Modellierung darstellen. Neben den oben genannten Problemen gibt es hierfür weitere pragmatische Gründe: zum einen gibt es für Ortschaften statistische, die Struktur beschreibende Daten, zum anderen existieren inzwischen für eine Zahl an Ortschaften verlässliche Daten zum Gesamtpotenzial der Photovoltaik, die aus luftgestützten, dreidimensionalen Vermessungen von Ortschaften gewonnen wurden³⁰.

Die im Folgenden ausgewiesenen Photovoltaikpotenziale für die untersuchten Siedlungsstrukturen wurden auf Basis der Ergebnisse der erwähnten Luftmessungen abgeschätzt. Insgesamt betrachtet verfolgt der geänderte Untersuchungsansatz das Ziel einer größeren Realitätsnähe.

4.1 Ländliche Siedlungsstruktur „Beispieldorf“

Das gewählte Beispieldorf erstreckt sich über eine gesamte Gemeindefläche von beinahe 3.600 Hektar und umfasst mehrere, durch Grün- und Agrarflächen voneinander getrennte Ansiedlungen. Die insgesamt etwa 3.850 Einwohner verteilen sich auf eine Siedlungsfläche von ca. 115 Hektar, so dass die Bevölkerungsdichte bei 33 Einwohnern pro Hektar Siedlungsfläche liegt.

4.1.1 Kenndaten der ländlichen Siedlungsstruktur

Daten für die ländliche Siedlungsstruktur		
Parameter	Wert	Einheit
Gesamtfläche	3.600	ha
Einwohnerzahl	3.850	
Siedlungsfläche	115	ha
Verkehrsfläche	180	ha
Gewerbe und Industriefläche	7	ha
Freifläche (Grünfläche ohne Zweckbestimmung)	23	ha
Landwirtschaftlich genutzte Fläche	510	ha
Infrastrukturdaten		
Schulen	keine Angaben	
Einkaufszentren	keine Angaben	
Industriebetriebe	keine Angaben	
Wohnhäuser	1.224	Gebäude
Einwohner pro Wohnhaus	3,1	
Dachflächen Fotovoltaik	1.043	Gebäude
PV-Fläche	8,0	ha
davon sehr gut geeignet	3,2	ha
gut geeignet	4,5	ha
bedingt geeignet	0,3	ha
PV-Fläche	80.293,4	m ²
PV-Fläche pro Kopf	21,0	m ² /cap
Anteil Wohnhäuser m. PV-Potenzial	85,2%	
PV-Fläche pro Wohnhaus	0,01	ha
	77,0	m ²

Tabelle 15: Kenndaten der ländlichen Siedlungsstruktur

4.1.2 Installierbare EE-Leistungen

Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 15%³¹ ergeben sich folgende installierbare PV-Leistungen $P_{PV, peak}$ als Potenzialobergrenze(n):

³⁰ Die Messungen liefern Daten zur Größe der Dachflächen, deren Neigung und Ausrichtung. In der Verarbeitung der Daten wird zudem auch die Verschattung der Flächen berücksichtigt. Siehe dazu: <http://www.sun-area.net/Methodik-im-Detail.96.0.html>

³¹ Der hier verwendete Wert für den Systemwirkungsgrad basiert auf der Annahme eines Wirkungsgrades von 17% für die Photovoltaikmodule und einem Wirkungsgrad von 90% für Wechselrichter. Diese Wertewerden heute von guten monokristallinen Solarzellen (siehe dazu auch: <http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/photovoltaik.html>) bzw. marktüblichen Wechselrichtern bereits übertroffen. Siehe auch Abschnitt 2.3.1.

Maximal installierbare Dach-PV				
	Flächeneignung	m ²	η_{sys}	P _{PV, peak} [MW]
Installierbare PV-Leistung bei $\eta_{\text{sys}} = 0,15$	sehr gut	32.433,5	15%	4,87
	gut	45.141,3	15%	6,77
	bedingt	2.718,6	15%	0,41
	Gesamt	80.293,4	15%	12,04

Tabelle 16: Photovoltaikpotenziale der ländlichen Siedlungsstruktur

Die Kategorisierung der PV-Flächen beinhaltet auch die Ausrichtung der Flächen. Als „sehr gut“ ausgewiesene Flächen sind in ihrer Hauptorientierung – mit nur geringen Abweichungen – nach Süden hin ausgerichtet. Flächen, die als „gut“ ausgewiesen sind, orientieren sich jeweils gleichteilig nach Südost und Südwest (wieder inklusive Flächen mit geringer Abweichung aus dieser Ausrichtung).

Für die ersten Simulationsläufe wurden nur die als „sehr gut“ gekennzeichneten Flächenanteile für die Photovoltaik berücksichtigt, woraus sich hier eine maximal installierbare PV-Leistung von 4870 kW ergibt.

Für die Windkraft wurde, basierend auf einer GIS-Daten-Analyse des Gemeindegebiets, von zwei installierbaren Anlagen mit je 2,5 bis 3 MW Leistung ausgegangen. Dabei wurde zunächst derselbe Anlagentyp für beide Standorte verwendet, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten³². Die Nabenhöhe der Anlagen wurde mit 140 m angesetzt.

4.1.3 Energieverbrauch der privaten Haushalte 2050 (Effizienzannahme)

Auf Basis der ausgewerteten, gemessenen Lastgänge der privaten Haushalte wurde der aktuelle Stromverbrauch der Privathaushalte in der ländlichen Siedlungsstruktur zu ca. 6.440 MWh pro Jahr abgeschätzt. In diese Abschätzung flossen auch Daten zur Zusammensetzung der Haushalte – nach Anzahl der im Haushalt lebenden Personen – mit ein³³.

Unter den getroffenen Effizienzannahmen sinkt der Stromverbrauch der privaten Haushalte bis 2050 auf ca. 2.065 MWh pro Jahr. Hinzu kommt jedoch der Strombedarf zur Wärmebereitstellung von ca. 1.346 MWh/a für Raumwärme und ca. 244 MWh/a für Warmwasser.

Damit beläuft sich der Gesamtstrombedarf der privaten Haushalte des Beispieldorfs im Jahr 2050 auf maximal etwa 3.655 MWh pro Jahr³⁴.

4.1.4 Energieverbrauch von Industrie und Gewerbe 2050

Für das hier verwendete Beispieldorf mit ca. 3.850 Einwohnern resultiert, bei einem bundesweiten Anteil Erwerbstätiger von gut 49% an der Gesamtbevölkerung³⁵, eine Zahl von 1.892 Arbeitsplätzen.

Aus den Angaben des Statistischen Bundesamtes zum Arbeitsmarkt ergibt sich in etwa eine Verteilung der Arbeitsplätze zu 26,5% auf eher industriell geprägte Bereiche³⁶ sowie zu 73,5% auf den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen³⁷.

Aus diesen Angaben ergeben sich für das Beispieldorf statistisch betrachtet ca. 500 industrielle Arbeitsplätze und ca. 1.390 Arbeitsplätze im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, die zur Abbildung der

³² Zur standortspezifischen Auswahl der Windkraftanlage siehe auch Abschnitt 2.3.2.

³³ Die Daten zur Zusammensetzung der Haushalte entstammen dem Online-Immobilienportal „immobilienscout24“ (<http://www.immobilienscout24.de>).

³⁴ Ein etwaiger solarthermischer Beitrag zur Wärmebereitstellung verringert den Strombedarf der Wärmeerzeugung.

³⁵ Berechnet aus Angaben von: Statistisches Bundesamt; 2011, via Internet unter:

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Arbeitsmarkt/content75/Eckwertetabelle.templateId=renderPrint.psm>

³⁶ Zusammengefasst wurden hier: Land-, Forstwirtschaft und Fischerei sowie das produzierende Gewerbe einschließlich des Baugewerbes.

³⁷ Dies beinhaltet Handel, Gastgewerbe und Verkehr, Finanzierung, Vermietung und Unternehmensdienstleister sowie öffentliche und private Dienstleister.

Stromnachfrage gleichmäßig auf die jeweiligen vorliegenden Lastgänge für Industrie und Gewerbe verteilt wurden³⁸.

Nach Anpassung der vorliegenden Lastgänge auf die Situation des Beispieldorfs ergibt sich ein Jahresgesamtstromverbrauch von Industrie und Gewerbe in Höhe von knapp 24.400 MWh. Aufgrund der angenommenen Steigerung der Energieeffizienz – hier wird ein Rückgang auf 70% des derzeitigen Niveaus unterstellt³⁹ – ergibt sich daraus ein Verbrauch von etwas weniger als 17.100 MWh pro Jahr für die Abbildung in der Simulation. Damit beträgt der Stromverbrauch für die Versorgung der Arbeitsplätze im Beispieldorf knapp das 4,7-fache des Strombedarfs der privaten Haushalte.

Gegenüber der Situation ohne Industrie und Gewerbe muss daher von einer deutlichen Erhöhung der zu installierenden Erzeugungskapazitäten und/oder der vorzuhaltenden Speicherkapazität ausgegangen werden.

4.2 Städtische Siedlungsstruktur „Stadtteil“

Die untersuchte Siedlungsstruktur „Stadtteil“ umfasst eine Gesamtfläche von etwa 230 Hektar, wovon etwa 110 Hektar als Siedlungsfläche klassifiziert sind. Bei einer Einwohnerzahl von ca. 13.400 ergibt sich daraus eine Bevölkerungsdichte von knapp 122 Einwohnern pro Hektar Siedlungsfläche, was knapp dem Vierfachen der Bevölkerungsdichte des Beispieldorfs entspricht.

4.2.1 Kenndaten der städtischen Siedlungsstruktur

Daten für die städtische Siedlungsstruktur			
Parameter	Wert	Einheit	
Gesamtfläche	230	ha	
Einwohnerzahl	13.400		
Siedlungsfläche	110	ha	
Verkehrsfläche	40	ha	
Gewerbe und Industriefläche	20	ha	
Freifläche (Grünfläche ohne Zweckbestimmung)	20	ha	
Landwirtschaftlich genutzte Fläche	0	ha	
Infrastrukturdaten			
Schulen	2		
Einkaufszentren			
Industriebetriebe			
Wohnhäuser	2.070	Gebäude	
Einwohner pro Wohnhaus	6,5		
Dachflächen Fotovoltaik	1.731	Gebäude	
PV-Fläche	9,7	ha	
davon sehr gut geeignet	3,2	ha	
gut geeignet	5,2	ha	
bedingt geeignet	1,2	ha	
PV-Fläche	96.900,0	m ²	
PV-Fläche pro Kopf	7,2	m ² /cap	
Anteil Wohnhäuser mit PV-Potenzial	83,6%		
PV-Fläche pro Wohnhaus	0,01	ha	
	56,0	m ²	

Tabelle 17: Kenndaten der städtischen Siedlungsstruktur

³⁸ Im Mittel ergeben sich hieraus ca. 63 Arbeitsplätze pro industriellem und etwa 116 Arbeitsplätze pro gewerblichem Lastgang.

³⁹ Aufgrund des Autarkieansatzes wird hier, gegenüber dem Regionenverbundsszenario, von einem stärkeren Rückgang des Stromverbrauchs von Gewerbe und Industrie ausgegangen. Bei der genannten Reduktion (70% des derzeitigen Stromverbrauchs) handelt es sich um eine Abschätzung. Im Regionenverbundsszenario beträgt der Stromverbrauch der Industrie im Jahr 2050 ca. 83% des Verbrauchs in 2008, beim Gewerbe sind es dort in 2050 etwa 76% des Verbrauchs in 2008.

4.2.2 Installierbare EE-Leistungen

Bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 15% ergeben sich folgende installierbare PV-Leistungen als Potenzialobergrenze(n):

Maximal installierbare Dach-PV				
	Flächeneignung	m ²	η_{sys}	P _{PV, peak} [MW]
Installierbare PV-Leistung bei $\eta_{\text{sys}} = 0,15$	sehr gut	32300,0	15%	4,85
	gut	52200,0	15%	7,83
	bedingt	12300,0	15%	1,85
	Gesamt	96800,0	15%	14,52

Tabelle 18: Photovoltaikpotenziale der städtischen Siedlungsstruktur

Insgesamt beläuft sich die auf Flächen mit sehr gutem und gutem Potenzial installierbare PV-Leistung auf knapp 12,7 MW. Werden auch die lediglich bedingt geeigneten Flächen verwendet, erhöht sich die insgesamt installierbare PV-Leistung auf ca. 14,5 MW.

In der städtischen Siedlungsstruktur bestehen aufgrund der dichten Bebauung keine Nutzungspotenziale für die Windenergie. Aufgrund des gewählten Ansatzes einer lokal-autarken Versorgung kommt in dieser Studie die Erschließung von Windpotentialen unter Einbeziehung des städtischen Umlands nicht infrage. In der Realität passiert dies heute schon, da auch die Infrastruktur in Form des Stromnetzes existiert.

4.2.3 Energieverbrauch der privaten Haushalte 2050 (Effizienzannahme)

Auf Basis der ausgewerteten, gemessenen Lastgänge der privaten Haushalte wurde der aktuelle Stromverbrauch der Privathaushalte in der städtischen Siedlungsstruktur zu ca. 22.539 MWh pro Jahr abgeschätzt. In diese Abschätzung flossen auch Daten zur Zusammensetzung der Haushalte – nach Anzahl der im Haushalt lebenden Personen – mit ein.

Unter den getroffenen Effizienzannahmen sinkt der Stromverbrauch der privaten Haushalte bis 2050 auf ca. 7.228 MWh pro Jahr. Hinzu kommt jedoch der Strombedarf zur Wärmebereitstellung von ca. 4.712 MWh/a für Raumwärme und ca. 854 MWh/a für Warmwasser.

Damit beläuft sich der Gesamtstrombedarf der privaten Haushalte im Beispiels „Stadtteil“ im Jahr 2050 auf etwa 12.794 MWh pro Jahr.

4.2.4 Energieverbrauch von Industrie und Gewerbe 2050

Für den Stadtteil mit ca. 13.400 Einwohnern ergibt sich die notwendige Zahl bereitzustellender Arbeitsplätze zu 6.621, was – bei gleicher Verteilung auf Industrie und Gewerbe wie im Beispieldorf – eine Zahl von 1.753 Arbeitsplätzen in der Industrie und 4.868 im Gewerbesektor entspricht.

Nach Anpassung der vorliegenden Lastgänge auf die Situation des Stadtteils ergibt sich ein Gesamtstromverbrauch von Industrie und Gewerbe von knapp 85.286 MWh pro Jahr, der sich durch die getroffene Effizienzannahme auf 59.700 MWh pro Jahr verringert.

5 Entwicklung des Versorgungsmodells „Lokal-Autark“

Die Rahmenbedingungen für das Versorgungsmodell sind so gesetzt, dass einige Restriktionen bezüglich der in Betracht kommenden Erzeugungstechnologien vorhanden sind, etwa der Ausschluss der Verwendung von Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung⁴⁰. Auch die primäre Verwendung von Wärmepumpen zur Bereitstellung der benötigten Nutzwärme ist vorgegeben.

Aufgabe der Simulationsuntersuchung war, für die jeweiligen Standorte und Siedlungsstrukturen unter den gegebenen Rahmenbedingungen und Restriktionen ein Versorgungssystem zu entwickeln, welches eine autarke Versorgung des Energiebedarfs zulässt oder diesem Ziel möglichst nahe kommt. Hierzu wurden zahlreiche aufeinander aufbauende Simulationsläufe durchgeführt. Basierend auf der Abbildung der ländlichen Siedlungsstruktur am Standort im Norden Deutschlands, wurden zunächst Varianten gerechnet, in denen unterschiedliche Kontingente des Strombedarfs (z.B. nur der Haushaltsstrombedarf oder Strombedarf der Haushalte plus E-Mobilität) und unterschiedlich zusammengesetzte Versorgungssysteme untersucht wurden. Als Optimierungsparameter wurde die benötigte elektrische Speicherkapazität gewählt, da diese die – aus heutiger Sicht – teuerste Teilkomponente darstellt.

Ziel dieser Herangehensweise war die Entwicklung eines Referenzsystems „Lokal-Autark“, das dann als Ausgangssystem für die Untersuchung anderer Standortbedingungen und anderer Siedlungsstrukturen diene.

Im Einzelnen wurden folgende Simulationsläufe für die ländliche Siedlungsstruktur im Norden Deutschlands durchgeführt:

5.1 Simulationen, in denen nur der Strombedarf der privaten Haushalte berücksichtigt wurde

Ausgehend von der kompletten Nutzung der „sehr gut“ geeigneten Potenzialflächen der Photovoltaik und der Verwendung von „Standardwindenergieanlagen“ mit 2,5 MW Anlagenleistung wurden Variationen der installierten Leistungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Möglichkeit einer autarken Bereitstellung des Haushaltsstrombedarfs und der jeweils notwendigen Kapazität der elektrischen Speicher untersucht. Dazu wurden folgende Simulationen durchgeführt:

1. Komplette Belegung der „sehr guten“ Dachflächen mit PV (4.870 kW), 2 x 2,5 MW Windenergie , keine solarthermische Wärmeerzeugung;
2. Reduzierung der installierten PV-Leistung um ca. 2.000 kW (2.840 kW Photovoltaik, 2 x 2,5 MW Wind, keine Solarthermie);
3. Simulation nur mit Windenergie (0 kW PV, 2 x 2,5 MW Wind, keine Solarthermie);
4. Simulation mit PV auf allen „sehr guten“ Flächen, aber ohne Windenergie (4.870 kW PV, 0 MW Wind, keine Solarthermie).

Ergebnisse dieser Simulationsläufe

Eine autarke Versorgung der privaten Haushalte mit Strom und strombasierter Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen lässt sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen (ländliche geprägte Siedlungsstruktur mit norddeutschem Klima) grundsätzlich darstellen. Je nach Zusammensetzung der Erzeugungsseite sind hierfür unterschiedliche Kapazitäten an elektrischem Speicher notwendig. Bei kompletter Ausnutzung der „sehr guten“ Potenzialflächen für die Photovoltaik (ca. 4.870 kW) und der Errichtung zweier Windenergieanlagen mit je 2,5 MW an den dafür geeigneten Standorten der Beispielgemeinde, ergibt sich eine notwendige Nettospeicherkapazität von 167 MWh bzw. gut 96 kWh pro Haushalt.

Bei Akzeptanz einer leicht erhöhten Speicherkapazität (hier z.B. 178 MWh gegenüber 167 MWh) kann eine autarke Versorgung auch mit deutlich reduzierter PV-Leistung erreicht werden: statt der ursprünglichen PV-Leistung von 4.870 kW reicht in diesem Fall eine Leistung von 2.840 kW aus, was einer Reduktion um ca. 42% entspricht.

⁴⁰ Siehe auch Anmerkung 4.

Auch unter einem kompletten Verzicht auf photovoltaische Stromerzeugung kann eine autarke Versorgung dargestellt werden. Zwar steigt in diesem Fall die notwendige Kapazität der elektrischen Speicher weiter an, jedoch nicht so stark, dass diese Alternative ausgeschlossen werden müsste. Insgesamt sind bei alleiniger Nutzung der Windenergie etwa 200 MWh elektrische Speicher notwendig. Dies entspricht einem Wert von gut 115 kWh pro Haushalt und bedeutet eine Vergrößerung der elektrischen Speicher um knapp 20% gegenüber der Situation, in der die „sehr guten“ PV-Potenziale komplett verwendet werden.

Insgesamt zeigt sich die Windenergie deutlich weniger speicherintensiv als die Photovoltaik. Im Gegenzug kann durch eine Ausweitung der photovoltaischen Stromerzeugung bei einem substantiellen Leistungsanteil der Windenergie nur eine relativ geringe Einsparung an notwendiger Speicherkapazität erzielt werden.

In der Simulation ohne Windenergie konnte keine autarke Versorgung des Beispieldorfs erzielt werden.

5.2 Simulationen, in denen der Strombedarf der privaten Haushalte und der E-Mobilität berücksichtigt wurde

Als Ausgangspunkt dieser Untersuchung dienten die gleichen Grundannahmen wie zuvor: zunächst vollständige Ausnutzung der „sehr guten“ Potenzialflächen für Photovoltaik und Errichtung zweier „Standardwindenergieanlagen“ mit je 2,5 MW. Aufbauend auf den Ergebnissen der unter 5.1 beschriebenen und der hier jeweils durchgeführten Simulationsläufe, werden auch Variationen hinsichtlich der Leistung der Windenergie und der Größe der elektrischen Speicher betrachtet:

1. Komplette Belegung der „sehr guten“ Flächen mit PV (4.870 kW), 2 x 2,5 MW Windenergie, keine solarthermische Wärmeerzeugung,
2. Komplette Belegung der „sehr guten“ Flächen mit PV (4.870 kW), Steigerung der Leistung der Windenergieanlagen von 2,5 auf 3 MW, keine solarthermische Wärmeerzeugung,
3. Minimierung der installierten Erzeugungskapazitäten durch Vergrößerung der elektrischen Speicherkapazität.

Ergebnisse dieser Simulationsläufe

Die Einbeziehung des Strombedarfs der E-Mobilität zusätzlich zum reinen Haushaltsstrombedarf führt zu einer drastischen Veränderung der gesamten Versorgungssituation. Insgesamt betrachtet ist festzustellen, dass der Einfluss der E-Mobilität als prägend für das Versorgungssystem bezeichnet werden muss.

Gegenüber der Ausgangssituation ohne E-Mobilität (2 x 2,5 MW Windenergie, 4.870 kW Photovoltaik und nur Haushaltsstrom) erhöht sich hier die notwendige elektrische Speicherkapazität fast um den Faktor 4: waren in der Ausgangssituation ca. 167 MWh Speicherkapazität ausreichend, steigt diese nun auf etwa 680 MWh an. Bezogen auf die Haushalte bedeutet dies eine Steigerung von einem Wert von knapp unter 100 kWh Speicher pro Haushalt auf einen Wert von nunmehr fast 400 kWh.

Eine deutliche Reduktion der notwendigen Speicherkapazität kann durch eine erhöhte Leistung der Windenergieanlagen erreicht werden. Unter Verwendung zweier Anlagen mit je 3 MW Leistung (gegenüber 2,5 MW vorher) kann eine Verringerung der Speicherkapazität um etwa ein Drittel auf dann 430 MWh stattfinden⁴¹. Zwar ist auch dies etwa das Zweieinhalbfache dessen, was ohne E-Mobilität an elektrischem Speicher notwendig war. Bezieht man den Speicher auf die Haushalte, so ergibt sich mit E-Mobilität eine zusätzlich notwendige Speicherkapazität von knapp 150 kWh pro Haushalt bzw. etwas weniger als vier „Tankfüllungen“ eines durchschnittlichen Elektrofahrzeugs mit 40 kWh an eigenem Speicher.

Ein kompletter Verzicht auf die Photovoltaik ist in einem Szenario mit E-Mobilität nicht darstellbar. Bei einem hinreichend groß dimensionierten elektrischen Speicher (insgesamt 1.740 MWh bzw. gut 1.000 kWh pro Haushalt) reicht jedoch bereits eine geringe installierte PV-Leistung (125 kW, zusätzlich zu den 2 x 3 MW Windkraft) zur Verhinderung von Versorgungslücken aus.

Insgesamt betrachtet steigt in einem Szenario mit E-Mobilität der „Versorgungswert“ der Photovoltaik gegenüber einem Szenario mit alleiniger Deckung des Haushaltsstroms an. Der Grund hierfür liegt in der prinzipiellen, tagesgängigen Erzeugungscharakteristik der Photovoltaik: wenn Strom mittels Photovoltaik

⁴¹ Der Einfluss der Auslastung der Windkraftanlagen durch die Wahl von an den jeweiligen Standort angepassten Anlagen ist ebenfalls beträchtlich und zeigt sich in den Abschnitten 6.6 und 6.7.

erzeugt werden kann, so trifft diese Erzeugung zeitgleich auf einen deutlichen Bedarf an Fahrstrom für die Elektrofahrzeuge.

5.3 Simulationen mit solarthermischem Beitrag zur Wärmebereitstellung

Auch in diesen Simulationsläufen wird der Strombedarf der privaten Haushalte und der E-Mobilität berücksichtigt; der Strombedarf von Industrie und Gewerbe bleibt hier noch außen vor.

1. Komplette Belegung der „sehr guten“ Dachflächen mit PV (4.870 kW), 2 x 3 MW Windenergie, 15% Wärmedeckung durch Solarthermie,
2. Komplette Belegung der „sehr guten“ Dachflächen mit PV (4.870 kW), 2 x 3 MW Windenergie, 30% Wärmedeckung durch Solarthermie,

Ergebnisse dieser Simulationsläufe

Für die Untersuchung der Auswirkungen der Solarthermie wurden zwei Simulationsvarianten gerechnet, in denen der Anteil der direkt solar erzeugten Wärme am Gesamtwärmebedarf bei 15% bzw. 30% lag. Auf der Erzeugungsseite kamen 2 x 3 MW Windenergie sowie 4.870 kW Photovoltaik zum Einsatz. In beiden Varianten konnten Verringerungen der notwendigen elektrischen Speicherkapazität dargestellt werden, die jedoch vergleichsweise gering ausfallen.

Bei einem solarthermischen Anteil von 15% wurde eine maximale Reduktion des elektrischen Speichers auf etwa 406 MWh erzielt (5,6 % geringer als im Szenario ohne Solarthermie), in der Variante mit 30% Wärmedeckung lag dieser Wert bei 386 MWh (10,2 % Reduktion).

Der Grund für die geringe Wirkung der Solarthermie auf die notwendige elektrische Speicherkapazität liegt darin begründet, dass die Solarthermie hauptsächlich dann zur Wärmeversorgung beiträgt, wenn auch viel überschüssiger Strom anfällt. Dieser könnte dann ebenso zur Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen genutzt werden. In den Zeiten, in denen maßgeblich der elektrische Speicher die Deckung des Bedarfs sicherstellen muss – in den Wintermonaten also – ist der Beitrag der Solarthermie jedoch vernachlässigbar.

5.4 Simulationen mit Wärmepumpe und thermischen Speichern

Nach den im vorigen Abschnitt beschriebenen geringen Auswirkungen des Solarthermie-Einsatzes auf die elektrische Speicherkapazität findet in diesen Simulationsläufen keine Wärmegewinnung mittels solarthermischer Anlagen statt. Stattdessen werden die auftretenden Stromüberschüsse, die sich in der Bilanz nach Verwendung der elektrischen Speicher ergeben, zum Beladen der thermischen Speicher mit Wärme aus den Wärmepumpen genutzt. Der Vorteil dieser Systemkonfiguration liegt im Wegfall der Solarthermie, wodurch die dafür notwendigen Investitionen sowie die Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik entfallen.

Zunächst wurde in mehreren Varianten die Reaktion des Systems bezüglich einer möglichen Verringerung der elektrischen Speicherkapazität betrachtet. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Kapazitätsreduktion der Akkumulatoren mit wachsendem thermischen Speichervolumen und/oder unter Verwendung größerer Einzelspeicher mit geringeren Wärmeverlustfaktoren kontinuierlich ansteigt (siehe Tabelle 19).

Speichervolumen [m³]	Größe der Einzelspeicher [Liter]	Wärmeverlustrate ¹⁾ [W/K]	elektrische Speicherkapazität [MWh]
366,7	300	2,00	422,0
737,0	1.450	4,20	414,5
1.474,0	2.900	6,77	404,0
2.948,0	4.000	9,33	387,0
2.948,0	10.000	9,5	380,5
2.948,0	100.000	50	373,4
2.948,0	1.000.000	250	371,0

1) Die Wärmeverlustrate bezieht sich jeweils auf das komplette Speichervolumen, d.h., dass zum Beispiel der spezifische (auf das Volumen bezogene) Wärmeverlust des Speichers mit 1.000.000 Litern halb so groß ist, wie der des Speichers mit 100.000 Litern.

Tabelle 19: Verringerung der notwendigen elektrischen Speicherkapazität bei steigendem thermischen Speichervolumen und geringeren Wärmeverlustraten

Es zeigt sich deutlich, dass solarthermisch genutzte Fläche im hier untersuchten Versorgungssystem durch thermisches Speichervolumen ersetzt werden kann. Bei einem Gesamtvolumen der Wärmespeicher von 2.948 m³, was im rechnerischen Durchschnitt einem Speichervolumen von knapp 1.700 Litern pro Haushalt entspricht, lassen sich auf Seiten der elektrischen Speicher ebenso große Kapazitätsreduktionen erzielen, wie dies in der Konfiguration mit 30% solarer Wärmedeckung maximal möglich schien.

Eine stärkere Zentralisierung der Wärmespeicher erbringt noch deutlich darüber hinausgehende Einsparungen an elektrischer Speicherkapazität, da die spezifischen Wärmeverluste mit der Vergrößerung der einzelnen thermischen Speicher sinken. Hier ist jedoch zu bedenken, dass zusätzliche Wärmenetzverluste erwartet werden müssen, die hier nicht berücksichtigt sind.

Betrachtet man die sich abzeichnende Tendenz und berücksichtigt den Verlauf der Versorgungssituation, der auch hier noch häufig große Stromüberschüsse in den wärmeren Jahreszeiten aufweist, spricht alles dafür, auch die saisonale Speicherung von Wärme in Betracht zu ziehen.

6 Basisszenario: Referenzsystem der lokal-autarken Versorgung für private Haushalte mit E-Mobilität

Die positiven Effekte, die sich durch die Kombination von Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen und saisonaler Wärmespeicherung potenziell ergaben und die dazu konkret durchgeführten Simulationsläufe führten dazu, diesen Ansatz zum Hauptszenario dieser Arbeit zu machen.

Der Systemansatz basiert darauf, dass sich in allen bisher durchgeführten Simulationen mit vollständiger Bedarfsdeckung Stromüberschüsse ergaben, die innerhalb des zu versorgenden Gebiets nicht genutzt werden konnten. Insbesondere im Sommerhalbjahr – und dort umso stärker, je höher die installierte PV-Leistung ist – kommt es häufig zu hohen Leistungsüberschüssen, während die größten Probleme der Bedarfsdeckung in den kälteren Jahreszeiten auftreten. Ziel des gewählten Ansatzes ist es, die sommerlichen Stromüberschüsse zur saisonalen Speicherung von Wärme zu verwenden, um so einen die Stromlast senkenden Beitrag zur Wärmedeckung im Winter zu leisten.

Ländliche Siedlung					
Einwohner:	3850	Siedlungsfläche:	115 ha	Gesamtfläche:	3600 ha
PV geeignete Fläche:	8 ha	davon sehr gut:	3,2 ha	davon gut:	4,5 ha
Potenzial Windenergie:	Standorte für die Errichtung von 2 Anlagen				
Stadtteil					
Einwohner:	13.400	Siedlungsfläche:	110 ha	Gesamtfläche:	230 ha
PV geeignete Fläche:	9,7 ha	davon sehr gut:	3,2 ha	davon gut:	5,2 ha
Potenzial Windenergie:	keins				

Tabelle 20: Übersicht der Struktur- und Potenzialdaten der untersuchten Siedlungsstrukturen

6.1 Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 100% E-Mobilität

Ziel dieses Szenarios ist es, die maximal mögliche Einsparung elektrischer Speicherkapazität durch die Einbeziehung saisonaler Wärmespeicherung auszuloten. Hierzu wurden die Kenndaten der größten verwendeten Einzelspeicher aus Tabelle 19 übernommen. Anschließend wurde das Gesamtspeichervolumen so lange erhöht, bis sich auf Seiten der elektrischen Speicher keine weiteren Verringerungen abzeichneten.

Dieser Punkt findet sich bei einem thermischen Gesamtspeichervolumen von ca. 13.700 m³. Die an diesem Punkt notwendige Kapazität der elektrischen Speicher sinkt auf 151 MWh und liegt damit sogar leicht unter dem Niveau des Simulationslaufs ohne PV und E-Mobilität. Verglichen mit der Simulation inklusive des Stromverbrauchs der E-Mobilität (430 MWh elektrische Speicher) sinkt dieser Wert um beinahe zwei Drittel. Bezogen auf die Zahl der Haushalte des untersuchten Gebiets beläuft sich die notwendige elektrische Speicherkapazität auf knapp 87 kWh pro Haushalt (dies ist etwas mehr als das Doppelte der hier angenommen Speicherkapazität eines Elektrofahrzeugs).

6.1.1 Charakteristik von Erzeugung und Verbraucherlast

Abbildung 6 stellt den Verlauf der Verbraucherlast (schwarzes Band) und des Stromverbrauchs der E-Mobilität (graue Linie) jeweils im Vergleich zur Gesamterzeugung (violett), sowie zur Erzeugung aus PV (orange) und Windenergie (blau) dar.

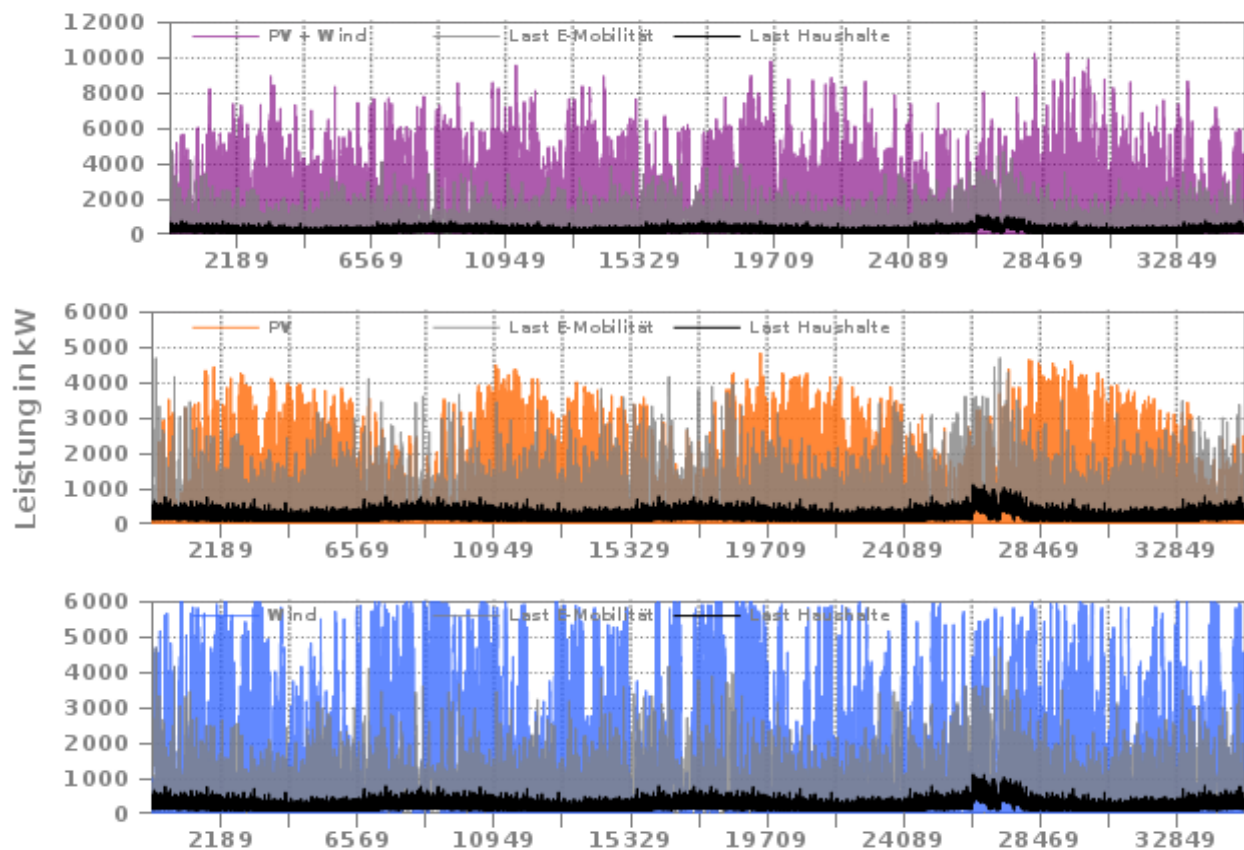


Abbildung 6: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und EE-Erzeugung.

Aufgrund der Darstellung als durchgängige Zeitreihe über vier Jahre hinweg gehen Details in der Darstellung verloren, es ist aber deutlich ersichtlich, dass die Erzeugungsleistung der Erneuerbaren sehr häufig die Verbraucherlast übersteigt. Auch der jahreszeitliche Verlauf sowohl der Verbraucherlast (mit höherem Leistungsbedarf in den kühleren Jahreszeiten mit weniger Tageslicht) als auch der Erzeugung durch Photovoltaik (mit durchweg höherer Erzeugung in den wärmeren Jahreszeiten bei besserem solaren Strahlungsangebot) tritt deutlich hervor.

Eine deutliche Auffälligkeit zeigt sich im Verlauf der Verbraucherlast am Übergang vom dritten zum vierten Jahr (Abschnitt vor der Simulationsstunde 28.469): hier ist ein nach oben abgesetztes „Plateau“ im Verlauf der Verbraucherlast zu beobachten. Der Grund hierfür ist, dass zu dieser Zeit keine Wärme mehr aus den saisonalen Wärmespeichern entnommen werden kann. In der Folge muss der Wärmebedarf in dieser Zeit vorwiegend direkt durch den Betrieb der Wärmepumpen gedeckt werden, was zu einer insgesamt höheren Stromlast führt.

In diesem Zeitraum ist auch gut zu erkennen, dass ebenfalls durchgängig Situationen auftreten, in denen die Erzeugungsleistung aus Photovoltaik und Windenergie gemeinsam nicht ausreicht, die aktuelle Verbraucherlast zu decken (die unteren Enden der Linien verdichten sich unterhalb der Linie der Verbraucherlast scheinbar zu einer durchgehenden Fläche). In diesen Zeiten springen die elektrischen Speicher ein.

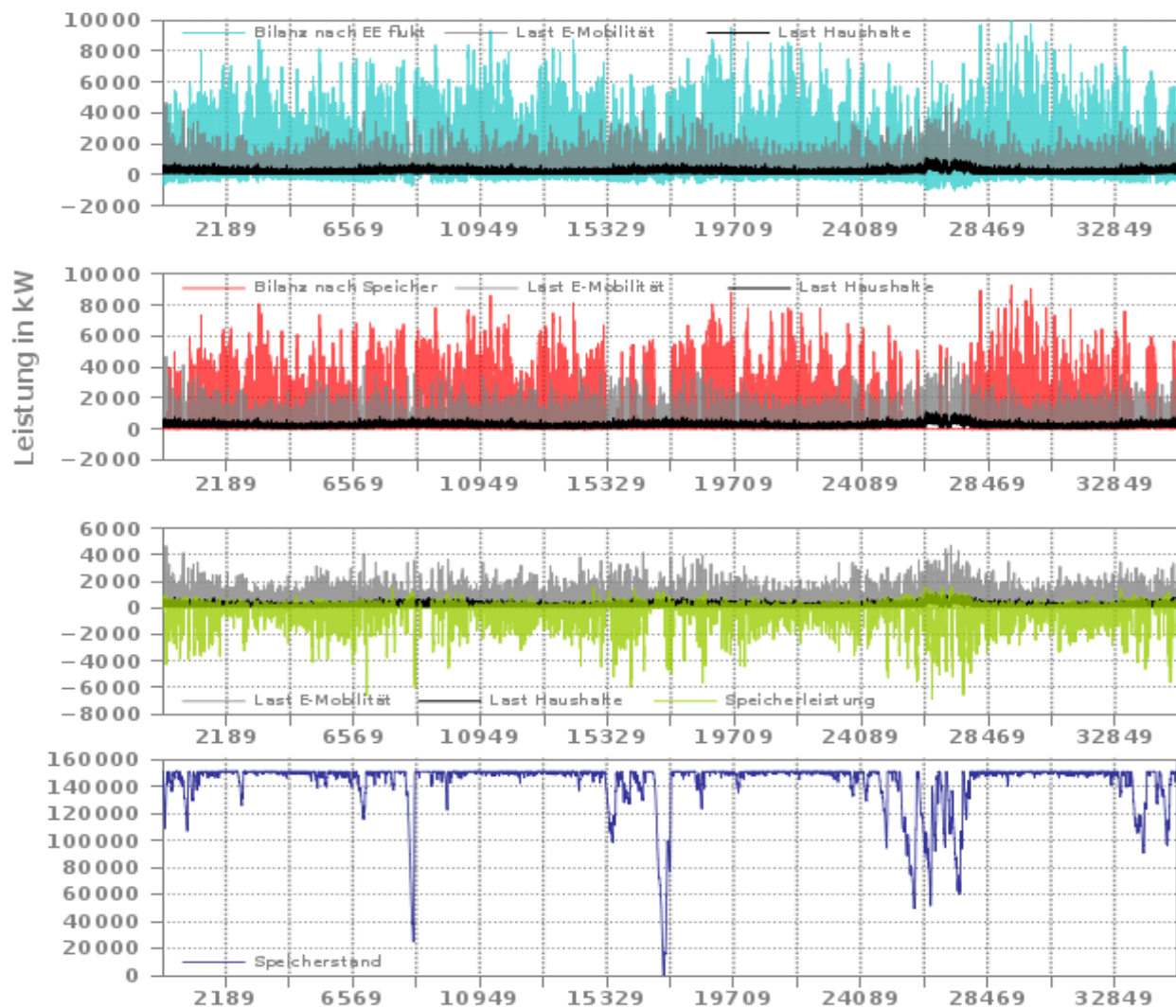


Abbildung 7: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher.

