

Verbraucher als virtuelles Kraftwerk

Potentiale für Demand Side Management
in Österreich im Hinblick auf
die Integration von Windenergie

G. Brauner et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

44/2006

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Verbraucher als virtuelles Kraftwerk

Potentiale für Demand Side Management
in Österreich im Hinblick auf
die Integration von Windenergie

Günther Brauner (Projektleitung)
Georg Pöpl, Dietmar Tiefgraber
TU Wien

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

Wien, Juli 2006

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhalt:

Kurzfassung.....	I
1. Zusammenfassung der Projektergebnisse.....	III
2. Einleitung und Ziele des Projektes	1
3. Verwendete Methoden und Daten	3
4. Projektergebnisse.....	5
4.1. Potenziale, Ausbaumöglichkeit und Entwicklung der Windenergie in Österreich.....	5
4.2. Bedarf an Regelleistung und Ausgleichsenergie durch Windenergieanlagen	7
4.2.1. Auswirkungen der Windenergieeinspeisungen auf den Netzbetrieb.....	7
4.2.2. Windprognoseverfahren	8
4.2.3. Modellierung des Ausgleichsenergiebedarfes bei Windenergie	12
4.3. Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf das österreichische Übertragungsnetz	21
4.4. Elektrische Lastmodellierung	23
4.4.1. Grundlagen zur Modellierung elektrischer Lastprofile.....	23
4.4.2. Energiebedarf und Lastgänge der elektrischen Haushaltsanwendungen.....	28
4.5. Thermische Lastmodellierung	38
4.5.1. Gebäude- und Heizungsmodell.....	38
4.5.2. Thermische Lastprofile	42
4.5.3. Energiebedarf und Lastgänge der thermischen Anwendungen (Heizung und Warmwasser).....	44
4.6. Demand Side Management.....	51
4.6.1. Konzepte und Steuerungsverfahren zur Umsetzung von DSM	51
4.6.2. DSM-Potenziale der elektrischen Anwendungen (Haushaltsanwendungen und elektrische Heiz- und Warmwasserbereitung).....	55
4.6.3. Substitution von fossilen Heizsystemen	58
4.6.4. Vermeidung von CO ₂ -Emissionen durch Einsatz von DSM.....	61
5. Beitrag zu den Zielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ und Ausblick	67
6. Literatur	70
7. Abbildungsverzeichnis	73
8. Tabellenverzeichnis.....	77
9. Anhang	79
9.1. Modellbildung zur Wärmebedarfsbestimmung	79
9.2. Statistische Auswertungen des Wärmebedarfs in Österreich.....	83
9.3. Statistische Auswertung der Heizsysteme in Österreich.....	88
9.4. Berechnungstabellen Wärmebedarf und Heizsysteme	93

Kurzfassung

Die Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG [36] haben in Europa zu einer massiven Weiterentwicklung der regenerativen Stromerzeugungstechnologien geführt. In Österreich wird insbesondere die Windenergie mit einem wirtschaftlichen Potenzial von etwa 1.700 MW zu einer starken Belastung der Netze und aufgrund der stochastischen Erzeugungsscharakteristik zu einem hohen Bedarf an Ausgleichsenergie führen. Der bisher unzureichende Ausbau der Übertragungsnetze und die hohen Kosten für die Ausgleichsenergie können zu Engpässen führen und ein Hindernis für die rasche Einführung der Windenergie werden.

In diesem Projekt wird die Möglichkeit zum lokalen Ausgleich der Windenergie über die Verbraucherlasten untersucht. Dazu ist Demand Side Management (DSM) erforderlich, das die Verbraucher bzw. geeignete Anwendungen wie ein virtuelles Regelkraftwerk synchron zu den unvorhergesehenen Windleistungsschwankungen steuert. Als weitere Voraussetzung muss ein genügendes Potenzial an geeigneten Verbraucheranwendungen mit zeitlicher Disponierbarkeit für das DSM lokal verfügbar sein. Diese Eigenschaft wird vor allem durch elektrische Wärmeanwendungen der Haushalte (Gebäudeheizungen und Warmwasserbereitungssystemen) erfüllt. Da der Energiebedarf von Haushalten zu einem hohen Teil aus Wärmebedarf besteht, ergibt sich bei Umrüstung von fossil betriebenen Heizungen auf bivalente Systeme mit elektrischer Zusatzheizung ein größeres Potenzial. Der Ausgleich von Windschwankungen bzw. Windprognosefehlern erfolgt indem über DSM die Zusatzwärmebereitungssystemen in bestehenden fossilen Heizsystemen (bivalente Systeme) der Verbraucher entsprechend zu- oder weggeschaltet werden.

Die Nutzung der vom Fahrplan abweichenden Windenergie (Ausgleichsenergie) wirkt somit wie eine hocheffiziente fiktive „Ölquelle“, wobei bei der Substitution von fossiler Heizenergie durch Wärme aus regenerativer Windenergie zudem Emissionseinsparungen – sowohl durch Einsparung von Ausgleichsenergie aus konventionellen Kraftwerken als auch durch Emissionsreduktionen im Hausbrand – möglich sind.

Abstract

Due to the increased promotion of electricity from renewable energy sources in the EU-directive 2001/77/EC renewable power generation technologies will be forced.

Especially in Austria wind energy with a potential up to 1.700 MW can lead to a high grid loading and to an increased demand of balancing energy. The insufficient capacity of the transmission system and the high demand of balancing energy can result in congestions, which form a barrier for the rapid introduction of wind energy.

The aim of this project is to dissipate balance energy locally. For this purpose Demand Side Management (DSM) is a precondition, whereas the local load is controlled in the manner of a virtual power station according to the fluctuations of wind generation.

As a further precondition a sufficient potential for load has to be locally available for DSM and the load has to be flexible in time. These characteristics are given particularly in domestic electrical heating applications. As the energy demand of households is dominated by space heating and hot water, the usage of bivalent (fuel/electric) heating systems can result in a bigger potential for DSM. The wind fluctuations can be balanced locally by switching additional heaters in conventional fossil heating systems (bivalent heating systems).

Furthermore high efficiency can be achieved in the substitution of fossil fuel. CO₂-emissions can be saved by reducing balance energy (supplied by conventional thermal power plants) and by reducing domestic fuel.

Zusammenfassung der Projektergebnisse

Die Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG [36] haben in Europa zu einer massiven Weiterentwicklung der regenerativen Stromerzeugungstechnologien geführt. In Österreich soll der Stromerzeugungsanteil aus erneuerbaren Energieträgern bis 2008 mindestens 4 % betragen, wobei insbesondere die Windenergie mit bis zu 1.700 MW an installierter Leistung einen wichtigen Beitrag leisten wird.

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen der Einspeisung von Windenergieanlagen auf das österreichische Stromversorgungssystem untersucht. Die Stromerzeugung aus Windenergie ist hierbei durch eine stochastische Erzeugungscharakteristik und eine eingeschränkte Prognostizierbarkeit gekennzeichnet. Zudem sind die wesentlichen österreichischen Windpotenziale im Burgenland und in Niederösterreich konzentriert, wodurch entsprechende Kapazitäten im Übertragungsnetz erforderlich sind.

Die Untersuchungen mit Lastflussrechnungen und Ausfallsimulationen zeigen, dass mittelfristig die Integration von hohen Windenergiepotenzialen nur durch Ausbau des heutigen (bereits ohne Windenergieeinspeisung hoch ausgelasteten) Hochspannungsnetzes möglich ist.

Die durch die stochastische Erzeugungscharakteristik gekennzeichnete Windenergie kann nach dem Stand der Technik mit einer (normalverteilten) Abweichung von ca. 10 bis 20 % (bezogen auf die installierte Anlagenleistung) für 24 Stunden im Voraus prognostiziert werden. Der dadurch bedingte Bedarf an Minutenreserve bzw. Ausgleichsenergie beträgt in Österreich ca. 20 % der jährlichen Windenergie-Einspeisung.

Zur Reduzierung der Ausgleichsenergie wird in dieser Arbeit der Ansatz über Demand Side Management untersucht. Hierbei wird zunächst die Möglichkeit über den klassischen Ansatz der Lastschaltungen (entsprechend der Abweichungen vom Fahrplan) von elektrischen Anwendungen in Haushalten, die aufgrund der hohen Anzahl die maßgebliche Kundengruppe darstellen, betrachtet.

Die Analysen zeigen, dass im Wesentlichen die Anwendungen

- Kühl- und Gefrierschränke,
- Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler,
- elektrische Heizungen und Warmwasserbereitung

in Frage kommen, da bei allen anderen Anwendungen (Kochen, Beleuchtung, Unterhaltungsgeräte etc.) der Komfortverlust zu hoch wäre und damit die Akzeptanz für DSM praktisch nicht umsetzbar. Die entsprechenden Lasten in APG-Regelzone und in der österreichischen Windregion (B+NÖ) sind in Abbildung 0.1 bis Abbildung 0.3 dargestellt und ergeben die theoretischen DSM-Potenziale.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

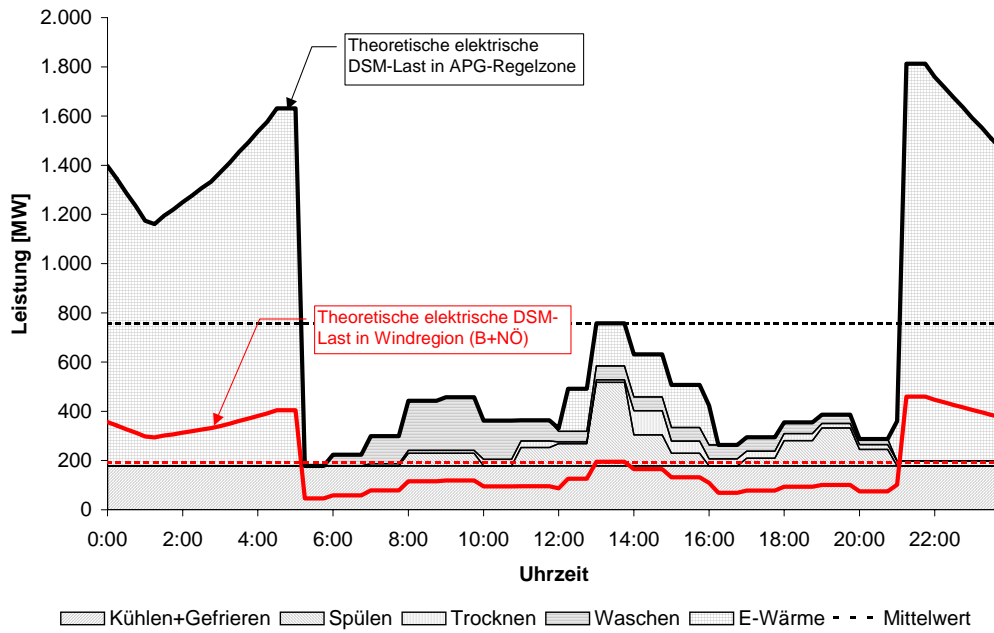


Abbildung 0.1: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) im Winter

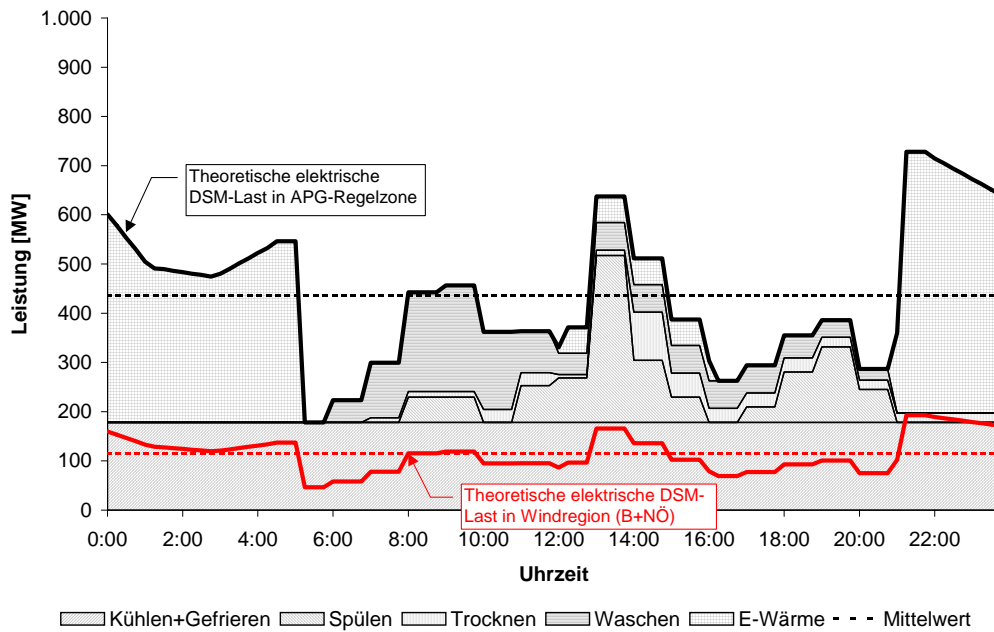


Abbildung 0.2: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) in der Übergangszeit

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

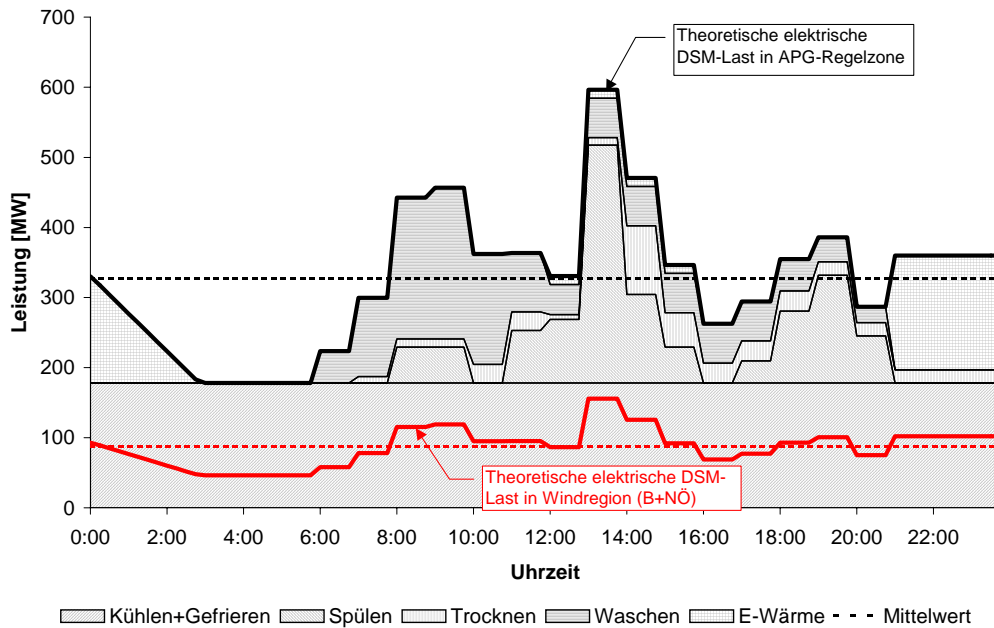


Abbildung 0.3: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Warmwasser) im Sommer

Daraus lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- Das DSM-Potenzial der Haushaltsanwendungen ist durch starke tages- und jahreszeitliche Schwankungen gekennzeichnet. Durchschnittlich ergibt sich an einem Tag im Winter ein theoretisches DSM-Potenzial aller elektrischen Anwendungen (inkl. elektrische Wärmeanwendungen) von 757 MW, im Sommer 328 MW und in der Übergangszeit 436 MW.
- Insgesamt ist der Anteil der elektrischen Nichtwärme-Haushaltsanwendungen (Waschmaschinen, Geschirrspüler, Wäschetrockner, Kühl- und Gefriergeräte) am gesamten Anteil des theoretischen DSM-Potenzials als niedrig einzustufen. Der Hauptteil wird durch die Kühl- und Gefriergeräte vorgegeben, die in Summe eine theoretische Grundlast von ca. 178 MW ergeben.
- Das theoretische elektrische DSM-Lastpotenzial wird im Wesentlichen durch elektrische Wärmeanwendungen (Raumwärme und Warmwasser) bestimmt, was auch deutlich durch die jahreszeitlich unterschiedlichen Lastverläufe erkennbar ist.
- In den österreichischen Windregionen (B+NÖ) ist ein theoretisches DSM-Potenzial mit elektrischen Wärmeanwendungen von durchschnittlich ca. 193 MW an einem Wintertag, ca. 87 MW an einem Sommertag und ca. 114 MW täglich in der Übergangszeit vorhanden. Ohne Wärmeanwendungen beträgt die durchschnittliche theoretische DSM-Tageslast ca. 80 MW.