Abbildung 7 zeigt die Strombilanz, ebenfalls für einen durchgängigen Zeitraum von vier Jahren. Neben der Verbraucherlast (schwarzes Band: Last der Haushalte, graues Band: Last der E-Mobilität) sind die Bilanzen nach der fluktuierenden Erzeugung aus Wind und PV (türkis, oberes Diagramm), nach Speichernutzung (rot, zweites Diagramm) sowie die Speicherleistung dargestellt (grün, drittes Diagramm). Das vierte Diagramm der Abbildung zeigt den Verlauf des Ladezustands der elektrischen Speicher in kWh als blaue Linie.

Während die Strombilanz nach der fluktuierenden Erzeugung durchgängig sowohl positive (Erzeugungsüberschuss) als auch negative (Erzeugungsdefizit) Werte aufweist – mit deutlicher Verschiebung in Richtung der Erzeugungsüberschüsse –, verbleibt die Bilanz nach Einsatz der Speicher stets im positiven bzw. ausgeglichenen Bereich. Doch auch nach Einsatz der Speicher verbleiben noch häufig deutliche Erzeugungsüberschüsse, die im hier simulierten Versorgungsszenario potenziell für die Temperaturerhöhung der saisonalen Wärmespeicher durch die Wärmepumpen zu Verfügung stehen.

In den Zeiten, in denen die thermischen Speicher entleert sind, treten keine Erzeugungsüberschüsse mehr auf (Übergang vom dritten zum vierten Jahr). Innerhalb dieses Zeitraums können die thermischen Speicher nicht mehr, im Sinne eines verbraucherseitigen Lastmanagements, zur Senkung der Stromlast beitragen. Auftretende Erzeugungsüberschüsse werden nun vorwiegend für die Ladung der elektrischen Speicher verwendet.

Der Verlauf der Speicherleistung (drittes Diagramm) korreliert recht deutlich mit dem Verlauf der Bilanz nach der fluktuierenden Erzeugung: in den wärmeren Jahreszeiten besteht – aufgrund des geringeren Stromverbrauchs und eines höheren Beitrags insbesondere der PV – eine geringere Speicheranforderung. In diesen Zeiträumen sind die Speicher oft voll aufgeladen oder nur geringfügig entladen, so dass nur geringere Anteile der Erzeugungsüberschüsse für das Wiederaufladen der Speicher genutzt werden können.

Bricht die Erzeugung aus PV und Wind über längere Zeiträume ein, kommt es zu einer starken Beanspruchung der Speicher. Eine solche Situation tritt in allen vier untersuchten Jahren gegen Ende des jeweiligen Jahres auf, besonders stark ausgeprägt ist dies am Übergang vom dritten auf das vierte Jahr zu beobachten. Deutlicher ist dies am Verlauf des Speicherladestandes (blaue Linie im vierten Diagramm) abzulesen. Hier zeigt sich auch, dass ca. ein Drittel der installierten elektrischen Speicherleistung nur in sehr wenigen Stunden im Jahr (wenn überhaupt) genutzt wird (Übergang von Jahr 1 zu Jahr 2 bzw. von Jahr 2 zu Jahr 3).

Für einen besseren Einblick in die Details der kurzfristigen Dynamik des simulierten Versorgungssystems zeigt Abbildung 8 den Verlauf der ersten dreißig Tage der Simulation, also für den Monat Januar. Dargestellt sind die Verbraucherlast der Privathaushalte (schwarze Linie), der Leistungsbedarf der E-Mobilität (dunkelrote Linie), die Erzeugung aus Photovoltaik (orange Flächen) und Windenergie (blaue Flächen) sowie der Beitrag der elektrischen Speicher (grüne Flächen). Hierbei zeigen hellgrüne Flächen unterhalb der Linie der Verbraucher- bzw. E-Mobilitätslast an, dass die Speichersysteme entladen werden müssen, um die Deckung der aktuellen Verbraucherlast sicherzustellen (Markierung 1). Dunkelgrüne und/oder grünlich verfärbte orange Flächen oberhalb der Verbraucherlast weisen eine Ladung der Speicher aus Erzeugungsüberschüssen aus. Dabei weist das dunklere Grün darauf hin, dass die Überschüsse im Wesentlichen aus der Erzeugung der Windenergie resultieren (Markierung 2), während grünlich verfärbtes Orange darauf hinweist, dass PV-Überschüsse zur Ladung der Speicher „abgeschöpft“ werden (Markierung 3).

Innerhalb der dargestellten dreißig Tage treten auch andauernde Perioden auf, in denen die Speicher einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leisten müssen; ein gutes Beispiel hierfür sind die ersten vier Tage. Es treten jedoch auch deutliche, teils länger andauernde Erzeugungsüberschüsse der Windenergie auf (z.B. Tage 4 bis 7). Auch treten Situationen auf, in denen alleine schon die Erzeugung der Photovoltaik die gemeinsame Last der Haushalte und der E-Mobilität übertrifft.

Gut zu erkennen ist auch der „gleitende“ Charakter der Last der E-Mobilität: regelmäßig folgt diese den Erzeugungsspitzen, um die Fahrzeugspeicher wieder aufzuladen. Dabei werden auch diejenigen Fahrzeugakkus wieder aufgeladen, deren Wiederaufladung durchaus länger hätte verzögert werden können.

Über die gesamte Zeit hinweg treten auch immer wieder Erzeugungsüberschüsse auf (maßgeblich aus der Windenergie), die nicht mehr zur Ladung der elektrischen Speicher verwendet werden können, da diese bereits voll aufgeladen sind. Dieser Überschuss stellt das Potenzial dar, mit dem eine Temperaturanhebung der saisonalen Wärmespeicher mittels der Wärmepumpen erfolgen kann. In der Darstellung ist dies daraus zu ersehen, dass der Überschuss dort in der unverfälschten Farbe der jeweiligen Erzeugungsart (blau für Windenergie und orange für Photovoltaik) erscheint.

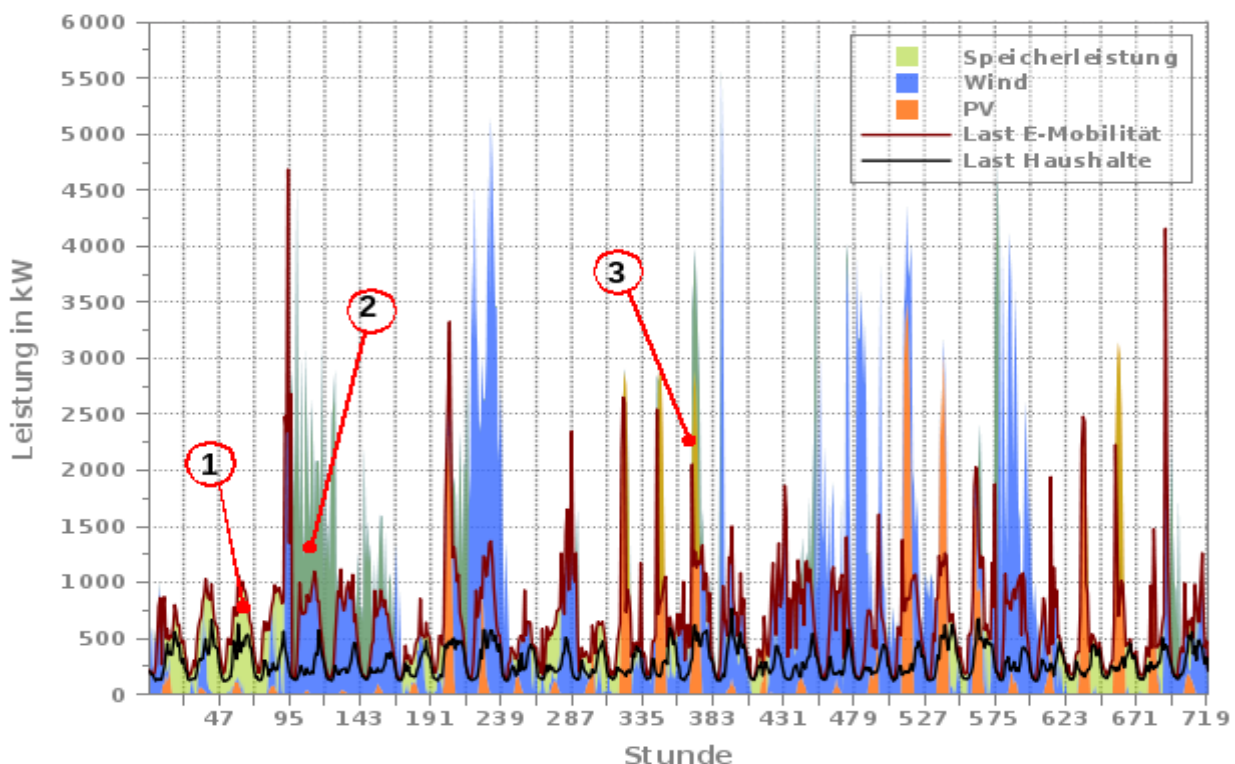


Abbildung 8: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg.

Zum Vergleich zeigt Abbildung 9 die Situation in der Mitte des ersten Jahres, also im Sommer. Hier ist deutlich die Dominanz der photovoltaischen Stromerzeugung zu erkennen, die häufig die Gesamtlast übersteigt. Die Windenergie weist im ersten Drittels des Monats einige Tage mit hoher Erzeugung auf, die dann auch bei weitem die Last von Privathaushalten und E-Mobilität übertrifft. Die Speicher werden vorwiegend während der Nachtstunden zum Erreichen einer ausgeglichenen Bilanz benötigt. Nur geringe Anteile der Erzeugungsüberschüsse werden für die Aufladung der elektrischen Speicher benötigt, da sich diese stets nahe ihrem maximalen Ladestand bewegen, so dass hier verstärkt in die saisonalen Wärmespeicher eingespeichert werden kann.

Der weiter oben bereits erwähnte, von der kompletten Entleerung der thermischen Speicher gekennzeichnete Zeitraum um den dritten Jahreswechsel, ist in der Darstellung des Verlaufs der thermischen Last vor und nach Wärmebeitrag aus den saisonalen Speichern wesentlich deutlicher zu erkennen (siehe Abbildung 10). Bis auf diesen und einen weiteren Zeitraum zu Beginn des dritten Jahres, reicht die aus den Stromüberschüssen erzeugte Wärmemenge der thermischen Speicher stets zur Deckung des Wärmebedarfs aus.

Die Auswirkungen dieser Konfiguration des Versorgungssystems auf die verbleibenden, nicht nutzbaren Stromüberschüsse sind in Abbildung 11 dargestellt. Überall dort, wo die rote Linie sichtbar ist, wurden Erzeugungsüberschüsse für den Betrieb der Wärmepumpen und somit zur Einspeicherung von Wärme verwendet.

Zwar lässt sich die Situation, in der die thermischen Speicher entleert sind, durch eine weitere beträchtliche Vergrößerung der thermischen Speicher vermeiden, so dass dann auch in dieser Zeit immer genügend nutzbare Wärme in den Speichern vorhanden ist. Der dafür notwendige Aufwand, immerhin eine Erhöhung des thermischen Speichervolumens um das 2,3-fache auf 31.900 m³, erbringt jedoch keine weitere Verringerung der elektrischen Speicherkapazität.

Der optimale Punkt stellt sich also bei dem oben genannten Wert von 13.700 m³ thermischem Speichervolumen ein. Umgerechnet auf das Speichervolumen pro Haushalt ergibt dies einen Wert von etwa 7.880 Litern.

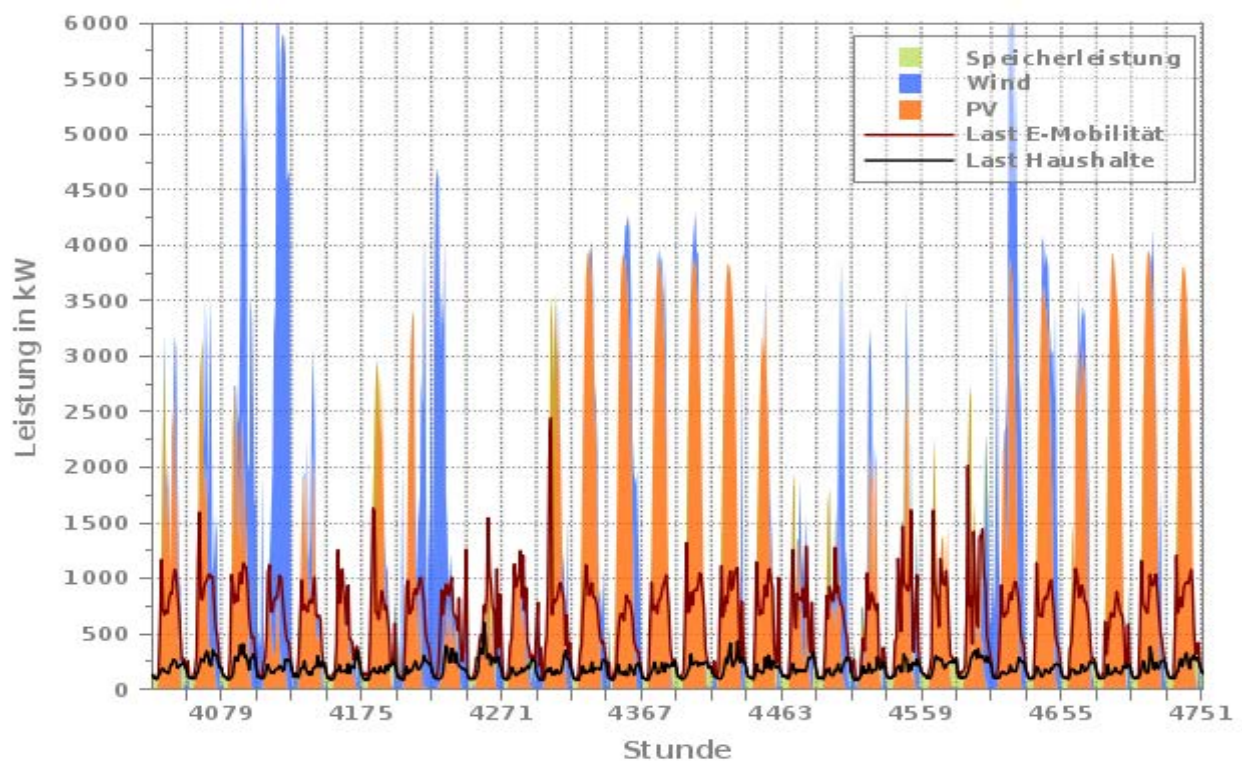


Abbildung 9: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg.

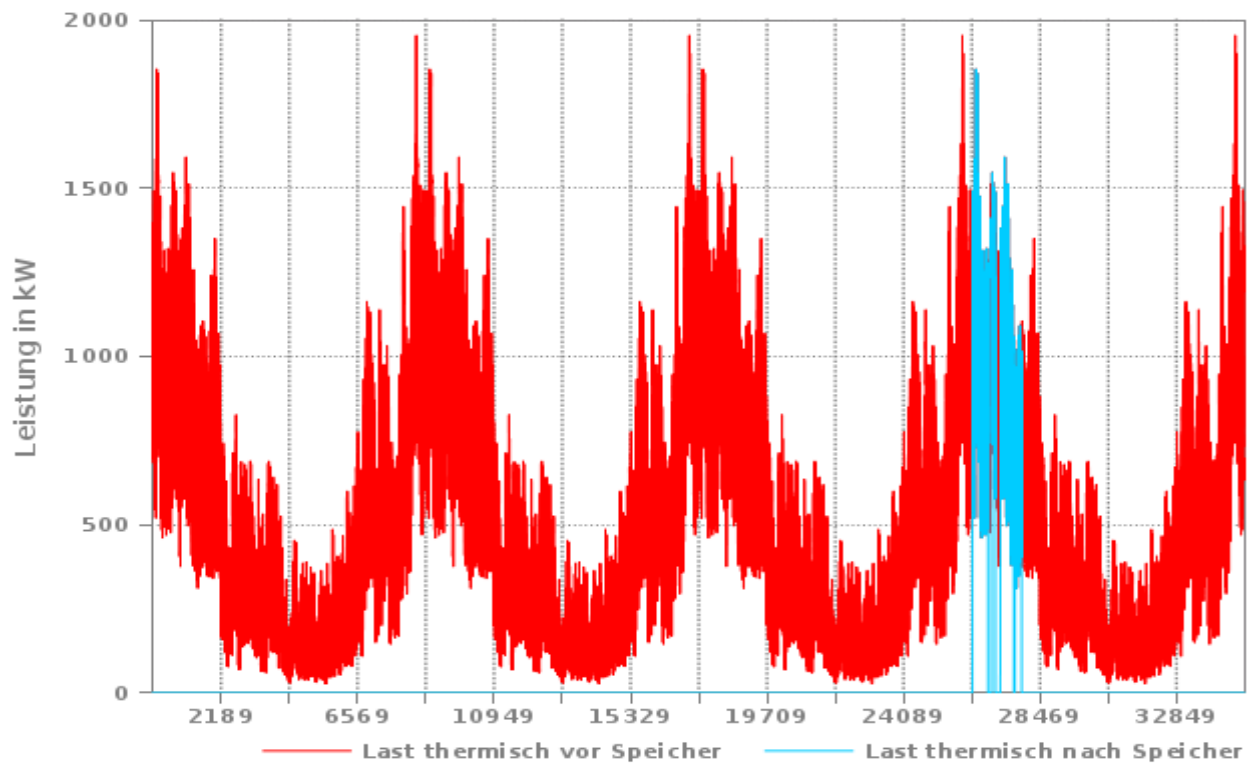


Abbildung 10: Beitrag der gespeicherten Wärme zur Wärmedeckung.

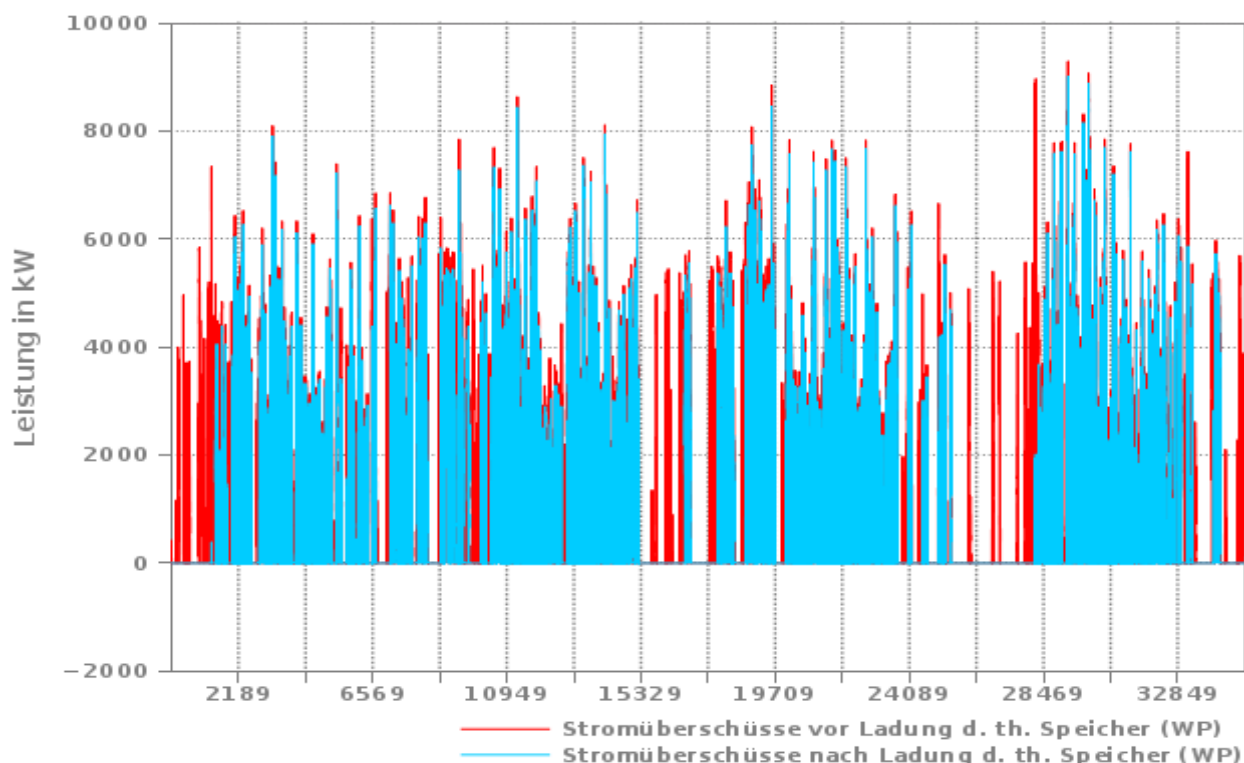


Abbildung 11: Einfluss der saisonalen Wärmespeicherung auf verbleibende, nicht nutzbare Stromüberschüsse.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung ergibt sich ein Erzeugungsüberschuss. In der statischen Betrachtung (Vergleich zwischen insgesamt erzeugtem Strom und dem Gesamtstromverbrauch) ergibt sich für den Vierjahreszeitraum ein Erzeugungsüberschuss von gut 27.000 MWh. Dadurch, dass der Versorgungszustand der jeweiligen Stunde der Simulation bei dieser Art der Bilanzierung nicht berücksichtigt wird, beinhaltet die statische Bilanzierung keinerlei Aussage darüber, ob die Versorgungssicherheit stets gewährleistet werden kann.

In der dynamischen Betrachtung inklusive der Speicherbeiträge (Summierung der nicht genutzten Erzeugungsüberschüsse für jede Stunde des simulierten Zeitraums) sinkt der Erzeugungsüberschuss auf ca. 21.400 MWh.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1, 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Norden	28.020 (22.232), davon 13.400 E-Mobilität	55.088	4,9	17.445	6	37.643	151	13.700
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz		dynamische Bilanz		Autarkie möglich		
in MWh		+ 27.068		+ 21.400		statisch & dynamisch		
Überschuss-Verbrauchs-Relation		0,97		0,76				

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 21: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Insgesamt müssen im hier simulierten Fall deutliche, nicht nutzbare Erzeugungsüberschüsse zur Erreichung einer autarken Versorgung akzeptiert werden. Definiert man einen Index für die Relation aus überschüssiger Erzeugung und dem Verbrauch (Überschuss-Verbrauchs-Relation, ÜVR) ergibt sich für die dynamische

Bilanz ein Wert von 0,76. Das heißt, dass die verbleibenden, nicht nutzbaren Überschüsse etwa 76% des insgesamt vorhandenen Strombedarfs betragen.

Tabelle 21 fasst die Ergebnisse für diese Versorgungsvariante zusammen.

6.2 Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 50% E-Mobilität

Die Verringerung des angenommenen Anteils der E-Mobilität auf einen Wert von 50% am Individualverkehr (analog zu den Annahmen im „Regionenverbund“-Szenario) erbringt eine deutliche Entlastung der Versorgungslage. Bei unveränderten Werten bezüglich der installierten Leistungen von Windenergie und Photovoltaik lässt sich eine deutliche Reduzierung der notwendigen Speicherkapazitäten sowohl für die elektrischen als auch für die thermischen Speicher darstellen.

Statt vormals 151 MWh an elektrischem Speicher reicht nun eine Kapazität von 97 MWh zum Erreichen der vollständigen Bedarfsdeckung aus, was einem Rückgang um deutlich mehr als ein Drittel (37,4%) entspricht, oder etwa dem 1,4-fachen Speichervermögen eines Fahrzeugakkus pro Haushalt (knapp 86 kWh pro Haushalt im Vergleich zu 40 kWh eines Fahrzeugakkus). Noch größer fällt die Verringerung des benötigten thermischen Speichervolumens aus: waren bei einem E-Mobilitätsanteil von 100% beinahe 13.700 m³ notwendig, reduziert sich das hier benötigte Speichervolumen auf etwa 6.800 m³. In Abbildung 12 fällt das im Vergleich zu Abbildung 7 deutlich schmalere Band für die Last der E-Mobilität auf. Die niedrigere E-Speicherdimensionierung zeigt sich in der Achsenbeschriftung des vierten Diagramms. In dieser Konfiguration werden mehr als 50% der elektrischen Speicherkapazität nur in vereinzelten Stunden des Jahres (wenn überhaupt) abgerufen.

Die deutliche Reduktion auf Seiten der thermischen Speicherung zeigt, dass E-Mobilität und die Temperaturanhebung der thermischen Speicher mittels Wärmepumpen zueinander in „Konkurrenz“ um die Erzeugungsüberschüsse stehen.

Ähnlich trifft dies auch auf die stationären elektrischen Speicher und die E-Mobilität zu, wenn auch nicht in gleich starker Ausprägung. Bezieht man jedoch den Rückgang der notwendigen elektrischen Speicherkapazität auf den Rückgang an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen, so ergibt sich eine Einsparung an stationärer Speicherkapazität von knapp 63 kWh pro nicht elektrisch angetriebenem Fahrzeug. Dies ist immerhin etwas mehr als das Eineinhalbfache der eigenen Speicherkapazität eines Fahrzeugs.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung ergibt sich ein Erzeugungsüberschuss. Dieser beträgt in der statischen Bilanzierung knapp 33.800 MWh, womit der Überschuss gegenüber der Variante mit 100% E-Mobilität etwa 6.700 MWh höher ausfällt. Dies entspricht recht exakt dem Verbrauchsrückgang, der sich aus der Verringerung des Anteils der E-Mobilität von 100% auf 50% ergibt. In der dynamischen Betrachtung inklusive der Speicherbeiträge sinkt der Erzeugungsüberschuss auf ca. 30.200 MWh. Verglichen mit der Simulation mit 100% E-Mobilität steigen die Erzeugungsüberschüsse hier um ca. 8.800 MWh an, also stärker als in der statischen Bilanz. Der Verbrauchsrückgang und die kleinere Kapazität der elektrischen Speicher führen dazu, dass geringere Anteile der Überschusserzeugung für die Versorgung genutzt werden können.

Die Überschuss-Verbrauchs-Relation der dynamischen Bilanz beträgt im hier gerechneten Fall 1,08, die nicht nutzbaren Überschüsse fallen also höher aus als der insgesamt vorhandene Strombedarf.

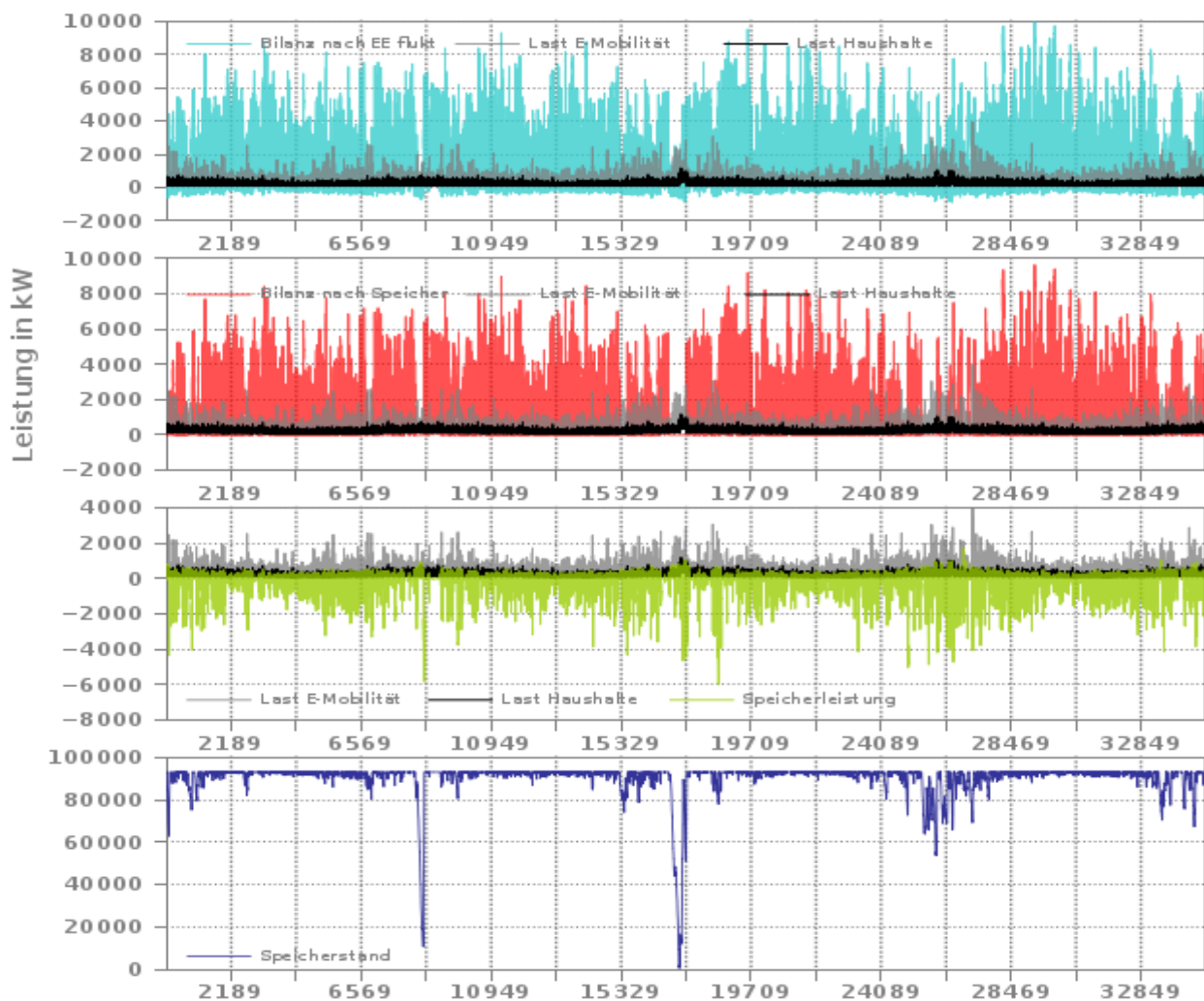


Abbildung 12: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität mit einem Anteil von 50%, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Norden	21.320 (15.180), davon 6.700 E-Mobilität	55.088	4,9	17.445	6	37.643	97	6.800
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 33.768			+ 30.202		statisch & dynamisch	
		1,21			1,08			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 22: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.3 Zwischenfazit zur ländlichen Struktur in Norddeutschland

Eine Systemvariante, die eine Kombination aus Wärmepumpen und saisonaler thermischer Speicherung verwendet, in der der überschüssige Strom zum Aufheizen der thermischen Speicher genutzt wird, bietet gegenüber einem System mit solarthermischer Wärmeerzeugung primär den Vorteil des Entfallens der Kosten und des Aufwandes für die Installation von Solarkollektoren. Hinsichtlich des angestrebten Ziels,

auch den Strombedarf des Gewerbes decken zu können, erhöht sich damit auch das Flächenangebot für die Photovoltaik.

Die mögliche Reduktion der notwendigen elektrischen Speicherkapazität skaliert in dieser Konfiguration zunächst recht gut mit zunehmender Größe und Güte der thermischen Speicher. Ab einem thermischen Speichervolumen von etwa 13.700 m³ können jedoch, im Fall eines E-Mobilitätsanteils von 100%, kaum noch weitere Verringerungen der elektrischen Speicher erreicht werden.

Insgesamt kann in diesem Szenario die elektrische Speicherkapazität gegenüber dem direkten Vergleichsszenario ohne saisonale Wärmespeicherung (100% E-Mobilität, 430 MWh elektrische Speicher) fast um zwei Drittel verringert werden. Mit 151 MWh Akkukapazität wird hier ein Wert in einer Größenordnung erreicht, die bislang nur in den Simulationsrechnungen ohne E-Mobilität auftrat. In der Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch ergibt sich für den betrachteten Zeitraum von vier Jahren ein Erzeugungsüberschuss von ca. 21.400 MWh inklusive des Speicherbeitrags. In der statischen Bilanz aus gesamter Stromerzeugung und gesamtem Stromverbrauch liegt der Überschuss bei gut 27.000 MWh.

Eine deutliche Entlastung bezüglich der notwendigen Speicherkapazitäten ergibt sich für eine Verringerung des Anteils der E-Mobilität auf 50% des gesamten Individualverkehrs. Vergleicht man die notwendige elektrische Speicherkapazität pro Haushalt mit der Kapazität der Fahrzeugakkus, liegen diese recht nahe beieinander: pro Haushalt sind es knapp 56 kWh gegenüber 40 kWh eines Fahrzeugakkus. Insgesamt verkleinert sich der notwendige stationäre elektrische Speicher um mehr als ein Drittel auf etwa 97 MWh (ca. 36 % Rückgang), das notwendige Volumen der thermischen Speicher gar um etwa die Hälfte (6.800 m³). Der Grund hierfür ist, dass sowohl die E-Mobilität als auch die Temperaturanhebung der thermischen Speicher aus Überschussstrom sowie die Aufladung der stationären elektrischen Speicher miteinander in „Konkurrenz“ um die verfügbaren Erzeugungsüberschüsse stehen.

In der Strombilanz ergibt sich für den E-Mobilitätsanteil von 50% ein höherer nicht nutzbarer Erzeugungsüberschuss. Inklusive des Speicherbeitrags liegt dieser bei etwa 30.200 MWh über vier Jahre hinweg. In der Bilanz aus Gesamterzeugung und Gesamtverbrauch fällt die Übererzeugung mit beinahe 33.800 MWh noch deutlich höher aus.

Aufgrund des bislang besten Abschneidens des Systems mit einem Verbund aus Wärmepumpen und saisonaler Wärmespeicherung wird die hier verwendete Systemkonfiguration für die weiteren Untersuchungen als Referenzsystem definiert, so dass die weiteren Simulationsläufe, in denen der zusätzliche Strombedarf des gewerblichen Sektors, eine städtisch geprägte Siedlungsstruktur und Klimabedingungen eines anderen Standortes betrachtet werden, mit dieser Systemkonfiguration starten.

6.4 Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 100% E-Mobilität

„Verpflanzt“ man das bisher betrachtete Beispieldorf aus dem Norden Deutschlands an einen Standort im Süden, so ergeben sich gravierende Veränderungen gegenüber dem ursprünglichen Verhalten: Konnte im Norden jederzeit eine vollständige Deckung des Bedarfs sichergestellt werden, weist das gleiche System im Süden deutliche Versorgungslücken auf.

Bei ansonsten unveränderter Systemkonfiguration – gleiche installierte Kapazitäten und gleiche Dimensionierung der thermischen Speicher – können die Versorgungslücken durch eine deutliche Vergrößerung der elektrischen Speicher eliminiert werden. Der Unterschied zur Situation unter norddeutschen Klimabedingungen ist beträchtlich: statt im Norden 151 MWh wird nun eine elektrische Speicherkapazität von etwas mehr als 685 MWh benötigt.

Auf den ersten Blick – und ohne direkten Vergleich der Kurvenverläufe mit denen unter norddeutschen Bedingungen – fallen in Abbildung 13 keine Unterschiede auf, die eine derart starke Notwendigkeit zur Vergrößerung der elektrischen Speicher erwarten lassen. Die Erzeugung der Photovoltaik erscheint gegenüber dem Norden etwas „dichter“ und während der wärmeren Jahreshälfte weniger variabel. Demgegenüber erscheint die Erzeugungskurve der Windenergie gegenüber dem Norden „ausgedünnt“.

Auch die Gesamterzeugung zeigt deutlich stärker ausgeprägte Phasen mit geringerer Erzeugung zum jeweiligen Jahresende hin. Des Weiteren tritt mit den Wetterdaten des südlichen Standorts bereits im ersten Jahr eine ausgeprägte Phase schwacher Erzeugung am Jahresende auf, die so am nördlichen Standort nicht zu beobachten war.

Eine weitere Auffälligkeit zeigt die Erzeugung der Photovoltaik im Winter bzw. in der Übergangszeit von Winter zu Frühling: Hier treten gelegentlich Erzeugungsspitzen auf, die sowohl die Erzeugungsspitzen des Sommerhalbjahres übersteigen, als auch Werte erreichen, die über der nominellen Leistung der PV liegen. Klarheit brachte die nähere Betrachtung der Messwerte der solaren Strahlung für diesen Standort. Diese weisen zu den fraglichen Zeiten teils extrem hohe Strahlungswerte auf, die nur durch starke Reflexion der Strahlung in der Umgebung der Messstation erklärt werden können. Dies deutet auf Schneebedeckung hin. Da davon ausgegangen werden kann, dass zu diesen Zeiten auch die Photovoltaikanlagen, zumindest teilweise, von Schnee bedeckt sind, das Simulationsmodell dies aber nicht erfassen kann und sich der Effekt nicht quantifizieren lässt, muss in diesem Punkt von zu hohen Ergebnissen der Simulation für die Erzeugung der PV ausgegangen werden.

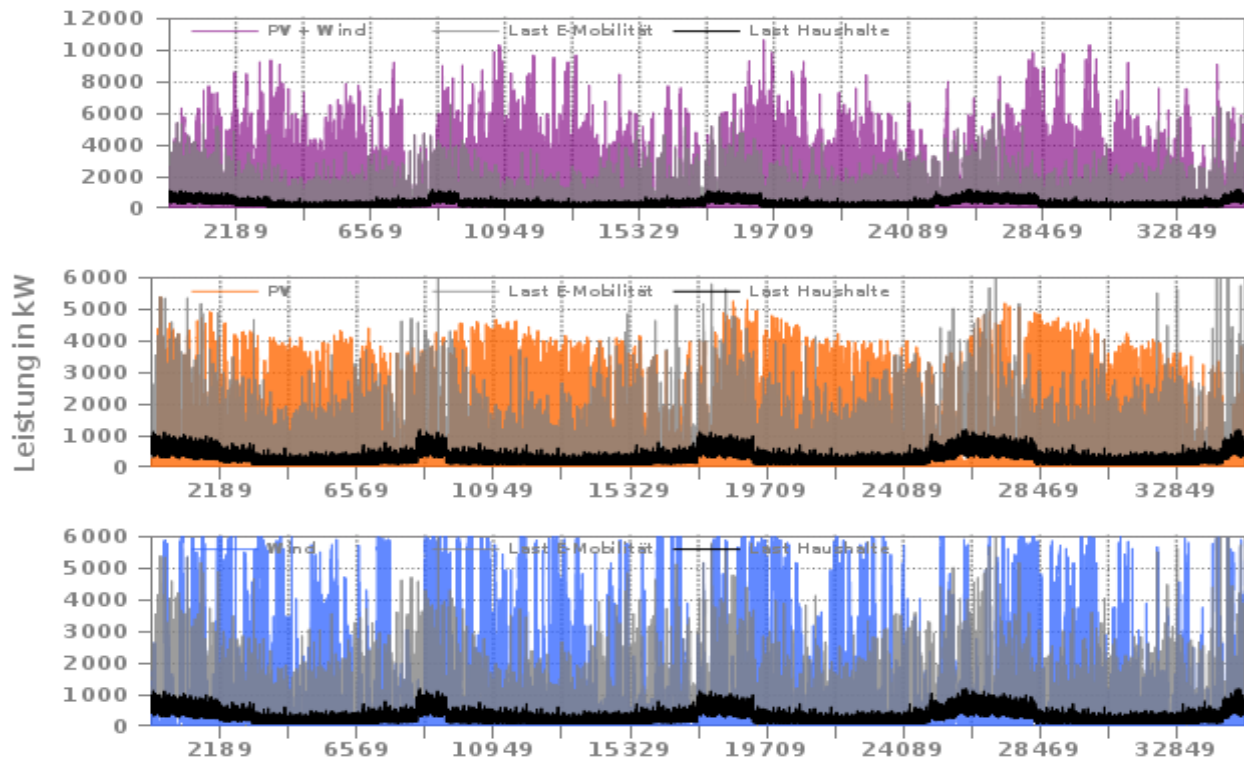


Abbildung 13: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und EE-Erzeugung

Die Darstellung der Systembilanzen und der elektrischen Speicher (Abbildung 14) zeigt die Auswirkungen der Erzeugungssituation am süddeutschen Standort sehr deutlich. In der Bilanz nach den elektrischen Speichern (zweites Diagramm) treten Stromüberschüsse wesentlich seltener auf als im Norden, was vor allem an der deutlich höheren Kapazität der elektrischen Speicher liegt. Demgegenüber treten häufigere und längere Phasen auf, in denen der Speicher die Bedarfsdeckung sichern muss. Dabei kommt es regelmäßig zu Entladungen bis auf einen niedrigen Ladezustand, am stärksten ausgeprägt um den Jahreswechsel vom dritten zum vierten Jahr.

Am Ende des vierten Jahres kann der elektrische Speicher nach der Entladung nicht wieder auf höhere Ladezustände gebracht werden; auch hier zeigte sich die Bilanz bei nördlichem Klima ausgeglichener.

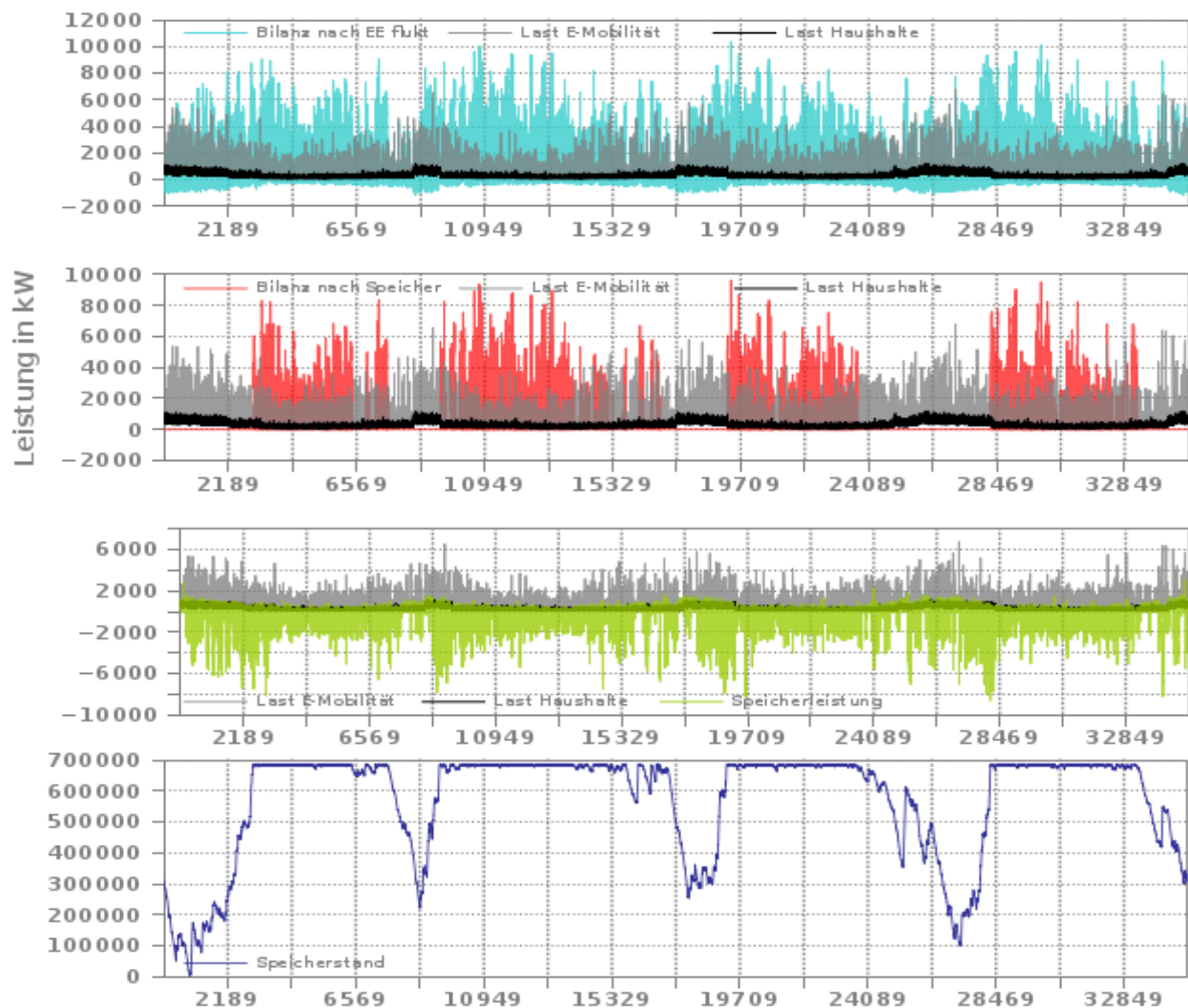


Abbildung 14: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Der Verlauf der Verbraucherlast mit deutlich abgesetzten „Plateaus“ mit höherer Last in allen Wintern zeigt an, dass hier keine saisonal gespeicherte Wärme mehr vorhanden ist, die zur Deckung der Wärmelast beitragen könnte.

Dies zeigt sich deutlicher in der Betrachtung des Beitrags der Speicherwärme zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs (Abbildung 15). In keinem der Winter reicht der thermische Speicher annähernd dazu aus, den Wärmebedarf zu decken.

Dennoch ist noch Potenzial für eine weitergehende Wärmeerzeugung vorhanden, die dann aber eine Erhöhung des thermischen Speichervolumens erfordert, da noch bislang ungenutzte Stromüberschüsse auftreten. Abbildung 16 zeigt deutlich, dass nur ein relativ geringer Anteil der Stromüberschüsse für die Wärmespeicherung verwendet wird.

Insgesamt deutet dies darauf hin, dass eine Vergrößerung der thermischen Speicher eine Reduktion der notwendigen Kapazität der elektrischen Speicher bewirken kann.

Dies zeigte sich dann auch im Rahmen weiterer Simulationsläufe mit verdoppeltem und vervierfacht thermischem Speichervolumen darin, dass für jede Vergrößerung der thermischen Speicher eine mögliche Verringerung der elektrischen Speicherkapazität erreicht werden konnte. Die größtmögliche Verringerung der elektrischen Speichergröße ergab sich für ein thermisches Speichervermögen, das gut unterhalb einer Vervielfachung der ursprünglichen Größe lag.

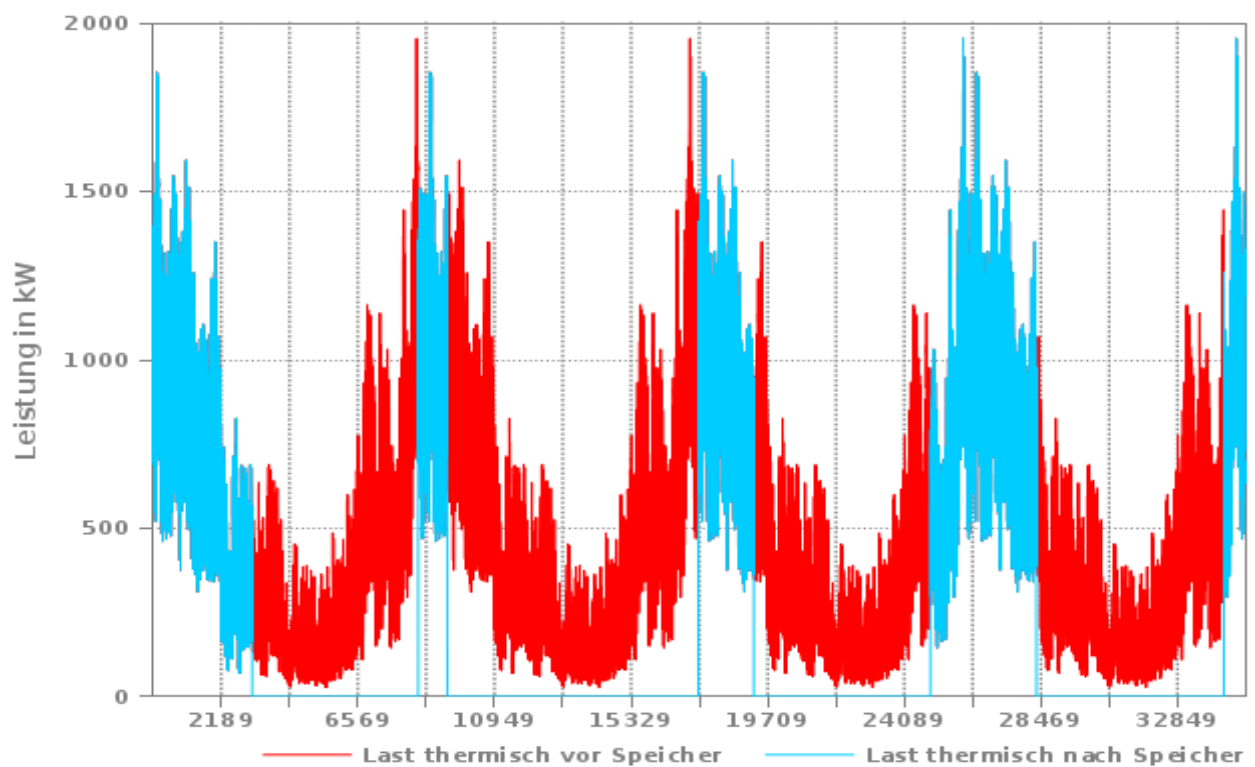


Abbildung 15: Beitrag der saisonal gespeicherten Wärme zur Wärmedeckung

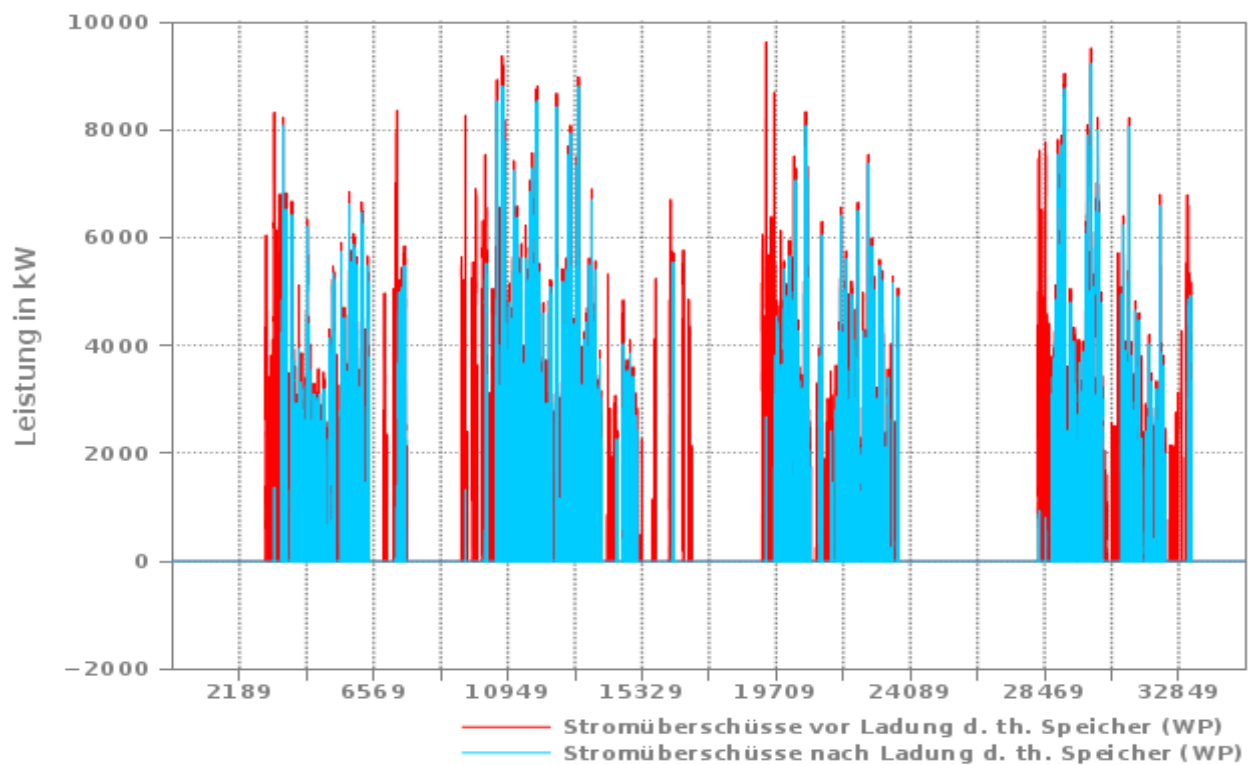


Abbildung 16: Einfluss der saisonalen Wärmespeicherung auf verbleibende, nicht nutzbare Erzeugungsüberschüsse

Daraus resultiert ein Gesamtvolumen der thermischen Speicher von 50.325 m³, was einem Volumen von knapp 29 m³ pro Haushalt entspricht. Ob ein solches Speichervolumen für jeden einzelnen Haushalt realistisch ist, erscheint allerdings fragwürdig.

Dennoch konnte auf Seiten des elektrischen Speichers nicht das Niveau des nördlichen Standortes erreicht werden. Insgesamt sind im Süden bei der beschriebenen Systemkonfiguration ca. 352 MWh an elektrischem Speicher notwendig, um eine sichere Versorgung ohne Deckungslücken zu gewährleisten.

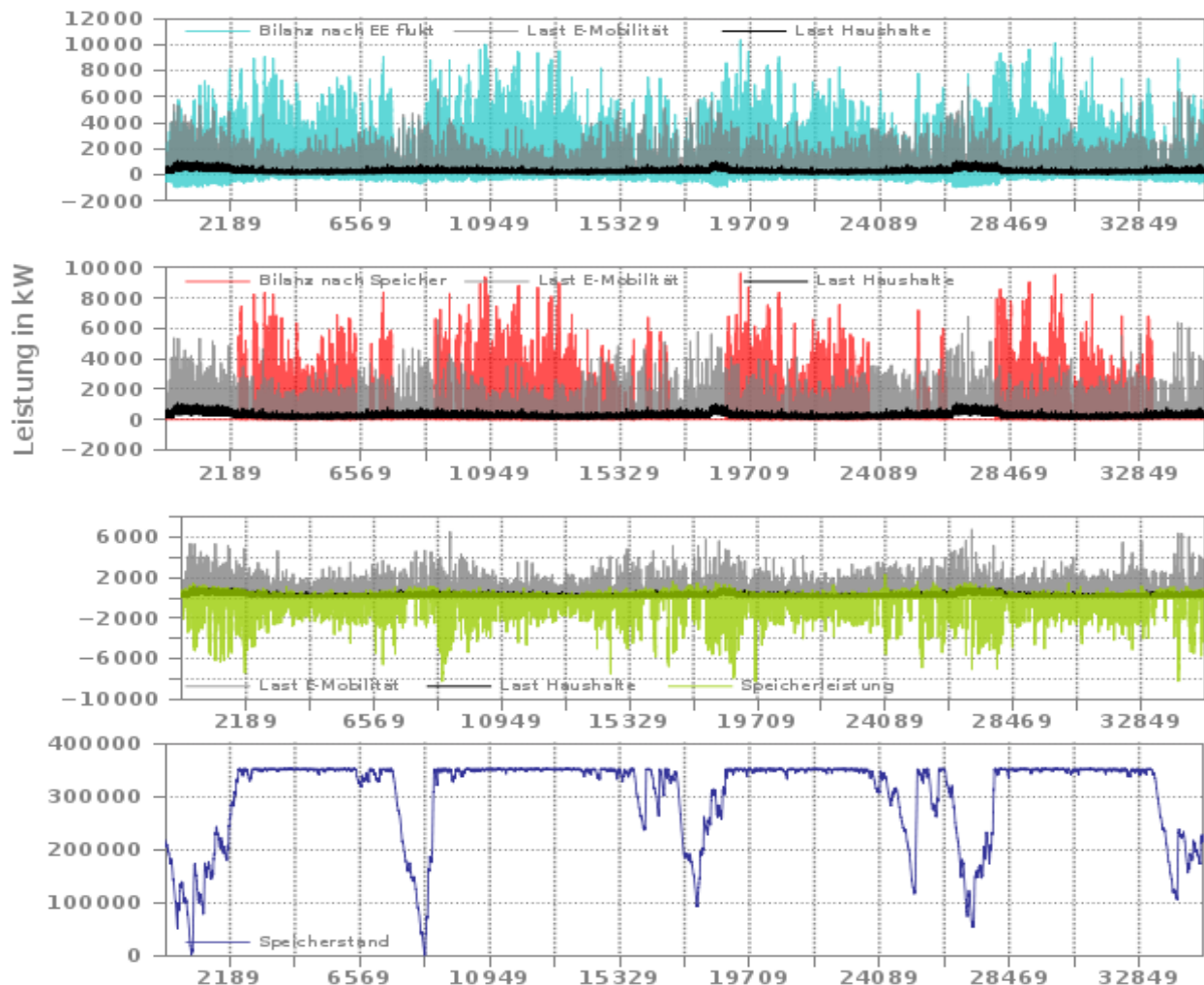


Abbildung 17: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher bei optimierter Größe der thermischen Speicher

Dadurch, dass mehr saisonal gespeicherte Wärme vorhanden ist, fallen die Zeiten, in denen der gesamte Wärmebedarf mit den Wärmepumpen gedeckt werden muss, deutlich kürzer aus, so dass nun auch der kleinere elektrische Speicher zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausreicht. In der Darstellung der Bilanzen und des elektrischen Speichers (siehe Abbildung 17) zeigt sich der Unterschied vor allem im Verlauf der Gesamtlast der Verbraucher (dort sind die abgesetzten „Plateaus“ im Winter seltener und kürzer), in der Ladeaktivität der elektrischen Speicher (negativer Bereich der grünen Linie im dritten Diagramm) und beim Ladezustand der elektrischen Speicher.

Dieses Verhalten findet seine Entsprechung im Deckungsbeitrag der Wärmespeicher am gesamten Wärmebedarf (Abbildung 18). Hier kann nun ein deutlich höherer Anteil des winterlichen Wärmebedarfs aus der gespeicherten Wärme gedeckt werden. Im ersten Winter reicht die gespeicherte Wärme sogar zur vollständigen Deckung des Bedarfs aus.

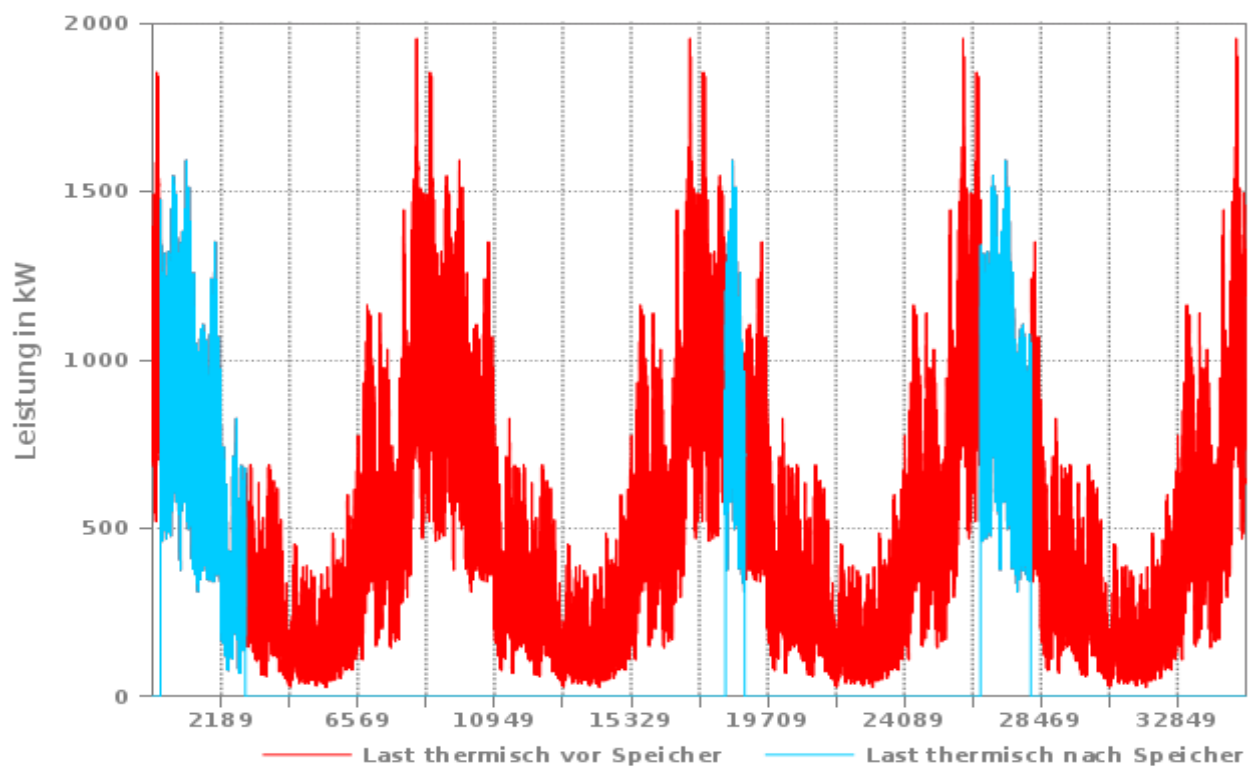


Abbildung 18: Beitrag der saisonal gespeicherten Wärme zur Wärmedeckung

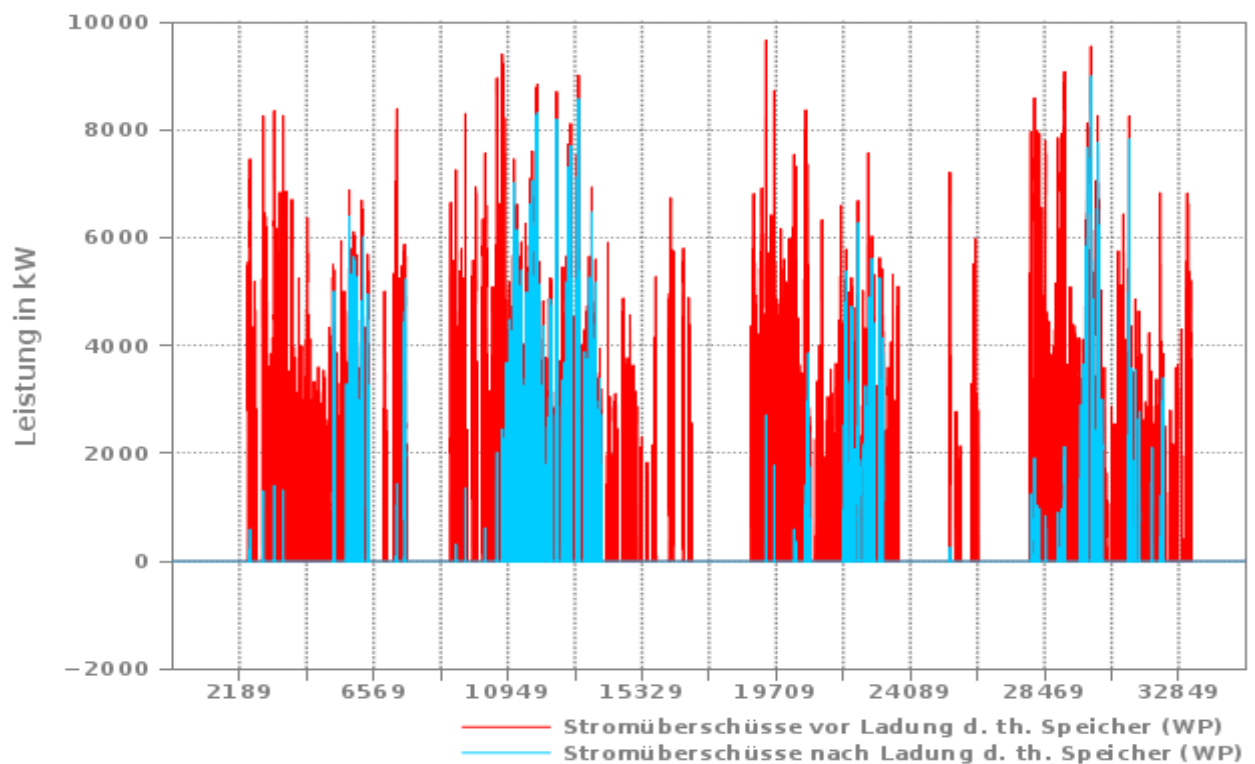


Abbildung 19: Einfluss der saisonalen Wärmespeicherung auf verbleibende, nicht nutzbare Erzeugungsüberschüsse

Auch in der Ausnutzung der Stromüberschüsse zur Erzeugung und Speicherung von Wärme schlägt sich die optimierte Speichergröße nieder. Nun wird der überwiegende Anteil der Stromüberschüsse, die nicht vom elektrischen Speicher aufgenommen werden können, für die Erhitzung der thermischen Speicher verwendet (Abbildung 19).

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung ergibt sich ein Erzeugungsüberschuss. Für den Fall einer Kombination einer hohen elektrischen und einer geringeren thermischen Speicherkapazität, ergibt sich über vier Jahre hinweg ein Erzeugungsüberschuss von insgesamt gut 9.400 MWh. Die Relation zwischen ungenutzten Erzeugungsüberschüssen und dem vorhandenen Strombedarf liegt hier bei 0,34.

In der statischen Bilanzierung aus Gesamterzeugung und Gesamtverbrauch liegen die Erzeugungsüberschüsse insgesamt bei gut 17.100 MWh und damit deutlich höher. Die Überschuss-Verbrauchs-Relation beläuft sich hier auf einen Wert von 0,61 (Tabelle 23).

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	28.020 (24.778), davon 13.400 E-Mobilität	45.156	4,9	22.005	6	23.151	685	13.700
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 17.136			+ 9.447		statisch & dynamisch	
		0,61			0,34			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 23: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung⁴²

Durch eine Verringerung der elektrischen Speicherkapazität bei gleichzeitiger deutlicher Erhöhung des Volumens der saisonalen Wärmespeicher reduziert sich der verbleibende, nicht vor Ort nutzbare Erzeugungsüberschuss auf knapp 3.700 MWh. Die Überschuss-Verbrauchs-Relation fällt, trotz einer beinahe halbierten elektrischen Speicherkapazität, deutlich ab und erreicht einen Wert von 0,13. Bezogen auf die bis hierhin durchgeführten Simulationen bedeutet dies, dass im hier gerechneten Fall bislang der höchste Anteil der Erzeugung für die Versorgung verwendet wird. Der „Preis“ dafür ist die hohe Speicherkapazität der saisonalen Wärmespeicher (Tabelle 24).

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	28.020(23.222), davon 13.400 E-Mobilität	45.156	4,9	22.005	6	23.151	352	50.325
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 17.136			+ 3.699		statisch & dynamisch	
		0,61			0,13			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 24: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Verdoppelung der PV-Leistung

In diesem Simulationslauf wird der Effekt ermittelt, der sich aus einer Erhöhung der installierten Leistung der Photovoltaik ergibt. Da das Potenzial der Windenergie, bis auf eine weitere Erhöhung der Leistung der beiden installierten Anlagen über die jetzt verwendeten 3 MW pro Anlage hinaus, ausgeschöpft ist, kann die Leistung nur durch die Installation weiterer Photovoltaikanlagen gesteigert werden. Da auch hier die besten

⁴² Die hier ermittelte Stromerzeugung aus Windkraft entspricht knapp 1.000 Volllaststunden im Jahr. Diese schwache (und unwirtschaftliche) Auslastung der Windkraftanlagen führte zur Wahl von Anlagen mit einer an die Standortverhältnisse angepassten Erzeugungscharakteristik, siehe Abschnitte 6.6 und 6.7.

Potenzialflächen bereits vollständig belegt sind, wird die PV-Leistung dadurch auf 9.740 kW verdoppelt, dass nun zusätzlich Flächen mit stärkerer Abweichung aus der Südausrichtung verwendet werden.

Durch diese Maßnahme kann ein bedeutender Effekt auf die notwendigen Speichergößen erzielt werden, sowohl aufseiten der elektrischen als auch bei den thermischen Speichern.

Die Kapazität der elektrischen Speicher kann dadurch um mehr als die Hälfte (184 MWh), auf dann etwa 168 MWh verringert werden. Damit liegt die notwendige Kapazität der elektrischen Speicher relativ nahe an dem Wert, der unter den klimatischen Bedingungen des nördlichen Standortes erreicht werden konnte. Waren es dort 151 MWh, wird nun am südlichen Standort ein um gut 11% höherer Wert erreicht. Pro Haushalt bedeutet dies in der südlichen Lage einen Wert von knapp 97 kWh elektrischen Speichers pro Haushalt gegenüber knapp 87 kWh am nördlichen Standort.

Gleichzeitig kann auch das Volumen der saisonalen Wärmespeicher (gegenüber der Simulation mit der ursprünglichen PV-Leistung von 4.870 kW) deutlich verringert werden: von vorher mehr als 50.000 m³ Speichervolumens fällt das notwendige Speichervolumen nun auf 22.000 m³, also deutlich weniger als die Hälfte. Gegenüber der Simulation für Norddeutschland bedeutet dies dennoch eine Erhöhung des thermischen Speichervolumens um gut 60%.

Zusammengefasst bedeutet dies, dass die gleiche Versorgungsanforderung (Stromverbrauch der privaten Haushalte mit 100% E-Mobilität) im Süden die doppelte PV-Leistung und etwas mehr als das Eineinhalbfache thermische Speichervermögen benötigt, um eine sichere, autarke Versorgung mit einer ähnlichen elektrischen Speicherkapazität wie im Norden zu gewährleisten.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

Im hier betrachteten Fall steht einer Gesamterzeugung von knapp 67.000 MWh ein Gesamtstromverbrauch von 28.020 MWh entgegen, womit sich in der statischen Bilanzierung ein Erzeugungsüberschuss von fast 39.000 MWh innerhalb von vier Jahren ergibt. Die Relation von Erzeugungsüberschüssen und Strombedarf liegt bei 1,39, womit die ungenutzten Erzeugungsüberschüsse deutlich höher ausfallen als der Gesamtstrombedarf.

Berücksichtigt man die Bilanzwerte für jede Stunde der Simulation inklusive der Speicherbeiträge, verringert sich der Erzeugungsüberschuss auf insgesamt gut 30.800 MWh. Doch auch hier erreichen die ungenutzten Erzeugungsüberschüsse einen Wert, der deutlich über dem eigentlich zu deckenden Strombedarf liegt (Überschuss-Verbrauchs-Relation von 1,10).

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	28.020(22.280), davon 13.400 E-Mobilität	66.970	9,7	43.819	6	23.151	168	22.000
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
		+ 38.950			+ 30.842		statisch & dynamisch	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		1,39			0,13			
1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren								
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern								

Tabelle 25: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.5 Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 50% E-Mobilität

Unter Beibehaltung der verdoppelten PV-Leistung (siehe voriges Kapitel) lässt sich bei einem angenommenen Anteil der E-Mobilität von 50 % eine vollständige Bedarfsdeckung mit einem elektrischen Speichervermögen erreichen, welches gleichauf mit dem des nördlichen Standortes liegt. Das dazu notwendige thermische Speichervolumen ist jedoch beträchtlich größer als am Standort im Norden.

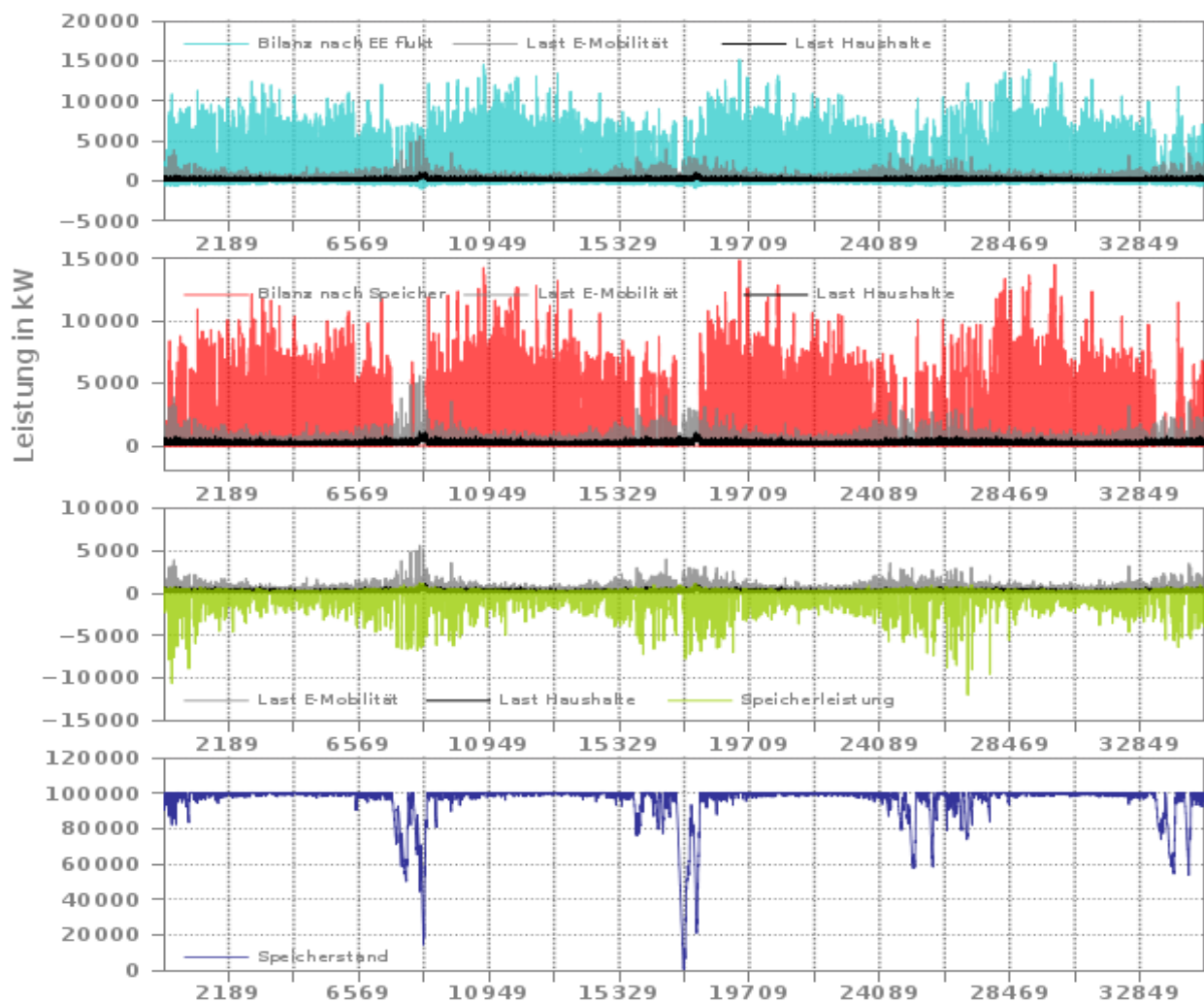


Abbildung 20: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Bei einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 100 MWh (zum Vergleich: 97 MWh im Norden) und installierten Leistungen von 9.740 kW Photovoltaik sowie 6.000 kW Windenergie kann der Bedarf vollständig gedeckt werden, wobei wiederum ca. 50% der Speicher nur in Einzelfällen genutzt werden. Das dazu notwendige Speichervolumen der saisonalen Wärmespeicher beläuft sich auf 12.100 m³, was knapp dem 1,8-fachen des entsprechenden Wertes für Norddeutschland entspricht, aber nur noch etwas mehr als der Hälfte des notwendigen Speichervolumens bei einem E-Mobilitätsanteil von 100%.

Weitere Simulationsläufe ergaben nur noch geringe Möglichkeiten zur Reduzierung der installierten Leistung der Photovoltaik: bei unveränderten Werten für die elektrischen und thermischen Speicher kann die Leistung der Photovoltaik von dem Ausgangswert (9.740 kW) auf etwa 9.500 kW abgesenkt werden, ohne die autarke Versorgung zu gefährden.

Bis zu dieser Stelle schlägt sich die Verringerung des Anteils der E-Mobilität am Individualverkehr von 100% auf nun 50% also maßgeblich in deutlich verringerten Kapazitäten der elektrischen und thermischen Speicher, kaum aber in der installierten Leistung der Erneuerbaren nieder. Die notwendigen Speicher verringern sich von 168 MWh (100% E-Mobilität) auf 100 MWh (50% E-Mobilität) auf der elektrischen und von 22.000 m³ auf gut 12.000 m³ auf der thermischen Seite.

Alternativ kann eine autarke Versorgung der ländlichen Siedlungsstruktur in Süddeutschland für den Stromverbrauch der privaten Haushalte mit 50% E-Mobilitätsanteil auch mit der ursprünglich angesetzten „einfachen“ Photovoltaikleistung von 4.870 kW dargestellt werden. Für diesen Fall müssen jedoch wieder

deutlich erhöhte Kapazitäten sowohl der elektrischen als auch der thermischen Speicher akzeptiert werden. Bei einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 165 MWh und einem thermischen Speichervolumen von 20.350 m³ kann eine sichere Versorgung dargestellt werden. Dies entspricht nahezu der Speicherdimensionierung, die bei einem 100% Anteil der E-Mobilität bei einer Photovoltaikleistung von 9.740 kW („doppelte“ PV-Leistung) notwendig war.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

Je nach den installierten Erzeugungskapazitäten und der Zusammensetzung und Dimensionierung der elektrischen und thermischen Speicher ergeben sich recht unterschiedliche Werte für die Bilanzen aus Stromerzeugung und Stromverbrauch. Die jeweils höheren Erzeugungsüberschüsse ergeben sich in der statischen Bilanzierung, in der lediglich die Gesamterzeugung und der Gesamtverbrauch über die betrachteten vier Jahre hinweg miteinander verrechnet werden. Diese Überschüsse fallen naturgemäß mit der Verringerung der installierten Erzeugungskapazität bei insgesamt gleichbleibendem Bedarf. Je nach installierter Erzeugungskapazität ergibt sich für die statische Bilanz ein Erzeugungsüberschuss mit einer Bandbreite von fast 45.700 MWh bei 9,7 MW PV-Leistung (Tabelle 26) bis etwa 23.800 MWh bei einer PV-Leistung von 4,9 MW (Tabelle 28), jeweils für einen Zeitraum von vier Jahren. Ohne Vergrößerung des elektrischen Speichers kann eine Verringerung der installierten PV-Leistung auf 9,5 MW vorgenommen werden, wodurch auch die Überschüsse gegenüber der Variante mit 9.7 MW PV leicht absinken (Tabelle 27).

In der dynamischen Bilanzierung, welche auch die Aufladung sowohl der elektrischen als auch der thermischen Speicher aus den Erzeugungsüberschüssen und die jeweiligen Speicherverluste berücksichtigt, ergeben sich Werte im Bereich von ca. 40.400 MWh (9,7 MW PV) bis knapp 16.600 MWh (4,9 MW PV).

Die Differenzen der Werte von statischer und dynamischer Bilanz werden maßgeblich von der Zusammensetzung und Dimensionierung der elektrischen und thermischen Speicher bestimmt. In den beiden Fällen, in denen möglichst kleine Speicherkapazitäten angestrebt werden, beträgt diese Differenz je etwa 5.300 MWh. Werden erhöhte Speicherkapazitäten zur Verringerung der notwendigen Erzeugungsleistung akzeptiert, steigt die Differenz zwischen statischer und dynamischer Bilanz auf einen Wert von etwa 7.250 MWh.