Das technisch-wirtschaftliche Potenzial beträgt nur einen Teil des angegebenen theoretischen Potenzials. Die Umsetzung hängt von den notwendigen technischen Aufwand und Kosten für Steuereinrichtungen für das Energieversorgungsunternehmen sowie von entsprechenden Anreizen für die Kunden, damit sie am DSM teilnehmen, ab. Zur Bewertung des wirtschaftlichen Nutzens sind dementsprechend die zukünftigen Preise für Ausgleichsenergie maßgebend.

Die Analysen der elektrischen Anwendungen zeigen, dass die Wärmeanwendungen das Potenzial deutlich bestimmen. Diese Anwendungen eignen auch besonders gut für DSM, da eine

Speicherfähigkeit (Gebäude bzw. Wärmespeicher) in der Regel bereits vorhanden ist und daher diese besonders für Lastverlagerungen ohne Komfortverlust für den Kunden geeignet sind. Zudem ist damit eine geringere Anzahl an Kommunikationseinrichtungen zur Ansteuerung notwendig und daher eine Umsetzung wahrscheinlicher. Zur Erhöhung dieses DSM-Potenzials könnte die Windenergie zur Substitution von fossilen Einzelfeuerheizsystemen über elektrische Zusatzheizungen in den bestehenden Heiz- und Warmwasserkesseln (bivalente Systeme) genutzt werden.

Das Substitutionspotenzial der fossilen Heizungen und damit die theoretischen thermischen DSM-Potenziale sind – aufgrund des allgemein hohen Anteils der Wärmeversorgung am Gesamtenergiebedarf – deutlich höher als die der elektrischen Anwendungen und betragen in der APG-Regelzone (bzw. in der Windregion B+NÖ) durchschnittlich ca. 32 MW (10 MW) an Wintertagen, ca. 11 MW (3,3 MW) an Übergangstagen und ca. 3,9 MW (1,1 MW) an Sommertagen pro Prozent substituierter fossiler Heizenergie.

Der Ausgleich von Windschwankungen bzw. Windprognosefehlern erfolgt indem über DSM die Zusatzwärmebereitungs-systeme der Verbraucher entsprechend zu- oder weggeschaltet werden. Die Nutzung der vom Fahrplan abweichenden Windenergie (Ausgleichsenergie) wirkt somit wie eine hocheffiziente fiktive „Ölquelle“, wobei bei der Substitution von fossiler Heizenergie durch Wärme aus regenerativer Windenergie zudem CO₂-Emissionseinsparungen – sowohl durch Einsparung von Ausgleichsenergie aus konventionellen Kraftwerken als auch durch Emissionsreduktionen im Hausbrand – möglich sind.

In Abbildung 0.4 sind die CO₂- Emissions-Auswirkungen von Windenergie in Verbindung mit DSM-Maßnahmen dargestellt.

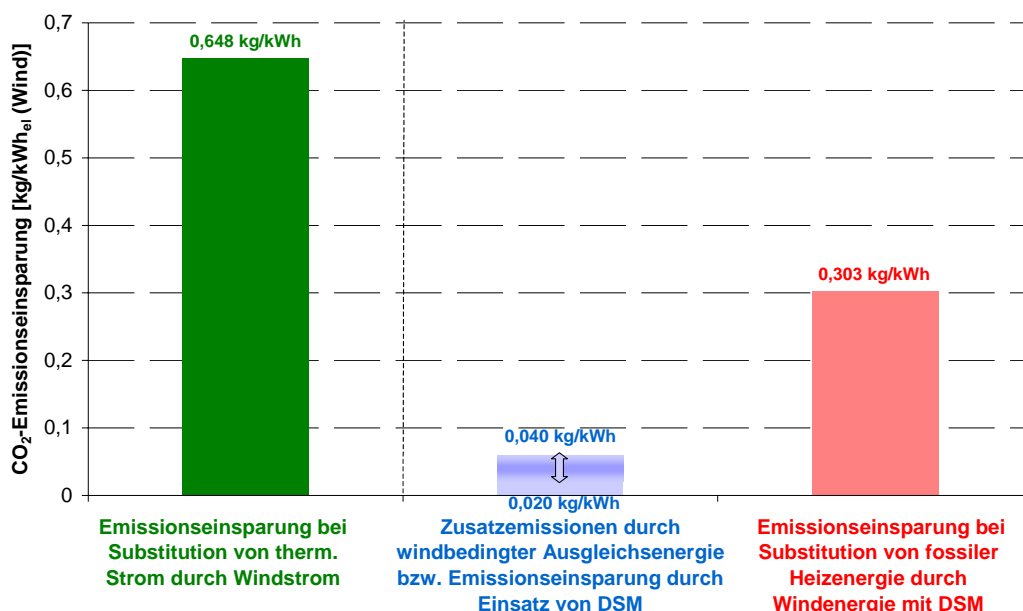


Abbildung 0.4: Gegenüberstellung der CO₂-Emissionseinsparungen bei Wind und DSM

Deutlich erkennbar ist, dass bezüglich der CO₂-Bilanz die Zusatzemissionen durch windbedingte Ausgleichsenergie in Österreich – vor allem aufgrund des hohen Deckungsanteils durch Pumpspeicherkraftwerke – relativ gering im Vergleich zu den Emissionsreduktionen bei Substitution von thermisch erzeugtem Strom durch Windenergieanlagen sind. Dementsprechend klein sind

auch die Auswirkungen von DSM zur Reduzierung der Zusatzemissionen. Hohe Emissionseinsparungen sind hingegen bei Substitution von fossiler Heizenergie durch die windbedingte Ausgleichsenergie über DSM wirksam. Die dargestellte Möglichkeit der bivalenten Heizsysteme stellt somit eine effektive und emissionsreduzierende Möglichkeit zur Nutzung der vom Fahrplan abweichenden Windenergie dar und erhöht damit zusätzlich die positive Klimawirksamkeit der Windenergie durch Emissionsreduktionen im Hausbrand.

Ein weiterer Effekt der Wärmenutzung von Windenergie wäre nur bei unzureichendem Ausbau des Übertragungsnetzes hilfreich, falls aufgrund der Engpässe im Netz ein hohes Winddargebot nicht aus der Netzregion abgeführt werden könnte und so die Winderzeugung aus Netzsicherheitsgründen reduziert werden müsste. In diesem Fall wäre anstelle der Abschaltung von Windparks eine gezielte Nachladung der Warmwasserspeicher oder Speicherheizungen sinnvoll, wodurch fossile Brennstoffe und Emissionen eingespart werden könnten.

Summary

Due to the increased promotion of electricity from renewable energy sources in the EU-directive 2001/77/EC renewable power generation technologies have been forced powerfully. In Austria the regenerative electricity should cover electricity consumption up to 4 % until 2008. Therefore wind energy plants will contribute a main part with an installed capacity up to 1.700 MW.

In this study the effects of wind power production on the Austrian power system are analyzed.

Wind power production is characterized by stochastic generation trait and so it can be predicted with limited accuracy. Standard deviations of wind power forecast errors are about 10 % to 20 % of installed wind generation (state of the art). Therefore additional balancing energy of about 20 % of the yearly wind energy generation must be available.

In Austria the main wind potentials are focused in a small region (Burgenland and Lower-Austria) and so wind power generation can lead to a high grid loading.

The analysis of the Austrian high voltage grid shows, that high wind power generation can only be integrated if the grid will be strengthened.

The aim of this project is to dissipate balance energy caused by wind farms locally. For this purpose Demand Side Management (DSM) is a precondition and useable domestic loads are researched.

Relevant applications of households for DSM are:

- cooling and freezing
- washing, drying and dish washing
- space heating and hot water heating.

Other applications like cooking, illuminating, consumer electronics and so on can not be used for DSM because the loss of convenience is too high and so consumers would not really accept load shifting in these tasks.

The resulting load curves of the relevant applications are shown in figure 1.1 to figure 1.3. These loads determine the theoretical DSM potential in the APG-balance zone and in Austrian wind region respectively.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

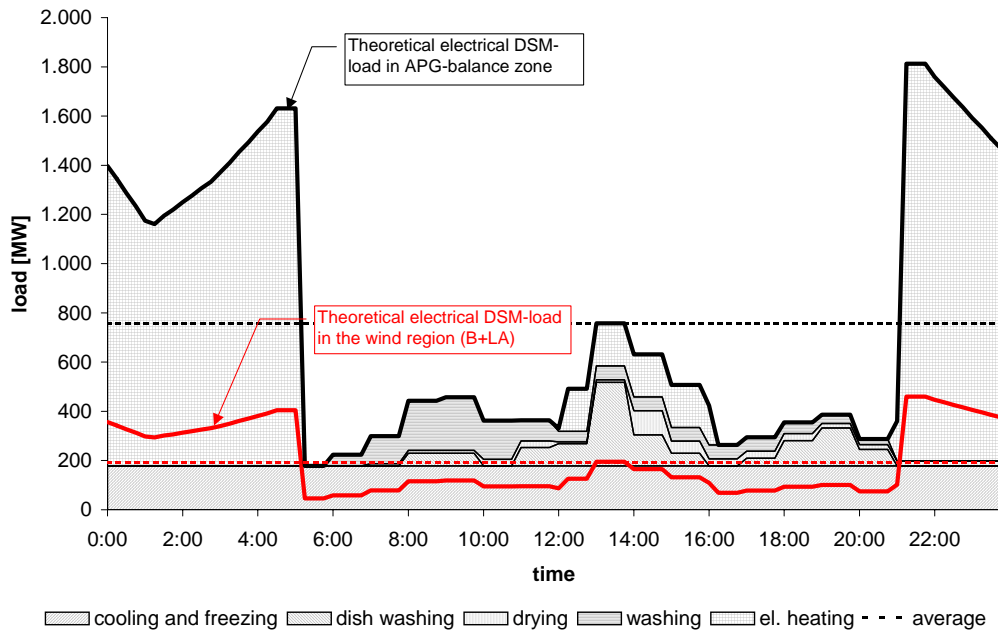


Figure 0.1: Theoretical DSM-Potential of relevant applications (including space and hot water heating) in households on a winter day

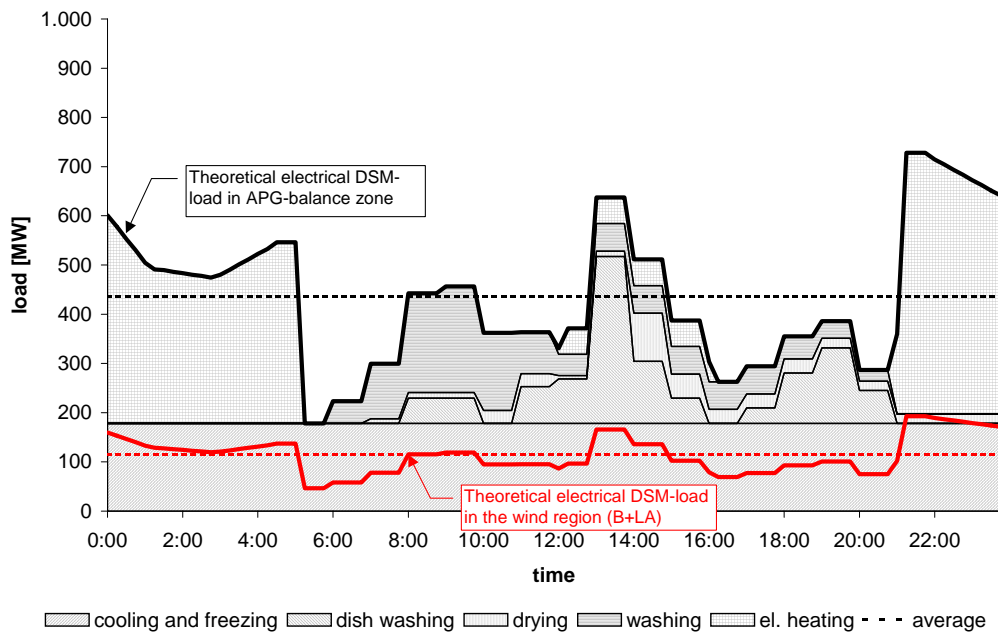


Figure 0.2: Theoretical DSM-Potential of relevant applications (including space and hot water heating) in households on a spring or autumn day

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

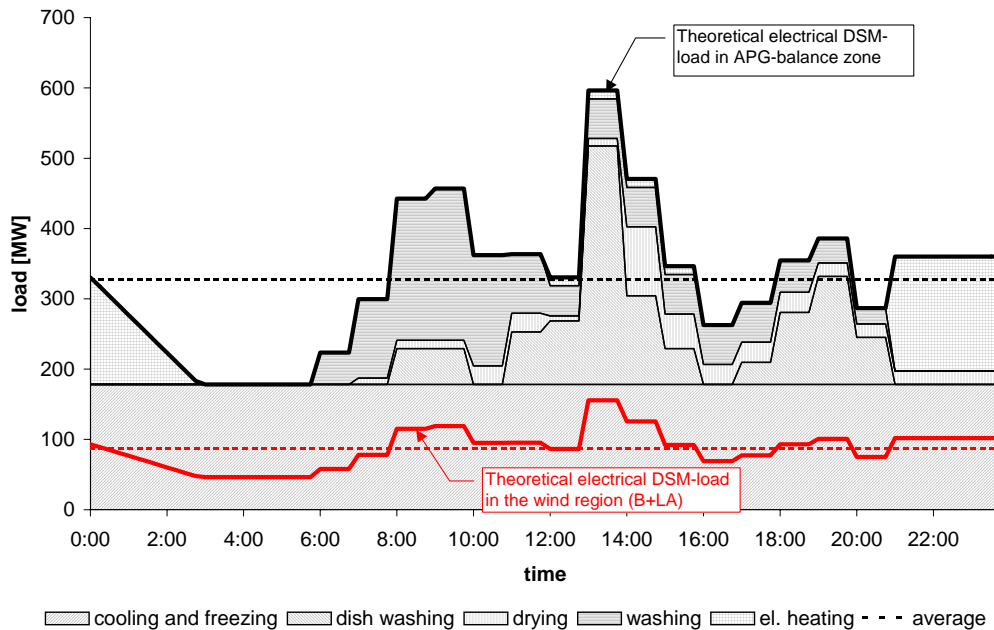


Figure 0.3: Theoretical DSM-Potential of relevant applications (including space and hot water heating) in households on a summer day

The main results and conclusions of these analyses are:

- The theoretical DSM potential of electrical applications in households is characterized by large daily and seasonal variations. In the APG balance zone it is on average about 757 MW on a winter day, 358 MW on a summer day and 436 MW on a day in transitional period.
- Non-heating applications like washing machines, drying machines, refrigerators and freezers make a small theoretical DSM-potential. The main part within this group give refrigerators and freezers, which cause a base load of 178 MW.
- Heating applications dominate the theoretical DSM potential. This can be seen in the fundamental seasonal variations of the DSM load.
- In the Austrian wind region (Lower Austria and Burgenland) the average of the theoretical DSM potential of electrical applications in households is 193 MW on winter days, 87 MW on summer days and 114 MW on days in transitional period. Without heating applications it is on average 80 MW per day.