Auch hier zeigt sich deutlich das Zusammenspiel aus notwendiger Gesamterzeugung, Dimensionierung der Speichersysteme und für die Versorgung nicht nutzbaren Erzeugungsüberschüssen. Je stärker die Mechanismen zur zeitlichen Entkoppelung von Erzeugung und Verbrauch (Speicher) ausgeprägt sind, umso geringer fallen sowohl die notwendige Erzeugungsleistung als auch die nicht nutzbaren Erzeugungsüberschüsse aus.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	21.320(15.162), davon 6.700 E-Mobilität	66.970	9,7	43.819	6	23.151	100	12.100
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
		+ 45.650			+ 40.393		statisch & dynamisch	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		1,63			1,44			
1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren								
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern								

Tabelle 26: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	21.320(15.180), davon 6.700 E-Mobilität	65.984	9,5	42.833	6	23.151	100	12.100
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 44.664			+ 39.330		statisch & dynamisch	
		1,59			1,40			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 27: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land/ Süden	21.320(15.610), davon 6.700 E-Mobilität	45.651	4,9	22.500	6	23.151	165	20.350
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 23.836			+ 16.590		statisch & dynamisch	
		0,85			0,59			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 28: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.6 Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 100% E-Mobilität und optimierter Erzeugung aus Windkraft

Das deutliche schlechtere Abschneiden des Versorgungssystems am südlichen Standort ist dem wesentlich geringeren Beitrag der Windenergie zuzuschreiben, der vom besseren PV-Ergebnis dort nicht kompensiert werden kann. Auch eine drastische Erhöhung der installierten PV-Leistung kann die Notwendigkeit deutlich erhöhter Speicherkapazitäten (sowohl elektrisch als auch thermisch) lediglich dämpfen.

Die Betriebscharakteristik der bislang eingesetzten Standardwindenergieanlage passt offensichtlich nicht zum im Süden vorliegenden Winddargebot und erreicht nur eine niedrige, unter ökonomischem Gesichtspunkt inakzeptable Volllaststundenzahl.

Da die Gründe für das schlechte Abschneiden am südlichen Standort auf der Hand liegen, bietet es sich an, besser an die vorherrschenden Windbedingungen angepasste Anlagen einzusetzen.

Zu diesem Zweck wurden die Leistungskennlinien zweier besonders bei niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten gut abschneidenden Windenergieanlagen zu einer Leistungskennlinie einer zukünftigen Schwachwindanlage kombiniert. Bei den verwendeten Anlagen handelt es sich zum einen um eine Enercon E115 (2,3 MW), die schon bei niedrigen Windgeschwindigkeiten anläuft und zum anderen um eine Gamesa G114 (2 MW), die insbesondere bei niedrigen bis mittleren Windgeschwindigkeiten gute Erträge erbringt. Ein Vergleich der Leistungskennlinien der Standard- und der Schwachwindanlage findet sich in Abbildung 21.

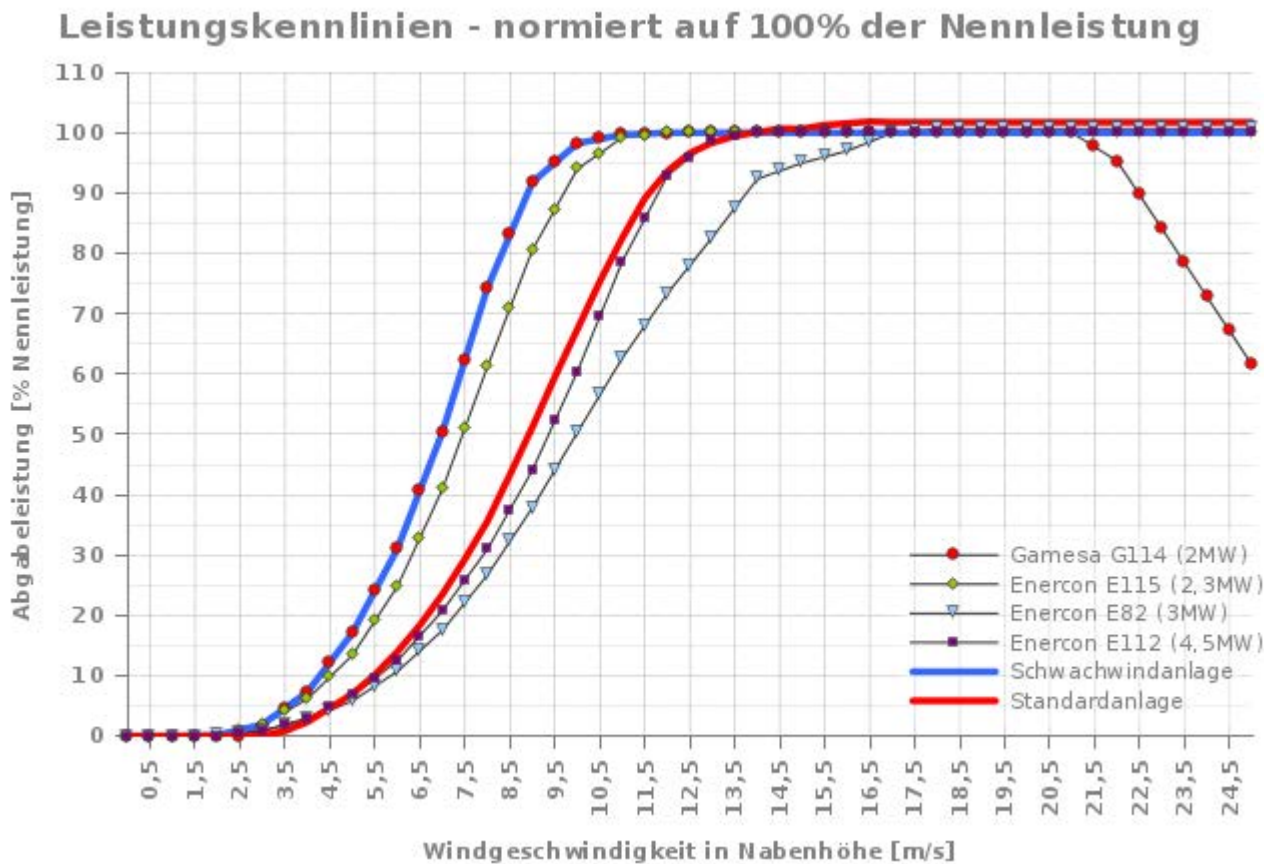


Abbildung 21: Vergleich der Leistungskennlinien von Standard- und Schwachwindanlage

Der Mehrertrag durch den Einsatz einer speziell an die klimatischen Bedingungen angepassten Windenergieanlage ist beträchtlich: Erreichte die Standardanlage im Mittel eine jährliche Volllaststundenzahl von ca. 965 h/a, wird mit der Schwachwindanlage eine mittlere Volllaststundenzahl von knapp 1.685 h/a erreicht.

In der Betrachtung der Stromerzeugung über den gesamten simulierten Zeitraum von vier Jahren fällt das „dichtere“ Erzeugungsbild der Schwachwindanlagen mit einer deutlichen Verschiebung in Richtung höherer Abgabeleistung bei gleichzeitig höherem Jahresertrag auf (unteres Diagramm in Abbildung 22).

Durch diese Maßnahme kann ein bedeutender Effekt auf die notwendigen Speichergrößen erzielt werden, sowohl aufseiten der elektrischen als auch bei den thermischen Speichern.

Die Speicherkapazität der elektrischen Speicher kann auf etwa 144 MWh reduziert werden und liegt damit unter dem Wert, der am nördlichen Standort erreicht werden konnte (151 MWh). Dazu muss jedoch der thermische Speicher ein größeres Volumen aufweisen als im Norden: die größtmögliche Verringerung der elektrischen Speicher ergibt sich bei einem thermischen Speichervolumen von ca. 22.930 m³ (13.700 im Norden) und liegt damit etwa auf dem Niveau der thermischen Speicherdimensionierung, die bei Einsatz von Standardwindenergieanlagen mit gleichzeitig verdoppelter PV-Leistung notwendig war.

Im Endeffekt kompensiert die Verbesserung der Windenergieanlagen die komplette zuvor durchgeführte Verdoppelung der PV-Leistung und spart demgegenüber weitere 24 MWh elektrische Speicherkapazität ein.

Die Darstellung der Systembilanzen und der elektrischen Speicher (Abbildung 23) zeigt die Auswirkungen sehr deutlich. Über den gesamten Verlauf überwiegen die Erzeugungsüberschüsse sehr deutlich, mit Ausnahme des jeweiligen Jahresendes: dort erscheint die Bilanz vor Einsatz der elektrischen Speicher eher ausgeglichen. Dies spiegelt sich auch in der Bilanz nach Einsatz der elektrischen Speicher wider: hier können die auftretenden Erzeugungsüberschüsse in der Regel für die Speicherladung genutzt werden (zweites Diagramm).

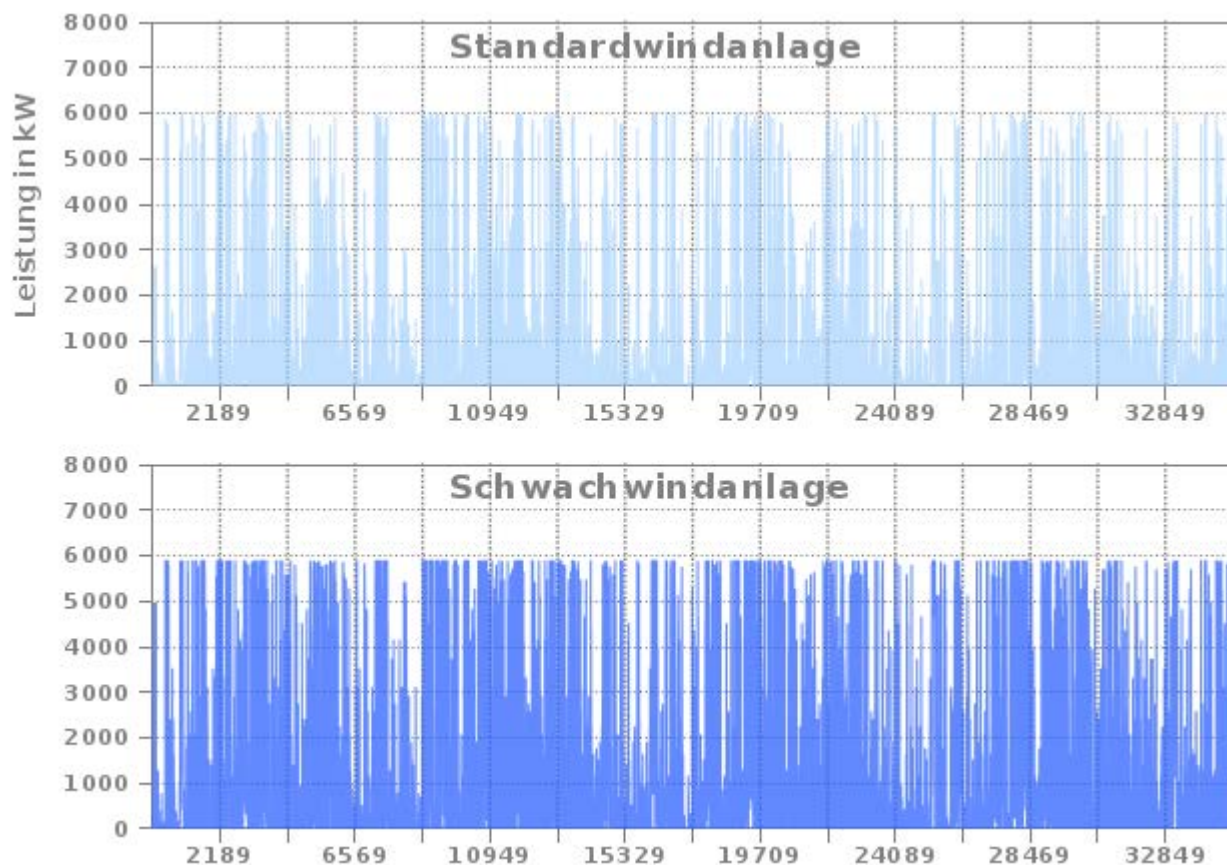


Abbildung 22: Vergleich der Erzeugung von Standard- und Schwachwindanlage über den gesamten Zeitraum von vier Jahren

Zu diesen Zeiten ist auch die intensivste Nutzung der elektrischen Speicher zur Deckung des Strombedarfs zu beobachten. Regelmäßig werden gegen Jahresende die niedrigsten Ladezustände der elektrischen Speicher erreicht. In der übrigen Zeit der Jahre befinden sich die elektrischen Speicher überwiegend im Ladebereich nahe der maximal möglichen Ladung.

Eine Besonderheit weist auch die Wärmeversorgung bei diesem Gesamtsetup auf: Die zur Deckung des Wärmebedarfs notwendige Wärmeerzeugung der Wärmepumpen kann komplett aus Erzeugungsüberschüssen bereitgestellt werden.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

Im hier betrachteten Fall steht einer Gesamterzeugung von gut 62.400 MWh ein Gesamtstromverbrauch von 28.020 MWh entgegen, womit sich in der statischen Bilanzierung ein Erzeugungsüberschuss von mehr als 34.400 MWh innerhalb von vier Jahren ergibt. Die Relation von Erzeugungsüberschüssen und Strombedarf liegt bei 1,23, womit die ungenutzten Erzeugungsüberschüsse deutlich höher ausfallen als der Gesamtstrombedarf.

Berücksichtigt man die Bilanzwerte für jede Stunde der Simulation inklusive der Speicherbeiträge, verringert sich der Erzeugungsüberschuss auf insgesamt gut 26.400 MWh. Damit fallen die ungenutzten Erzeugungsüberschüsse etwas geringer aus als der eigentlich zu deckende Strombedarf (Überschuss-Verbrauchs-Relation von 0,94).

Die lokal nicht nutzbaren Erzeugungsüberschüsse liegen damit in beiden Betrachtungen (statisch & dynamisch) deutlich über den Vergleichswerten, die für die Siedlung am Standort im Norden zu beobachten waren. Ob dies mit einem ökonomischen Mehraufwand gegenüber dem nördlichen Standort einhergeht, kann hier nicht geklärt werden. Dem Mehraufwand an thermischer Speicherkapazität im Süden (ca. 9.200 m³) steht eine Verringerung des elektrischen Speichers um ca. 7 MWh gegenüber.

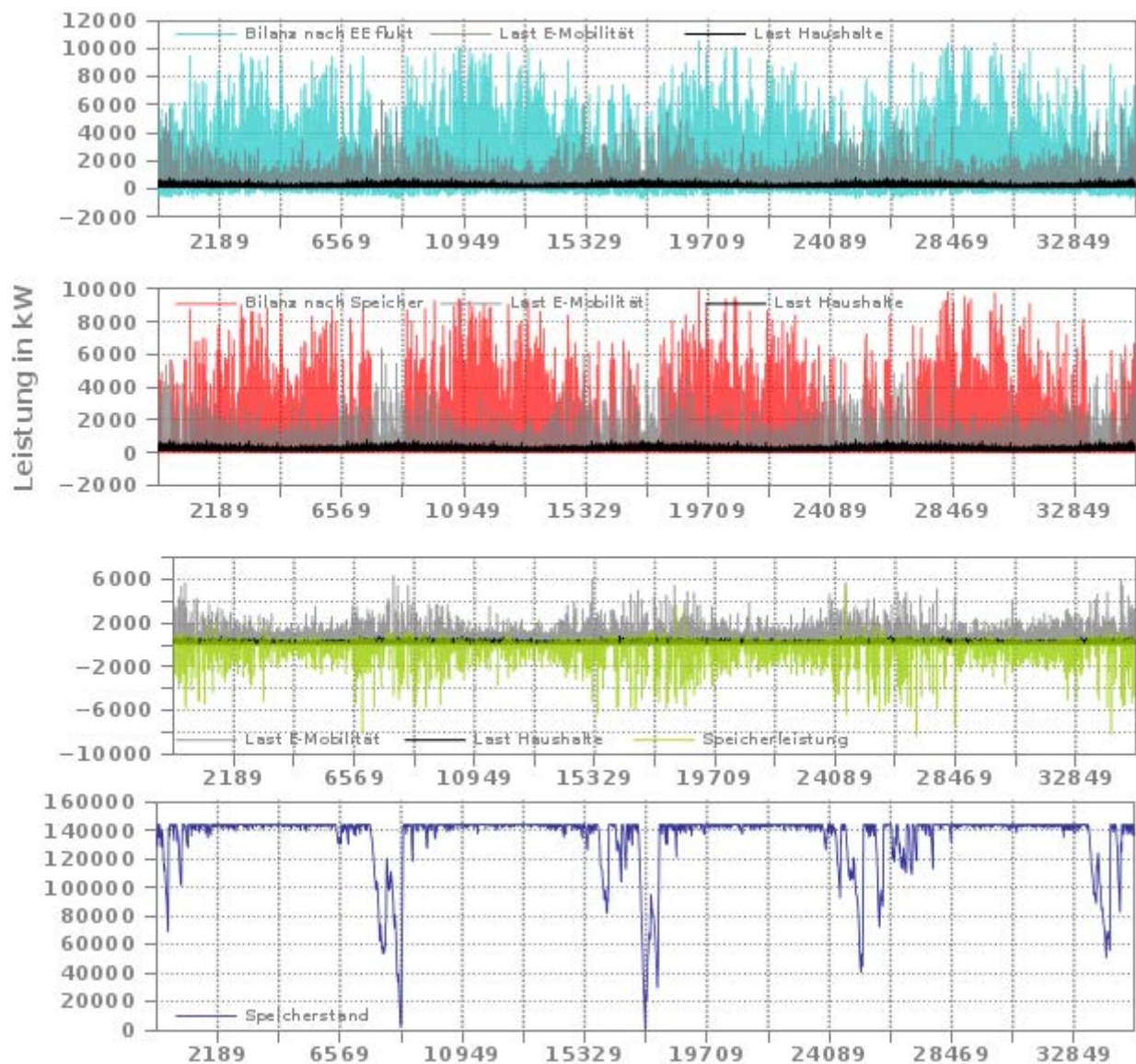


Abbildung 23: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	28.020(21.866), davon 13.400 E-Mobilität	62.437	4,9	22.005	6	40.432	144	22.930
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz		dynamische Bilanz		Autarkie möglich		
Überschuss-Verbrauchs-Relation				+ 34.417 1,23		+ 26.419 0,94		statisch & dynamisch

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammer: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 29: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung mit Schwachwindanlage

6.7 Ländliche Struktur in Süddeutschland mit 50% E-Mobilität und optimierter Erzeugung aus Windkraft

Mit Einsatz der Schwachwindanlagen und der „einfachen“ PV-Installation (ca. 4,9 MW, siehe voriges Kapitel) lässt sich bei einem angenommenen Anteil der E-Mobilität von 50 % eine vollständige Bedarfsdeckung mit einem elektrischen Speichervermögen erreichen, welches fast gleichauf mit dem des nördlichen Standortes liegt. Das dazu notwendige thermische Speichervolumen ist jedoch auch bei dem geringeren Anteil an E-Mobilität beträchtlich größer als am Standort im Norden.

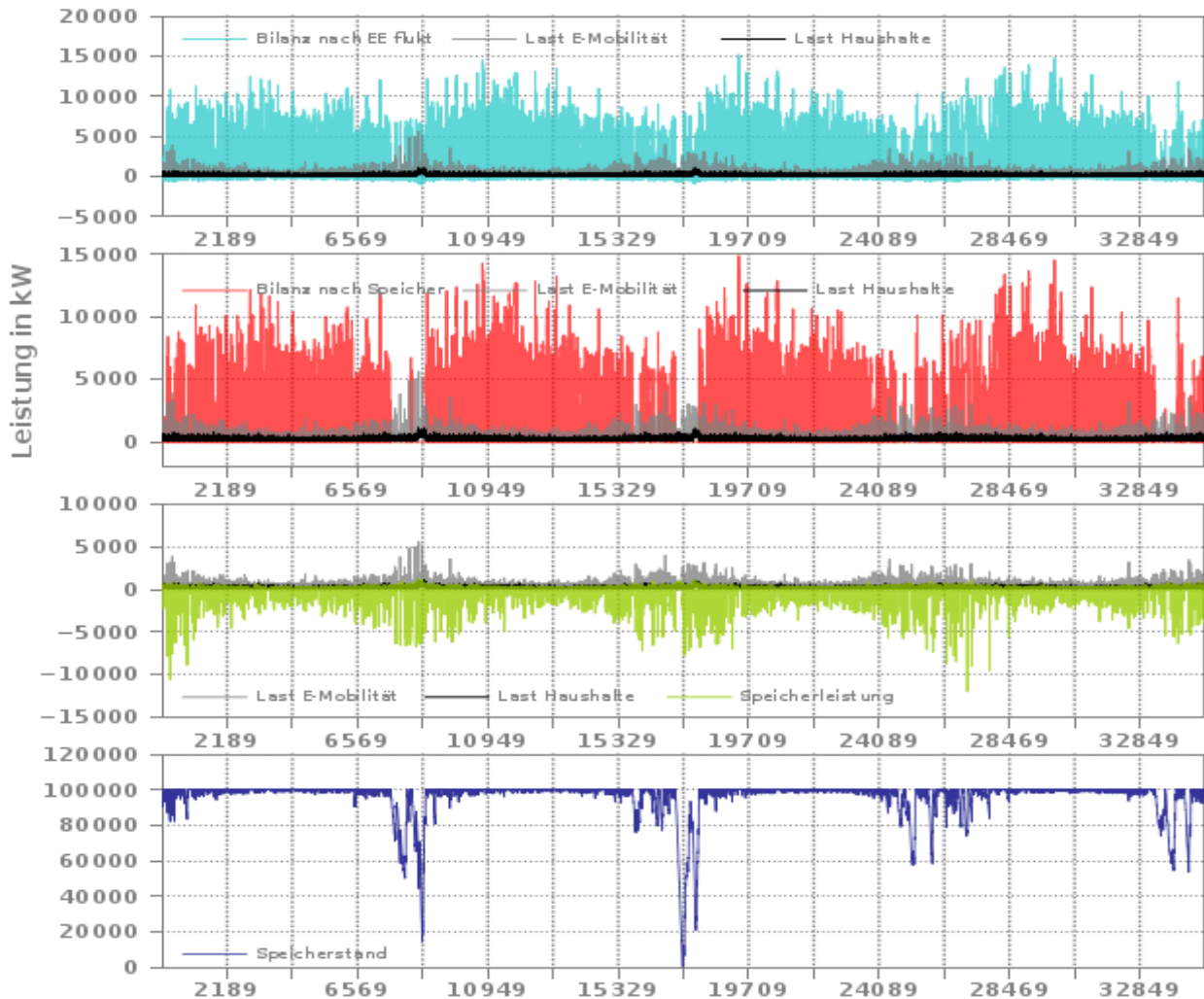


Abbildung 24: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Bei einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 102 MWh (zum Vergleich: 97 MWh im Norden) und installierten Leistungen von 4.870 kW Photovoltaik sowie 6.000 kW Windenergie (Schwachwindanlage) kann der Bedarf vollständig gedeckt werden, wobei die Nutzung der vollen Speicherkapazität der elektrischen Speicher nur vereinzelt, in den kältesten Zeiten des Jahres stattfindet.

Die Wärmedeckung kann fast vollständig aus dem Wärmepumpenbetrieb mittel Erzeugungsüberschüssen bewerkstelligt werden. Nur in zwei der vier Winter – jeweils in den Zeiträumen, in denen auch die besonders starke Entleerung der elektrischen Speicher zu verzeichnen ist – müssen die Wärmepumpen zur direkten Deckung des Wärmebedarfs (ohne „Umweg“ über die thermischen Speicher) eingesetzt werden. Das dazu notwendige Speichervolumen der saisonalen Wärmespeicher beläuft sich auf 9.360 m³, was knapp dem 1,5-fachen des entsprechenden Wertes für Norddeutschland entspricht (6.300 m³), aber deutlich unter der Hälfte des notwendigen Speichervolumens bei einem E-Mobilitätsanteil von 100% liegt.

Bei diesem System ergibt sich keine weitere Möglichkeit zur Reduzierung der installierten Leistung der Photovoltaik, ohne die autarke Versorgung zu gefährden.

Die Verringerung des Anteils der E-Mobilität am Individualverkehr von 100% auf nun 50% kann zu einer deutlichen Verringerung der Kapazitäten der elektrischen und thermischen Speicher genutzt werden. Die notwendigen Speicher verringern sich von 144 MWh (bei 100% E-Mobilität) auf 102 MWh⁴³ (bei 50% E-Mobilität) auf der elektrischen und von 23.000 m³ auf knapp 9.400 m³ auf der thermischen Seite.

Zwar kann eine autarke Versorgung auch unter Einsatz von Standardwindenergieanlagen erreicht werden, doch in diesem Fall müssen wieder deutlich erhöhte Kapazitäten der elektrischen Speicher akzeptiert werden. Bei einer elektrischen Speicherkapazität von ca. 165 MWh kann eine sichere Versorgung dargestellt werden. Die elektrische Speicherkapazität läge damit höher als bei Einsatz der Schwachwindanlagen in einem System mit 100% E-Mobilität.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung ergibt sich ein Erzeugungsüberschuss. Dieser beträgt in der statischen Bilanzierung rund 41.120 MWh, womit der Überschuss gegenüber der Variante mit 100% E-Mobilität etwa 6.700 MWh höher ausfällt. Dies entspricht recht exakt dem Verbrauchsrückgang, der sich aus der Verringerung des Anteils der E-Mobilität von 100% auf 50% ergibt. In der dynamischen Betrachtung inklusive der Speicherbeiträge sinkt der Erzeugungsüberschuss auf ca. 36.800 MWh. Verglichen mit der Simulation mit 100% E-Mobilität steigen die Erzeugungsüberschüsse hier um ca. 10.400 MWh an, also stärker als in der statischen Bilanz. Der Verbrauchsrückgang und die kleinere Kapazität der elektrischen Speicher führen dazu, dass geringere Anteile der Überschusserzeugung für die Versorgung genutzt werden können.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
		[MWh] ^{1), 2)}	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m ³]
Land / Süden	21.320(15.166), davon 6.700 E-Mobilität	62.438	4,9	22.005	6	40.432	102	9.360
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 41.118			+ 36.800		statisch & dynamisch	
		1,92			1,73			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 30: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung mit Schwachwindanlage

Zum Vergleich zeigt Tabelle 31 die Werte bei Einsatz der Standardwindanlage:

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
		[MWh] ^{1), 2)}	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m ³]
Land/ Süden	21.320(15.610), davon 6.700 E-Mobilität	45.651	4,9	22.500	6	23.151	165	20.350
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 23.836			+ 16.590		statisch & dynamisch	
		1,12			0,78			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 31: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.8 Zwischenfazit zur ländlichen Struktur

Für die ländliche Siedlungsstruktur lässt sich eine autarke Energieversorgung mit Haushaltsstrom, Fahrstrom für die E-Mobilität und Wärme für die privaten Haushalte sowohl für den Standort in Norddeutschland als

⁴³ Der mögliche Wegfall elektrischer Speicherkapazität ist dabei größer als die Summe der wegfallenden Speicherkapazität durch die Verringerung der elektrischen Fahrzeugflotte (860 Fahrzeuge mit insgesamt 34,4 MWh Speicher weniger).

auch für den in Süddeutschland unter Maßgabe der ausschließlichen Verwendung von Wind- und Solarenergie darstellen. Beide Standorte verlangen dafür nach unterschiedlichen installierten Erzeugungsleistungen und einer unterschiedlichen Dimensionierung sowohl der elektrischen als auch der thermischen Speicher.

Während die nördliche Lage stark von den guten Bedingungen der Windstromerzeugung profitiert, benötigt der Standort im Süden eine deutlich gesteigerte Leistung der Photovoltaik oder deutlich größer dimensionierte Speicher, um die standortbedingten Schwächen der Windenergie auszugleichen, sofern der gleiche Windenergieanlagentyp (Standardanlage) wie im Norden verwendet wird.

In diesem Fall ist der Preis für die Annäherung der elektrischen Speicherkapazität an den Wert der Nordlage hoch: der Süden benötigt trotz günstigerer Strahlungswerte etwa die doppelte installierte Leistung an Photovoltaik sowie ein deutlich höheres Volumen an thermischem Speicher (ca. plus 60% gegenüber dem Norden), wenn der komplette Individualverkehr elektrisch betrieben werden soll. Auch das elektrische Speichervermögen muss leicht gegenüber dem im Norden erreichten Wert angehoben werden (ca. plus 11%).

Mit einer Verringerung des Anteils der E-Mobilität auf 50% bleibt das Verhältnis des Mehraufwandes für den südlichen Standort gegenüber der Lage im Norden etwa gleich: bei einer elektrischen Speicherkapazität, die der des nördlichen Standorts entspricht, ist auch jetzt etwa die doppelte Photovoltaikleistung notwendig. Der Mehraufwand für die Wärmespeicherung liegt bei einem (gegenüber dem Norden) um etwa 78% höheren Speichervolumen.

Für den Süden wäre es jedoch auch möglich, bei gleicher PV-Leistung wie im Norden, eine weitere deutliche Erhöhung der elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten zu akzeptieren. Dann läge der Mehraufwand bei einer um etwa 70% erhöhten elektrischen und um etwa 200% höheren thermischen Speicherkapazität.

Als günstigere Alternative für den Süden erweist sich die Verwendung von besser an die Standortbedingungen angepassten Windkraftanlagen. Bei Verwendung von Schwachwindanlagen verschiebt sich der Systemaufwand am südlichen Standort deutlich in Richtung der im Norden erreichten Werte. Bei gleichen installierten Erzeugungsleistungen kann im Süden dann eine elektrische Speicherkapazität erzielt werden, die etwa auf dem Niveau des benötigten Speichers im Norden liegt (etwa 7 MWh geringer als im Norden). Dafür muss jedoch eine größere thermische Speicherkapazität akzeptiert werden (13.700 m³ im Norden gegenüber 22.930 m³ im Süden).

Insgesamt stellt sich für die autarke Versorgung des Strombedarfs der privaten Haushalte und der E-Mobilität ein relativ variabler Lösungsraum für die Erzeugungsseite dar, der maßgeblich durch die Parameter der thermischen und elektrischen Speicher, der installierten Erzeugungsleistung⁴⁴ und der an die Standortbedingungen angepassten Windenergieanlagen abgesteckt wird. Aus heutiger Sicht kann keine Aussage darüber getroffen werden, welche Systemzusammensetzung für den Zielhorizont (2050) die günstigste Lösung darstellt, auch wenn hier stets die Priorität bei einer Minimierung der notwendigen elektrischen Speicherkapazität lag. Zukünftige Entwicklungen im Bereich der elektrischen Speicher können für das hier untersuchte Umfeld zu Verschiebungen der Kostenrelationen beitragen. Auch aus heutiger Sicht könnte die Berücksichtigung anderer (elektrischer) Speichertechnologien dazu führen, dass die Priorität der Optimierung nicht mehr auf der Minimierung des Speicherbedarfs liegt.

An dieser Stelle kann bereits gefolgert werden, dass eine Standardlösung für die lokal autarke Versorgung einer ländlichen Siedlung selbst dann nicht existiert, wenn man eine identische Siedlung lediglich an unterschiedlichen Standorten betrachtet. Vielmehr muss die Zusammensetzung des Versorgungssystems individuell an die vor Ort vorliegenden Gegebenheiten angepasst werden. Hierfür bedarf es eines planerischen Gesamtansatzes, der lokale Anforderungen (z.B. Verbrauch und Charakteristik des Verbrauchs, lokale Besonderheiten etc.) sowie lokale Potenziale berücksichtigt und der einer konkreten Zielsetzung folgt, welche die bloße Definition von Erzeugungsanteilen oder technologiespezifischen Erzeugungsmengen deutlich überschreitet.

⁴⁴ Dies betrifft hier vor allem die Leistung der Photovoltaik, da die Simulationsergebnisse darauf schließen lassen, dass das vorhandene Potenzial der Windenergie stets genutzt werden sollte bzw. muss.

6.9 Stadtteil in Norddeutschland mit 100% E-Mobilität

Die bisherigen Ergebnisse der Simulationsläufe für die ländliche Siedlungsstruktur haben recht deutlich gezeigt, dass eine autarke Versorgung der privaten Haushalte inklusive der E-Mobilität mit den vorhandenen Potenzialen für Photovoltaik und Windenergie darstellbar ist. Erheblichen Einfluss haben der angenommene Anteil der E-Mobilität am Individualverkehr sowie die vorliegenden Standortbedingungen, vor allem in Hinsicht auf die Leistungsfähigkeit und Charakteristik der Stromerzeugung aus Windenergie.

Durch den Wegfall der Windenergiepotenziale im städtisch geprägten Umfeld muss von vornherein mit einer problematischeren Versorgungssituation gerechnet werden. Die Möglichkeit, auch Gewerbe und Industrie in einem Ausmaß mitzuversorgen, welches das Angebot einer ausreichenden Zahl an Arbeitsplätzen ermöglicht, schließt sich für die städtische Siedlungsstruktur aus; auch die hier verwendete Effizienzannahme, die eine Verringerung des industriellen und gewerblichen Stromverbrauchs auf 70% des heutigen Niveaus vorsieht, hilft nicht über diesen Sachverhalt hinweg.

Das Ausmaß, in dem die Möglichkeit der autarken Versorgung und der komplette Energiebedarf für Haushalte, E-Mobilität, Industrie und Gewerbe auseinanderdriften, ergibt sich aus den im folgenden dargestellten Simulationsläufen.

Das Beispiel der städtischen Siedlungsstruktur stellt eine deutlich „verdichtete“ Wohnsituation gegenüber der ländlichen Struktur dar. Im gerechneten Fall verteilt sich die Bevölkerung von 13.400 Einwohnern auf eine Siedlungsfläche von gut 110 Hektar; die Bevölkerungsdichte liegt demnach bei 1120 Einwohnern pro Hektar (gegenüber 34 in der ländlichen Struktur). In der Folge wächst sowohl die Bevölkerung als auch der damit verbundene Energiebedarf überproportional zum Flächenangebot für die photovoltaische Nutzung.

Das Gesamtangebot an pro Kopf verfügbarer PV-Potenzialfläche beträgt mit 7,2 m²/cap deutlich weniger als die Hälfte der verfügbaren Fläche in der ländlichen Siedlungsstruktur (fast 21 m²/cap). Die gesamte PV-geeignete Fläche umfasst im Beispiel „Stadt“ knapp 9,7 Hektar und fällt damit nur leicht größer aus als in der ländlichen Struktur (8 ha). Hinzu kommt eine etwas ungünstigere Verteilung der Flächenkontingente hinsichtlich der Ertragsstärke.

Werden alle „sehr gut“ und „gut“ geeigneten Flächen für die Installation von PV-Modulen verwendet, kann insgesamt eine Leistung von fast 13 MW_{peak} erreicht werden.

Aus Abbildung 25 ist zu ersehen, dass die Leistungswerte der Photovoltaik häufig im Tagesgang Spitzen erreichen, die deutlich über den Stromverbrauch der Haushalte hinausragen und teils auch den, in gewissem Rahmen der Erzeugung folgenden, zusätzlichen Strombedarf der E-Mobilität übertreffen.

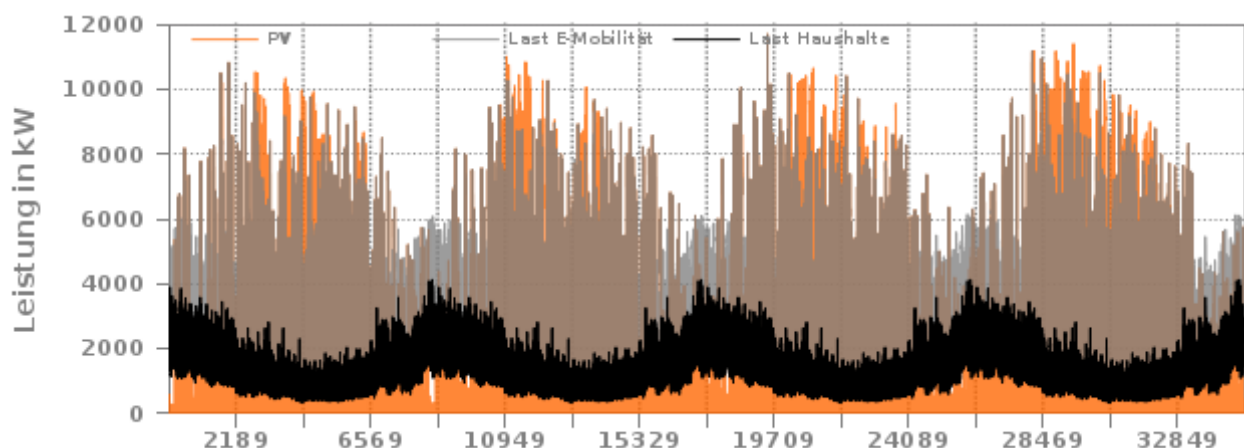


Abbildung 25: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und PV-Erzeugung

Dies spiegelt sich deutlich in den Bilanzen an unterschiedlichen Stellen des Versorgungssystems wider (siehe Abbildung 26). In der Bilanz der photovoltaischen Erzeugung und des Stromverbrauchs treten sowohl deutliche Defizite als auch deutliche Überschüsse in der Erzeugung auf. Der jahreszeitliche Verlauf der

Photovoltaik schlägt sich derart nieder, dass die großen Überschüsse vorwiegend in den wärmeren, die großen Defizite hingegen vorwiegend in den kälteren Jahreszeiten⁴⁵ auftreten.

Die jahreszeitlichen Variationen treten in der Darstellung der Bilanz nach den elektrischen Speichern noch deutlicher hervor: das Ausmaß der Defizite steigt von der Jahresmitte zum Jahresende hin an, um dann zur Mitte des nächsten Jahres hin wieder abzufallen. Insgesamt treten keine Erzeugungsüberschüsse mehr auf und im Sommer treten hier und da längere Zeiten mit ausgeglichener Bilanz auf.

Dementsprechend erstreckt sich auch die Nutzung der elektrischen Speicher praktisch ausschließlich auf die wärmeren Monate, im kälteren Halbjahr verharrt der Speicherstand in der Regel im Zustand vollständiger Entleerung. Der maximale Speicherladestand von ca. 280 MWh wird im Sommer des ersten Jahres erreicht.

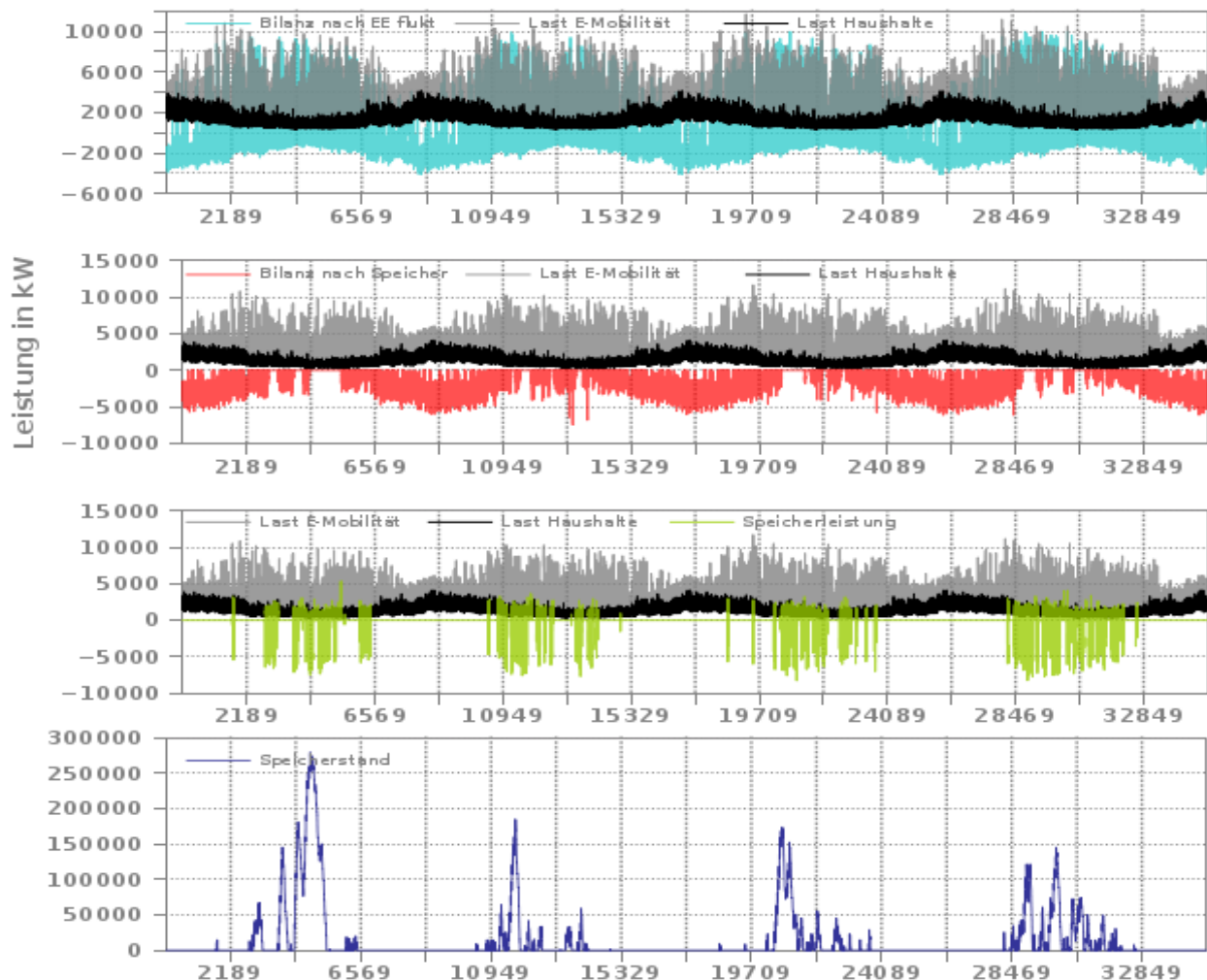


Abbildung 26: Stadtteil in Norddeutschland – Verbraucherlast mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

In den ersten 30 Tagen des ersten Jahres der Simulation kann nur selten der komplette Bedarf der Haushalte und der E-Mobilität gedeckt werden (siehe Abbildung 27). Ein Beitrag der elektrischen Speicher ist nicht zu beobachten, da zu keiner Zeit die Möglichkeit zur Einspeicherung überschüssiger Erzeugung gegeben ist. Insgesamt muss die vorliegende Versorgungssituation als defizitär bezeichnet werden.

⁴⁵ Hier kommt auch der Faktor hinzu, dass der Strombedarf in den kälteren Jahreszeiten höher ist als in den wärmeren.

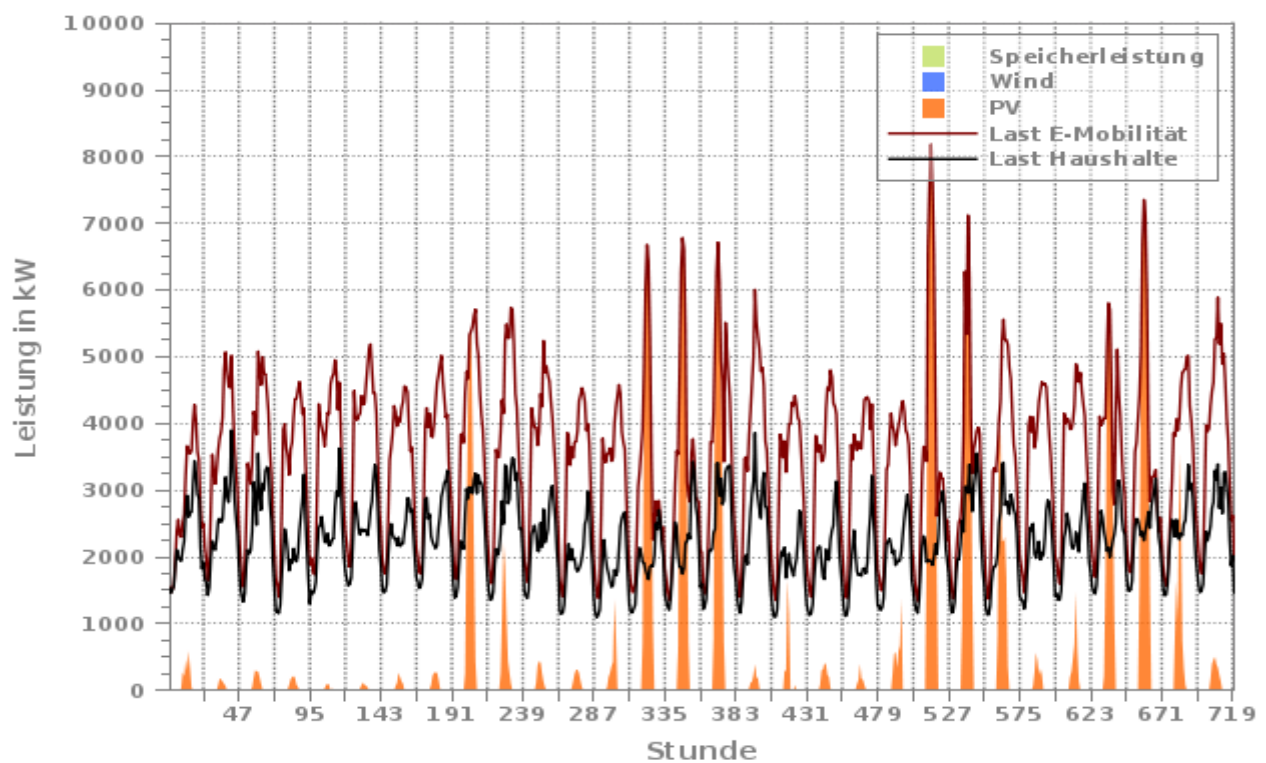


Abbildung 27: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

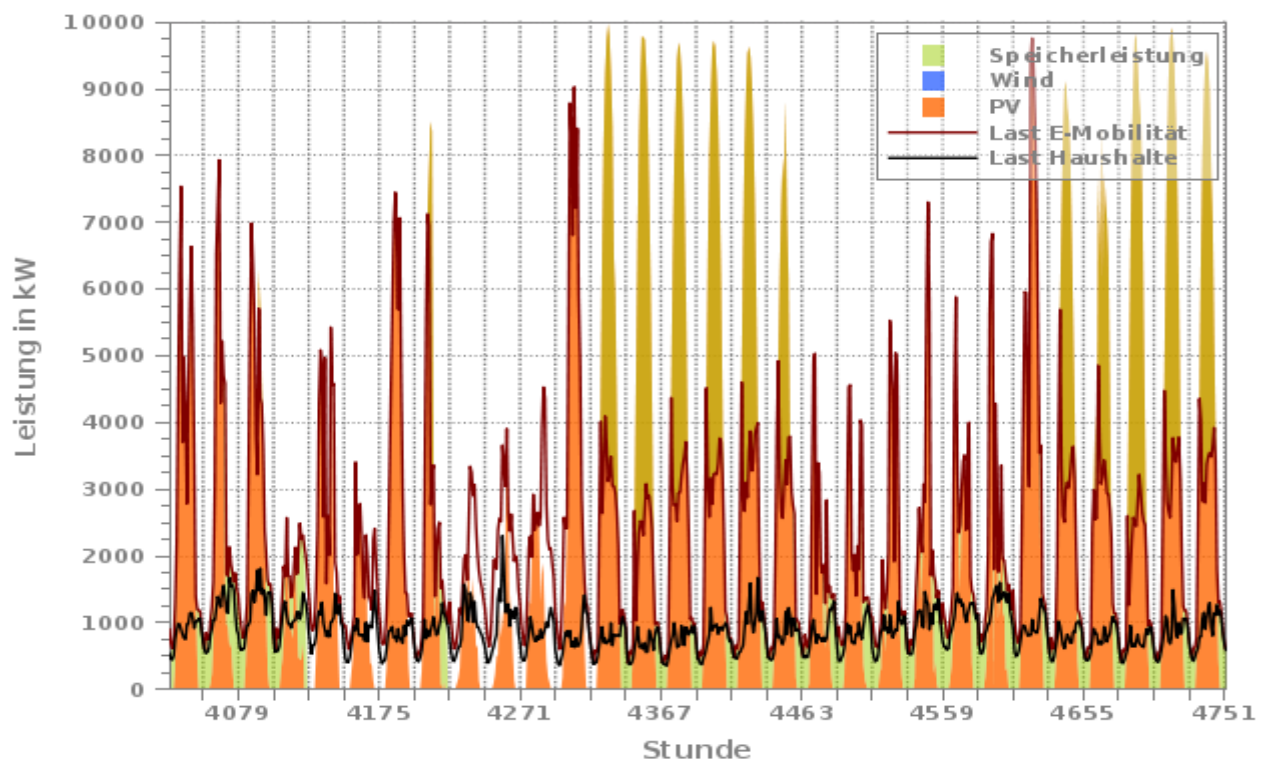


Abbildung 28: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg

Dies gilt auch dann, wenn nur der Strombedarf der Haushalte (also ohne Berücksichtigung der E-Mobilität und deren Strombedarf) berücksichtigt wird. Auch in diesem Fall verbleibt die Erzeugung der PV meist weit unterhalb des Strombedarfs der Haushalte; die gelegentlich auftretenden Erzeugungsüberschüsse reichten auch dann nicht für eine substantielle Ladung der elektrischen Speicher aus.

Diese Situation ändert sich in den wärmeren Monaten dahingehend, dass z.B. innerhalb der dargestellten 30 Tage in der Mitte des ersten Jahres eine vorwiegend ausgeglichene Versorgungssituation vorliegt (Abbildung 28). Dennoch kommt es auch hier, insbesondere innerhalb der ersten beiden Wochen, häufig zu Situationen, in denen weder die Photovoltaik noch die Speicher einen Deckungsbeitrag leisten können. Vorwiegend erstrecken sich diese Situationen auf die Nachtstunden.

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

Für die statische Bilanzierung aus Erzeugung und Verbrauch ergibt sich hier ein Defizit von etwa 53.700 MWh. Betrachtet man das System inklusive der Speicherbeiträge (dynamische Bilanz), erhöht sich das Erzeugungsdefizit auf einen Wert von etwa 56.450 MWh.

Obwohl sich bei der Berücksichtigung der Speicherbeiträge nominell ein höheres Defizit ergibt, steigt dennoch der Beitrag der PV-Erzeugung an der Versorgung gegenüber einem System ohne Stromspeicherung deutlich an. Dieser Sachverhalt erschließt sich leicht aus der Betrachtung der Abbildung 24: ohne Stromspeicher wäre es weder möglich Erzeugungsüberschüsse für die Aufladung der elektrischen Speicher zu verwenden (grünlich verfärbte über die Last der E-Mobilität hinausragende Erzeugungsspitzen der Photovoltaik) noch Versorgungsdefizite durch die gespeicherte Energie auszugleichen (grüne Flächen unterhalb der Lastlinien). In der Folge würde, neben dem Anstieg der Erzeugungsüberschüsse, die Menge der Versorgungsdefizite steigen, es ginge also ein deutlich höherer Anteil des erzeugten Stroms ungenutzt verloren. In einem vernetzten System könnten diese Erzeugungsüberschüsse, anders als im hier untersuchten rein lokalen Versorgungsansatz, abtransportiert und an einem anderen Ort zur Deckung etwaiger Versorgungslücken verwendet werden.

Da hier insgesamt Versorgungsdefizite bestehen, kann keine Überschuss-Verbrauchs-Relation angegeben werden (wie bei den Szenarien, in denen eine autarke Stromversorgung möglich war). Stattdessen wird an dieser Stelle die Relation zwischen verbleibenden Defiziten und dem Verbrauch angegeben. Diese ist ein Maß dafür, wie hoch der autarke Versorgungsgrad ist bzw. wie weit das Szenario von einer autarken Versorgung entfernt ist.

Im hier gerechneten Fall (Stadtteil in Norddeutschland mit Stromverbrauch der Haushalte und 100% E-Mobilität) liegt die Defizit-Verbrauchs-Relation bei -0,55 für die statische und bei -0,58 für die dynamische Bilanz.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Stadt / Norden	98.076, davon 46.900 E-Mobilität	44.366	12,7	44.366	0	0	maximal 280	irrelevant
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Defizit-Verbrauchs-Relation		- 53.710			- 56.452		keine	
		-0,55			-0,58			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 32: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.10 Stadtteil in Norddeutschland mit 50% E-Mobilität

Bei einer ansonsten unveränderten Konfiguration gegenüber der Simulation des Stadtteils mit 100% E-Mobilität führt eine Reduktion des Anteils der E-Mobilität in der städtischen Siedlungsstruktur auf 50% dazu, dass deutlich häufiger und länger eine ausgeglichene Bilanz in der Stromversorgung erreicht werden kann (Abbildung 29). Dies betrifft vorwiegend das wärmere Halbjahr, in dem über Wochen, teils gar über Monate hinweg, eine vollständige Bedarfsdeckung aus der installierten Photovoltaik und den (in ihrer benötigten installierten Kapazität allerdings explodierenden) elektrischen Speichern erreicht werden kann.

Die elektrischen Speicher werden weit häufiger genutzt, die maximal erzielbare Ladung der elektrischen Speicher steigt ungefähr auf das Dreifache dessen, was bei einem 100%-Anteil der E-Mobilität am privaten Individualverkehr beobachtet werden konnte (und auf mehr als das Neunfache der für die ländliche Struktur benötigten Kapazität). Anzumerken ist hierbei, dass - ungeachtet der wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit eines entsprechend dimensionierten Speichers - mit einer nach oben hin unbeschränkten Speicherkapazität gerechnet wurde, diese sich also aus der maximal einspeicherbaren Energie ergibt.

Dennoch ist der Stadtteil auch unter diesen Annahmen weit vom Erreichen einer autarken Versorgung entfernt, wie die Kurvenverläufe für die Wintermonate zeigen.

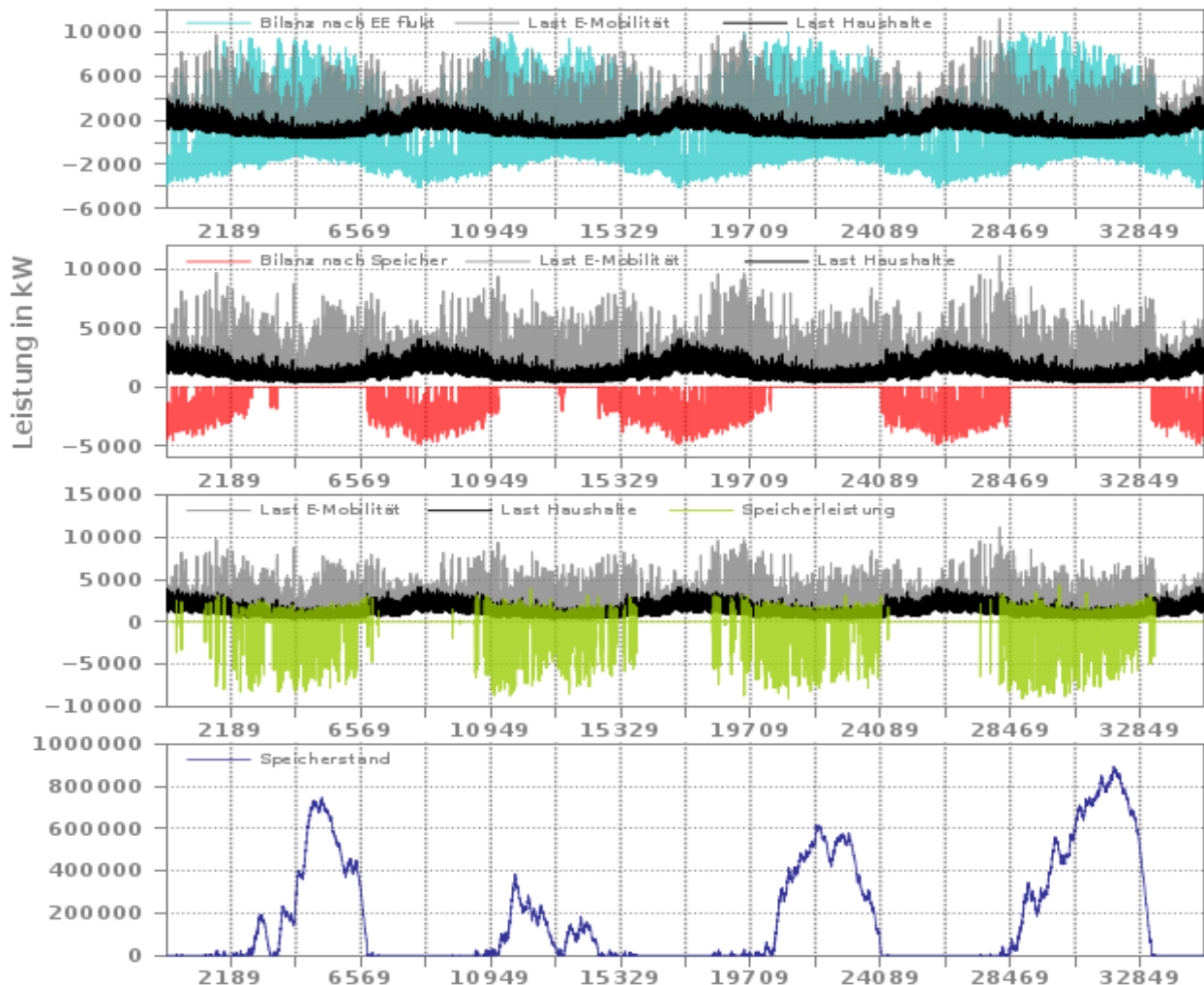


Abbildung 29: Stadtteil in Norddeutschland – Verbraucherlast der Haushalte mit 50% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Bilanzierung von insgesamt erzeugtem und insgesamt verbrauchtem Strom ergibt sich ein Defizit von etwa 30.300 MWh, was eine Defizit-Verbrauchs-Relation (DVR) von $-0,41$ bedeutet ($-0,55$ bei 100% E-Mobilität). Betrachtet man das System inklusive der Speicherbeiträge (dynamische Bilanz), erhöht sich das Erzeugungsdefizit auf einen Wert von etwa 35.600 MWh; die DVR liegt dann bei $-0,48$ (100%-E-Mobilität: 56.450 MWh, DVR von $-0,58$). Im Vergleich der beiden Simulationen für den Stadtteil im Norden und den Stromverbrauch der Haushalte ergibt sich demnach ein um ca. 10% erhöhter autarker Versorgungsgrad durch die Halbierung des Anteils der E-Mobilität.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[MWh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Stadt / Norden	74.626, davon 23.450 E-Mobilität	44.366	12,7	44.366	0	0	maximal 894	irrelevant
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
		- 30.260			- 35.625		keine	
Defizit-Verbrauchs-Relation		-0,41			-0,48			
1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren								
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern								

Tabelle 33: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.11 Stadtteil in Süddeutschland

In der Betrachtung der photovoltaischen Stromerzeugung in Relation zum Strombedarf der Haushalte und der E-Mobilität stellt sich die Situation am südlichen Standort augenscheinlich besser dar (Abbildung 30). Teils treten selbst im Winter deutliche Leistungsbeiträge der Photovoltaik auf, und auch im Frühjahr scheinen die Erzeugungsmöglichkeiten der PV generell besser, als es am nördlichen Standort zu beobachten war. Wie schon bei der Simulation der ländlichen Struktur muss der Beitrag der PV im Winter und im Frühjahr jedoch kritisch betrachtet werden, da die auftretenden hohen Strahlungswerte in den Wetterdaten oftmals auf Schneebedeckung hinweisen, welche jedoch im Rahmen der Simulation – zumindest hinsichtlich ihrer exakten Auswirkungen – nicht erfassbar ist. Dementsprechend muss zu diesen Zeiten mit einem deutlich geringeren Beitrag der PV gerechnet werden, als in der Simulation ermittelt.

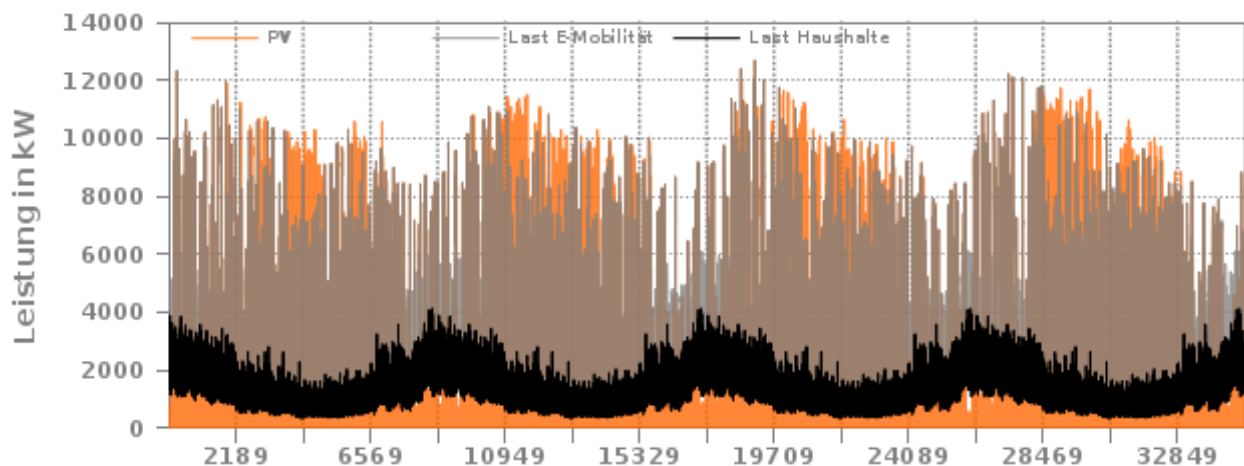


Abbildung 30: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und PV-Erzeugung

Grundsätzlich zeigt sich bei der Betrachtung der Strombilanzen ein Bild, das demjenigen für den nördlichen Standort stark ähnelt (Abbildung 31). Insgesamt wird auch in den kalten Jahreszeiten häufiger eine ausgeglichene Bilanz erreicht. In der wärmeren Jahreszeit fallen die Perioden mit ausgeglichener Bilanz länger aus und treten häufiger auf.

In Bezug auf die Speicheraktivität ist zu beobachten, dass sich die Phasen, in denen keine Speicheraktivität zu erkennen ist, gegenüber dem nördlichen Standort verkürzen. Dies spiegelt sich auch in der Kurve der Speicherladung wider: zwar fällt die maximal erreichte Speicherladung vergleichsweise niedriger aus, jedoch wird im Sommer (verglichen mit dem Stadtteil in Norddeutschland) regelmäßiger überhaupt eine (Teil-) Aufladung der elektrischen Speicher erreicht, die zur Deckung von Versorgungslücken genutzt werden kann.

Die Versorgungssituation innerhalb der ersten 30 Tage des simulierten Zeitraums (Abbildung 32) zeigt deutlich häufiger eine vollständige Deckung des Bedarfs und insgesamt einen höheren Deckungsbeitrag der Photovoltaik; insgesamt überwiegen die Situationen mit Erzeugungsdefizit aber weiterhin bei weitem; zu einer Ladung der Speicher kommt es nicht.

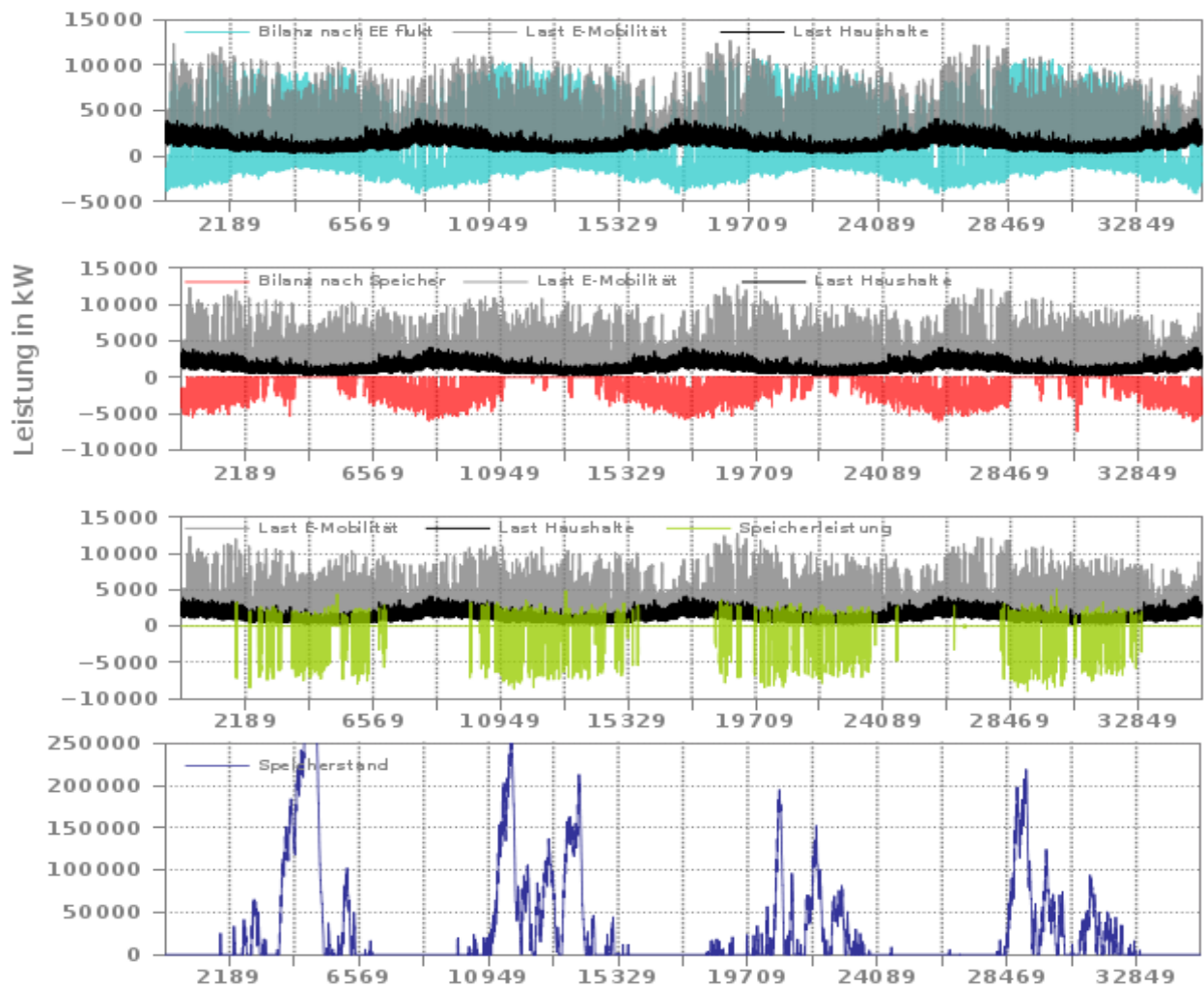


Abbildung 31: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern, sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Deutlicher ist die standortbedingte Veränderung während der Sommermonate. Traten hier im Norden noch deutliche Versorgungslücken auf, kann am südlichen Standort eine komplette Deckung des Strombedarfs über die gesamte in Abbildung 33 dargestellte Zeit hinweg verzeichnet werden. Regelmäßig reicht die tagsüber eingespeicherte Energiemenge zur Überbrückung der erzeugungslosen Nachtstunden aus.

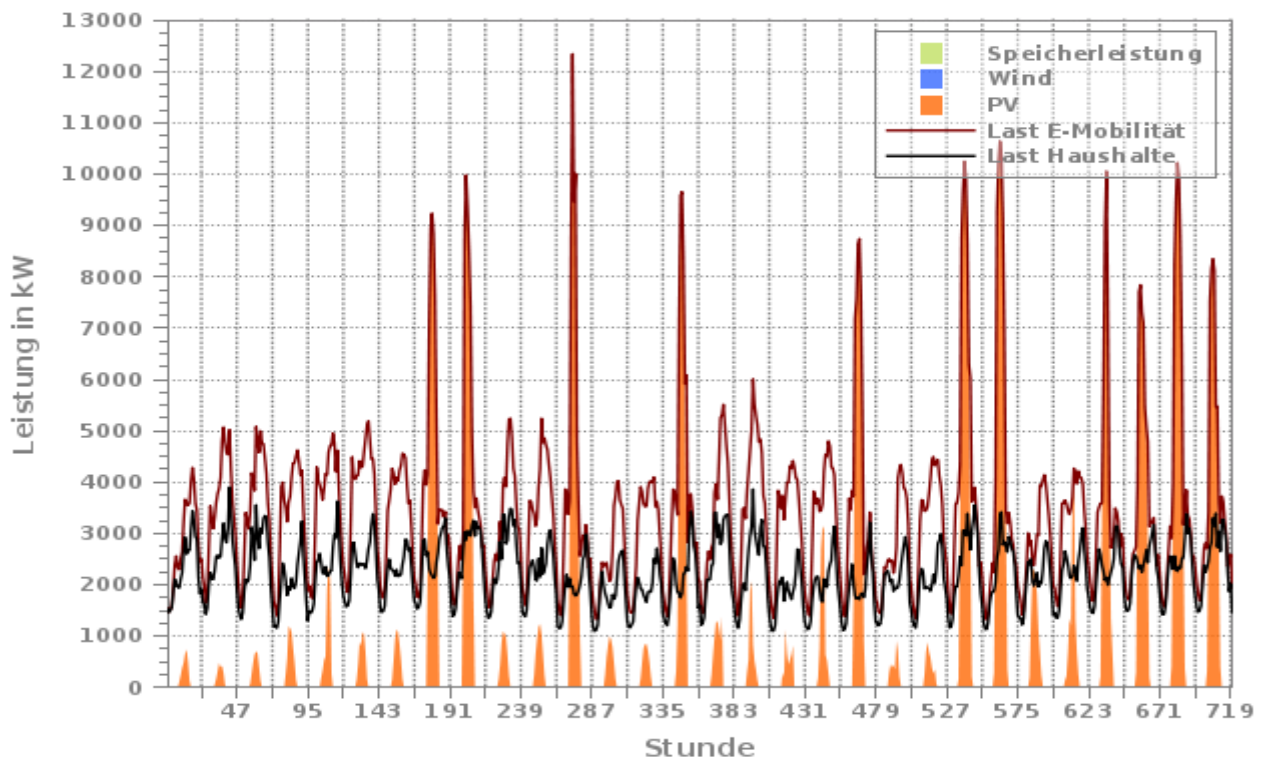


Abbildung 32: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

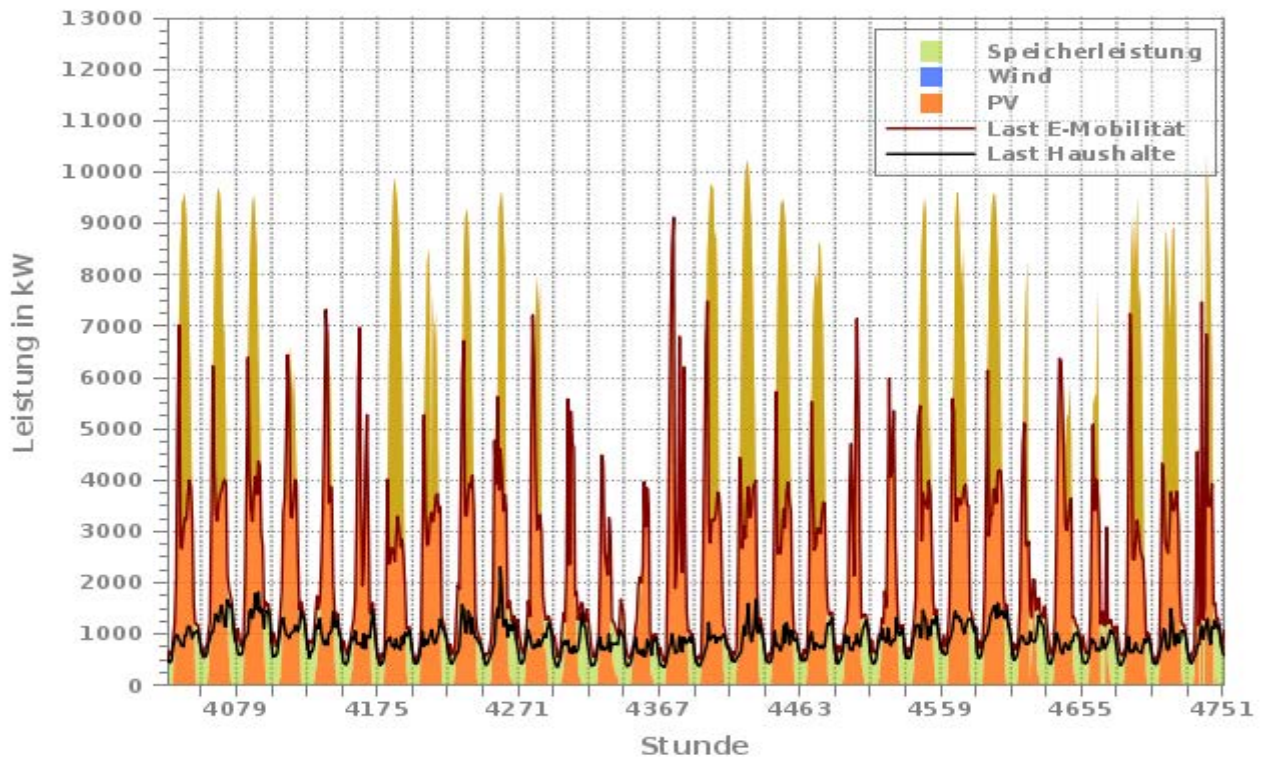


Abbildung 33: Stadtteil in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

Verglichen mit dem Standort in Norddeutschland fallen die Defizite für den Stadtteil im Süden (Tabelle 34) mit fast 42.700 MWh deutlich niedriger aus (53.700 MWh im Norden). Die größere Häufigkeit mit der Erzeugungsüberschüsse auftreten, sowie deren höheres Ausmaß, spiegelt sich in einem höheren Maximum der erzielbaren Speicherladung: waren es im Norden etwa 280 MWh, werden jetzt im Maximum knapp 360 MWh erreicht. Beachtet man in der Bilanzierung der Stromversorgung auch den zeitlichen Aspekt von Verbrauch und Erzeugung sowie die zeitliche Entkoppelung durch die elektrischen Speicher und die dort auftretenden Verluste, ergibt sich für den Stadtteil im Süden ein Versorgungsdefizit von knapp 46.900 MWh über vier Jahre hinweg (56.450 MWh im Norden).

Der autarke Versorgungsgrad liegt am Standort in Süddeutschland deutlich höher, als dies für den Stadtteil im Norden der Fall war. Die Defizit-Verbrauchs-Relation liegt bei $-0,44$ für die statische und bei $-0,48$ für die (für die Eigenversorgung maßgebliche) dynamische Bilanz. Das heißt, dass der autarke Versorgungsgrad für den Stadtteil im Süden bei 100% E-Mobilität ebenso hoch ist, wie dies in Norddeutschland bei einem E-Mobilitätsanteil von 50% der Fall war⁴⁶.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[Mwh] ^{1),2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Stadt / Süden	98.076, davon 46.900 E-Mobilität	55.397	12,7	55.397	0	0	maximal 358	irrelevant
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
Defizit-Verbrauchs-Relation		$- 42.679$			$- 46.897$		keine	
		$-0,44$			$-0,48$			

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 34: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

6.12 Zwischenfazit zum Stadtteil

Der Wegfall der Windenergie in der städtischen Siedlungsstruktur bedeutet eine enorme Erschwernis für die Möglichkeit einer autarken Energieversorgung.

War in der ländlichen Struktur an beiden Standorten die autarke Versorgung ohne den Strombedarf für Industrie und Gewerbe darstellbar, gelingt dies für die städtische Struktur weder in Nord- noch in Süddeutschland. Für den Standort in Süddeutschland zeigt sich eine günstigere Situation als im Norden, jedoch ist dieser Befund aufgrund des nicht quantifizierbaren Einflusses der Schneebedeckung in Winter und Frühjahr auf die Erzeugung der Photovoltaik in dieser Zeit fraglich.

Zwar ist die Photovoltaik in der Lage, einen deutlichen Beitrag zur Stromversorgung zu leisten. Die Erzeugung reicht aber, unabhängig von der Dimensionierung der elektrischen Speicher und unabhängig von den Standortbedingungen, nicht aus, auch nur in die Nähe einer autarken Versorgung zu gelangen.

Insgesamt kann für die hier durchgeführten Simulationen der Siedlungsstruktur „Stadtteil“ ein autarker Versorgungsgrad im Bereich von etwa 42% (Norden, 100% E-Mobilität) bis 52% (Norden bei 50% und Süden bei 100% E-Mobilität) erreicht werden. Bei 50% E-Mobilität im „Stadtteil“ am südlichen Standort kann ein Autarkiegrad von mehr als 52% erwartet werden; die bisher erzielten Simulationsergebnisse schließen das Erreichen einer autarken Versorgung jedoch auch für diesen Fall aus, weswegen entsprechende Simulationsrechnungen nicht durchgeführt wurden.

Auch unter Berücksichtigung eines zukünftig möglicherweise höheren Wirkungsgrades der Photovoltaik mit einem Systemwirkungsgrad von 24%⁴⁷ lässt sich die Möglichkeit einer autarken Versorgung des Stromverbrauchs der Privathaushalte im Stadtteil weder mit 100% noch mit 50% E-Mobilität darstellen. Bleibt neben Gewerbe und Industrie auch die E-Mobilität bei der Betrachtung außen vor, kann zumindest für den

⁴⁶ Hier muss jedoch die Unsicherheit der PV-Erzeugung am südlichen Standort in Betracht gezogen werden (siehe dazu auch Kapitel 6.4).

⁴⁷ Ein Gedankenexperiment, das mit entsprechenden Simulationsrechnungen überprüft wurde.

Standort im Süden eine autarke Versorgung der privaten Haushalte theoretisch dargestellt werden, allerdings um den Preis einer absurd anmutenden Erhöhung der elektrischen Speicherkapazität.

Unter den gegebenen Randbedingungen (Mitbetrachtung der E-Mobilität) ist das urbane Siedlungsgebiet in allen Fällen von den Potenzialen erneuerbarer Energien der ländlichen Gebiete abhängig, sofern kein ausreichendes geothermisches Potenzial im Bereich der städtischen Siedlungsfläche erschließbar ist.

7 Basisszenario 2: Referenzsystem der lokal-autarken Versorgung für private Haushalte mit E-Mobilität plus Stromverbrauch von Industrie, Handel und Gewerbe

Die bislang durchgeführten Simulationsrechnungen bezogen sich stets ausschließlich auf den Energiebedarf der privaten Haushalte und der E-Mobilität. Zwar ist auf dieser Ebene eine autarke Versorgung im Beispieldorf darstellbar, in der städtischen Siedlungsstruktur war dies jedoch nicht möglich. Die im Folgenden dargelegten Simulationen schließen den Strombedarf der Industrie sowie des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit ein. In einer autarken Stromversorgung kann dieser Teil des Energiebedarfs, der grundlegend für die Bereitstellung von Arbeit und damit für das Einkommen der Gesellschaft ist, nicht unbeachtet bleiben.

Ein Problem dabei ist die Frage, welche Art von Industrie/Gewerbe und welche Zahl an Arbeitsplätzen der ländlichen Siedlungsstruktur zugeordnet werden können bzw. müssen (siehe dazu auch Erläuterungen unter 2.1.2). In der Realität existieren hier wohl deutliche Unterschiede zwischen einzelnen Gemeinden bzw. Städten und Stadtteilen, sowohl in Bezug auf die Anzahl der Arbeitsplätze als auch auf die Struktur der vor Ort ansässigen Industrie- und Gewerbebetriebe.