The technical and economical implementations depend on the technical complexity and costs of the control equipment. There must be also financial incentives for the customers to stimulate the acceptance of DSM. The valuation also depends on prices for balancing energy.

The conclusions of the analyses have shown, that heating applications are the main parts of DSM-potential. The storage abilities of buildings and heat reservoirs suit for load shifting without having any loss of convenience. This potential can be increased by using bivalent (fuel/electric) heating systems i.g. the substitution potential of fossil heating energy (domestic fuel) will result in a bigger potential for reducing wind related balance energy via DSM.

In the APG balance zone (and Austrian wind region respectively) the theoretical DSM potential of thermal applications in households averages 32 MW (10 MW) on winter days, 3,9 MW (1,1 MW)

on summer days and 11 MW (3,3 MW) on days in transitional period per % substituted fossil energy.

So the fluctuations of wind can be balanced locally and this works like a virtual oil spring because of using regenerative wind energy instead of fossil heating energy. Therefore fuels and CO₂-emissions (in households and in balancing power plants) can be saved.

Figure 1.4 shows the CO₂-reduction-effects of wind power and DSM.

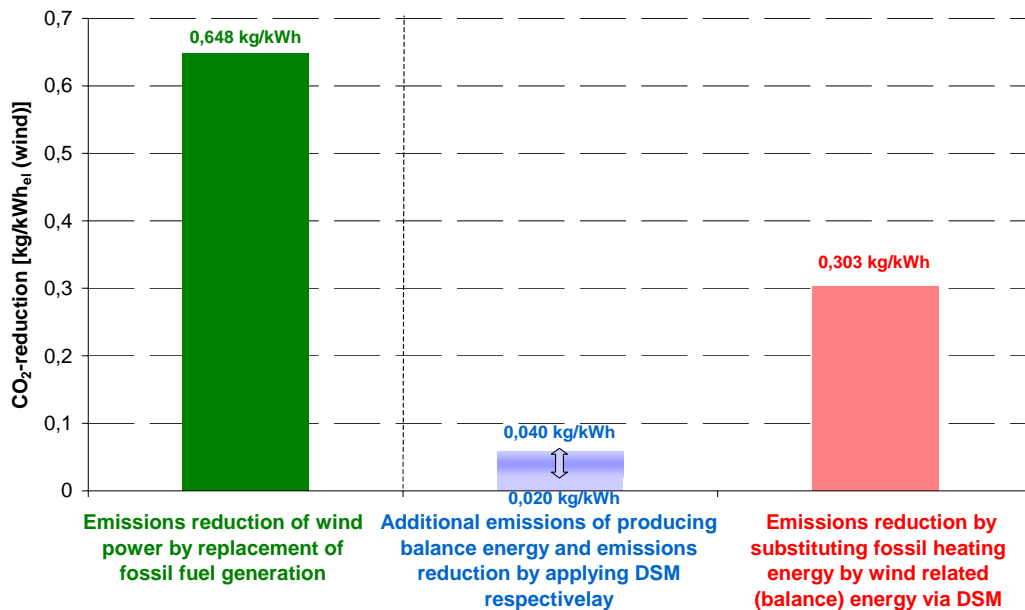


Figure 0.4: CO₂-reductions related to wind and DSM

The results show, that wind related CO₂-reductions are mainly determined by the replacement of conventional thermal electricity production. Additional CO₂-emissions causes by producing balance energy are very small because of the big contingent of pumped storage power plants in Austria. So there are moderate emission reductions by applying DSM.

High CO₂-emission reductions can be effectuated by substituting fossil heating energy by wind related balance energy via DSM. Therefore the use of bivalent heating systems can increase the climate efficiency of wind power plants.

Another effect of using bivalent heating systems can be used if the Austrian high voltage network will be completed adequately: Shut downs of wind power plant as a result of bottlenecks can be avoided by using wind energy locally in the wind region. This will also decrease CO₂-emissions in domestic fuel at least.

1 Einleitung und Ziele des Projektes

Die Maßnahmen zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG [36] haben in Europa zu einer massiven Weiterentwicklung der regenerativen Stromerzeugungstechnologien geführt. Darunter fallen im Wesentlichen Kleinwasserkraftwerke, Biomasse-, Photovoltaik- und Windenergieanlagen.

Die regenerative Stromerzeugung wird in Österreich zu einer Ökobilanzgruppe je Regelzone zusammengefasst und als zentrale Erzeugungstechnik betrachtet, für die zentral Ausgleichsenergie in Kraftwerken erzeugt wird. Kleinwasserkraftwerke und Biomasseanlagen als wärmegeführte Blockheizkraftwerke sind in Ihrem Erzeugungsverhalten im Allgemeinen gut prognostizierbar und haben daher einen geringen Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie. Photovoltaik- und Windenergieanlagen zeigen hingegen ein stark stochastisches Erzeugungsverhalten, wobei die Photovoltaikanlagen aufgrund des hohen Förderungsbedarfes in Österreich mit einer installierten Leistung von 15 MW für den Einfluss auf das Regelverhalten des österreichischen Netzes vernachlässigt werden kann.

Derzeit wird jedoch insbesondere die Windenergie mit hohen Zuwachsraten ausgebaut, ohne dass wegen der langwierigen Genehmigungsverfahren zeitgerecht entsprechende ausgebaute Übertragungsnetze und ausreichende Kapazitäten an Regelkraftwerken zur Verfügung stehen. Dabei kann grundsätzlich der Effekt des teilweisen gegenseitigen Ausgleichs von Schwankungen in der regenerativen Erzeugung genutzt werden, wobei dieser Effekt in Österreich allerdings gering ist, da die meisten Windparks in der östlichen Region (Burgenland und Niederösterreich) eng benachbart aufgestellt werden und daher ein gleichartiges stochastisches Verhalten zeigen. Es werden daher erhebliche Kraftwerkskapazität laufend vorzuhalten sein.

Wegen der großen stochastischen Leistungshübe und der Wahrscheinlichkeit für unsymmetrische Prognosen (Prognosefehler längerer Zeit in einer Richtung) können in Österreich im Wesentlichen hydraulische Pumpspeicherkraftwerke für die schnellen Leistungsgradienten herangezogen werden, die durch thermische Kraftwerke abgelöst werden müssen.

Derzeit werden dezentrale Energiemanagementsysteme entwickelt, die bei einem regenerativen Energiemix aus Biomasse, Photovoltaik und Windenergie eine auf die Erzeugungsseite bezogene Steuerungsfunktion übernehmen und so zu einer Reduzierung des windbedingten Regel- und Ausgleichsbedarfs führen.

In diesem Projekt sollen als wesentliches Ziel der Untersuchungen die Möglichkeiten für *lastseitige Steuerungseingriffe durch Demand Side Management* aufgezeigt und deren Potenziale abgeschätzt werden. Hierbei sind vor allem die größte Abnehmergruppe der Haushalte zu untersuchen, deren DSM-Potenziale sowohl für elektrische als auch thermische Anwendungen, für die der Großteil des Energiebedarfs genutzt wird, analysiert werden. Durch geeignete Steuerungsmaßnahmen können dann z.B. gezielt Warmwasserspeicher oder Speicherheizungen nachgeladen werden und dadurch die stark schwankende Windstromerzeugung ausgeglichen werden, was in weiterer Folge zu einer Einsparung von vorzuhaltender Ausgleichsenergie in fossilen Kraftwerken führt und somit wie ein virtuelles Regelkraftwerk wirkt, sowie durch den lokalen Verbrauch die Übertragungsnetze entlastet.

Die vorliegende Projektstudie gliedert sich daher in folgende Arbeitsschwerpunkte:

- Untersuchung des Potenzials der Windenergie und erwarteter Ausbau in Österreich (Kapitel 3.1).
- Analyse der Einflussgrößen und Beschreibung der Problematik der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Windenergieanlagen (Kapitel 3.2.1), Stand der Technik der Windprognose (Kapitel 3.2.2), Modellierung des Ausgleichsenergiebedarfes durch statistische Kenngrößen (Kapitel 3.2.3).
- Lastflussberechnungen und Ausfallsimulationen zur Untersuchung des österreichischen Übertragungsnetzes bei hoher Einspeisung von Windenergie (Kapitel 3.3).
- Modellierung der elektrischen Lasten von Haushalten: Energiebedarf und Lastprofile der relevanten DSM-Anwendungen (Kapitel 3.4).
- Modellierung der thermischen Lasten: Gebäude- und Wärmebedarfssimulationen, Energiebedarf und Lastprofile der Heizung und Warmwasserbereitung, Auswertung der Gebäude- und Heizungsbestände in Österreich (Kapitel 3.5).
- Konzepte und Steuerungsverfahren zur Umsetzung von DSM (Kapitel 3.6.1), Bestimmung der theoretischen DSM-Potenziale der Haushaltsanwendungen zum Ausgleich windbedingter Leistungsschwankungen in der APG-Regelzone und in der österreichischen Windregion (B+NÖ) (Kapitel 3.6.2), Erhöhungsmöglichkeiten der DSM-Potenziale und Einsparung fossiler Heizenergie durch bivalente Heizsysteme mit elektrischen Zusatzheizungen (Kapitel 3.6.3).
- Abschätzung und Bewertung der Einsparpotenziale an CO₂-Emissionen durch Windenergie und DSM (Kapitel 3.6.4).

2 Verwendete Methoden und Daten

Im Folgenden wird eine Übersicht der verwendeten Methoden und Daten gegeben. Für weitere Details wird auf die entsprechenden Kapiteln und Literaturhinweise verwiesen.

Potenzial der Windenergie in Österreich (Kapitel 3.1)

Das Potenzial, die Ausbaumöglichkeit und die Entwicklung der Windenergie in Österreich wird auf Basis der nationalen Gesetzgebung zur Förderung regenerativer Energiequellen und Untersuchungen (Literaturstudium [1-5]) abgeschätzt.

Bedarf an Regelleistung und Ausgleichsenergie durch Windenergie (Kapitel 3.2)

Das stochastische Verhalten der Windenergie wird durch statistische Kenngrößen (Häufigkeitsverteilungen) beschrieben. Für die Bewertung der möglichen Windleistungsänderungen und den Windprognosefehlern werden historische Daten der österreichischen Ökostrombilanzgruppe ausgearbeitet und mit Erfahrungswerten von nationalen Netzbetreibern sowie deutschen Untersuchungen verglichen [12,13]. Insbesondere für die Windprognose, die für die Bestimmung der windbedingten Ausgleichsreserve maßgebend ist, werden die Grundlagen beschrieben und bestehende Prinzipien und Verfahren (Stand der Technik [6-12]) verglichen.

Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf das Übertragungsnetz (Kapitel 3.3)

Die Auswirkungen der Einspeisung von Windenergie in das österreichische Übertragungsnetz erfolgt durch Lastflussberechnungen und Ausfallsimulationen. Die Daten hierzu basieren aus einer Studie [13].

Elektrische Lastmodellierung (Kapitel 3.4)

Die Bestimmung möglicher DSM-Potenziale erfolgt durch Analyse der relevanten elektrischen Anwendungen und durch Entwicklung von Lastprofilen dieser Verbraucher. Hierbei werden für die zu untersuchenden Anwendungen (Haushaltsgeräte) auf Basis der spezifischen Normverbräuche, der statistischen Altersverteilungen, der technischen und benutzerbedingten Einflussfaktoren und der Ausstattungsgrade auf den Jahresverbrauch im Durchschnittshaushalt geschlossen. Für die Einsatzzeiten des Gerätes werden Untersuchungsergebnisse aus der Literatur und Studien, die auf repräsentative Umfragen bei Privathaushalten basieren, analysiert. Die hierfür notwendigen Daten entstammen [44, 15, 14, 38, 37]. Daraus abgeleitet ergeben sich Lastprofile, die mit den durchschnittlichen Jahresverbrauch und der Gesamtzahl der Haushalte auf den Lastgang und damit auf das theoretische DSM-Potenzial der elektrischen Anwendungen schließen lassen.

Thermische Lastmodellierung (Kapitel 3.5)

Für die Modellierung des Wärmebedarfes werden auf Basis eines MATLAB-Simulink®-Modelles [32] dynamische Gebäudeheizbedarfsberechnungen von Wohnhäusern mit unterschiedlicher thermischer Isolierung durchgeführt.

Die Stundenwerte des thermischen Tageslastganges werden durch Gewichtung von gebäudetypischen Tagesverläufen nach VDI 2067 [34] mit dem berechneten Tagesbedarf der Wärmelast (Raumwärme und Warmwasser) bestimmt. Diese thermischen Tageslastverläufe wurden aus

Messungen mehrerer hundert Wohneinheiten entwickelt, wodurch das durchschnittliche Benutzerverhalten abgebildet wird. Der Warmwasserbedarf wird als konstant über das ganze Jahr angenommen und die Richtwerte für den Energiebedarf der Warmwasserbereitung auf Basis einer Literaturrecherche [26-28, 33, 41-43] abgeschätzt.

Die elektrischen Wärmeanwendungen (bestehend aus elektrischer Heiz- und Warmwasserbereitungssysteme, die im Allgemeinen als Nachtspeicher ausgeführt sind) werden auf Basis der veröffentlichten Lastprofile [40] modelliert.

Durch Auswertung der Gebäude- und Heizungsbestände in Österreich (je Bundesland) [37] werden die theoretischen DSM-Potenziale (je Jahreszeit) ermittelt.

Methoden, Potenziale und Auswirkungen von DSM (Kapitel 3.6)

Die Methoden und Konzepte von DSM werden in Kapitel 3.6.1 beschrieben. Die Potenziale für die in Österreich windrelevanten Gebiete (APG-Regelzone bzw. engere Windregion NÖ + B) werden entsprechend der Lastmodellierung zusammengefasst und bewertet. Zur Untersuchung der CO₂-Emissionsauswirkungen von Windenergie und DSM werden auf Basis [19,45-48] die relevanten Emissionsfaktoren ermittelt.