Eine reine „Wohngemeinde“ im ländlichen Raum könnte mit der oben dargestellten Versorgungsstruktur Stromautarkie erreichen, würde aber im Gegenzug anderen Gemeinden die „Last“ aufbürden, die zusätzliche Energie für die notwendigen Arbeitsplätze bereitzustellen.

In Abschnitt 7.1 wird im Sinne eines besseren Verständnisses der Bedeutung von Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch zunächst das heutige Niveau des Strombedarfs für Industrie und Gewerbe angenommen. In der weiteren Betrachtung wird jedoch ein, gemäß der in Kapitel 4.1.4 beschriebenen Effizienzannahmen, verringerter Stromverbrauch für Industrie und Gewerbe angenommen.

7.1 Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 100% E-Mobilität

Gegenüber heute unveränderter Strombedarf für Industrie und Gewerbe

In diesem Fall wird für das Jahr 2050 von einem im Vergleich zu heute unveränderten Stromverbrauch in Industrie und Gewerbe ausgegangen. Der hinzugekommene Strombedarf von Industrie- und Gewerbebetrieben hebt die gesamte Kurve der Stromnachfrage deutlich an (schwarzes Band in Abbildung 34). Bewegte sich diese zuvor auch in den Spitzen kaum oberhalb der Marke von 1.000 kW, unterschreitet sie nun nur relativ selten 2.000 kW und erreicht Spitzenwerte oberhalb von 4.000 kW.

Um der Stromnachfrage im Rahmen des Möglichen nachzukommen, wurde die installierte Leistung der Photovoltaik mehr als verdoppelt. Durch die Nutzung der zweiten Gütekategorie der Potenzialflächen (Südost- und Südwest-Ausrichtung im Gegensatz zur ersten Gütekategorie: Südausrichtung) kommen nochmals 6.770 kW Photovoltaikleistung hinzu, so dass die insgesamt installierte Peak-Leistung nun bei 11.640 kW liegt. Dies zeigt sich auch deutlich im Verlauf der Erzeugung in Abbildung 34.

Insgesamt treten auch in dieser Systemkonfiguration recht häufig signifikante Erzeugungsüberschüsse auf, die Leistungsspitzen der Photovoltaik alleine überschreiten im Tagesgang relativ häufig den Wert der Gesamtlast.

In der Betrachtung der Bilanz zeigt sich eine dramatische Veränderung gegenüber der Situation, in der „nur“ der Stromverbrauch der Haushalte und der E-Mobilität zu decken war (Abbildung 35). Die Deckungslücken in der direkten Bilanz von Erzeugung und Verbrauch (vor Speichereinsatz) verschieben sich mangels Variation auf der Erzeugungsseite deutlich in den negativen Bereich, sowohl in der Leistung als auch in der Häufigkeit.

In der Bilanz nach Einsatz der Speicher überwiegen ebenso die Deckungslücken; verbleibende Erzeugungsüberschüsse, d.h. Leistungsüberschüsse, die nicht in den Stromspeichern untergebracht werden können, treten zu keiner Zeit mehr auf.

Das Maximum der Speicherbeanspruchung hat sich gegenüber der vorherigen Situation in das Sommerhalbjahr verschoben, wohingegen im Winterhalbjahr nur noch eine recht schwache Beanspruchung der Speicher beobachtet werden kann. Der Grund hierfür offenbart sich bei Betrachtung des

Speicherladestands (blaue Linie im untersten Diagramm): über weite Zeiten des Winterhalbjahres bewegt sich der Speicher nahe der kompletten Entladung und kann aus Erzeugungsüberschüssen nicht wieder deutlich aufgeladen werden.

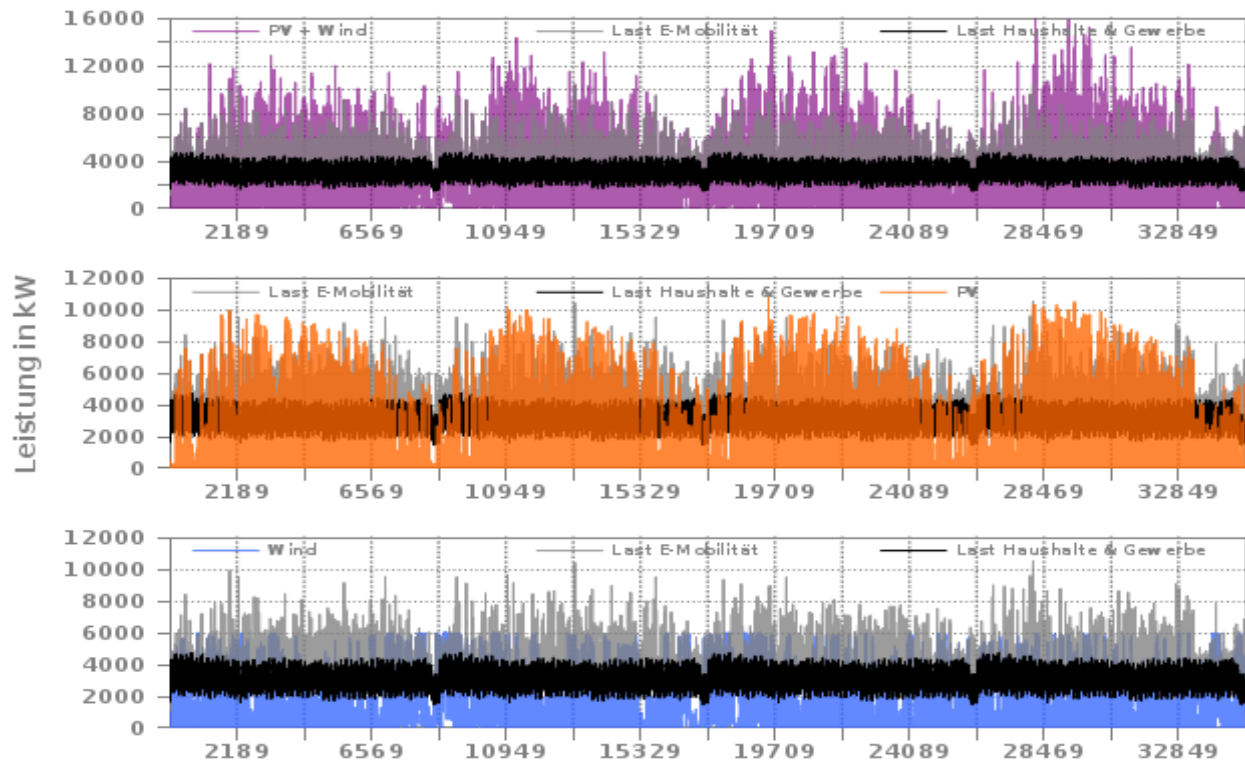


Abbildung 34: Ländliche Struktur in Norddeutschland – EE-Erzeugung und Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe

Anzumerken ist hierbei, dass mit einer nach oben hin unbeschränkten Speicherkapazität gerechnet wurde. Die Spitze der Speicherladung im Sommer des vierten Jahres zeigt demnach das absolute Maximum der Speicherladung (275 MWh), das erreicht werden kann (ungeachtet der Wirtschaftlichkeit eines entsprechend dimensionierten Speichers, die vermutlich nicht gegeben ist).

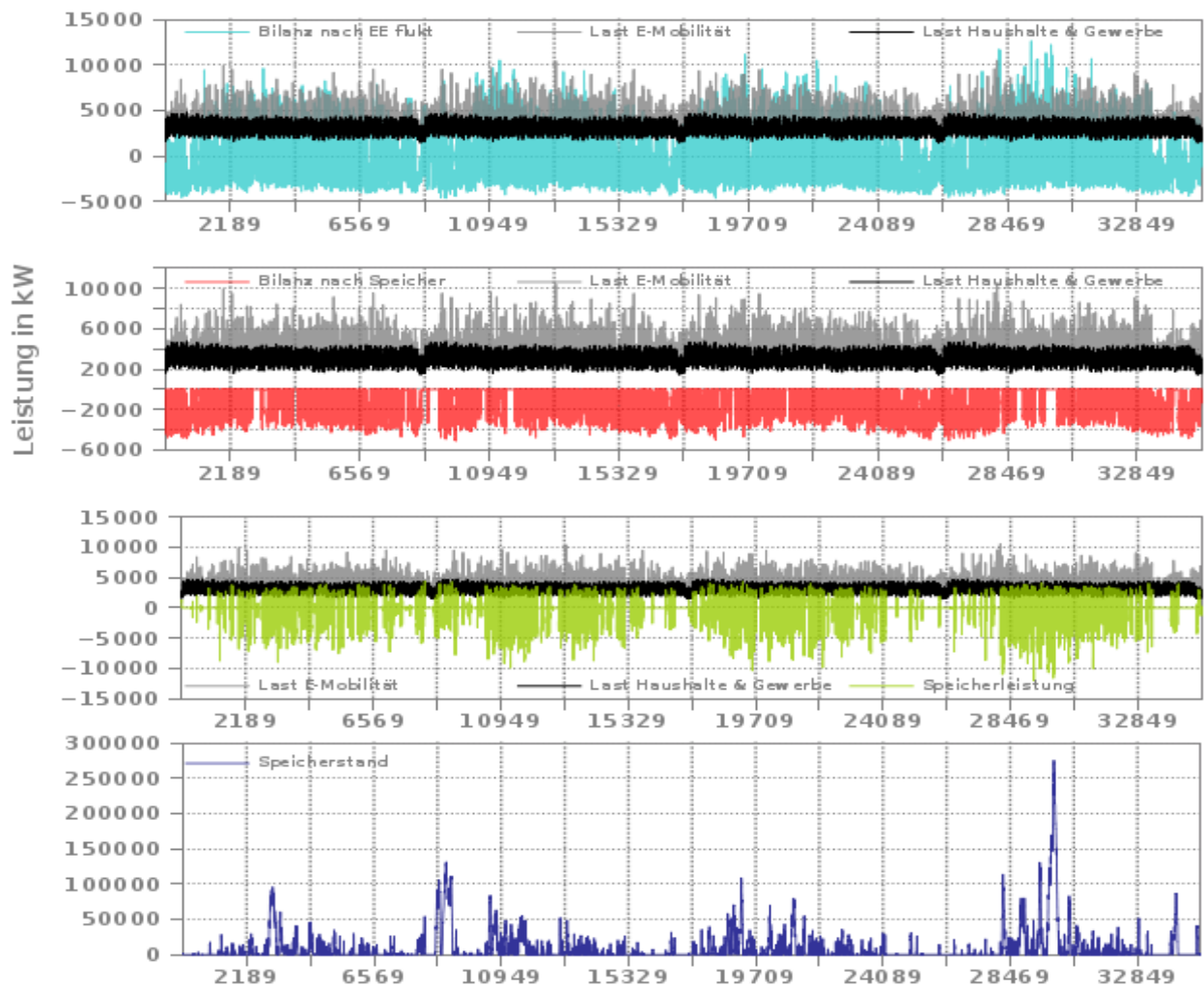


Abbildung 35: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe, Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Die höher aufgelöste Darstellung der ersten 30 Tage der Simulation (Abbildung 36) zeigt noch einmal deutlich die eklatanten Versorgungslücken des Systems. Eine vollständige Lastdeckung wird nur punktuell erreicht. Speicheraktivität ist kaum erkennbar, lediglich an den rechten Flanken der Erzeugungskurven ist an wenigen Tagen die grünliche Verfärbung zu erkennen, die die Speicheraktivität anzeigt.

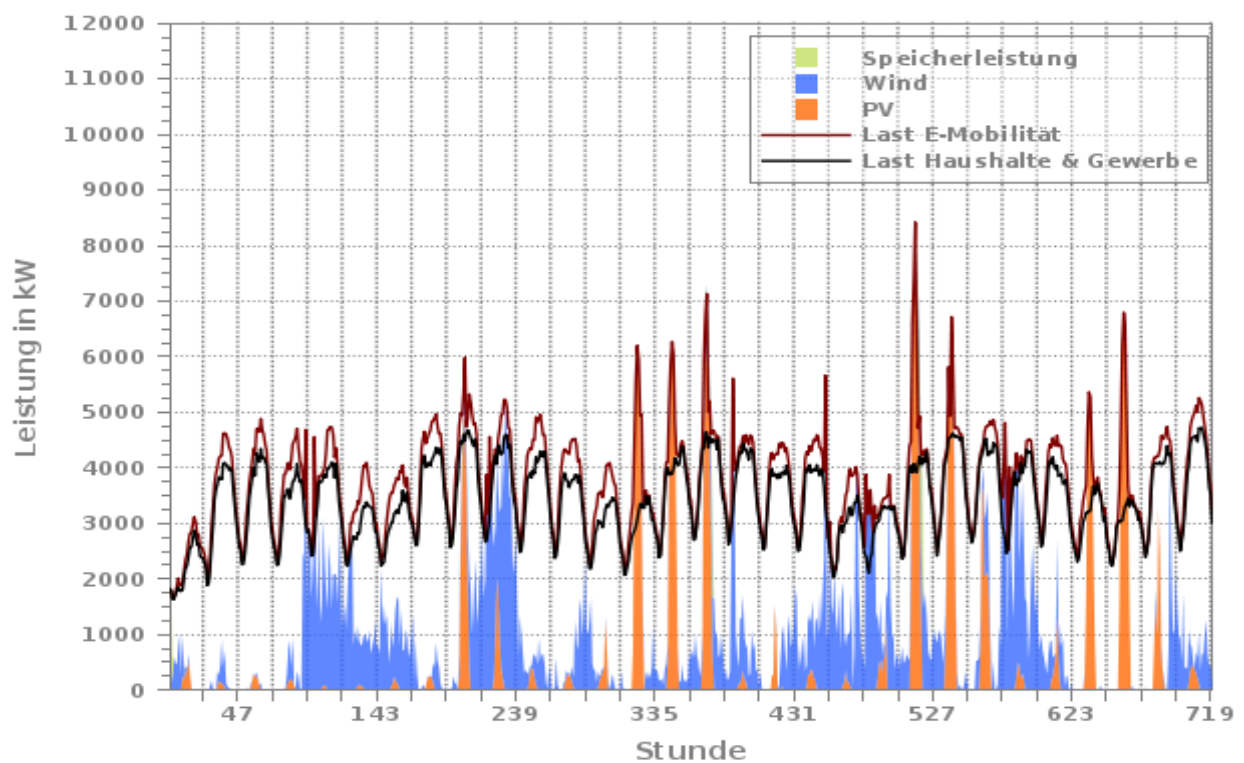


Abbildung 36: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

Innerhalb des Monats zur Jahresmitte zeigt sich das Bild deutlich ausgewogener, obwohl auch hier häufig keine vollständige Deckung der Last erreicht werden kann (Abbildung 37). In der Mitte und am Ende des dargestellten Zeitraums kann der Bedarf jedoch über mehrere Tage hinweg komplett gedeckt werden. Die gute Erzeugungssituation der Photovoltaik im Tagesverlauf ermöglicht hier eine Aufladung der Speicher, welche ausreicht, die schwache nächtliche Erzeugungslage zu überbrücken.

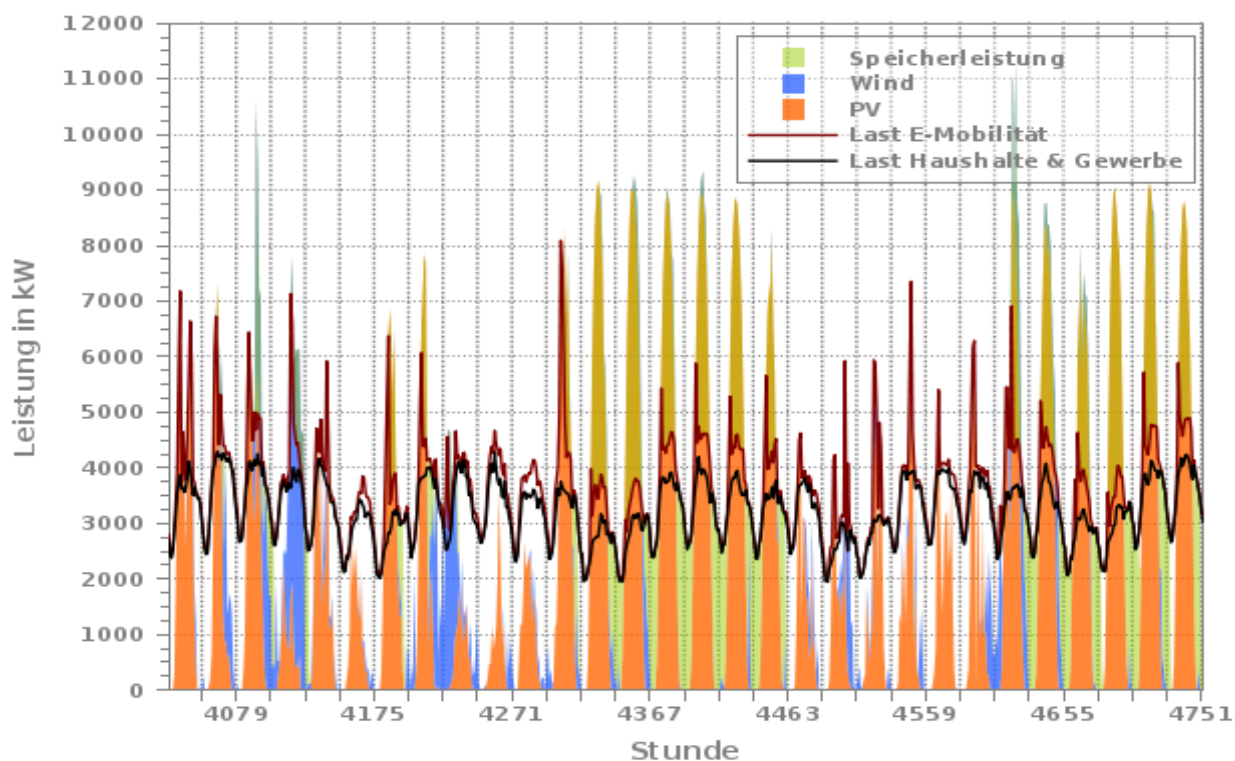


Abbildung 37: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe, fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Gesamtbilanz des Versorgungssystems über den betrachteten Zeitraum von vier Jahren hinweg ergeben sich Defizite von etwa 47.200 MWh (statische Bilanz) bzw. fast 51.500 MWh (dynamische Bilanz), siehe Tabelle 35.

Die Relation der Versorgungsdefizite und des Strombedarfs weist Werte von $-0,38$ für die statische und $-0,41$ für die dynamische Bilanz aus. Damit ergibt sich ein autarker Versorgungsgrad von 59% für den Stromverbrauch von Haushalten, Industrie und Gewerbe, bei einem E-Mobilitätsanteil von 100%.

Vergleicht man den Grad der Eigenversorgung mit den bis hierhin simulierten Szenarien, fällt insbesondere auf, dass der Selbstversorgungsgrad der ländlichen Siedlungsstruktur für den kompletten Stromverbrauch (Haushalte, Industrie und Gewerbe) und einen Anteil der E-Mobilität von 100% selbst bei einem gegenüber heute unverändert hohen Stromverbrauch von Industrie und Gewerbe höher liegt als die für den Stadtteil erreichten Werte, bei denen alleine der Stromverbrauch der Haushalte berücksichtigt wurde.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität plus Gewerbe & Industrie (heute)	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[Mwh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Norden	125.620, davon 13.400 E-Mobilität	78.426	11,6	40.783	6	37.643	maximal 275	13.700
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz		dynamische Bilanz		Autarkie möglich		
Defizit-Verbrauchs-Relation		- 47.194		- 51.455		keine		
		-0,38		-0,41				

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren

2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 35: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Berücksichtigung von Effizienzgewinnen bei Industrie und Gewerbe

Wenn für den Sektor Industrie und Gewerbe ein abgesenkter Strombedarf auf 70% des heutigen Niveaus angenommen wird (also 30% Effizienzgewinne), bleibt die Erzeugungsseite in diesem Fall unverändert gegenüber der vorangegangenen Simulation in Kapitel 7.1. Dementsprechend finden sich in Abbildung 38 lediglich Veränderungen des Stromverbrauchs, die jedoch auch in dieser Auflösung einen deutlichen Rückgang erkennen lassen (schwarzes Band).

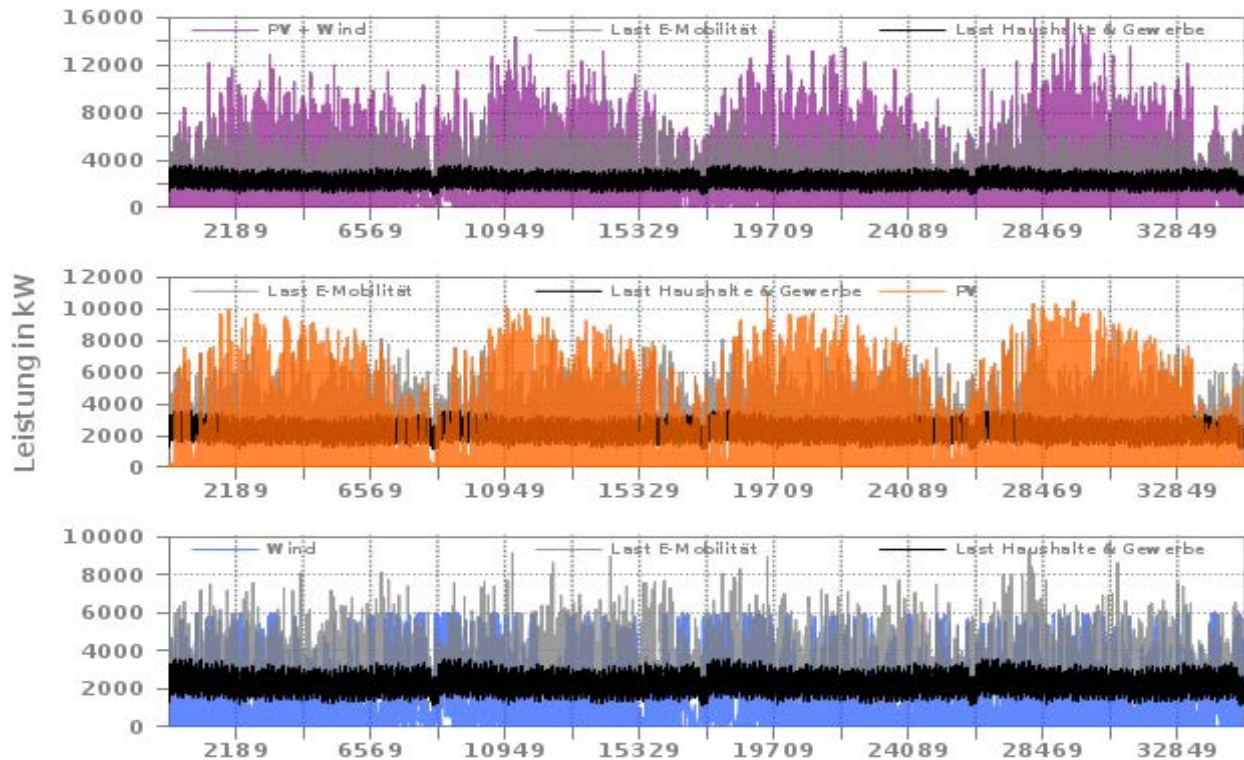


Abbildung 38: Ländliche Struktur in Norddeutschland – EE-Erzeugung und Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient)

Die Verringerung des Stromverbrauchs von Industrie und Gewerbe auf 70% des heutigen Niveaus schlägt sich deutlich in der Bilanz des Versorgungssystems nach Einsatz der Stromspeicher nieder: traten bei unverändertem Stromverbrauch nur gelegentlich kürzere Phasen auf, in denen eine ausgeglichene Bilanz erreicht werden konnte, so sind ausgeglichene Versorgungszustände nun häufiger vorhanden und erstrecken sich durchaus über längere Zeiträume (Abbildung 39).

Durch den geringeren Stromverbrauch steigen auch die Erzeugungsüberschüsse in Häufigkeit und Ausmaß, so dass potenziell eine größere Energiemenge zur Speicherung in den Akkumulatoren zu Verfügung steht. Dies zeigt sich deutlich in der maximal erreichten Speicherladung, die nunmehr in der Spitze etwa 530 MWh erreicht gegenüber gut 275 MWh bei unverändertem gewerblichen und industriellen Stromverbrauch.

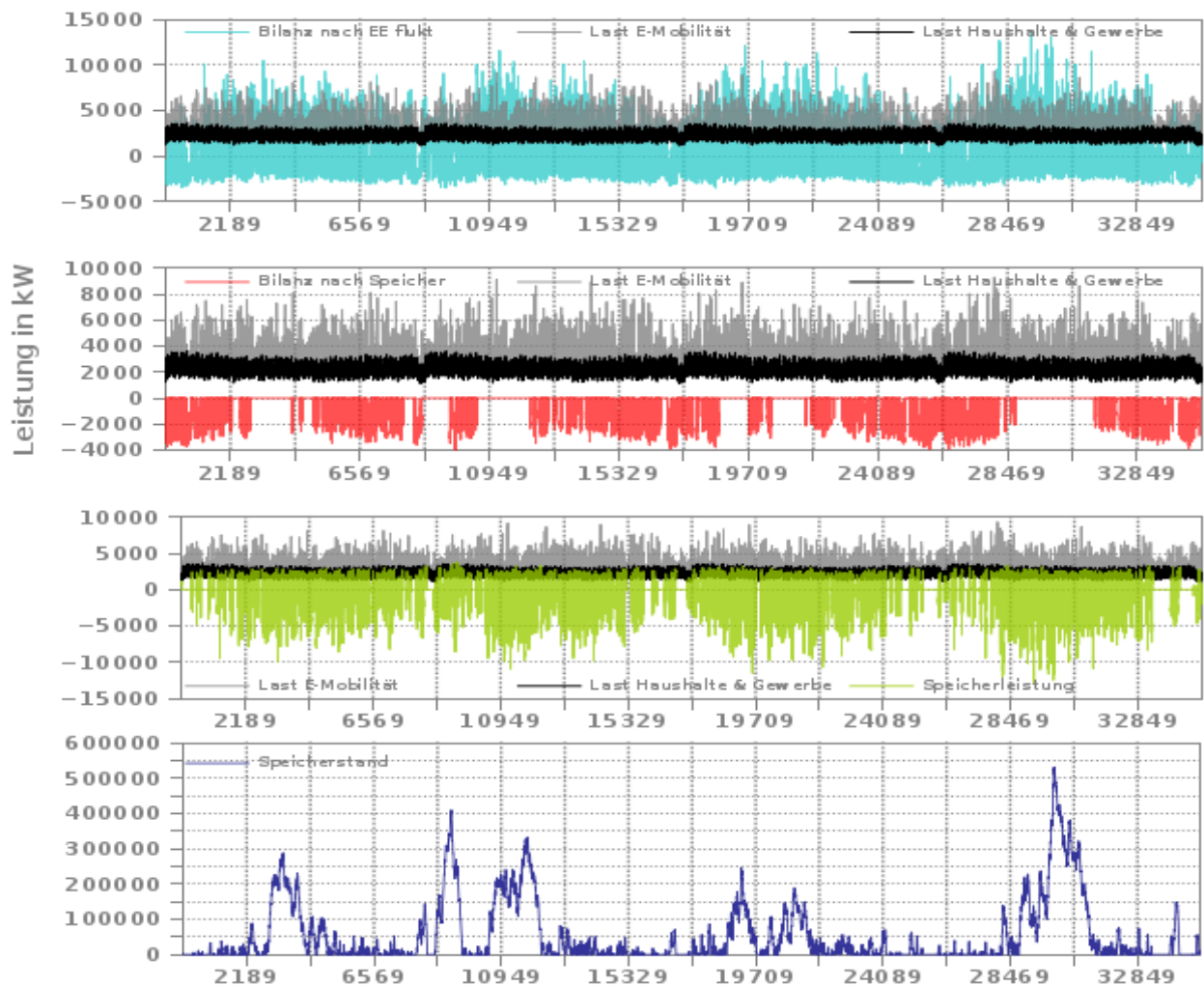


Abbildung 39: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Diese Unterschiede zeigen sich auch in der Betrachtung der ersten 30 Tage des Simulationszeitraums in höherer Auflösung (Abbildung 40). Die Erzeugungsüberschüsse ragen weiter über die Kurve der Verbraucherlast hinaus und es ist häufiger möglich Energie in die Akkumulatoren einzuspeichern. Dementsprechend sind die elektrischen Speicher auch häufiger in der Lage die Zeiten mit ausgeglichener Bilanz etwas zu verlängern; dennoch bleibt die Situation insgesamt weit von einer vollständigen Deckung des Bedarfs entfernt.

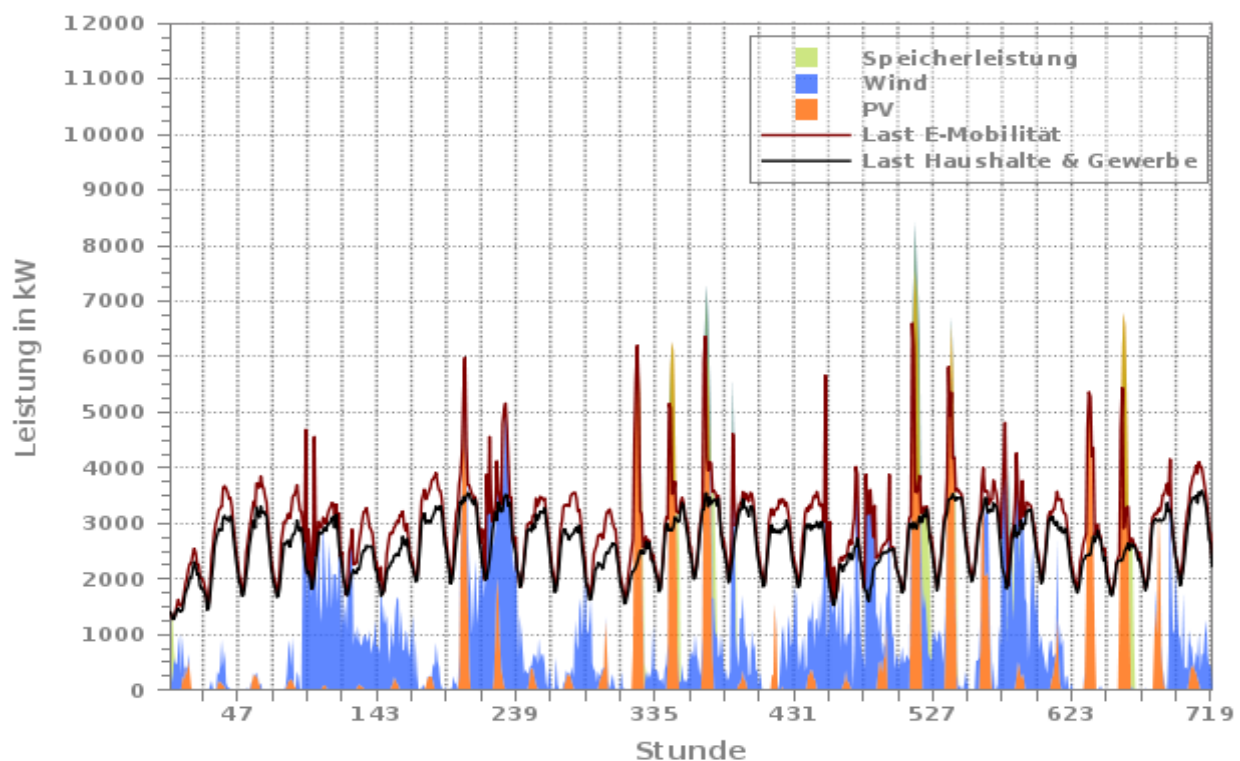


Abbildung 40: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

Die Situation im Sommer zeigt wesentliche Verbesserungen in der Versorgungssituation (Abbildung 41). War das Bild unter Annahme des heutigen Stromverbrauchs für Industrie und Gewerbe vorwiegend durch Versorgungslücken geprägt (siehe Abbildung 37), so können diese durch die Verringerung des Verbrauchs auf 70% signifikant reduziert werden. Dennoch finden sich im dargestellten Zeitraum einige Tage, an denen längere und bedeutsame Versorgungslücken auftreten.

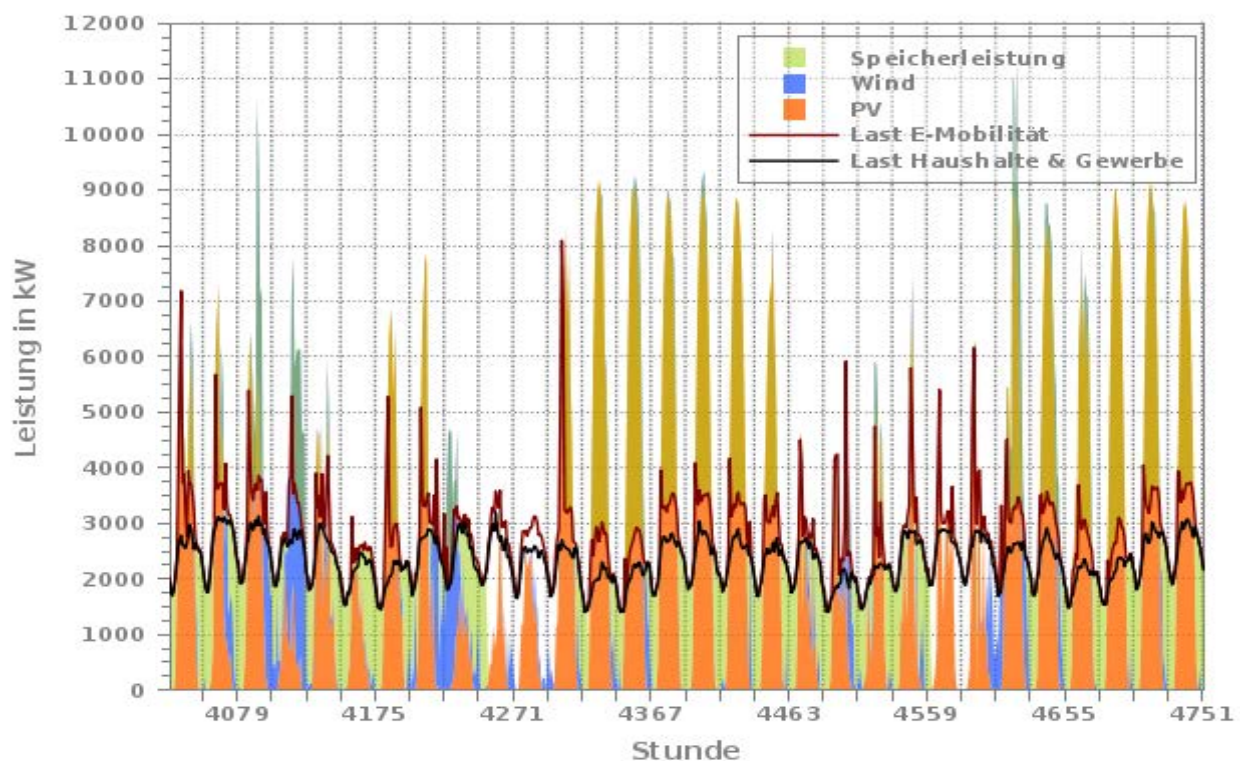


Abbildung 41: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Gesamtbilanz des Versorgungssystems über den betrachteten Zeitraum von vier Jahren hinweg ergeben sich Defizite von etwa 17.900 MWh (statische Bilanz) bzw. fast 24.900 MWh (dynamische Bilanz), siehe Tabelle 36.

Die Relation der Versorgungsdefizite und des Strombedarfs weist Werte von $-0,26$ für die statische und $-0,36$ für die dynamische Bilanz aus. Verglichen mit der Simulation, in der ein gegenüber heute unveränderter Stromverbrauch für Industrie und Gewerbe angenommen wurde, kann der Grad der autarken Versorgung durch die dreißigprozentige Effizienzsteigerung deutlich von 59% auf 74% angehoben werden.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität plus Gewerbe & Industrie (effizient)	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[Mwh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Norden	96.340, davon 13.400 E-Mobilität	78.426	11,6	40.783	6	37.643	maximal 531	13.700
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz		dynamische Bilanz		Autarkie möglich		
Defizit-Verbrauchs-Relation		- 17.914		- 24.859		keine		
		-0,19		-0,26				

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 36: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

7.2 Ländliche Struktur in Norddeutschland mit 50% E-Mobilität und Effizienzgewinnen bei Industrie und Gewerbe

Geht man neben 30% Effizienzgewinnen bei Industrie und Gewerbe von einem E-Mobilitätsanteil von 50 statt 100% aus, stellt sich die Versorgungssituation erwartungsgemäß besser dar. Die Zeiträume mit ausgeglichener Strombilanz nehmen in den Sommerhalbjahren sowohl in der Häufigkeit als auch in der Dauer zu (Abbildung 42).

Die häufigeren und größeren Stromüberschüsse, die aus dem verringerten Strombedarf für die E-Mobilität resultieren, führen dazu, dass die maximal erzielbare Ladung der elektrischen Speicher – gegenüber einem vollständig elektrisch betriebenen Fahrzeugbestand – um fast 200 MWh ansteigt. Im Sommer des vierten Jahres wird die maximale Speicherladung von gut 710 MWh erreicht. Doch auch hier werden über weite Zeiträume der kälteren Halbjahre hinweg lediglich niedrige Ladezustände erreicht, die dann in der Regel nicht ausreichen, eine ausgeglichene Bilanz über längere Zeiträume hinweg herzustellen.