3 Projektergebnisse

3.1. Potenziale, Ausbaumöglichkeit und Entwicklung der Windenergie in Österreich

Im ursprünglichen Ökostromgesetz [1] wird bis 2008 ein in Stufen ansteigender Anteil von 4 % an Ökoenergie (Windenergie, Photovoltaik und Biomasse) vorgeschrieben. Die damit verbundenen Förderungen führten zu einem hohen Anstieg an Windenergieanlagen, da diese als Standardsysteme einfach und kurzfristig zu installieren sind. Der Entwurf zur neuesten Ökostrom-Novelle [2] sieht zukünftig eine Deckelung der Förderungen vor, mit dem Ziel Ökostromanlagen kontinuierlich zur Marktreife heranzuführen. Die Förderung der Windenergieanlagen wird zukünftig jährlich im Rahmen einer Ausschreibung erfolgen, wobei der Ausgangswert im Jahr 2005 6,9 Cent/kWh und eine jährliche 5 %ige Degression ab 2006 zwischen Tarif und Verrechnungspreis vorgesehen ist¹. Anstelle der ursprünglich angestrebten 4% bis 2008 soll bis 2010 ein Anteil von 7% am jährlichen Bruttoinlandsstromverbrauch durch sonstige Ökostromanlagen erreicht werden.

Tabelle 3.1: Volllaststunden von WEA nach Regionen von Österreich²

Bundesland	Region	Volllaststunden h = 65 m [h/a]	Volllaststunden h = 85m [h/a]
NÖ	Niederösterreich Ost	1.800	2.000
NÖ	Niederösterreich Mitte	1.600	1.750
NÖ	Waldviertel	1.620	1.780
B	Burgenland Nord	1.800	2.000
B	Burgenland Mitte	1.400	1.550
B	Burgenland Süd	900	1.000
OÖ	Oberösterreich Hügelkuppen	1.500	1.650
OÖ	Oberösterreich sonstige Regionen	1.400	1.550
	Übrige Bundesländer		
	– alpine Kammlagen	1.500	1.650
	– Tallagen	800	880

Bis 2004 (3. Quartal) sind in Österreich bisher 585 MW Windenergieanlagenleistung [3] installiert. Die besten Bedingungen für die Errichtung von WEA sind im Osten Österreichs, insbesondere im Nordburgenland, Marchfeld und im Weinviertel anzutreffen (Tabelle 3.1).

Für die Potenzialabschätzung sind die zu erwartenden Baugrößen und die Nabenhöhen der Windenergieanlagen (WEA) mitentscheidend. Aus wirtschaftlichen Gründen werden heute und zukünftig vorwiegend Anlagen mit Nennleistungen mit 2 MW aufgestellt. Die Nabenhöhen dieser Anlagen betragen 65 bis 85 m über Grund. Zudem sind räumliche und naturschutzrelevante

¹ Geförderter Einspeisetarif für WEA bis Ende 2004: 7,8 Cent/kWh für Neuanlagen ohne Degression über 13 Jahre fix bzw. zwischen 4,36 Cent/kWh und 5,68 Cent/kWh für Altanlagen

² Quelle: [4]

Beschränkungen³ zu berücksichtigen. Damit ergibt sich für Österreich ein Windenergiepotenzial nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Tabelle 3.2: Wesentliche Windenergiepotenziale in Österreich nach Bundesländern⁴

Bundesland	Region	Volllast [h/a]	Fläche [km ²]	Leistung [MW]	Ertrag [GWh/a]
NÖ	Ost	1.800	50	500	900
NÖ	Südwest	1.600	30	300	480
NÖ	Waldviertel	1.500	15	150	225
B	Nord	1.800	30	300	540
B	Mitte	1.400	2	20	28
OÖ	Hügelkuppen	1.500	15	150	225
OÖ	Sonstige	1.400	5	50	70
ST	Kammlagen	1.500	10	100	150
K	Kammlagen	1.500	5	50	75
S	Kammlagen	1.500	10	100	150
T	Kammlagen	1.500	10	100	150
V	Kammlagen	1.500	2	20	30
<i>Summe</i>			<i>184</i>	<i>1.840</i>	<i>3.023</i>

Es ist trotz der neuen Einspeiseverordnungen zu erwarten, dass bis zum Jahr 2008 WEA mit einer Gesamtleistung von 1.300 MW bis 1.700 MW installiert werden, die vorwiegend in Regionen mit hohen Volllaststunden bzw. hohen erwarteten Erträgen (B + NÖ) aufgestellt werden.

³ z.B. Mindestabstände zu Wohngebieten, Einflugschneisen, Natur- und Landschaftsschutzgebiete

⁴ Quelle: [4]

3.2. Bedarf an Regelleistung und Ausgleichsenergie durch Windenergieanlagen

3.2.1. Auswirkungen der Windenergieeinspeisungen auf den Netzbetrieb

Elektrische Energieversorgungssysteme sind im Gegensatz zu Fernwärme- oder Gasversorgungssysteme durch fehlende direkte Speicherkapazitäten⁵ charakterisiert. Für einen stabilen Netzbetrieb müssen daher Erzeugungs- und Verbraucherleistung ständig einander angepasst werden. Im Allgemeinen sind die meisten Kraftwerkstypen nicht in weiten Leistungsbereichen beliebig regelbar, vor allem nicht kurzfristig ein- und ausschaltbar. Daher ist für einen zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems eine umfassende Kraftwerkseinsatzplanung unumgänglich. Bei dieser sind die technischen und wirtschaftlichen Parameter der einzelnen Kraftwerke, wie z.B. Anfahrtszeiten und –kosten, Mindeststillstandszeiten, Wartungsintervalle usw. zu berücksichtigen. Typische Anfahrtszeiten von Kraftwerken liegen im Bereich von einigen Minuten (Gasturbinen und Wasserkraftwerken) bis zu einigen Stunden (thermische Kondensationskraftwerke). Ziel der Kraftwerkseinsatzplanung ist die *wirtschaftliche Deckung* der elektrischen Last *zu jedem Zeitpunkt*, wobei einerseits das Verbraucherverhalten und andererseits die Stromerzeugung aus dargebotsabhängige Energiequellen wie Wind und Photovoltaik⁶ Unsicherheiten für eine genaue Planung darstellen. Unvorhersehbare Abweichungen vom Lastfahrplan treten im Wesentlichen durch stochastische Lastschwankungen oder durch plötzliche Kraftwerksausfälle auf. Deshalb muss für einen zuverlässigen Netzbetrieb immer eine Reserve- bzw. Regelleistung zur Verfügung gestellt werden. Schwankungen im Sekundenbereich werden dabei durch die Primärregelung⁷ im europäischen Verbundnetz (UCTE) ausgeregelt, längerfristige Abweichungen müssen durch Maßnahmen des jeweiligen Netzbetreibers ausgeglichen werden (Sekundärregelung und Ausgleichsenergie⁸).

⁵ bzw. ist elektrische Energie derzeit nur mit erheblichen Aufwand und Kosten speicherbar.

⁶ Der Einfluss der Photovoltaik kann aufgrund der geringen installierten Leistung in Österreich vernachlässigt werden.

⁷ Die *Primärregelung* ist die im Sekundenbereich automatische Wirkleistungsregelung des gesamten synchronisierten UCTE-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem aktiven Beitrag der Kraftwerke in Abhängigkeit der Netzfrequenz und dem passiven Beitrag der frequenzabhängigen Lasten (Selbstregeleffekt). Jede Regelzone muss hierbei einen entsprechend den UCTE-Vorschriften festgelegten Beitrag (in Abhängigkeit der installierten Stromerzeugungskapazitäten) proportional der Frequenzabweichung liefern (Sekundenreserve). Aufgrund der Proportionalcharakteristik der Regelung wird die Frequenz auf einem von der Nennfrequenz abweichenden Niveau stabilisiert und verbleibt in einem quasistationären Zustand, wobei der tatsächliche Energieaustausch zwischen Regelzonen von den geplanten Austauschprogrammen abweicht. Im gesamten UCTE-Netz beträgt die Primärregelreserve derzeit 3.000 MW.

⁸ Die *Sekundärregelung* hat die Rückführung der Netzfrequenz in den Sollbereich durch einen Ausgleich der Leistungsabweichung zur Aufgabe. Sie wird in jenem Netzbereich aktiviert (Minutenreserve), in welchem die Abweichung aufgetreten ist, sie gibt dadurch die eingesetzte Primärregelung frei und gewährleistet die Durchführung des geplanten Austauschprogramms von benachbarten Regelzonen. Die Sekundärregelung weist eine proportional-integrale Charakteristik auf, wodurch keine bleibende Regelabweichung auftritt, und wird innerhalb von etwa 15 bis 30 Sekunden aktiviert.

Zum einen ist daher genaue Lastprognose Grundlage für die Einsatzplanung, wobei heute mit modernen computerunterstützten Prognosemethoden Lastfahrpläne mit einer Genauigkeit von 2 bis 3 % möglich sind⁹.

Der zweite wichtige Bestandteil für die Kraftwerkseinsatzplanung neben der Lastprognose stellt zukünftig die Prognose des Betrages und Verlaufes der Windleistung dar. In Gebieten der Bundesrepublik Deutschland mit hoher installierter Windenregieanlagenkapazität stellen nicht vorhersehbare Schwankungen der Windstromeinspeisung neben Kraftwerksausfällen die häufigste Ursache für den Einsatz von Regel- und Ausgleichsenergie dar [12].

Windböen und ähnliche kurzfristige Änderungen des Windangebots sind hierbei wenig problematisch, da sie einerseits durch moderne drehzahlvariablen Anlagentechnologien über Rotationsenergie zwischengespeichert werden können und andererseits im Allgemeinen innerhalb der regionalen Verteilernetze ausgemittelt werden. Die erhöhten Anforderungen an die Primär- und Sekundärregelreserven sind bei dem erwarteten Windenergieausbau in Österreich mit entsprechenden technischen Maßnahmen voraussichtlich beherrschbar [5].

Auch langfristige Schwankungen der Windenergie im Jahresverlauf stellen für die Netzführung keine Probleme dar, da sie genauso wie Stromverbrauchsschwankungen im Kraftwerksverbund abgefangen werden können.

Im Minuten (>15 min) und Stundenbereich sind hingegen aufgrund der stochastischen Abweichungen der Windleistung von den erwarteten Werten im Allgemeinen Ausgleichsleistung (Tertiärregelreserve¹⁰) vorzuhalten. Insbesondere bei zeitlichen Verschiebungen der prognostizierten Windstromeinspeisung besteht ein hoher Bedarf sowohl an positiver als auch negativer Regelleistung. Eine genaue Windprognose und geeignete Methoden zum Ausgleich der Vorhersagefehler sowie der Windleistungsschwankungen im längeren Zeitbereich ist daher zukünftig für den Netzbetrieb von großer Bedeutung.

3.2.2. Windprognoseverfahren

Grundlagen

Die Windenergieanlagen verlangsamen durch ihren Rotor die Luftströmung. Die entnommene Leistung ergibt sich zu

Die *Tertiärregelung* wird im Allgemeinen manuell innerhalb von 10 Minuten abgerufen, um wiederum die Sekundärregelreserve freizugeben (manuelle Minutenreserve, Ausgleichsenergie). In Österreich ist die Tertiärregelung im Rahmen der Ausgleichsenergiebewirtschaftung organisiert und fällt in die Zuständigkeit der Regelzonenführers. Die Tertiärregelreserve setzt sich einerseits aus schnell startenden Erzeugungseinheiten wie Gasturbinenkraftwerken und Speicherkraftwerken und andererseits aus Verbrauchern wie Pumpen zur Pumpspeicherung zusammen, wobei zukünftig auch DSM-Maßnahmen eingesetzt werden könnten. Die für eine Regelzone vorzuhaltende Sekundärregelleistung ist gemäß den Regeln der UCTE der maximalen Verbrauchslast in diesem Netzbereich proportional, die in der Regelzone der APG vorgehaltene Sekundärregelreserve beträgt jeweils 180 MW zum Ausgleich von Defiziten und Überschüssen. Darüber hinaus wird zur Abdeckung eines Ausfalls des größten Kraftwerksblocks mit einer Leistung von 400 MW eine positive Minutenreserve von 220 MW vorgehalten, welche ebenfalls kurzfristig aktivierbar ist.

⁹ Diese Prognosegenauigkeit wird in Gebieten mit vernachlässigbaren dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen erreicht.

¹⁰ Über die Tertiärregelleistung wird manuell verfügt und daher – zur Unterscheidung von der ebenfalls im Minutenbereich wirkenden Sekundärregelung – auch als *manuelle* Minutenreserve bezeichnet, siehe Fußnote 8.

$$P = P_W \cdot c_p \quad (4.1)$$

mit

P_W Leistungsdargebot der ungebremsten Luftströmung

c_p Leistungsbeiwert des Energiekonverters (theoretische Grenzwert 0,59)

Das Leistungsdargebot ist bestimmt durch die Rotorfläche A_0 der WEA und die Geschwindigkeit des einströmenden (ungebremsten) Windes.

$$P_W = \frac{\rho_L A_0 v^3}{2} \quad (4.2)$$

Der Leistungsbeiwert nach Betz gibt den Wirkungsgrad des Rotors an. Der höchste Wirkungsgrad stellt sich ein wenn die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor v_2 auf ein Drittel der Geschwindigkeit des einströmenden Windes v_1 durch den Rotor vermindert wird.

$$c_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \quad (4.3)$$

Der ideale Leistungsbeiwert nach Betz geht davon aus, dass vor und hinter dem Rotor eine laminare Windströmung besteht. In Wirklichkeit erhält die abströmende Luft einen Drall, der in Gegenrichtung zur Rotationsbewegung des Rotors verläuft. Weiteren Einfluss auf die Leistung haben Luftwirbel, die sich von den Rotorblättern ablösen und von dem Profil des Rotors abhängen. Reale Energieausbeuten von WEA werden daher durch Referenzmessungen ermittelt.

Entsprechend Gleichung 4.2 hängt das Windleistungsdargebot von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab. Abbildung 3.1 zeigt die Verteilungsfunktion der Windgeschwindigkeiten und des Winddargebots (Leistung).