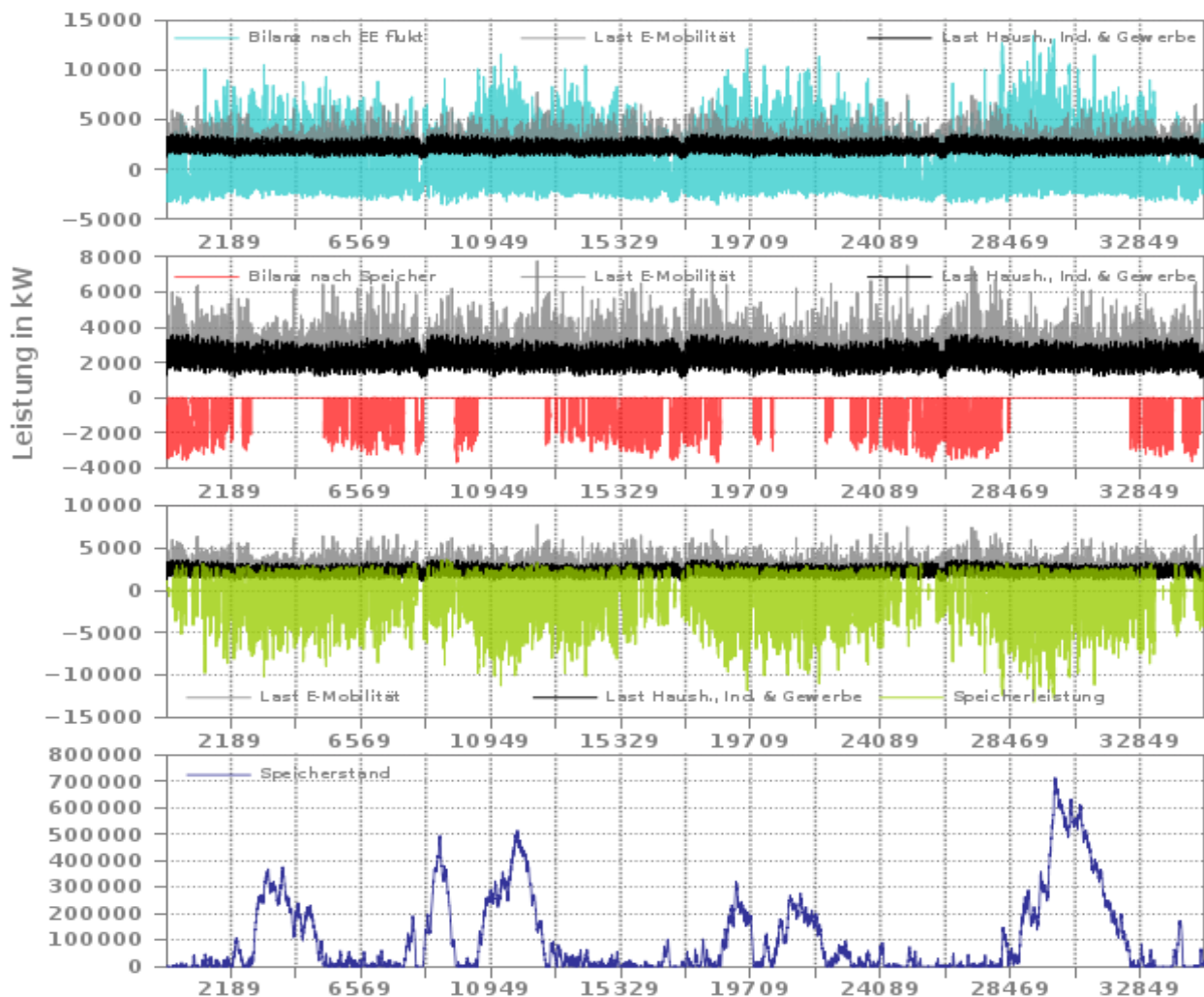


Abbildung 42: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 50% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Gesamtbilanz des Versorgungssystems über den betrachteten Zeitraum von vier Jahren hinweg verringern sich die Versorgungsdefizite durch die Absenkung des Anteils der E-Mobilität von 100% auf 50% nochmals (Tabelle 37). In der statischen Bilanz ergeben sich Defizite in Höhe von etwa 11.200 MWh und eine Defizit-Verbrauchs-Relation von $-0,13$, was auch besagt, dass die Gesamterzeugung bei ca. 87% des

gesamten Strombedarfs liegt. Für die dynamische Bilanz, die auch eine Aussage über die tatsächliche Eigenversorgung zulässt, ergibt sich ein Defizit von gut 19.600 MWh und eine Defizit-Verbrauchs-Relation von -0,22. Insgesamt kann damit ein autarker Versorgungsgrad von etwa 78% erreicht werden. Dies bedeutet eine Steigerung um 4% durch die Halbierung des Anteils der E-Mobilität.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 50% E-Mobilität plus Gewerbe & Industrie (effizient)	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[Mwh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Norden	89.640, davon 6700 E-Mobilität	78.426	11,6	40.783	6	37.643	maximal 713	13.700
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz		dynamische Bilanz		Autarkie möglich		
Defizit-Verbrauchs-Relation		- 11.214		- 19.642		keine		
		-0,13		-0,22				

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 37: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Da eine autarke Versorgung der ländlichen Siedlungsstruktur mit ihrem gesamten Strombedarf für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie einen Anteil der E-Mobilität von 50% selbst unter den günstigen Klimabedingungen (verhältnismäßig viel Wind) des norddeutschen Standortes nicht darstellbar ist, erübrigt sich die Untersuchung für den südlichen Standort. Mit der Möglichkeit einer autarken Stromversorgung ist dort unter den gegebenen Annahmen nicht zu rechnen.

7.3 Zwischenfazit Haushalte mit E-Mobilität plus Industrie und Gewerbe (Dorf)

War die autarke Deckung des Strombedarfs der Haushalte und der E-Mobilität auch ohne vollständige Ausnutzung der vorhandenen Potenziale möglich, verändert sich die Situation unter Hinzunahme des Stromverbrauchs für Industrie und Gewerbe vollkommen. Obwohl die vorhandenen Potenziale komplett ausgenutzt werden und keine Beschränkungen hinsichtlich der Kapazität der elektrischen Speicher angenommen werden, ist eine autarke Versorgung unter den getroffenen Annahmen im hier simulierten Fall nicht darstellbar. Eine Absenkung des Stromverbrauchs von Industrie und Gewerbe auf 70% des heutigen Niveaus (entsprechend der Effizienzannahme) sorgt zwar für häufiger ausgeglichene Bilanzen in der Versorgung und eine deutliche Steigerung des möglichen Selbstversorgungsgrads, doch auch hier ist die Gesamtsituation – mit 74% autarker Versorgung – noch recht weit von einer autarken Versorgung entfernt.

Zwar kann der Grad der autarken Energieversorgung durch die Absenkung des Anteils der E-Mobilität von 100% auf 50% nochmals gesteigert werden. Doch diese Steigerung fällt, mit 4%, recht gering aus, so dass auch dann lediglich 78% der notwendigen Energie aus den lokalen Potenzialen von Photovoltaik und Windenergie gedeckt werden können.

Hinzu kommt, dass auch der Bedarf an elektrischen Speichern einen deutlichen Anstieg gegenüber der Situation erfährt, in der nur der Strombedarf der Haushalte betrachtet wurde. Waren dort, je nach installierter PV-Leistung und je nach Anteil der E-Mobilität elektrische Speicherkapazitäten zwischen 97 MWh und knapp 170 MWh für die vollständig autarke Versorgung notwendig, sind es durch die Hinzunahme des Stromverbrauchs von Industrie und Gewerbe in der Spitze gut 710 MWh, ohne dass eine autarke Versorgung erreicht werden könnte.

Eine weitere Simulation des Beispieldorfs unter süddeutschen Wetterbedingungen erübrigt sich auf Basis dieser Ergebnisse.

7.4 Stadtteil in Norddeutschland

Die Betrachtung des Stadtteils erfolgt an dieser Stelle nur der Vollständigkeit halber: Auf der Erzeugungsseite steht hier lediglich das lokale Photovoltaik-Potential zur Verfügung. Für den Verbrauch wurden ein E-Mobilitätsanteil von 100% sowie Effizienzgewinne in Höhe von 30% bei Industrie und Gewerbe angenommen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Erzeugung der Photovoltaik sich in den Wintermonaten vorwiegend unterhalb der Kurve des Stromverbrauchs (schwarz) bewegt (Abbildung 43). Nur in den wärmeren Monaten kommt es zu einer Überlagerung der Kurven von Verbrauch und photovoltaischer Erzeugung. Hier erreicht die Erzeugung durch Photovoltaik vereinzelt Werte, die auf dem Niveau der Lastspitzen des Verbrauchs ohne E-Mobilität liegen.

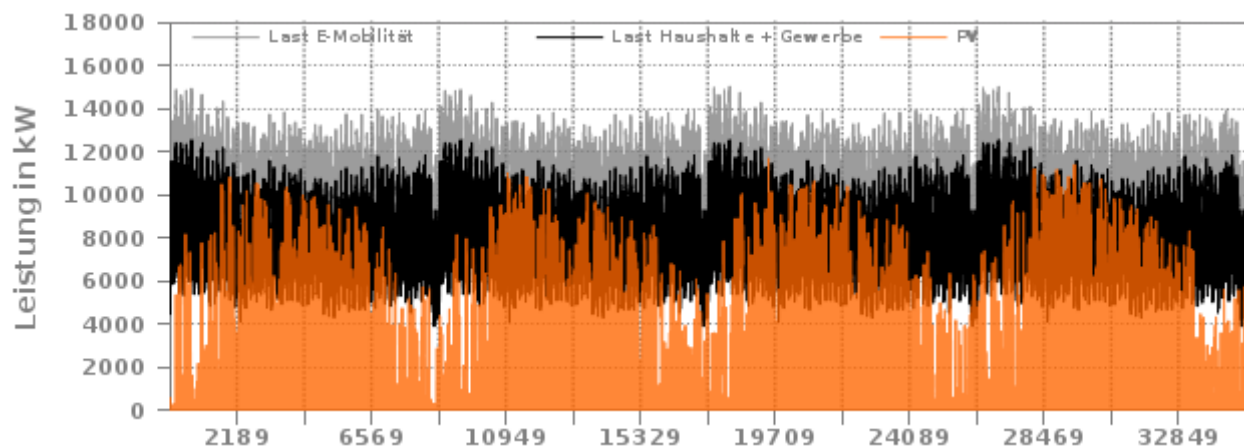


Abbildung 43: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient) und PV-Erzeugung

Deutlicher wird die Bilanz aus photovoltaischer Erzeugung und Verbraucherlast im oberen Diagramm der Abbildung 44. Der Bereich einer positiven Bilanz (Erzeugungsüberschüsse) wird nur selten erreicht, weswegen praktisch keine Aktivität der elektrischen Speicher im dritten Diagramm zu beobachten ist und der Ladezustand permanent nahe null bleibt (viertes Diagramm).

Die Bilanz der Stromversorgung ist auch nach Verwendung der elektrischen Speicher von Versorgungslücken geprägt (zweites Diagramm in Abbildung 44), nur gelegentlich kann eine ausgeglichene Bilanz für kurze Zeiträume erreicht werden.

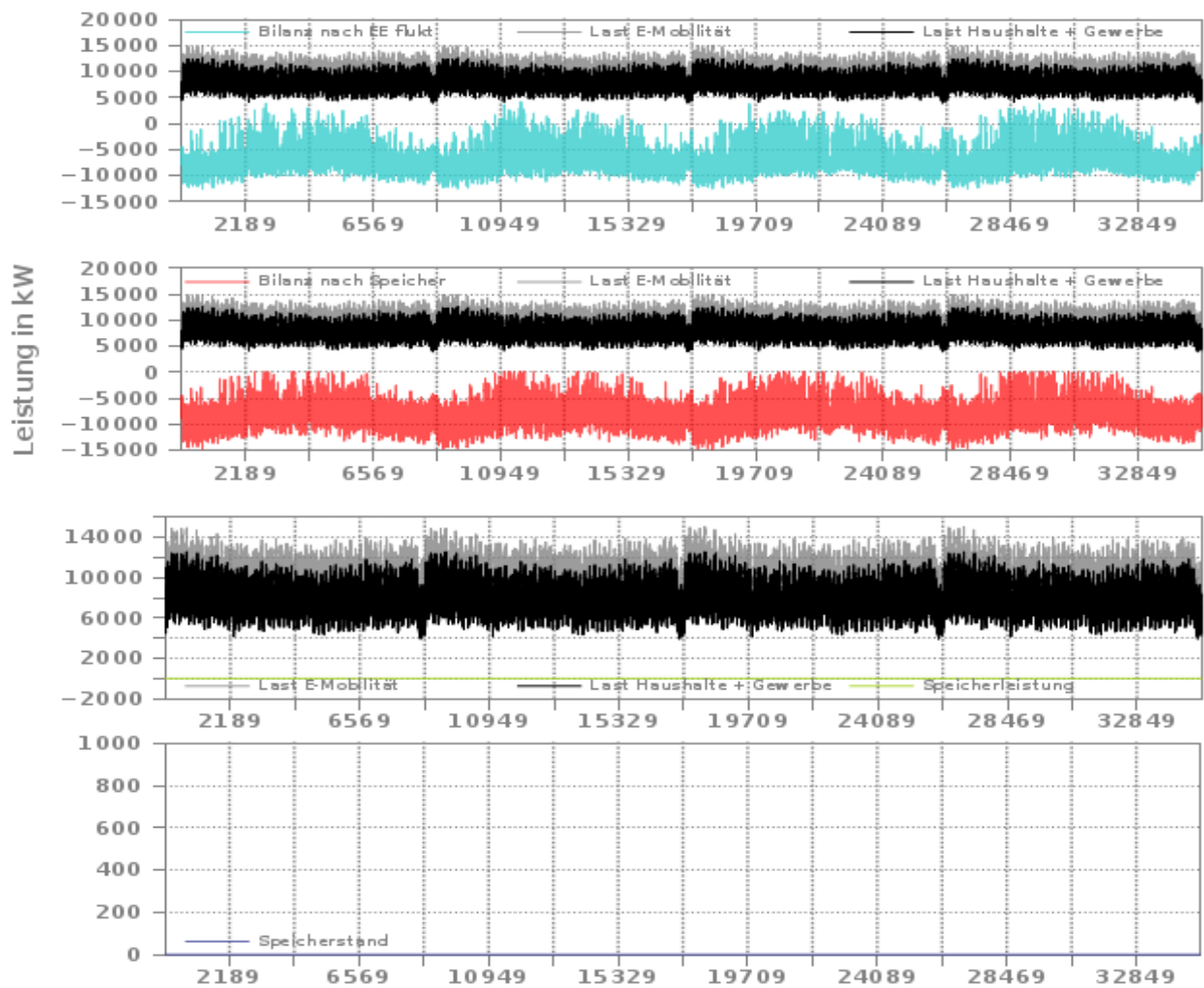


Abbildung 44: Stadtteil in Norddeutschland – Verbraucherlast der Haushalte mit 100% Anteil der E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Betrachtet man die ersten 30 (Winter-)Tage der Simulation in höherer Auflösung, so kann zu keiner Zeit eine Erzeugung erreicht werden, die auch nur annähernd zur Deckung der Last von Haushalten, Gewerbe und Industrie ausreicht (Abbildung 45). Hinzu kommt noch der Bedarf der E-Mobilität. Insgesamt zeigt die Photovoltaik im dargestellten Zeitraum, gemessen am Strombedarf, eine weitaus zu geringe Erzeugung.

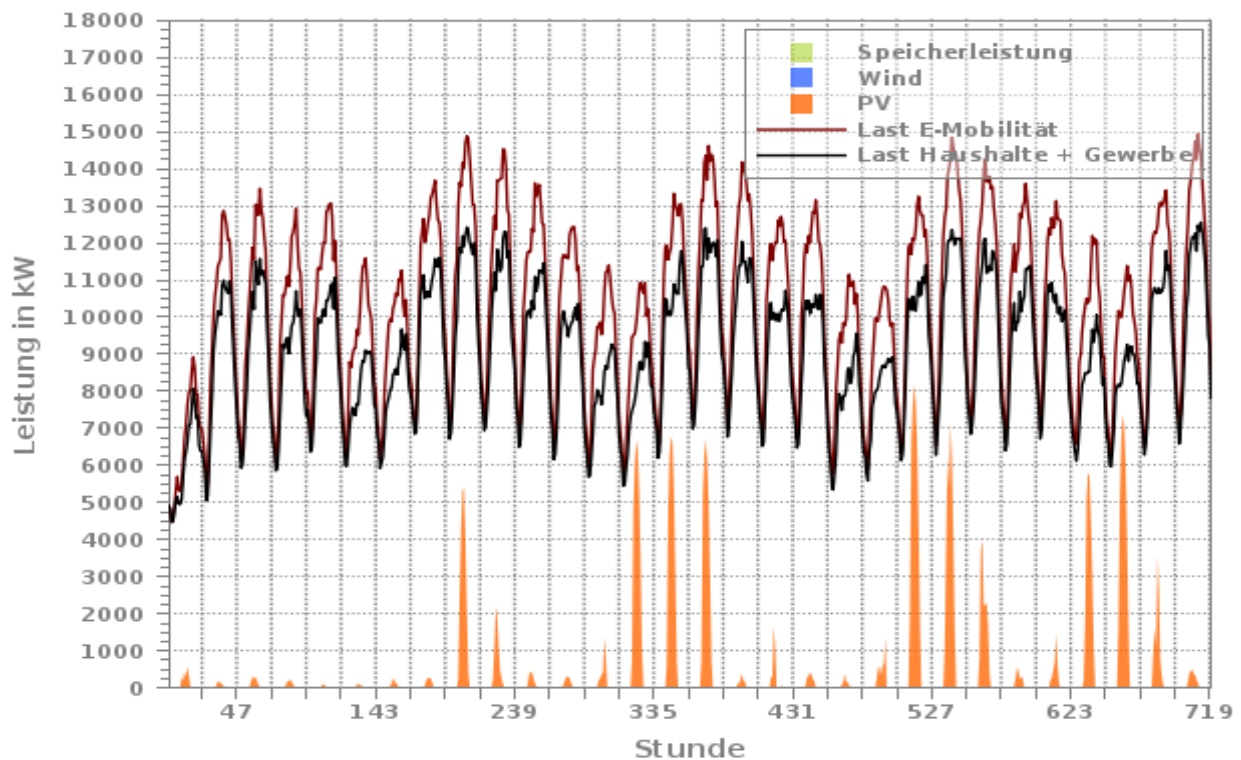


Abbildung 45: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

In der Situation während eines Sommermonats zeigt sich ein „freundlicheres“ Bild in Hinblick auf Verbrauch und Erzeugung. Hier erreicht die Photovoltaik bisweilen zwar Leistungswerte, welche die Verbraucherlast der Haushalte, des Gewerbes und der Industrie überschreiten. Dies bedeutet jedoch auch hier keinen Erzeugungsüberschuss, da diese Erzeugungsspitzen unmittelbar von der E-Mobilität „aufgezehrt“ werden. Immerhin tritt insgesamt dreimal eine Situation auf, in der die Leistung der Photovoltaik zur Deckung der gesamten Last inklusive der E-Mobilität ausreicht.

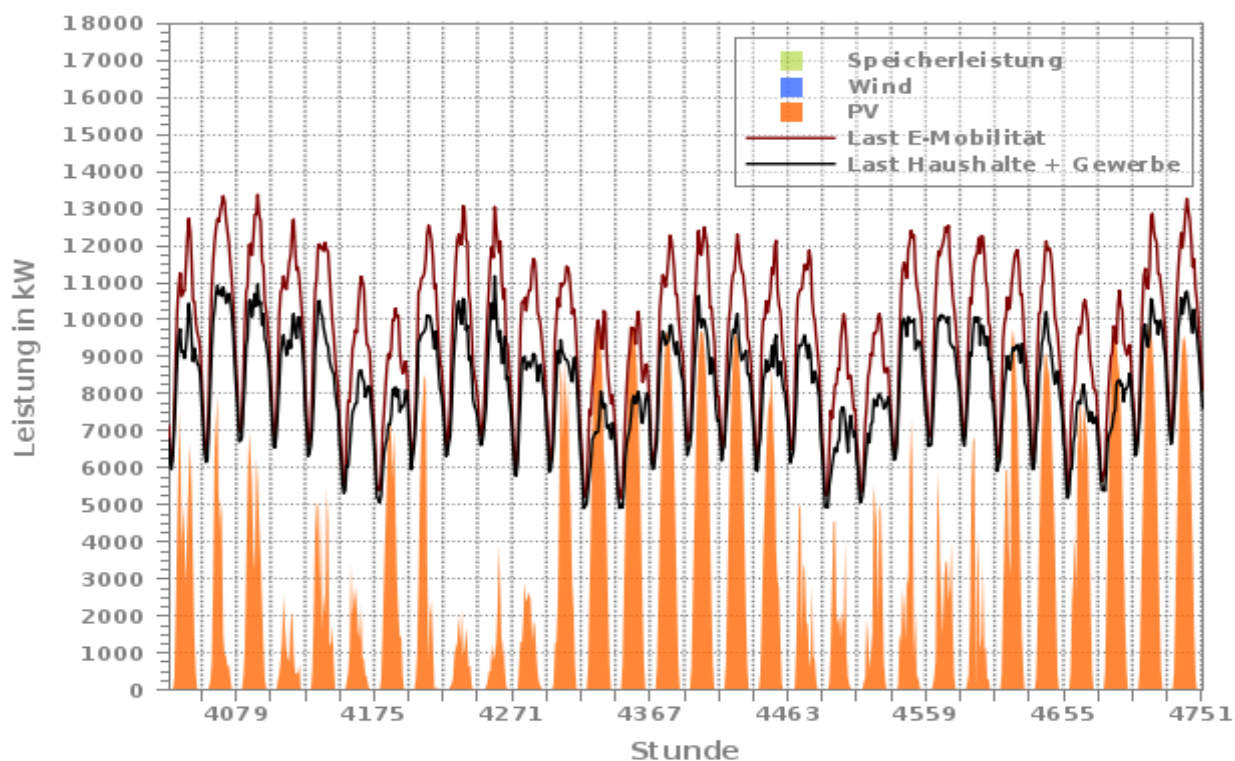


Abbildung 46: Stadtteil in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

Insgesamt können nur geringe Anteile des vorhandenen Strombedarfs regenerativ erzeugt bzw. tatsächlich auch gedeckt werden. Über den gesamten Zeitraum hinweg steht einem Strombedarf von ca. 336.900 MWh ein verbleibendes Defizit von gut 292.500 MWh in der statischen und fast 292.400 MWh in der dynamischen Bilanz gegenüber (siehe Tabelle 38). Da so gut wie keine Speicheraktivität stattfindet, liegen beide Bilanzwerte sehr nah beieinander. In beiden Betrachtungen beträgt die Defizit-Verbrauchs-Relation $-0,87$. Damit liegt der Deckungsbeitrag der eigenen lokalen Erzeugung bei einem Wert von ca. 13%.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität plus Gewerbe & Industrie (effizient)	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[Mwh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Stadt / Norden	336.876, davon 46.900 E-Mobilität	44.366	12,7	44.366	0	0	irrelevant	irrelevant
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
		- 292.510			- 292.358		keine	
Defizit-Verbrauchs-Relation		-0,87			-0,87			
1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren								
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern, sowie Rundungsfehler.								

Tabelle 38: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Aufgrund der großen Diskrepanz zwischen Versorgungsanforderung und Erzeugungsmöglichkeiten schließt sich aus diesen Ergebnissen folgend die Möglichkeit der Versorgung von Industrie und Gewerbe auch für den süddeutschen Standort trotz der dort günstigeren Situation für die Photovoltaik von vorneherein aus, weswegen dieser Fall im Weiteren nicht betrachtet wird.

8 Szenario Zukunftstechnologie

Aufgrund des bislang eher konservativen Ansatzes bei den zur Versorgung eingesetzten Technologien und unter Berücksichtigung des Sachverhalts, dass unter Einbeziehung des Stromverbrauchs von Gewerbe und Industrie in keinem Fall eine autarke Versorgung aufgezeigt werden konnte, wurden auf Grundlage eines weiterführenden Gedankenexperiments weitere Szenariovarianten für die ländliche Struktur simuliert.

Zum einen wird der bislang angenommene Gesamtwirkungsgrad der PV von 15 auf 24% erhöht. Der Grund hierfür liegt darin, dass bei der Betrachtung des Verbrauchs von Gewerbe und Industrie trotz der kompletten Belegung aller sehr gut und gut geeigneten (Ausrichtungen Südwest bis Südost) PV-Potenzialflächen eine autarke Versorgung nicht dargestellt werden konnte. Eine weitere Erhöhung der installierbaren PV-Leistung kann demnach nur noch durch zwei Maßnahmen erreicht werden: entweder man erhöht den angenommenen Wirkungsgrad – und damit die auf gleicher Fläche installierte Peak-Leistung – oder es werden auch die nur „bedingt“ geeigneten Flächen mit Ausrichtung nach Westen oder Osten hinzugenommen. Für die folgende Darstellung wurde der erste Weg gewählt, also die Erhöhung des PV-Wirkungsgrades.

Die auf den sehr guten (Südausrichtung oder nur geringe Abweichung davon) und guten (Ausrichtungen Südwest und Südost) Potenzialflächen installierbare Peak-Leistung der PV steigt bei einer Anhebung des Systemwirkungsgrades auf 24% auf insgesamt 18,62 MW; davon etwa 7,8 MW auf sehr guten und je ca. 5,4 MW auf guten PV-Flächen in Richtung Südost und Südwest. Insgesamt bedeutet dies einen Anstieg der installierten PV-Leistung um 60% (von 11,64 MW auf 18,62 MW) gegenüber den Simulationen in Kapitel 7.

Zudem wurde in diesen Simulationsläufen die Erzeugungsscharakteristik der zuvor nur im Süden eingesetzten Schwachwindanlagen verwendet, die auch unter den Bedingungen im Norden einen deutlichen Mehrertrag erwarten lässt.

8.1 Ländliche Struktur in Norddeutschland

In der ersten Variante wurde die ländliche Siedlung im Norden inklusive der (weniger effizienten) Variante für den Strombedarf von Gewerbe und Industrie sowie einem E-Mobilitätsanteil von 100% gerechnet. Eine autarke Versorgung lässt sich hier auch unter Verwendung von Zukunftstechnologien und Berücksichtigung der kompletten Potenziale (6 MW Schwachwindanlagen, 18,62 MW PV) nicht darstellen.

Wird ein verringerter Stromverbrauch für Gewerbe und Industrie (Absenkung auf 70% des heutigen Verbrauchs) angenommen, besteht hingegen prinzipiell die Möglichkeit der autarken Versorgung. Ohne Verwendung thermischer Speicher findet sich ein solcher Auslegungspunkt bei einer Installation von 2 Schwachwindanlagen à 3 MW, einer PV-Installation von insgesamt 9,41 MW und einem elektrischen Speichervolumen von 2.760 MWh. Neben einer vollständigen Belegung der sehr guten PV-Flächen (7,79 MW) werden hierbei jeweils weitere 0,81 MW auf den Flächen in Südost- und Südwestausrichtung verwendet.

Die Größe des notwendigen elektrischen Speichers ist in etwa achtzehnmal (!) so groß, wie dies im Falle der Simulationen ohne den Stromverbrauch von Gewerbe und Industrie der Fall war. Thermische Speicher erscheinen bei dieser Systemvariante unattraktiv, da praktisch keine Erzeugungsüberschüsse entstehen, die sich nicht in den elektrischen Speicher einladen lassen und somit keine Überschüsse für eine Beladung der thermischen Speicher mittels Wärmepumpen zur Verfügung stehen.

Werden die sehr gut und gut geeigneten PV-Flächen komplett belegt (18,62 MW Gesamtleistung, lassen sich große Reduktionen der benötigten elektrischen Speicherkapazität erreichen. In dieser Situation lassen sich thermische Speicher auch wieder sinnvoll in das System integrieren.

Die Stromerzeugung der PV und der Windkraft liegen während des überwiegenden Teils der Zeit in ihren Erzeugungsspitzen deutlich oberhalb der Lastkurve, es treten bei beiden Technologien jedoch auch durchgängig Erzeugungswerte unterhalb der gleichzeitig anliegenden Last auf (siehe Abbildung 47). Dies gilt auch für die Summe aus PV- und Windstromerzeugung.

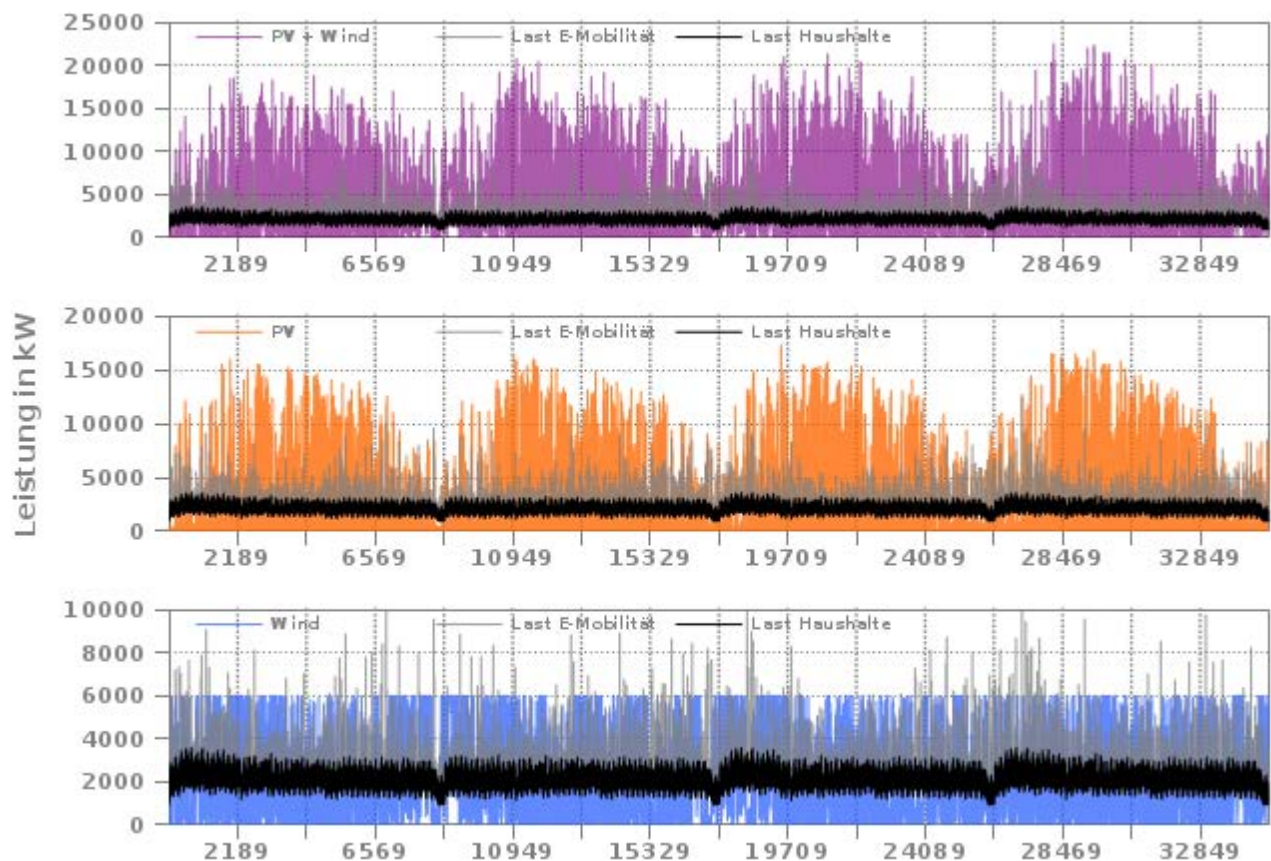


Abbildung 47: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Verbrauchslast und PV-Erzeugung

Die aus der Stromlast und der PV-Erzeugung resultierende Bilanz (Abbildung 48, oben) weist dementsprechend durchgängig auch Werte in negativen Bereich auf, also Erzeugungsdefizite. Erst durch den Einsatz elektrischer Speicher kann über den kompletten Zeitraum andauernd eine vollständige Deckung des Strombedarfs erreicht werden (Abbildung 48, zweites Diagramm von oben). Um die Zeit der jeweiligen Jahresenden herum treten in der Regel keine Erzeugungsüberschüsse mehr auf, die nicht in die elektrischen Speicher eingeladen werden können. Lediglich um den Jahreswechsel vom ersten zum zweiten Jahr treten solche Erzeugungsspitzen gelegentlich auf. Je nach Wettergeschehen des Jahres erstreckt sich diese „überschussfreie“ Phase über unterschiedlich lange Zeiträume.

Die größte Speicheraktivität ist in den wärmeren Zeiten zu beobachten: Hier findet oftmals ein Wechsel zwischen Auf- und Entladung statt – mit den entsprechend hohen Ladeleistungen. In den kälteren Jahreszeiten werden die Lastwechsel der elektrischen Speicher seltener, insgesamt ist die Versorgungssituation deutlich durch die Entladung der elektrischen Speicher geprägt. Besonders stark fällt die Entladung der Speicher in der Zeit um den Jahreswechsel vom dritten zum vierten Jahr aus; hier kommt es auch zur kompletten Nutzung des vorhandenen Speichervermögens.

Das zum Erreichen der autarken Versorgung notwendige Speichervermögen ist auch hier beträchtlich: 1.949 MWh elektrische Speicherkapazität werden benötigt; ein Wert der etwa dem Dreizehnfachen der elektrischen Speicherkapazität entspricht, die ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs von Gewerbe und Industrie benötigt wurde. Auch hier hilft die Errichtung und Nutzung thermischer Speicher dabei, das notwendige elektrische Speichervermögen zu verringern. Insgesamt sind etwa 96.250 m³ an thermischen Speichern nötig, um die elektrischen Speicher auf die oben angegebene Kapazität reduzieren zu können.

Angesichts der benötigten Speicherkapazitäten stellt sich hier grundsätzlich die Frage, ob nicht deutlichere Anstrengungen zur Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch von Industrie und Gewerbe den erfolversprechenderen und günstigeren Weg darstellen.

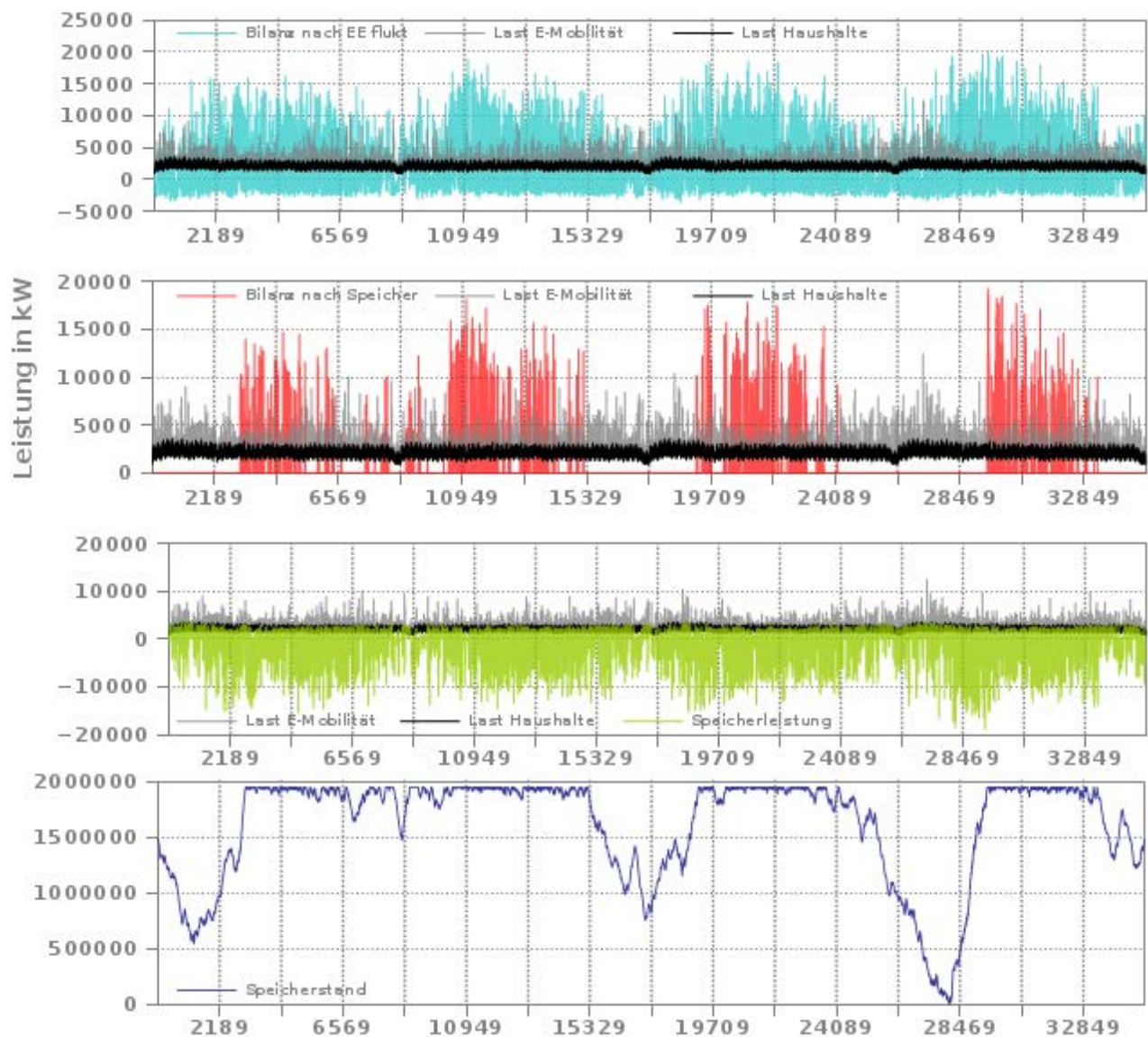


Abbildung 48: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Auch die Darstellung des Verlaufs in höherer zeitlicher Auflösung zeigt deutlich die grundsätzlich unterschiedliche Situation von Energieerzeugung und -verbrauch während der Sommer- und Wintermonate.

In der Darstellung der ersten 30 Tage des ersten Jahres zeigt sich deutlich das Wechselspiel zwischen Windstromerzeugung und elektrischen Speichern (Abbildung 49). Relativ häufig reicht die Erzeugung der Windanlagen zur Deckung der Stromlast aus und ermöglicht darüberhinausgehend ein Wiederaufladen der elektrischen Speicher. Diese werden auch häufig zur Verhinderung von Versorgungslücken benötigt. Nur gelegentlich erreicht auch die PV Erzeugungsspitzen, welche die anliegende Last überschreiten und zur Aufladung der elektrischen Speicher nutzbar sind.

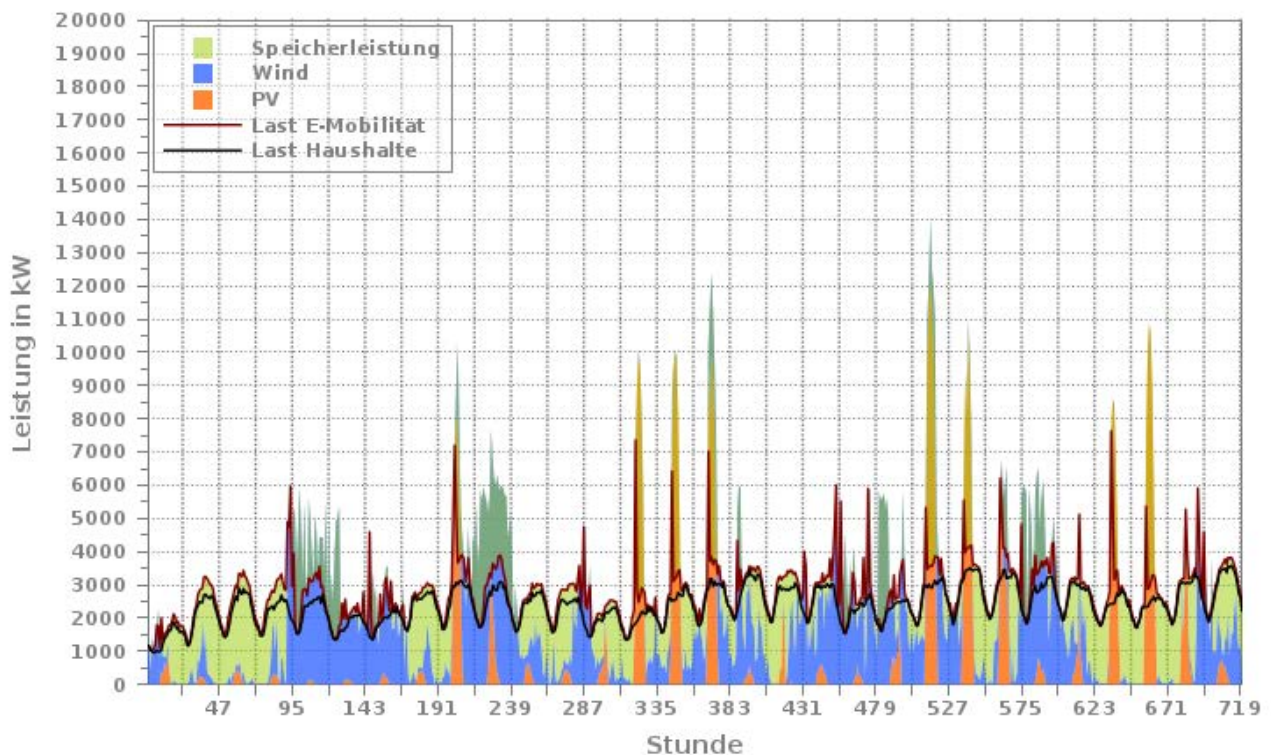


Abbildung 49: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

Die Situation im Sommer zeigt wesentliche Verbesserungen in der Versorgungssituation (Abbildung 50). Häufig liegt die Erzeugung der Photovoltaik im Tagesgang über der zeitgleich vorliegenden Last, die Windenergie steuert nur vergleichsweise geringe Beiträge zur Versorgung bei. Etwa in der Mitte des dargestellten Zeitraums (und am Ende erneut), kann die hohe Erzeugung der PV nicht mehr in die elektrischen Speicher eingeladen werden, da diese bereits voll aufgeladen sind.