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

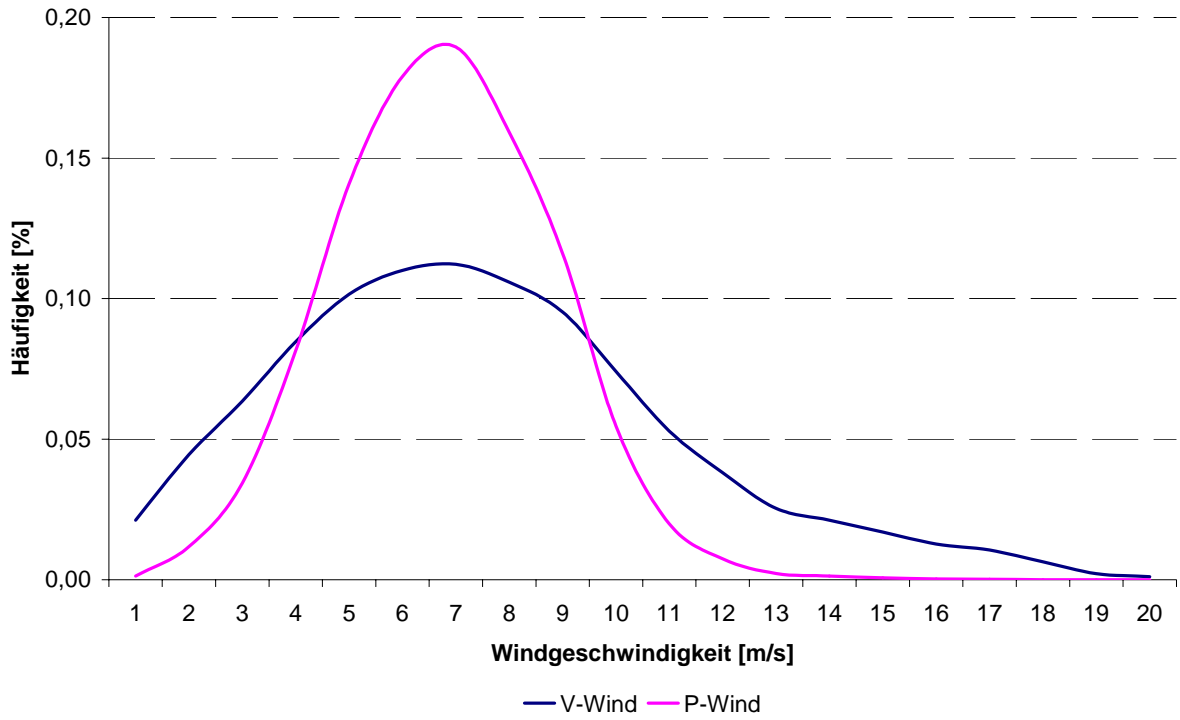


Abbildung 3.1: Beispiel für die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (V) und des Winddargebots (P) als Funktion der Windgeschwindigkeit¹¹

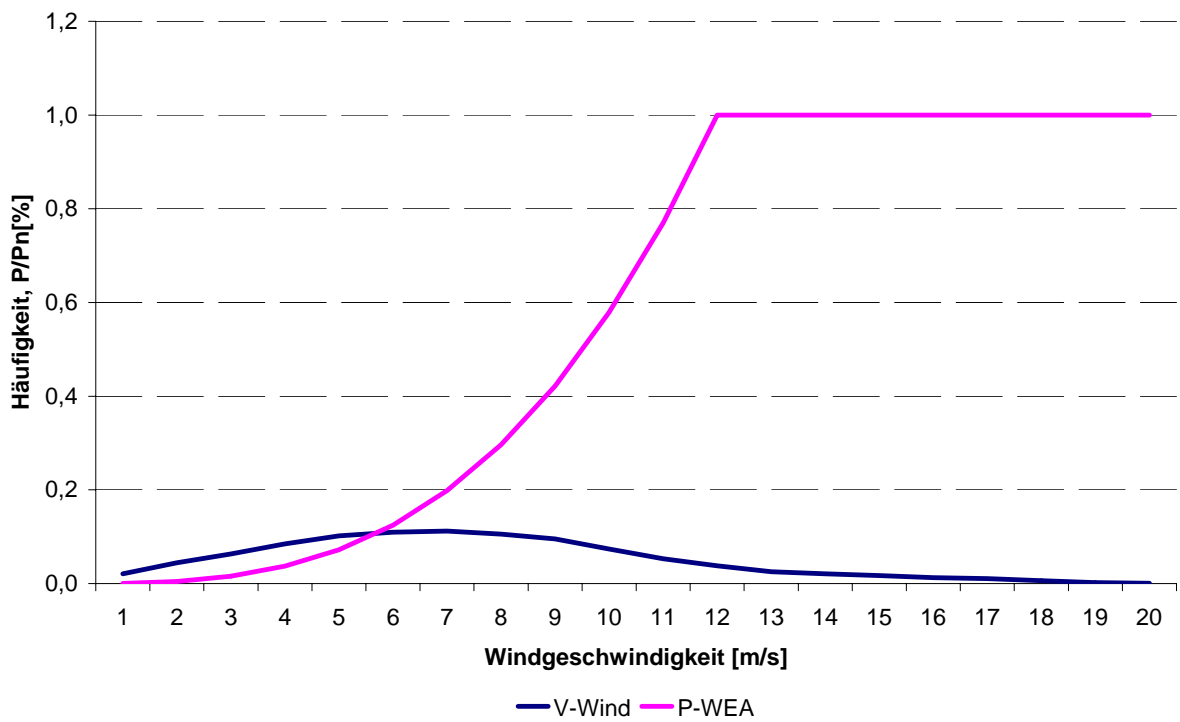


Abbildung 3.2: Leistungsdiagramm der WEA und Häufigkeitsverteilung (Dargebotsdichte) der Windgeschwindigkeiten als Funktion der Windgeschwindigkeit¹²

¹¹ Quelle: [13]

Der Arbeitsbereich der WEA beginnt beim Losbrechmoment des Rotors, das bei einer Windgeschwindigkeit von 2 bis 3 m/s liegt. Die Nennleistung wird bei ca. 12 m/s erreicht. Entsprechend des Leistungsdiagramms in Abbildung 3.2 werden die WEA überwiegend im so genannten Anlaufbereich betrieben, bei dem die Ausgangsleistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt. Die Prognose der Windleistung ist daher mit großen Unsicherheiten behaftet

Bestehende Prinzipien und Verfahren der Windenergieprognose

In den letzten Jahren wurden eine Reihe von Windprognosesysteme entwickelt. Die meisten dieser Arbeiten basieren auf detaillierten dreidimensionalen numerischen Wettermodellen aus deren Ergebnissen die Windverhältnisse am Windpark ermittelt und daraus die elektrische Leistung der Windenergieanlagen berechnet werden.

Im Folgenden wird eine Übersicht über bestehende und in der Praxis eingesetzte Prognosesysteme gegeben, für eine detaillierte Beschreibung wird auf die angegebene Literatur verwiesen. Ein qualitativer Vergleich der Vorhersageverfahren anhand des Fehlers kann nicht gegeben werden, da der Fehler zum einen sehr stark von den verwendeten meteorologischen Modellen abhängt, und zum anderen zu unterschiedliche und nicht vergleichbare Einsatzgebiete vorliegen.

Forschungszentrum RISØ – Prediktor

Das Prediktor-Prognosemodell nutzt physikalische Strömungsmodelle, deren Eingangsdaten von einer numerische Wettervorhersage gestellt werden. Der geostrophische Wind wird hierbei mit Hilfe eines logarithmischen Windprofils auf die Verhältnisse in Nabenhöhe umgerechnet. Ein WASP (Wind Atlas and Application Program) ermittelt die Windgeschwindigkeit am Windpark unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten wie Hindernisse, Geländerauhigkeit und Bewuchs. Zusätzlich können mit Berechnungsprogrammen die Abschattungseffekte der WEA eines Windparks untereinander berechnet werden. Die MOS-Module (Model Output Statistics) erkennen durch den Vergleich mit Messwerten generell zu hohe oder zu niedrige Prognosen und korrigieren diese entsprechend.

Das Modell errechnet zwei mal täglich jeweils eine 36-Stunden-Vorhersage für einige ausgewählte Windparks. Die Leistung dieser Windparks kann bei Bedarf auch hochgerechnet werden, um eine ganze Region von WEA zu repräsentieren. Auf diese Weise lässt sich die Summenleistung eines Versorgungsgebietes errechnen.

Die Genauigkeit beträgt für die einzelnen Windparks zwischen 10 % und 20 % bezogen auf die installierte Leistung [6, 7].

Department of Mathematical Modelling (IMM) der Technischen Universität Kopenhagen – Wind Power Prediction Tool (WPPT)

Bei diesem Prognosewerkzeug werden statistische Methoden verwendet, die aus Messungen repräsentativer Windparks eine Kurzzeitprognose für das gesamte Versorgungsgebiet berechnen. Die Vorhersagezeit liegt zwischen 0,5 Stunden und 36 Stunden, wobei sowohl Leistungsmes-

¹² Quelle: [13]

sungen der Windparks als auch gemessene und prognostizierte meteorologische Größen berücksichtigt werden.

Der prinzipielle Ansatz des WPPT besteht in der Bestimmung der besten Gewichtung zwischen Online-Messung und numerischer Wettervorhersage. Der Fehler einer 24-Stunden-Vorhersage beträgt zwischen 10 % und 15 % für einen einzelnen Windpark, wobei der Fehler bei der Prognose der gesamten Summenleistung im untersuchten Versorgungsgebiet durch Ausgleichseffekte geringer ist [8].

Universität Oldenburg – Previento:

Die Funktionsweise des Previento ist vergleichbar mit dem dänischen System Prediktor. Es prognostiziert mit mathematischen Modellen die Windstromvorhersagen für einzelne Windparks, die auf größere Gebiete (z.B. ganz Deutschland) hochrechnet werden können [9, 10].

TU Wien EAEW, SIEMENS Österreich:

Auf Grundlage von prognostizierten und historischen Wetterdaten und von historischen Windanlagen-Leistungsmessungen werden Prognosemodelle erarbeitet. Die Modellbildung erfolgt mit Hilfe von neuronalen Netzen, wobei insbesondere die Trainingsphase des neuronalen Netzes mit prognostizierten und historischen Wetterdaten optimiert wird und durch die Fähigkeit des implizierten Lernens auch kompliziertere Umgebungseinflüsse wie z.B. Geländerauhigkeiten berücksichtigt werden können [11].

Universität Kassel, E.ON Netz GmbH – Advanced Wind Power Prediction Tool:

Dieses Prognosemodell basiert auf der Vorhersage von Windgeschwindigkeit und -richtung des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für ausgewählte, repräsentative Standorte und bestimmt die zugehörigen Windleistungen mit Hilfe von künstlichen Neuronalen Netzen. Weiteres ist eine Hochrechnung der Windleistung auf die Gesamteinspeisung im Versorgungsgebiet mit einem Transformationsmodell möglich. Es liefert den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für das E.ON Versorgungsgebiet für bis zu 72 Stunden im Voraus. Dazu wurden 16 repräsentative Windparks bzw. Gruppen von Windparks ermittelt und mit Messtechnik ausgestattet. Für diese Standorte stellt der deutsche Wetterdienst prognostizierte Winddaten im 1-Stunden-Raster für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 7 km (ab 48 Stunden 60 km) zur Verfügung. Diese Daten werden ständig mit den gemessenen Winddaten verglichen und mit Hilfe statistischer Verfahren kalibriert, d.h. von systematischen Abweichungen bereinigt [12].

3.2.3. Modellierung des Ausgleichsenergiebedarfes bei Windenergie

Das stochastische Verhalten der Windenergie muss durch statistische Kenngrößen beschrieben werden. Ein wesentliches Ziel der folgenden Untersuchungen ist das Auftreten von Extremsituationen, die den sicheren Netzbetrieb beeinflussen können, mit hinreichender Genauigkeit zu analysieren und deren Wahrscheinlichkeiten zu bewerten.

Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen

Die Bewertung der Windleistungs-Gleichmäßigkeit bzw. der Windleistungsschwankungen erfolgt durch die Größe und Häufigkeit der Änderung der Summenleistung innerhalb einer Netzregion.

Abbildung 3.3 bis Abbildung 3.6 zeigen die Auswertungen von Messungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen von Juni 2003 bis Juni 2004 für die Windparks Andau und Zwerndorf sowie für die gesamte Bilanzgruppe. In den Darstellungen entspricht die logarithmisch aufgetragene Ordinate der Häufigkeit und die Abszisse der prozentuellen Änderung der eingespeisten Windleistung (bezogen auf die Nennleistung) innerhalb einer Stunde bzw. innerhalb 15 Minuten.

Die Ergebnisse zeigen den Effekt der Vergleichmäßigung durch die Betrachtung der gesamten Regelzone gegenüber einzelnen Windparks. Während in den exemplarisch dargestellten WP Andau und Zwerndorf die Häufigkeitsverteilungen breiter sind und Leistungsänderungen bis zu +40 % / -32 % der Nennleistung möglich sind, sind im großräumigen Verbundnetz Leistungsänderungen von +30% / -20 % feststellbar, die jedoch mit sehr geringen Wahrscheinlichkeiten auftreten. Auffällig bei allen Verteilungsfunktionen ist eine Unsymmetrie mit mehr positiven als negativen Änderungen, die aufgrund des relativ kurzen Beobachtungszeitraumes von einem Jahr und der in diesem Zeitraum starken Zubautätigkeit und dadurch bedingten Messunschärfen zurückzuführen ist.

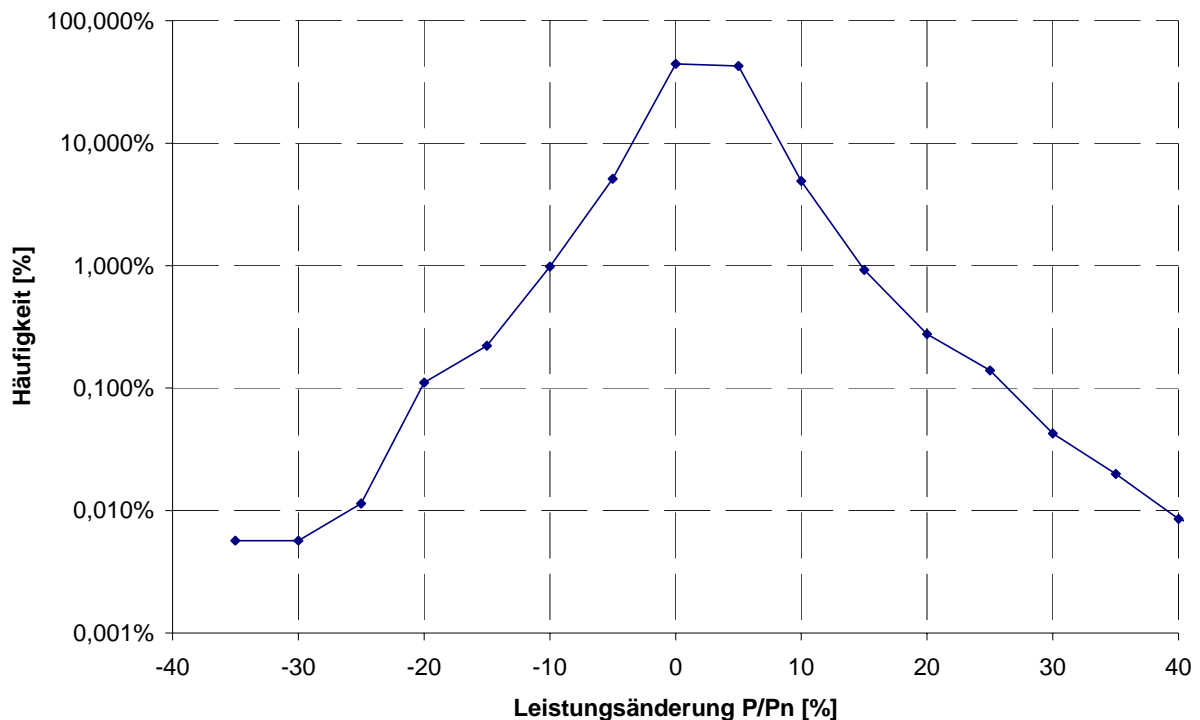


Abbildung 3.3: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 15 Minuten im Windpark Zwerndorf

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

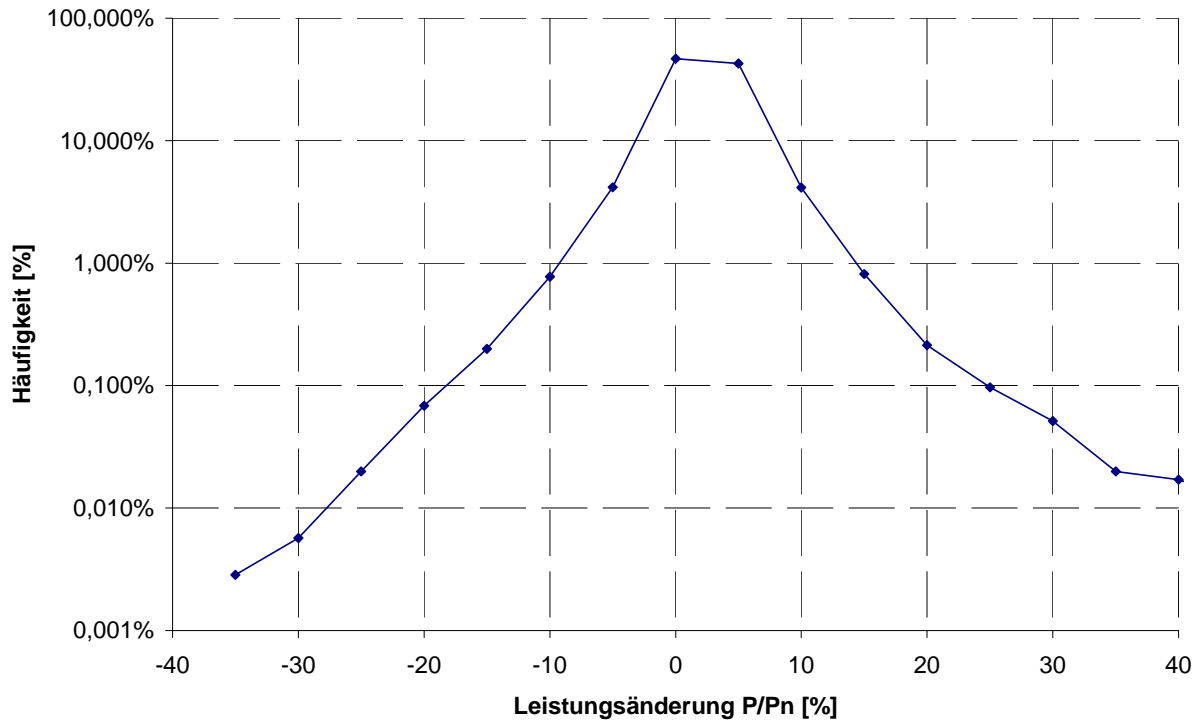


Abbildung 3.4: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 15 Minuten im Windpark Andau

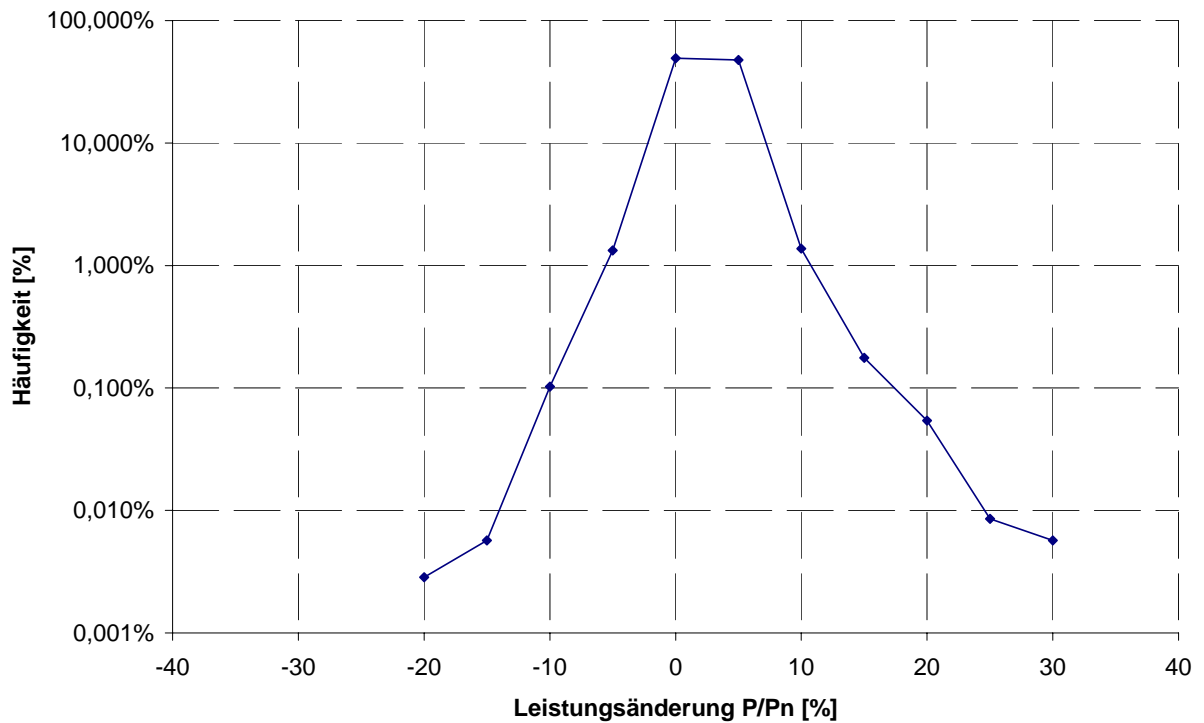


Abbildung 3.5: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 15 Minuten in der gesamten Ökobilanzgruppe

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

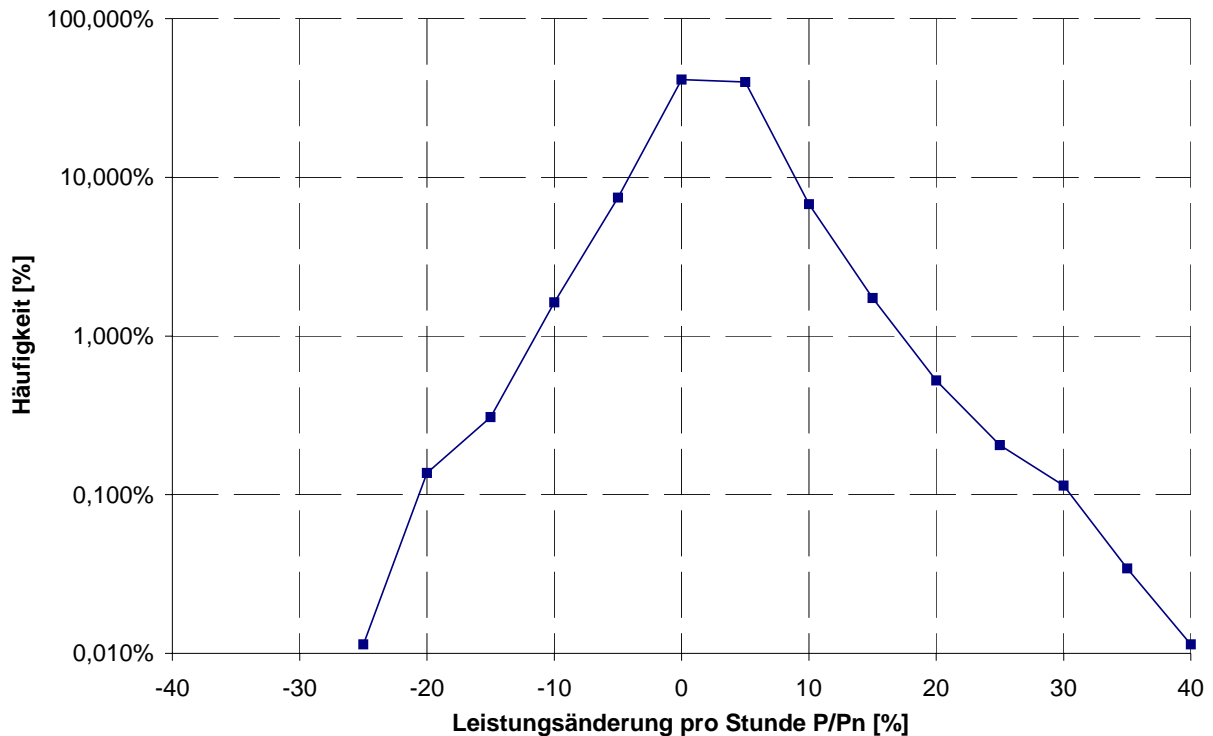


Abbildung 3.6: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 1 Stunde in der gesamten Ökobilanzgruppe

Die Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde sind erheblich größer als zwischen zwei 15-Minuten-Intervallen. Diese können zur Bestimmung des Bedarfs an vorzuhaltender bzw. kurzfristig abzurufender Regelenergie aufgrund windbedingter Leistungsschwankungen eingesetzt werden. Die Auswertung der einjährigen Messreihe für die gesamte Bilanzgruppe ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Demnach ergeben sich maximale Änderungen von -25% / $+40\%$, die jeweils nur ein Mal jährlich aufgetreten sind und die Windenergieeinspeisung ist zu ca. 42% konstant. Auffällig ist wieder die starke Unsymmetrie, die auf den relativ kurzen Messzeitraum bzw. der in dieser Zeit hohen Zubautätigkeit an Windenergieanlagen zurückzuführen ist.

In Deutschland werden wegen der großen Leistung der dort installierten Windparks seit längerem Messungen durchgeführt. Ein Vergleich der Ergebnisse für Windparks im Binnenland zeigte, dass diese gut mit den Messwerten eines österreichischen Verteilnetzbetreibers¹³ [13] übereinstimmen. In Abbildung 3.7 ist die Verteilung im Vergleich zu den Messwerten aus Abbildung 3.6 dargestellt.

¹³ bis 2002 waren die Verteilnetzbetreiber mit Windenergieanlagen für die Messungen und Aufzeichnungen verantwortlich.

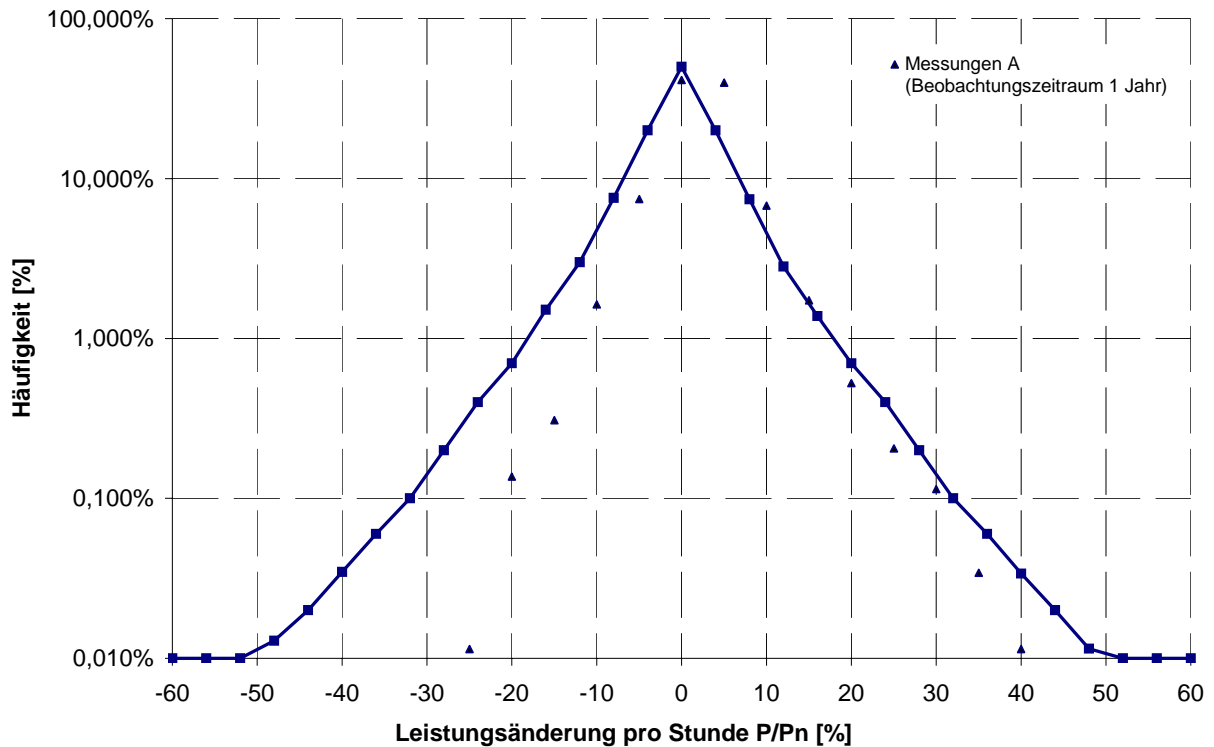


Abbildung 3.7: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde

Demnach ergeben sich für Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde von 20 % ca. eine Häufigkeit von 1 % und für Leistungsänderungen von 50 % ca. eine Häufigkeit von 0,01 %. Die Verteilfunktion wurde geglättet und die starken Streuungen im Bereich kleiner Häufigkeiten durch eine horizontale Grenzlinie approximiert. Eine konstante Windleistung (ohne Änderung innerhalb einer Stunde) ist zu etwa 50 % gegeben.

Damit ergibt sich eine Abschätzung für die Leistungsänderungshäufigkeit bei einem Ausbau der Windleistung nach **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

Tabelle 3.3: Häufigkeit der stündlichen Leistungsänderung

Häufigkeit	Leistungsänderung [%]	Leistungsänderung bei installierter Leistung von		
		1.300 MW	1.500 MW	1.700 MW
10 %	10 %	130 MW	150 MW	170 MW
1%	20 %	260 MW	300 MW	340 MW
0,1%	30 %	390 MW	450 MW	510 MW
0,01 %	> 50 %	max.= 1.300 MW	max.= 1.500 MW	max.= 1.700 MW

Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler

Prognosefehler sind im Wesentlichen auf folgende Ursachen zurückzuführen:

- Falsche Vorhersage für die Windgeschwindigkeit über einen längeren Zeitraum (einige Stunden oder Tage)

- Fehlerhaft prognostizierte Windgeschwindigkeitsänderungen (Windgeschwindigkeitsänderungen kommen früher oder später als vorhergesagt), wobei diese Abweichungen von den meisten Prognosesystemen mit Online-Datenverarbeitung im Regelfall relativ schnell korrigiert werden.