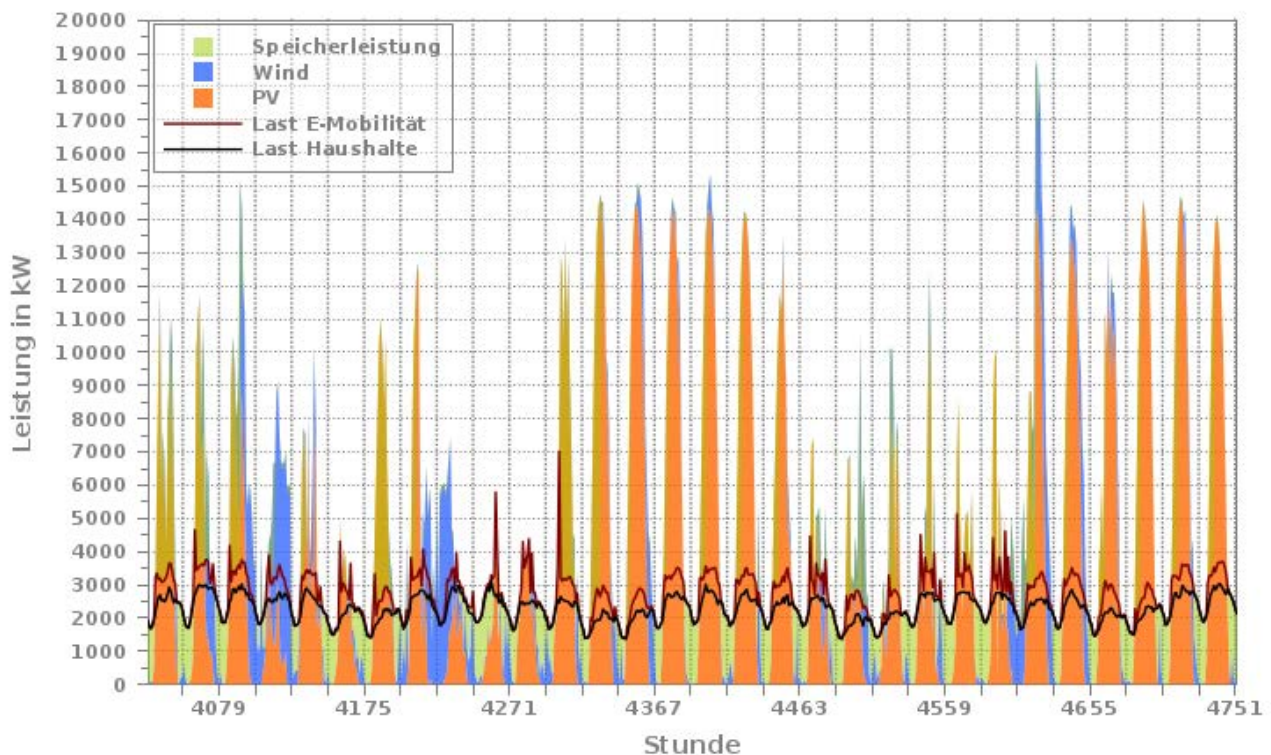


Abbildung 50: Ländliche Struktur in Norddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über einen Monat in der Mitte des ersten Jahres hinweg

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Gesamtbilanz des Versorgungssystems über den betrachteten Zeitraum von vier Jahren hinweg ergeben sich in der statischen Bilanz Überschüsse in Höhe von etwa 35.410 MWh und eine Überschuss-Verbrauchs-Relation von +0,37, was auch besagt, dass die Überschüsse ca. 37% des gesamten Strombedarfs ausmachen (siehe Tabelle 39). Für die dynamische Bilanz, die auch eine Aussage über die tatsächliche Eigenversorgung zulässt, ergibt sich ein Überschuss von nur noch ca. 4.570 MWh und eine Überschuss-Verbrauchs-Relation von + 0,05, d.h. die nicht nutzbaren Überschüsse machen betragsmäßig etwa 5% des Gesamtstromverbrauchs aus.

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität plus Gewerbe & Industrie (effizient)	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
		Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	ZUKUNFTSTECHNOLOGIE							
	[Mwh] ^{1, 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Norden	96.340 (91.769), davon 13.400 E-Mobilität	131.749	18,6	65.254	6	66.496	1.949	96.250
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz		dynamische Bilanz		Autarkie möglich		
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 35.409		+ 4.574		statisch & dynamisch		
		+ 0,37		+ 0,05				

1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren

2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern

Tabelle 39: Einsatz von Zukunftstechnologien am Standort im Norden: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

Da eine autarke Versorgung der ländlichen Siedlungsstruktur mit ihrem gesamten Strombedarf für Haushalte, Gewerbe und Industrie (effizient) sowie einem Anteil der E-Mobilität von 100% unter den günstigen Klimabedingungen (verhältnismäßig viel Wind) des norddeutschen Standortes – unter Nutzung zukünftiger Technologien und unrealistisch hoher installierter Speicherkapazitäten – prinzipiell darstellbar ist, wurde auch die Machbarkeit für den südlichen Standort untersucht.

8.2 Ländliche Struktur in Süddeutschland

Die unterschiedlichen Wetterbedingungen am südlichen Standort führen dazu, dass zwar eine autarke Versorgung erreicht werden kann. Die dazu benötigte Kapazität der elektrischen Speicher ist allerdings nochmals dramatisch höher, als dies im Norden der Fall war. Der Einsatz thermischer Speicher zur Reduktion der notwendigen elektrischen Speicherkapazität kommt im Süden nicht in Betracht. Der Grund hierfür besteht darin, dass eine maximale Aufladung der elektrischen Speicher nur über einen kurzen Zeitraum im zweiten Sommer erreicht werden kann. Dementsprechend treten fast keine verbleibenden Erzeugungsüberschüsse auf, die für eine Temperaturanhebung der thermischen Speicher mittels Wärmepumpen genutzt werden könnten. Demgegenüber wird die maximale elektrische Speicherkapazität am Anfang des ersten und erneut gegen Ende des dritten Jahres benötigt (siehe Abbildung 51).

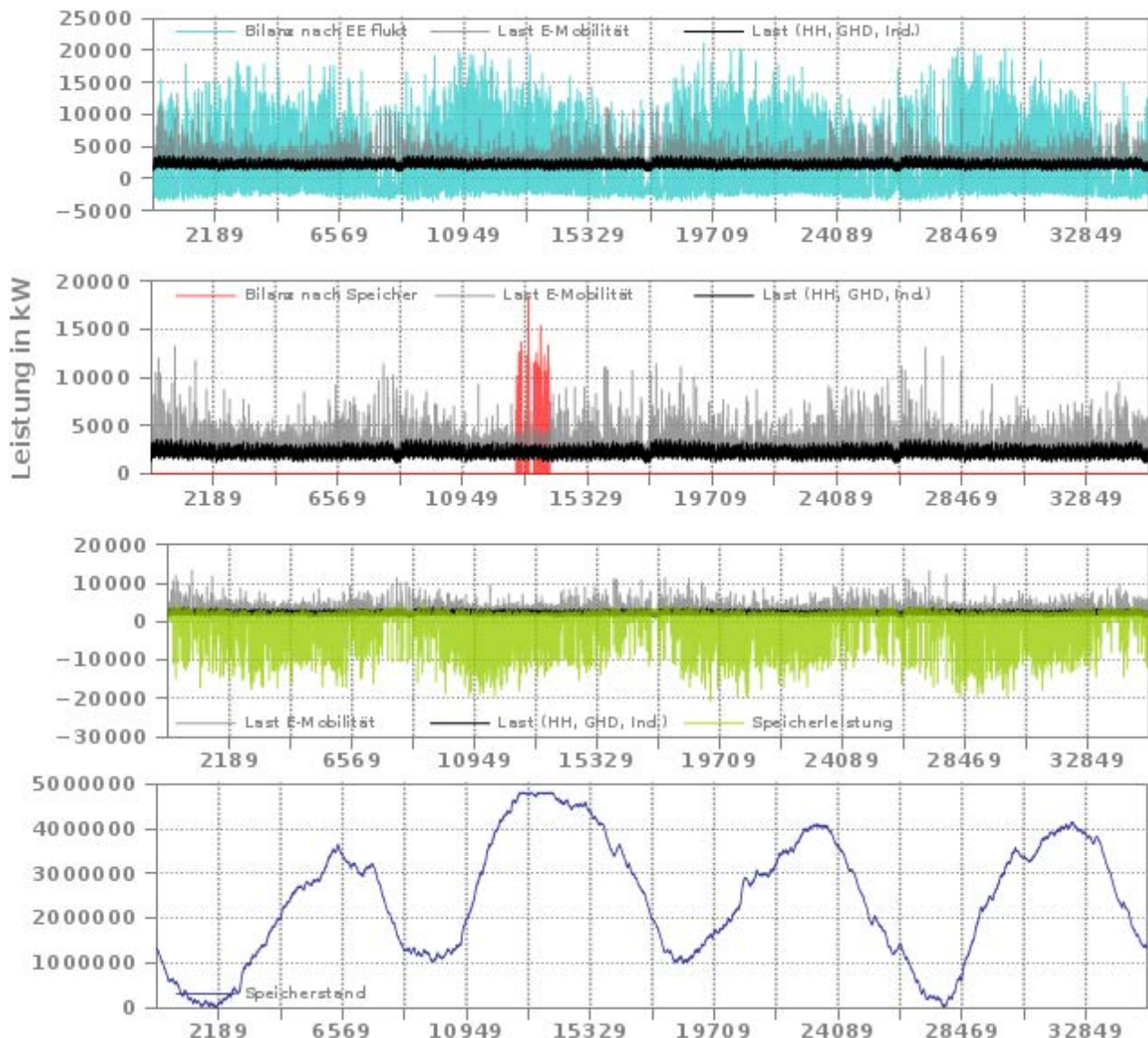


Abbildung 51: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität und Industrie/Gewerbe (effizient), Bilanzen nach fluktuierender Erzeugung und Speichern sowie Leistungsbeitrag der Speicher

Die zur Erzielung der vollständigen Deckung des Strombedarfs notwendige elektrische Speicherkapazität beträgt hier ca. 4.800 MWh, was gut dem 33-fachen des Wertes der ländlichen Siedlung ohne den Strombedarf von Gewerbe und Industrie entspricht.

Die Problematik der enorm hohen elektrischen Speicherkapazität verdeutlicht sich auch in der Darstellung der ersten 30 Tage des ersten Jahres in höherer Auflösung. Deutlich ist zu erkennen, dass die elektrischen Speicher intensiv und über lange Zeiten hinweg zur Deckung der Stromlast beitragen müssen. Nur gelegentlich treten Situationen auf, in denen Erzeugungsspitzen (vornehmlich PV) zu einer anteilhaften Wiederaufladung der Speicher genutzt werden können.

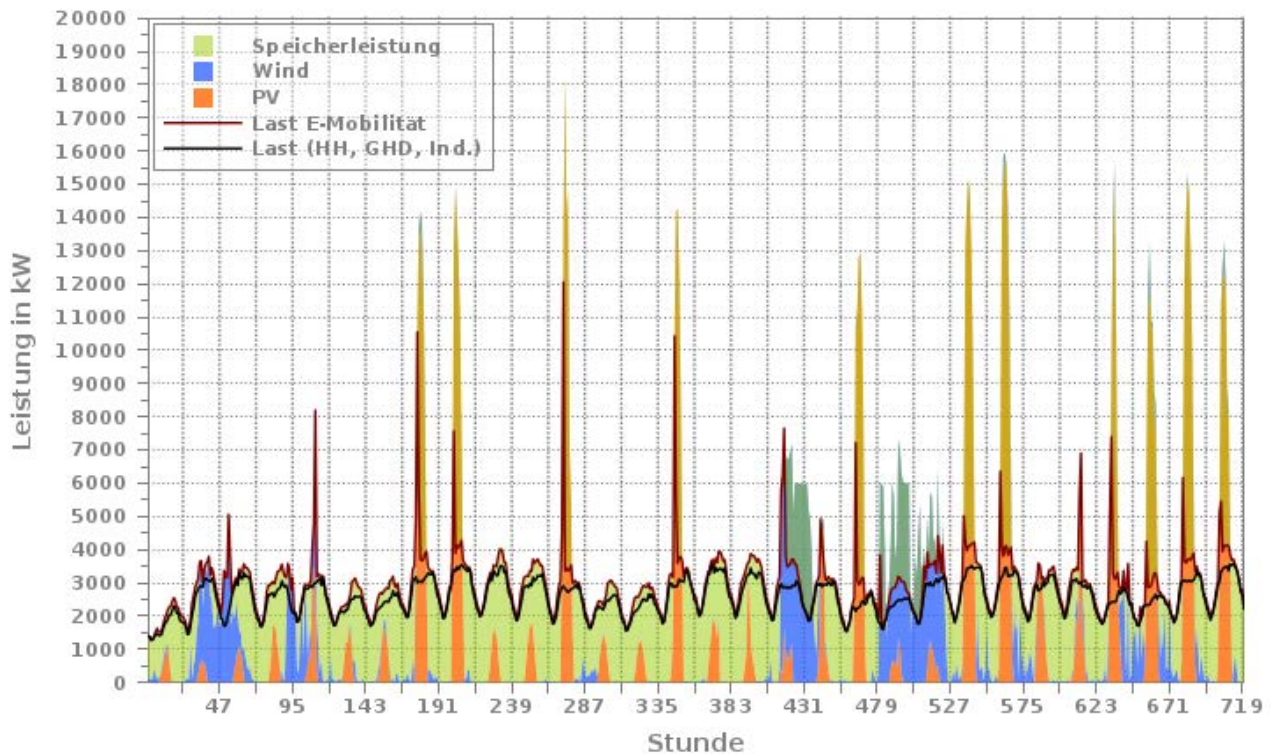


Abbildung 52: Ländliche Struktur in Süddeutschland – Last von Haushalten mit 100% E-Mobilität plus Industrie/Gewerbe (effizient), fluktuierende Erzeugung und Speicherbeitrag über den ersten Monat der Simulation hinweg

Bilanz aus Verbrauch und Erzeugung

In der Gesamtbilanz des Versorgungssystems über den betrachteten Zeitraum von vier Jahren hinweg ergeben sich in der statischen Bilanz Überschüsse in Höhe von etwa 26.370 MWh und eine Überschuss-Verbrauchs-Relation von +0,27, d.h. Überschüsse im Umfang von ca. 27% des Gesamtstrombedarfs (siehe Tabelle 40). Für die dynamische Bilanz ergibt sich ein Überschuss von nur noch ca. 1.933 MWh. Damit ist auch in der dynamischen Bilanz eine lokale, autarke Versorgung darstellbar. Allerdings muss in Anbetracht der enorm hohen notwendigen Speicherkapazität (4.800 MWh) die Sinnhaftigkeit einer solchen Versorgungsvariante in Frage gestellt werden. Ein Speicher dieser Dimension würde bedeuten, dass eine elektrische Speicherkapazität von etwa 1.247 kWh pro Einwohner vorzuhalten wäre. Damit liegt der Bedarf an elektrischer Speicherkapazität pro Person höher als der rechnerische Pro-Kopf-Stromverbrauch der privaten Haushalte (ca. 950 kWh/cap*a).

Standort	Stromverbrauch Haushalte und 100% E-Mobilität plus Gewerbe & Industrie (effizient)	Erneuerbare Erzeugung					Speicher	
	ZUKUNFTSTECHNOLOGIE	Gesamt	PV		Windenergie		elektrisch	thermisch
	[Mwh] ^{1), 2)}	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MW]	[MWh] ¹⁾	[MWh]	[m³]
Land / Süden	96.340, davon 13.400 E-Mobilität	122.713	18,6	81.527	6	41.186	4.800	-
Versorgungsbilanzen		statische Bilanz			dynamische Bilanz		Autarkie möglich	
		+ 26.373			+ 1.933		statisch & dynamisch	
Überschuss-Verbrauchs-Relation		+ 0,27			+ 0,02			
1) Werte für den Simulationszeitraum von vier Jahren								
2) inklusive Wärmebereitstellung, Wert in Klammern: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern								

Tabelle 40: Einsatz von Zukunftstechnologien am Standort im Süden: Übersicht über Verbrauch, Erzeugung und die Speicherdimensionierung

8.3 Fazit Zukunftstechnologie

Das Gedankenexperiment mit heute noch nicht am Markt verfügbaren Technologien (PV mit einem hohen Systemwirkungsgrad von 24% sowie Schwachwindkraftanlagen mit optimierter Kennlinie) in Zusammenwirken mit einer Effizienzsteigerung beim Stromverbrauch in Industrie und Gewerbe von 30% im Vergleich zum heutigen Niveau hat in erster Linie zweierlei gezeigt: Zum einen konnten zwar autarke Versorgungssysteme dargestellt werden, für die dies vorher nicht möglich war, nämlich für Systeme im ländlichen Raum, die neben der Last der privaten Haushalte und der E-Mobilität außerdem den Strombedarf von Industrie und Gewerbe abdecken. Zum anderen zeigen die Simulationsrechnungen jedoch, dass dabei der zur Darstellung der Autarkie erforderliche Speicherbedarf prohibitiv hoch ist, so dass sich derartige Systeme aus heutiger Sicht nicht realisieren lassen. Die Vorteile einer Regionen übergreifenden Stromnetzinfrastuktur zeigen sich hier besonders deutlich.

9 Zusammenfassung und Ergebnisbetrachtung

In der vorliegenden Studie wurde die technisch-ökologische Machbarkeit des Szenarios „Lokal-Autark“ des Umweltbundesamtes untersucht. Dieses Szenario stellt einen Extrempunkt innerhalb eines Lösungsraumes für eine vollständig auf erneuerbaren Energiequellen basierende Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2050 dar: Kleinräumige, dezentrale Strukturen versorgen sich als „Energieinseln“ autark mit Strom. Eine Einbindung in ein Verbundnetz besteht nicht, so dass ausschließlich die vor Ort vorhandenen Potentiale der erneuerbaren Energien genutzt werden. Damit können weder Überschüsse aus der Erzeugung aus dem jeweiligen Bilanzraum abgeführt noch in ertragsarmen Zeiten (z.B. Windflaute, Nacht, bewölkter Himmel) Beiträge zur Deckung der Last eingeführt werden.

Die hier untersuchten Strukturen („Beispieldorf“ und „Stadtteil“) wurden anhand der Strukturdaten realer ländlicher Gemeinden und eines realen Stadtteils sowie unter Einbeziehung von statistischen Werten erarbeitet und stehen somit exemplarisch für konkret vor Ort anzutreffende Situationen. Dabei wurde Wert darauf gelegt, dass es sich um relativ durchschnittliche Siedlungen handelt, insbesondere in Bezug auf die Bevölkerungszahl und -dichte. Beide Siedlungsstrukturen wurden mittels computergestützter Simulationen hinsichtlich ihres Energieverbrauchs und der lokal möglichen Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergie abgebildet. Die Simulationen erstreckten sich jeweils über einen zusammenhängenden Zeitraum von vier Jahren und wurden in stündlicher Auflösung, für beide Siedlungsstrukturen jeweils für einen Standort in Nord- und einen weiteren in Süddeutschland durchgeführt. Als Treibergröße für die Erzeugung der Photovoltaik und der Windenergie wurden durchgängig gemessene Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes verwendet.

Die zu berücksichtigenden Technologien der Erzeugungsseite waren vorgegeben und auf Photovoltaik und Windenergie beschränkt, da das Vorhandensein von (tiefen-) geothermischen und/oder Wasserkraftpotenzialen weniger als allgemeingültiger denn als standortspezifischer Sonderfall angesehen wird. Die Verwendung von Biomasse zur Stromerzeugung wurde für das System im Jahr 2050 ebenfalls ausgeschlossen, da angenommen wird, dass die vorhandene Abfallbiomasse dann vollständig für Anwendungen im Verkehrs- und Industriesektor verwendet wird, während die Verwendung von Anbaubiomasse unter anderem wegen der Flächenkonkurrenz z.B. mit der Nahrungsmittelproduktion generell abgelehnt wird.

Auch Teile des prinzipiellen Aufbaus des Versorgungssystems und (Teil-) Annahmen zum Energieverbrauch waren vorgegeben. So wurde beispielsweise für die Wohngebäude für das Jahr 2050 von einem durchgängigen Wärmebedarf gemäß dem Szenario „Regionenverbund“ ausgegangen. Auch weitere Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs entsprechen weitgehend den Annahmen aus dem Szenario „Regionenverbund“ /UBA-2050 2010/, das zusammen mit dieser Arbeit in einer Szenarienreihe steht.

Abweichungen finden sich in Bezug auf die Entwicklung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte bis 2050, da der hier verfolgte Ansatz einer lokal autarken Versorgung die Annahme einer ambitionierteren Erschließung der sich bietenden Effizienzpotenziale nahelegte (siehe dazu Kapitel 4).

Tabelle 41 fasst die wichtigsten Eckdaten der einzelnen Simulationen und mit den Bilanzen auch die Kernergebnisse zusammen.

In allen Fällen, in denen der Stromverbrauch der Haushalte und der E-Mobilität für die ländliche Siedlungsstruktur betrachtet wird, kann eine autarke Versorgung aus den vor Ort vorhandenen Potenzialen der Photovoltaik und der Windenergie erreicht werden. In Süddeutschland muss dafür bezüglich der installierten Erzeugungs- und Speicherleistung ein höherer Aufwand betrieben werden als in Norddeutschland. Maßgebliche Parameter zur (hier angestrebten) Minimierung der elektrischen Speicherkapazitäten sind das Volumen der thermischen Speicher sowie die installierte Leistung der Photovoltaik (bei voller Ausnutzung der gegebenen Potenziale der Windenergie) und die standortspezifische Wahl der Windkraftanlagen. Dementsprechend sind im Norden ausreichende elektrische Speicherkapazitäten am Standort im Süden nur durch die Kombination vergleichsweise größerer thermischer Speicherkapazitäten und eine Erhöhung der installierten PV-Leistung bzw. durch die Wahl schwachwindtauglicher Windkraftanlagen zu erreichen. Bei einem Anteil der E-Mobilität von 100% muss im Süden eine höhere elektrische Speicherkapazität vorgehalten werden als im Norden.

Kapitel	Siedlung	Strom-verbrauch	E-Mobilität	Standort	Erneuerbare Erzeugung					Stromverbrauch					Bilanzen		Speicher		
					PV		Windenergie		Gesamt	Haushalte ¹⁾		E-Mobilität	Gewerbe & Industrie	Gesamt ¹⁾		statisch	dynamisch	elektrisch	thermisch
					[MW]	[MWh]	[MW]	[MWh]	[MWh]	[MWh]		[MWh]	[MWh]	[MWh]		[MWh]	[MWh]	[MWh]	[m³]
Stromverbrauch der Haushalte inklusive E-Mobilität																			
6.1	ländlich	nur Haushalte	100,00%	Norddeutschland	4,9	17.445	6	37.643	55.088	14.620	8.832	13.400	-	28.020	22.232	27.068	21.400	151	13.700
6.4a				Süddeutschland	4,9	22.005	6	23.151	45.156	14.620	11.378	13.400	-	28.020	24.778	17.136	9.447	685	13.700
6.4b					4,9	22.005	6	23.151	45.156	14.620	9.822	13.400	-	28.020	23.222	17.136	3.699	352	50.325
6.4c					9,7	43.819	6	23.151	66.970	14.620	8.880	13.400	-	28.020	22.280	38.950	30.842	168	22.000
6.6 ⁴⁾					4,9	22.005	6	40.432	62.438	14.620	8.253	13.400	-	28.020	21.866	34.414	26.419	144	22.930
6.2			50,00%	Norddeutschland	4,9	17.445	6	37.643	55.088	14.620	8.480	6.700	-	21.320	15.180	33.768	30.202	97	6.800
6.5a				Süddeutschland	9,5	42.833	6	23.151	65.984	14.620	8.480	6.700	-	21.320	15.180	44.664	39.330	100	12.100
6.5b					4,9	22.500	6	23.151	45.651	14.620	8.910	6.700	-	21.320	15.610	23.836	16.590	165	20.350
6.7 ⁴⁾					4,9	22.500	6	40.432	62.438	14.620	8.397	6.700	-	21.320	15.166	41.118	36.800	102	9.360
6.9			städtisch	100,00%	Norddeutschland	12,7	44.366	0	0	44.366	51.176	-	46.900	-	98.076	-	-53.710	-56.452	max. 280 ^{2),3)}
6.11	Süddeutschland	12,7			55.397	0	0	55.397	51.176	-	46.900	-	98.076	-	-42.679	-48.897	max. 358 ^{2),3)}	irrelevant ³⁾	
6.10	50,00%	Norddeutschland			12,7	44.366	0	0	44.366	51.176	-	23.450	-	74.626	-	-30.260	-35.625	max. 894 ^{2),3)}	irrelevant ³⁾
Stromverbrauch der Haushalte inklusive E-Mobilität, sowie Stromverbrauch von Gewerbe und Industrie																			
7.1a	ländlich	Haushalte, Gewerbe und Industrie (heute)	100,00%	Norddeutschland	11,6	40.783	6	37.643	78.426	14.620	-	13.400	97.600	125.620	-	-47.194	-51.455	max. 275 ^{2),3)}	13.700
8.1 ^{4),5)}		Haushalte, Gewerbe und Industrie (effizient)			18,6	65.254	6	66.498	131.749	14.620	-	13.400	68.320	96.340	91.769	35.409	4.574	1.949	96.250
8.2 ^{4),5)}				Süddeutschland	18,6	81.527	6	41.186	122.713	14.620	-	13.400	68.320	96.340	-	26.373	1.933	4.800	irrelevant ³⁾
7.1b				Norddeutschland	11,6	40.783	6	37.643	78.426	14.620	-	13.400	68.320	96.340	-	-17.914	-24.859	max. 531 ^{2),3)}	137.00
7.2				50,00%		11,6	40.783	6	37.643	78.426	14.620	-	6.700	68.320	89.640	-	-11.214	-19.642	max. 713 ^{2),3)}
7.4	städtisch		100,00%		12,7	44.366	0	0	44.366	51.176	-	46.900	238.800	336.876	-	-292.510	-292.358	irrelevant ³⁾	irrelevant ³⁾

Angegebene Werte zu den Energiemengen beziehen sich auf den gesamten simulierten Zeitraum von 4 Jahren

1) inklusive Wärmebereitstellung, Gelb hinterlegte Werte: verbleibender Stromverbrauch nach Wärmedeckung aus saisonalen Wärmespeichern (evtl. Abweichungen durch Rundungsfehler), 2) maximal erreichbare Speicherladung, 3) ohne Einfluss auf die Machbarkeit einer autarken Versorgung, 4) Verwendung von Schwachwindanalgen, 5) PV mit 24% Systemwirkungsgrad

Tabelle 41: Übersicht der Kenndaten der durchgeführten Simulationen der Hauptszenarien

In der städtischen Siedlungsstruktur kann eine autarke Versorgung unter den gegebenen Annahmen und Restriktionen in keinem Fall dargestellt werden. Für den Fall einer Einbeziehung des Strombedarfs von Gewerbe und Industrie, der mit einer der Bevölkerungszahl adäquaten Zahl an bereitzustellenden Arbeitsplätzen einhergeht, kann eine autarke Versorgung auch in der ländlichen Siedlung nicht erreicht werden⁴⁸.

Damit zeigt sich: Die hier dargestellte Gemeinde im ländlichen Raum, stärker aber noch die städtische Siedlungsstruktur, hängt von weiteren externen Erzeugungspotenzialen ab, sofern keine ausreichenden Potentiale für Geothermie oder Wasserkraft vorhanden sind. Insgesamt zeigt sich die Windenergie in Bezug auf ihren Versorgungsbeitrag und die notwendigen elektrischen Speicherkapazitäten vorteilhafter als die Photovoltaik, auch wenn die Erzeugungscharakteristik der Photovoltaik gut zu den Anforderungen der E-Mobilität passt und ihr „Versorgungswert“ durch die E-Mobilität ansteigt.

Das Ausmaß der ermittelten Versorgungsdefizite legt nahe, weitere Erzeugungstechnologien zu erwägen bzw. nicht auszuschließen. Dies betrifft neben der (tiefen-) geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung ebenso die Nutzung von Wasserkraft und (Abfall-) Biomasse.

Stadtteile und ländliche Gemeinden mit Zugang zu guten Potenzialen für Tiefengeothermie und/oder Wasserkraft könnten eine autarke Vollversorgung mittels dieser zusätzlichen Quelle/n überhaupt erst bzw. einfacher erreichen; die optimale Systemzusammensetzung müsste aber für jeden Einzelfall und die dort gegebenen spezifischen Standortbedingungen ermittelt werden.

Die Notwendigkeit zur Betrachtung des Einzelfalls kann auch als übergeordnetes Ergebnis dieser Arbeit betrachtet werden: Starre überregionale, technologiespezifische Ausbauziele sind für solche Vorhaben der falsche Ansatz. Lokale Energiekonzepte müssen ferner die Gegebenheiten vor Ort detailliert berücksichtigen und im Rahmen integraler Planungsansätze die unterschiedlichen Standortbedingungen einbeziehen. Auf diese Weise können durch regionale Kooperationen Standortnachteile an einem Ort durch Standortvorteile andernorts ausgeglichen werden.

In Anbetracht der erzielten Ergebnisse muss zudem anerkannt werden, dass das Transportnetz für Strom ein wesentlicher Bestandteil zum Erreichen einer vollständig regenerativen Energieversorgung für Deutschland ist. Die Vorteile einer bereits bestehenden, gut ausgebauten und engmaschigen Infrastruktur zum Transport von Strom von jedem beliebigen Punkt innerhalb Deutschlands zu einem beliebigen anderen Punkt liegen auf der Hand: Zum einen ist das Transportnetz wichtig für den großräumigen Ausgleich von Fluktuationen in der Erzeugung, zum anderen müssen Potenziale dort erschlossen werden, wo sie vorhanden sind, wie bereits im Szenario „Regionenverbund“ des Umweltbundesamtes gezeigt wurde. Vor diesem Hintergrund erscheint es unsinnig, etwa das Umland nicht zur Stromversorgung von Städten zu nutzen, solange es dort ein Überangebot regenerativ erzeugten Stroms gibt. Genauso sinnvoll ist es, die norddeutschen Überschüsse dorthin zu transportieren, wo sie benötigt werden: nämlich zu den großen Verbrauchszentren vor allem im Süden und Westen Deutschlands. Das Fehlen einer solchen Infrastruktur oder gar ein Rückbau der vorhandenen Kapazitäten könnte zu einem Zerfall in „Energieüberschuss“-Gemeinden mit günstigen Standortbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und in „energetisch verarmte“ Gemeinden führen, bei denen nur geringe Potenziale zur regenerativen Stromerzeugung bestehen. Dies hätte auch direkte Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Entwicklungsmöglichkeiten, unterschieden je danach, ob sich eine Gemeinde Wirtschaft und Arbeitsplätze „energetisch leisten“ kann oder nicht. Diese Infrastruktur nutzt somit allen und verringert den Gesamtaufwand für eine vollständig auf erneuerbaren Quellen beruhende Energieversorgung Deutschlands. Regionen mit einem „Überpotenzial“ erneuerbarer Quellen mit einem „Minderangebot“ mit versorgen müssen. Selbst die sogenannten „100% EE-Gemeinden“, die über das Jahr betrachtet eine bilanzielle Autarkie erreichen (siehe Infokasten zu bilanzieller und Inselautarkie in der Einleitung), benötigen das Stromnetz zum Abtransport ihrer Überschüsse und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Letztlich erscheint auch die Erschließung der Offshore-Windpotenziale in Nord- und Ostsee nur im Kontext der flächendeckenden Vernetzung sinnvoll, da die großen Stromverbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands liegen und nicht an der Küste.

⁴⁸ Hierbei ist anzumerken, dass die Zahl der Arbeitsplätze der jeweiligen Siedlungsstruktur nicht als Einzelfallbetrachtung ausgeführt wurde, sondern anhand bundesdurchschnittlicher Werte für die Einwohnerzahl der jeweiligen Siedlungsstruktur bestimmt wurde. Ziel dieses Ansatzes ist eine gerechte Verteilung des Strombedarfs, der mit der Bereitstellung der notwendigen Arbeitsplätze in Industrie und Gewerbe verbunden ist.

Teilweise könnten die Aufgaben und Funktionen des Transportnetzes für Strom wohl durch den stofflichen Transport von Energie ersetzt werden, z.B. durch den Transport von Biomasse, aber auch durch lokal aus Überschüssen erzeugte gasförmige oder flüssige Energieträger (z.B. Biogas, Wasserstoff, Methan etc.). Fraglich ist jedoch, ob dieser Ersatz adäquat ist, oder ob nicht die Nachteile wie z.B. ein geringerer Wirkungsgrad oder Einschränkungen der Flexibilität in Bezug auf Handhabung oder Reaktionsmöglichkeiten überwiegen. Außerdem würde auf diese Weise die Idee einer lokal-autarken Versorgung konterkariert.

Es ist absehbar, dass die Möglichkeit flexibler Anpassung und Reaktionsmöglichkeiten auf die jeweilige Versorgungslage mit zunehmenden Anteilen fluktuierender Erzeugung an Bedeutung gewinnen, dies zeigt sich nicht zuletzt an den teils beträchtlichen Speichieranforderungen der hier gerechneten Szenarien. Vernünftig wäre es daher, bereits bestehende Strukturen (wie z.B. das Transportnetz für elektrischen Strom), welche Flexibilität in der Energieversorgung ermöglichen und stützen, nicht abzubauen. Vielmehr muss es gelten, diesem Status quo weitere Optionen hinzuzufügen, was auch eine engere Verzahnung von Strom und Wärme einschließt.

Lokale Autarkie kann in Einzelfällen umsetzbar sein. Ein Ansatz für eine tragfähige regenerative Energieversorgung ganz Deutschlands ist sie nach den vorliegenden Untersuchungsergebnissen dieser Studie jedoch nicht. Gleichwohl kann die lokale Erzeugung einen wichtigen Beitrag für eine auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung in Deutschland leisten, wie bereits im Szenario „Regionenverbund“ des Umweltbundesamtes gezeigt wurde.

10 Quellen

/Bfs-IKT 2010/: Bundesamt für Statistik der Schweiz, Haushalte und Bevölkerung – IKT-Ausstattung; 2010.
http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/16/04/key/approche_globale.indicator.30103.301.html?open=308 (Stand vom 13.12.2012)

/BGW 2006/: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGR), Praxisinformationen P 2006/8 Gastransport/Betriebswirtschaft, „Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht leistungsgemessener Kunden“; 2006.

/BMU-IKT; 2009/: Abschätzung des Energiebedarfs der weiteren Entwicklung der Informationsgesellschaft, Bearbeitungsnummer I D 4 – 02 08 15 – 43/08, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Fraunhofer-Institut für Zuverlässigkeit und Mikrointegration (Fraunhofer IZM) in Kooperation mit Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), Berlin, Karlsruhe, März 2009.

/BUND-TV 2010/: BUND, „BUND-TV-BUND-TV-Finder Top 10 - Die sparsamsten aus rund 700 TV - Geräten (LCD und Plasma)“. (Stand: 27. August 2010)

/BUND-TV; 2008/: BUND, „Stromverbrauch von TV-Geräten, Marktübersicht von 406 TV-Geräten (LCD und Plasma). (Stand: 18. August 2008)

/CREE 2012/: Angaben des LED-Herstellers CREE, via Internet unter: <http://www.cree.com/news-and-events/cree-news/press-releases/2012/april/120412-254-lumen-per-watt>, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/DENA-office-top-ten 2010/: Via Internet unter: <http://www.energieeffizienz-im-service.de/>, Stand: 12/2010. Liste mit aktuellen Daten abrufbar unter: <http://www.stromeffizienz.de/dienstleister-oeffentliche-hand/office-topten.html>, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/DENA-PC 2010/: Via Internet ursprünglich unter: <http://www.dena.de/de/infos/presse/pm-archiv/pressemeldung/stromverbrauch-notebook-schlaegt-pc/>, Text aktuell verfügbar unter: <http://www.stromeffizienz.de/presse/pressearchiv/stromverbrauch-notebook-schlaegt-pc.html>. (Stand: 13.12.2012)

/DESTATIS-Arbeitsmarkt 2011/: Arbeitsmarktdaten des Statistischen Bundesamts 2011, via Internet unter: <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnung/Content100/vgr010a,templateId=renderPrint.psml>, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung aktuell abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen.html>, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/DESTATIS-LWR 2010/: Statistisches Bundesamt, „Laufende Wirtschaftsrechnungen (LWR), Ausstattung privater Haushalte mit Informations- und Kommunikationstechnik in Deutschland im Zeitvergleich“; 2010, aktuell abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguetern/Tabellen/Unterhaltungselektronik_D.html, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/DESTATIS-LWR-IT; 2010/: Statistisches Bundesamt, Laufende Wirtschaftsrechnungen (LWR); 2010, via Internet: http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Navigation/Statistiken/WirtschaftsrechnungenZeitbudgets/LaufendeWirtschaftsrechnungen/LaufendeWirtschaftsrechnungen,templateId=renderPrint.psml_nnn=true#Verweis%20auf%20die%20Themenseite%20Laufende%20Wirtschaftsrechnungen, aktuell abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguetern/Tabellen/Infotechnik_D.html, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/DESTATIS-UE 2010/: Statistisches Bundesamt Deutschland (DESTATIS), „Ausstattung privater Haushalte mit Unterhaltungselektronik am 1.1.2003 und 1.1.2008“; 2010.

/e-connected 2009/: Klima- und Energiefonds, „e-connected. Initiative für Elektromobilität und nachhaltige Energieversorgung. Abschlussbericht“; Wien 2009.

/Energieagentur NRW 2006/: Energieagentur NRW, „Prozentuale Anteile der 12 Stromverbrauchsbereiche in den verschiedenen Haushaltsgrößen“; 2006. Via Internet unter: <http://www.ea-nrw.de/infopool/page.asp?InfoID=4106>, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/Energiestudie 2010/: Marco Lanz, Barbara Fricke, Anette Anthrakidis, Stefan Peter, „Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger – Kurzbezeichnung: Energiestudie“, Solar-Institut Jülich, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 0327639; 2010.

/Gasch 2009/: Robert Gasch, Jochen Twele (Hrsg.), „Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 6. Auflage“; Wiesbaden 2009.

/ITW 2006/: Harald Drück, Stephan Bachmann, Hans Müller-Steinhagen, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, „Wärmespeicher für Solaranlagen – Historie und zukünftige Entwicklungen“, Statusseminar „Thermische Energiespeicherung“, 02./03.11.2006, Freiburg.

/MiD 2008/: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V – Institut für Verkehrsforschung (DLR), „Mobilität in Deutschland 2008“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Stadt und Bauentwicklung; 2010.

/Miele 2011/: Miele Waschlexikon, online unter: <http://www1.miele.de/ex/prospects/de/ratgeber/waschlexikon/index2.html>, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/OSRAM 2010/: Via Internet unter: <http://www.osram-os.com/appsos/Backlight/BacklightProdukte.php?produkte=PF5&lan=eng>, Stand 12/2010.

/PhysOrg 2010/: Via Internet unter: <http://www.physorg.com/news202453100.html>, zuletzt eingesehen am 13.12.2012.

/Sauer 2006/: Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, „Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung“; 2006.

/Siemens 2011/: Verbrauchsangaben aus Gebrauchsanleitungen der energieeffizientesten Geräte entnommen, Stand Nov. 2011, online unter: www.siemens-home.de/produktsuche/waschepflege/waschmaschinen/frontlader.html

/Solites 2009/: D. Mangold, M. Rieger, T.Schmidt, Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, „Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher“, Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607L; 2009.

/SWV 2007/: Stadtwerke Völklingen Netz GmbH (SWV), „Verfahren zur Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Haushalts- und Gewerbekunden mit Erdgas – Erläuterungen zum Lastprofil-Verfahren im Netzgebiet der Stadtwerke Völklingen Netz GmbH“; 2007.

/UBA-2050 2010/: T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann, K. Müschen, „2050: 100%. Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau; 2010.

/UBA-KlimSch 2005/: Umweltbundesamt (UBA), „Klimaschutz in Deutschland bis 2030 - Endbericht zum Forschungsvorhaben Politiksznarien III“; 2005.