In den folgenden Abbildungen sind Häufigkeitsverteilungen der aufgezeichneten Prognosefehler von österreichischen Windparks bzw. des gesamten Ökobilanzgruppe dargestellt

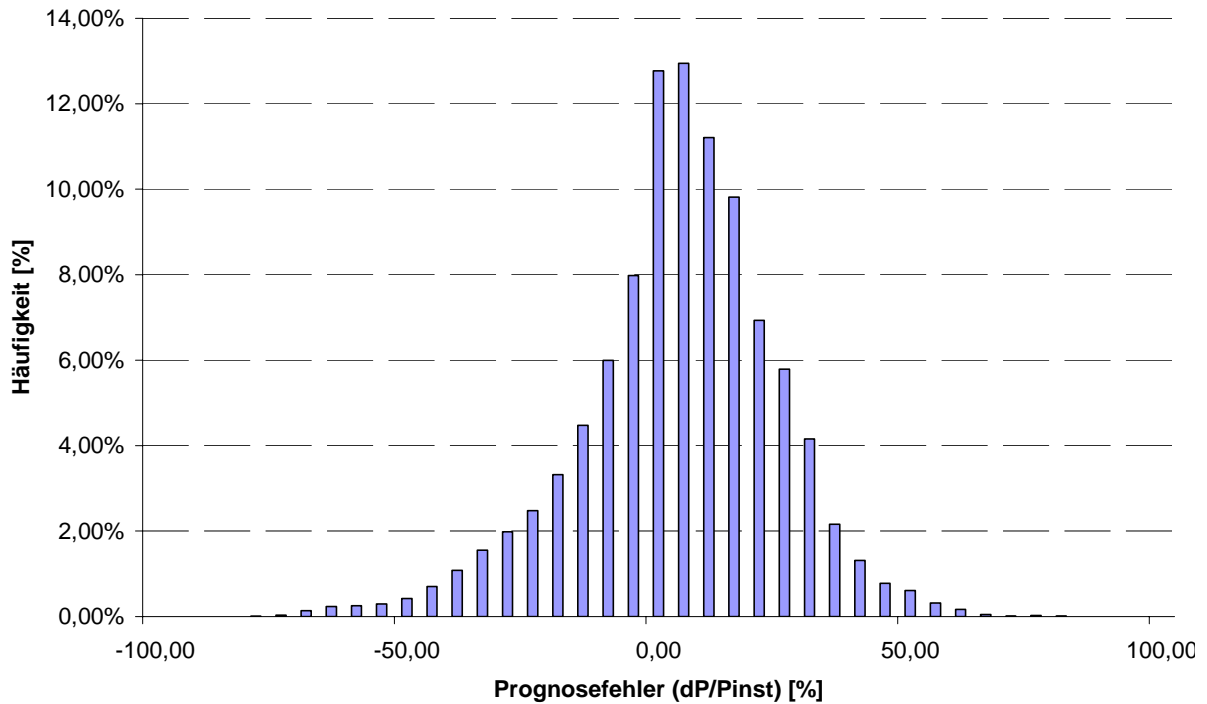


Abbildung 3.8: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers im Windpark Andau

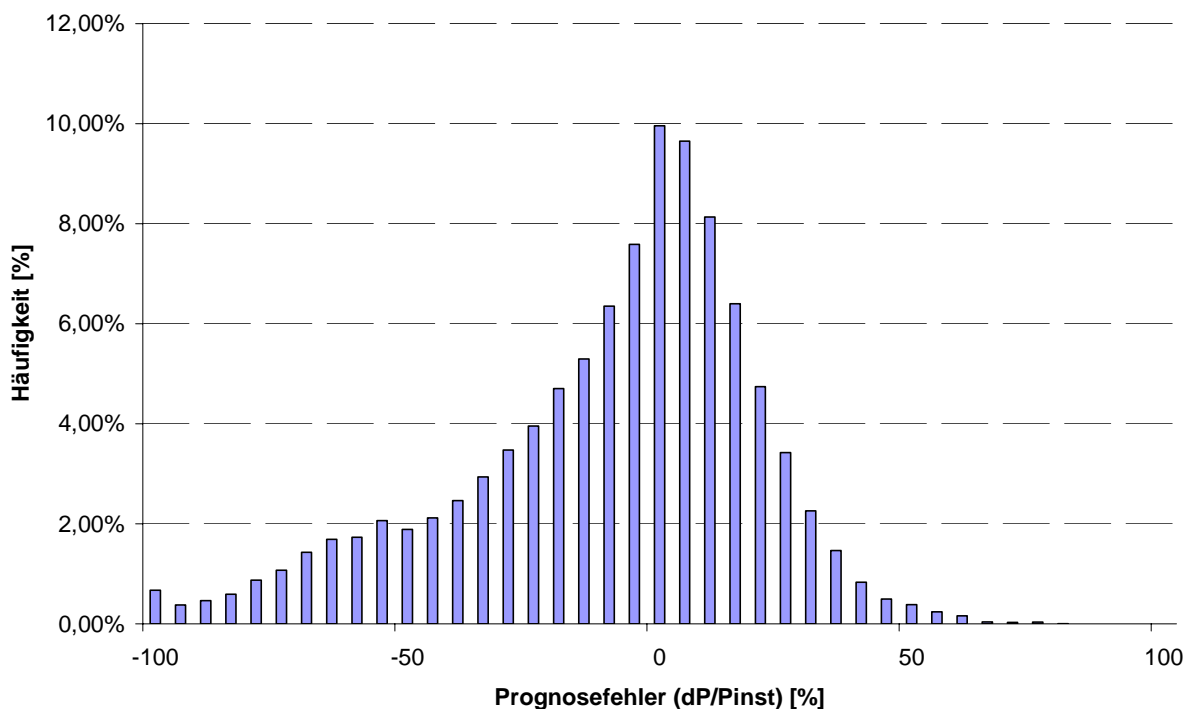


Abbildung 3.9: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers im Windpark Zwerndorf

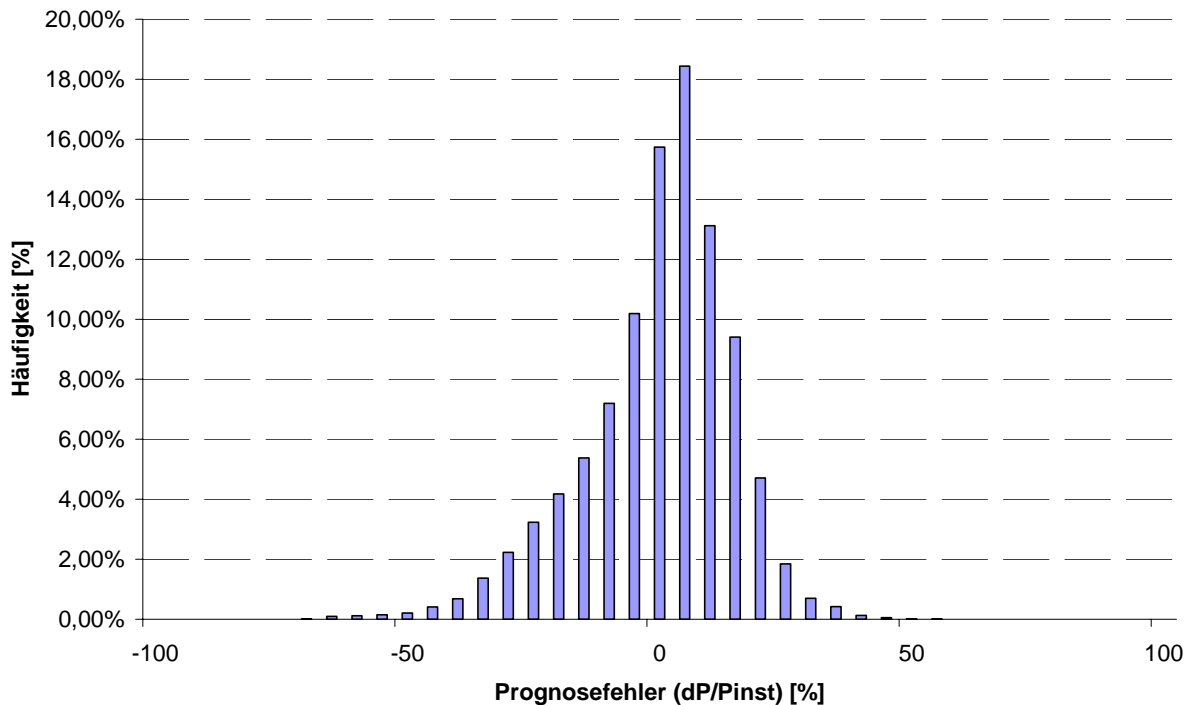


Abbildung 3.10: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers in der gesamten Ökobilanzgruppe

Auffällig bei diesen Darstellungen, die wieder aus dem Zeitraum Juni 2003 bis Juni 2004 stammen, sind die relativ großen Bandbreiten der Prognosefehler. Bei allen Prognosen ist eine deutliche Unsymmetrie erkennbar, vor allem bei der gesamten Bilanzgruppe eine in Richtung einer Überschätzung (zu optimistische Prognose). Aufgrund des kurzen Beobachtungszeitraumes (mit einer in dieser Zeit hohen Zubautätigkeit an Windenergieanlagen) wird wieder auf Erfahrungswerte aus Deutschland, insbesondere auf das weit entwickelte Prognosesystem der E.ON Netz GmbH [12] verwiesen und zur Abschätzung des zu erwartenden Prognosefehler und der vorzuhaltenden Regelleistung herangezogen. In Abbildung 2.11 ist die entsprechende Fehlerverteilung von Tagesprognosen für Windenergieanlagen in Deutschland dargestellt, die eine hohe Prognosegüte aufweist und als günstigste Abschätzung (best-case)¹⁴ herangezogen wird.

¹⁴ Da in Deutschland im Gegensatz zu Österreich die Windenergieanlagen auf eine größere Fläche verteilt sind, können stochastische Prognoseschwankungen besser ausgeglichen werden.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

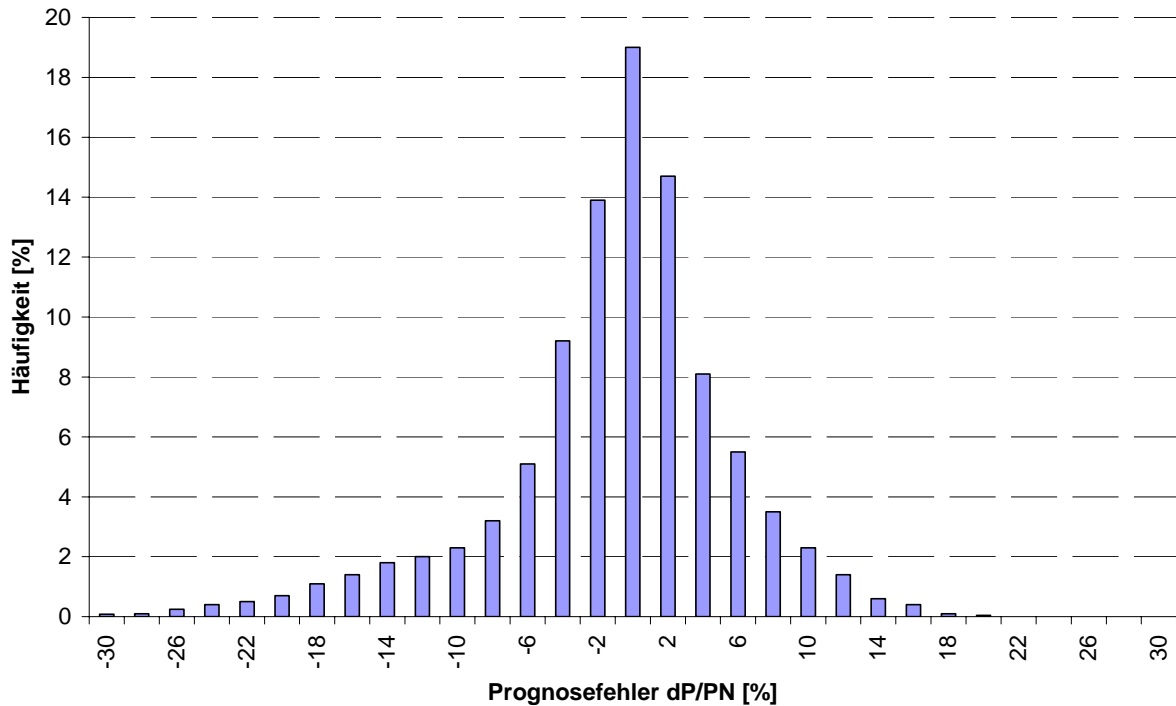


Abbildung 3.11: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers (Deutschland, Binnenland)

In Tabelle 3.4 sind die wichtigsten Kennwerte der Windprognosefehler entsprechend der angeführten Häufigkeitsverteilung und die erwarteten Leistungsänderungen angeführt.

Tabelle 3.4: Erwartete Häufigkeit von Fehlern bei der Fahrplanprognose von Windparks

Prognosefehler	Häufigkeit	Leistungsänderung bei installierter Leistung von		
		1.300 MW	1.500 MW	1.700 MW
>±10%	5 %	130 MW	150 MW	170 MW
>±20%	1%	260 MW	300 MW	340 MW
>±30%	0,1%	390 MW	450 MW	510 MW

Die Ausgleichsenergie E_R lässt sich aus der Häufigkeitsverteilung der relativen Leistungsabweichung abschätzen.

$$E_R = \sum \left(\frac{\Delta P}{P_n} \cdot P_n \right) \cdot \left(\frac{\Delta T^{[\%]}}{100\%} \cdot 8760 \right) \quad (4.3)$$

Unter Annahme des maximalen Ausbaus von 1.700 MW in Österreich ergibt sich entsprechend Abbildung 3.11:

Jährliche Ausgleichsmehrleistung (Erzeugung):	+268.000 MWh/a
Jährliche Ausgleichminderleistung (Zurückfahren):	-420.000 MWh/a
<u>Angenommener Mittelwert:</u>	<u>±340.000 MWh/a</u>

Bei symmetrischen Prognoseabweichungen wären bei dem Stand der heutigen Windprognose etwa ± 340.000 MWh an Ausgleichsenergie in Österreich für eine installierte Windenergieanlagenleistung von 1.700 MW erforderlich und entspricht einem Ausgleichsenergiebedarf von etwa $\pm 12,5$ % der umgesetzten Wind-Jahresenergie.

Zur Entwicklung des zukünftigen Minutenreserveleistungs- bzw. Minutenreserveenergiebedarfs in Österreich wird vergleichend auf die Untersuchungsergebnisse einer Studie im Auftrag der E-Control [5] verwiesen.

Diese Untersuchungen basieren auf einer Monte-Carlo-Simulation unter Berücksichtigung der Last- und Windprognosefehler sowie dem Ausfallverhalten der konventionellen Kraftwerke¹⁵. Die stochastischen Simulationen erfolgen dabei im Stundenraster und der Lastprognosefehler wird als normalverteilt mit einer Standardabweichung von 2 % angenommen. Für den Windprognosefehler wird ebenfalls eine (symmetrische) Normalverteilung angenommen und eine Bandbreite für die Standardabweichung von 7 % bis 20 % der installierten Windenergieanlagenleistung angenommen. Die Ergebnisse der Simulationen ergeben die aufgrund der Windenergieeinspeisung zusätzlichen positiven und negativen Leistungsreserve- bzw. Ausgleichsenergiebedarf, wobei unterstellt wird, dass der Sekundärregelbedarf unabhängig von der Windenergieeinspeisung ist und daher ausschließlich dem manuellen Minutenreservebedarf (Tertiärregelung) zuzuordnen ist¹⁶.

In Abbildung 3.12 sind die Ergebnisse des zu erwarteten Bedarfs an zusätzlicher Tertiärregelreserve dargestellt, wobei aufgrund des symmetrisch angenommenen Windenergieprognosefehlers die positive und negative Tertiärregelreserve in etwa gleich sind.

Der Verlauf kann näherungsweise linear beschrieben werden, wobei der Anstieg in Abhängigkeit der Prognosegüte zwischen ca. 200 MW/GW (bei 7 % Standardabweichung des Windenergieprognosefehlers) bis ca. 600 MW/GW (bei 20 % Standardabweichung) liegt.

¹⁵ Das Betriebsverhalten der thermischen Kraftwerke wird hierbei durch ein 5-Zustandsmodell („stehende Reserve – R“, „Start-Zustand – S“, „Aus-Zustand – A“, „ungestörter Betrieb – B1“ und „gestörter Betrieb – B2“) modelliert, wobei die Übergänge entweder determiniert durch den Kraftwerkseinsatzplan (Übergänge zwischen die Zustände R, S und B1) oder im Fall von Störungen stochastisch (Übergänge zu A, B2) angenommen werden. Die hydraulischen Kraftwerke werden als 100 %ig zuverlässig abgebildet.

¹⁶ siehe Kapitel 3.2.1

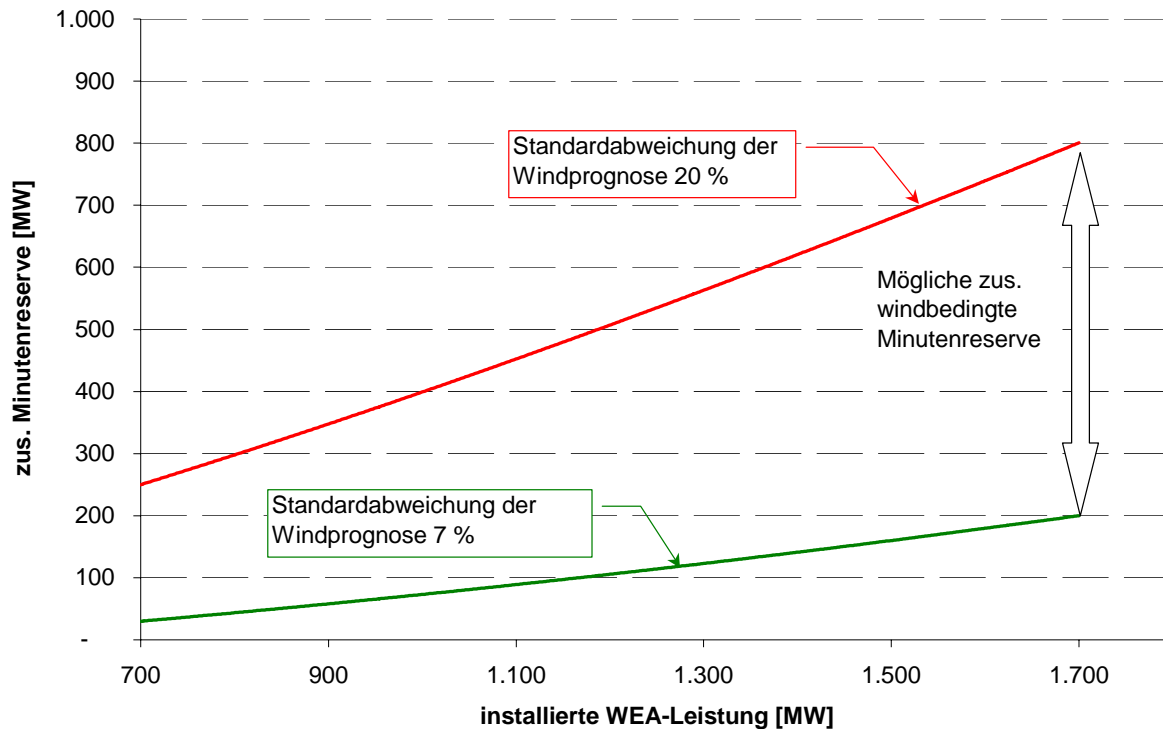


Abbildung 3.12: Zusätzlicher Tertiärregelbedarf aufgrund Windenergieeinspeisung¹⁷

Für die eingesetzte Reserveenergie ergeben sich qualitativ ähnliche Zusammenhänge wie in Abbildung 3.12, der Anstieg jeweils der positiven und negativen Reserveenergie wird je nach Prognosegüte beim erwarteten Maximalausbau von 1.700 MW WEA-Leistung mit ca. 200 GWh/a (bei 7 % Standardabweichung) bis 900 GWh/a (bei 20 % Standardabweichung) angegeben [5]. Das entspricht einem Ausgleichsenergiebedarf von 7,4 % bis 33,1 % der jährlichen Windenergieanlagen-Einspeisung.

Der derzeitige Prognosefehler in der APG-Regelzone liegt mit einer Standardabweichung von 14,5 % der installierten Leistung [49] im mittleren Bereich der angeführten Prognosegüten. Das entspricht in etwa einem jährlichen Bedarf von 20 % der jährlichen Windenergieanlagen-Einspeisung, der auch für 2008 als realistisch angesehen werden kann.

3.3. Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf das österreichische Übertragungsnetz

Die Auswirkungen der Einspeisung von Windenergie in das österreichische Übertragungsnetz werden durch Lastflussberechnung und Ausfallsimulationen untersucht [13].

Als mögliche Einspeiseleistung wird entsprechend der Ausbaupotenziale nach Kapitel 3.1 die Einspeisung von 1.500 MW¹⁸ Windenergie in das APG Netz angenommen, da die österreichischen Windenergiepotenziale im Wesentlichen auf diese Regelzone beschränkt sind. Die ent-

¹⁷ Quelle: [5]

¹⁸ nach Kapitel wird eine installierte Leistung zwischen 1.300 MW und 1.700 MW erwartet, zur Abschätzung der Auswirkungen wird hier mit einer installierten Leistung von 1.500 MW in der APG-Regelzone gerechnet.

sprechende räumliche Verteilung und Zuordnung zu den Umspannwerken ist in Tabelle 3.5 angeführt.

Tabelle 3.5: Annahme der Windenergieeinspeisung 2008

Umspannwerk	Spg.	P _{WEA}
	kV	MW
Bisamberg	230	900
Neusiedl	230	355
Dürnrohr	400	100
Etzersdorf	400	50
Ybbsfeld	230	30
Ternitz	400	25
Südburgenland	230	25
Ernsthofen	230	15
	SUMME	1.500

Hierbei wird der Netzzustand des Jahres 2002¹⁹ als Ausgangsnetz (Status quo) verwendet und Szenarien für verschiedene Netzverstärkungsmaßnahmen bei möglichen Lastzustände simuliert.

Als mögliche Netzverstärkungen werden folgende Fälle betrachtet:

1. Netzverstärkung I: Ausbau Südburgenland – Kainachtal durch eine 380 kV- Doppelleitung
2. Netzverstärkung II: Ausbau Südburgenland – Kainachtal und St. Peter – Tauern durch eine 380 kV- Doppelleitung (inkl. damit verbundene Netzumstrukturierungen)

Aufgrund der erheblichen Unsicherheiten für die Prognostizierbarkeit der Windenergie erfolgt eine Annahme der Fehlprognose von bis zu 100 %, also bis zur vollen Windenergie (1.500 MW), die aufgrund der räumlich konzentrierten Windenergieeinspeisung im ungünstigsten Fall (worst-case) auftreten kann.

Der kritischste Fall für das Übertragungsnetz ist hierbei ein Windleistungsüberschuss, der abtransportiert werden muss, wobei folgende drei mögliche Szenarien untersucht werden:

1. Die überschüssige Windenergie wird ins Ausland exportiert, wodurch aufgrund von langen Transportwegen das Netz erheblich zusätzlich belastet wird (EXPORT).
2. Die überschüssige Windenergie wird zum Pumpen in Speicherkraftwerken verwendet. Damit wird der wahrscheinliche Fall untersucht, dass die überschüssige Energie zum Pumpbetrieb eingesetzt wird (SPEICHER).
3. Die überschüssige Windenergie wird durch Reduzierung der Stromerzeugung von geeigneten thermischen Kraftwerke ausgeglichen (THERM.KW). Dabei ist zu berücksichtigen, dass im-

¹⁹ Der betrachtete Lastfluss für 16.Jänner 2002 um 2:30 Uhr ist hierbei der kritischste hinsichtlich der Nord-Süd- Belastung.

mer mehr thermische Kraftwerke mit einer Fernwärmeauskopplung ausgestattet sind und daher dies in netzkritischen Zeiten, wie dem Winter, nur sehr eingeschränkt möglich ist.

Mit Hilfe von Lastflussberechnungen wurde das Netz unter Berücksichtigung des Lastanstieges für das Jahr 2008 hinsichtlich der Auslastung untersucht. Die Analysen erfolgen dabei für jeden Lastzustand (LF – keine Einspeisung von Windenergie, EXPORT, SPEICHER, THERM.KW) und jede Netzverstärkungsmaßnahme (Status quo, Netzverstärkung I, Netzverstärkung II).

Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Status quo: Bereits ohne einspeisende Windenergieanlagen ist das Übertragungsnetz der APG sehr stark ausgelastet, aber noch nicht überlastet. Speisen die Windenergieanlagen ein, so sind fast alle Nord-Süd-Verbindungsleitungen in den Lastzuständen überlastet.
- Netzverstärkung I: Die betrachteten Nord-Süd-Verbindungsleitungen sind bei allen Lastzuständen nicht überlastet. Zur Bewertung der (n-1)-Sicherheit des Netzes wurden ausführliche Ausfallsimulationen durchgeführt, die zeigen, dass hierbei einzelne Verbindungsleitungen überlastet werden können.
- Netzverstärkung II: Alle betrachteten Leitungen sind bei allen Lastzuständen nicht überlastet. Die Ausfallsimulationen ergeben für alle untersuchten Fälle (n-1)-Sicherheit.

Der Ausbau des 380 kV-Netzes ist in Österreich daher unumgänglich, da bereits ohne Windenergieeinspeisung das heutige Übertragungsnetz an der Sicherheitsgrenze ist. Der bisher unzureichende Ausbau kann zu weiteren Engpässen führen und ein Hindernis für die rasche Einführung der Windenergie werden.

Der Beitrag zur Entlastung der Übertragungsnetze bei unzureichendem Ausbau über DSM-Maßnahmen durch Erhöhung des Stromverbrauchs in der Netzregion zu netzkritischen Zeiten wird in Kapitel 3.6 untersucht. In diesem Fall wäre anstelle der Abschaltung von Windparks z.B. eine gezielte Nachladung von Warmwasserspeicher oder Speicherheizungen in bivalenten Heizsystemen sinnvoll, wodurch fossile Brennstoffe und Emissionen eingespart werden könnten.

3.4. Elektrische Lastmodellierung

3.4.1. Grundlagen zur Modellierung elektrischer Lastprofile

Grundlage für die Ermittlung der Potenziale von verbraucherseitigen Lastmanagement-Maßnahmen für elektrische Anwendungen²⁰ ist eine realitätsnahe Modellierung des Stromlastbedarfes der Abnehmer, wobei als relevante Verbrauchergruppe die Haushalte²¹ betrachtet werden.

Während in Hoch- und Mittelspannungs-Netzebenen genaue Informationen über die Belastungen in Form von Messungen vorliegen, können diese im Niederspannungsnetz aufgrund der hohen Anzahl an Kunden aus Kostengründen nicht oder nur in Ausnahmefällen²² vorgenommen wer-

²⁰ In diesem Kapitel werden nur elektrische Nichtwärme-Anwendungen betrachtet (ohne elektrische Heizung und Warmwasserbereitungsanlagen – diese werden in Kapitel 3.5 untersucht).

²¹ Gewerbe und Industrie weisen nur gering verschiebbare elektrische Lastanteile auf, bzw. sind diese individuell vom einzelnen Abnehmer abhängig und können daher nicht allgemein angegeben werden.

²² z.B. bei Kundenbeschwerden.

den. Der elektrische Leistungsverlauf von *einzelnen* Abnehmern, insbesondere der von Haushalten²³, ist dabei durch ein stark stochastisches Verhalten geprägt. Diese Lastgänge weisen durch das zufällige Ein- und Ausschalten von elektrischen Geräten hohe Lastspitzen sowie einen geringen Grundlastanteil auf (Abbildung 3.13) und sind nicht durch determinierte mathematische Funktionen modellierbar.

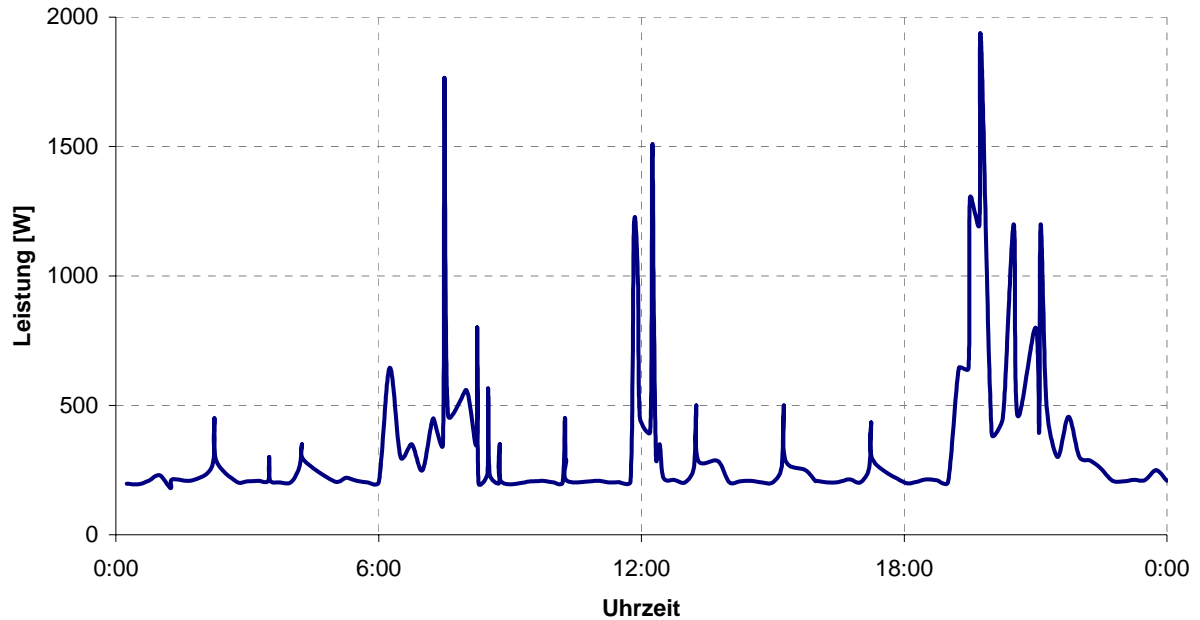


Abbildung 3.13: Beispiel des elektrischen Tageslastganges eines Haushaltes (Messung)

Im Netzbetrieb ist jedoch immer von einer *Vielzahl an Abnehmern* auszugehen, wobei die Summenkurve als Überlagerung der Einzellastkurven geglättet ist. Dieser Summationseffekt wird in den Planungsberechnungen durch den Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt, der das Verhältnis der von einer Verbrauchergruppe mit gemeinsamer Versorgungsleitung maximal auftretenden Leistung zur Summe der Maxima der Einzelverbraucher ist. Der Planungswert des Einzelabnehmers aus der Netzsicht ist daher deutlich geringer als dessen Anschlusswert.

Die Abschätzung des Gleichzeitigkeitsfaktors einer Verbrauchergruppe erfolgt dabei über heuristische Erfahrungswerte, die durch Messungen ermittelt werden (Abbildung 3.14).

²³ Haushalte sind aufgrund ihrer hohen Anzahl in der Regel die wesentliche Abnehmergruppe, die untersucht wird.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

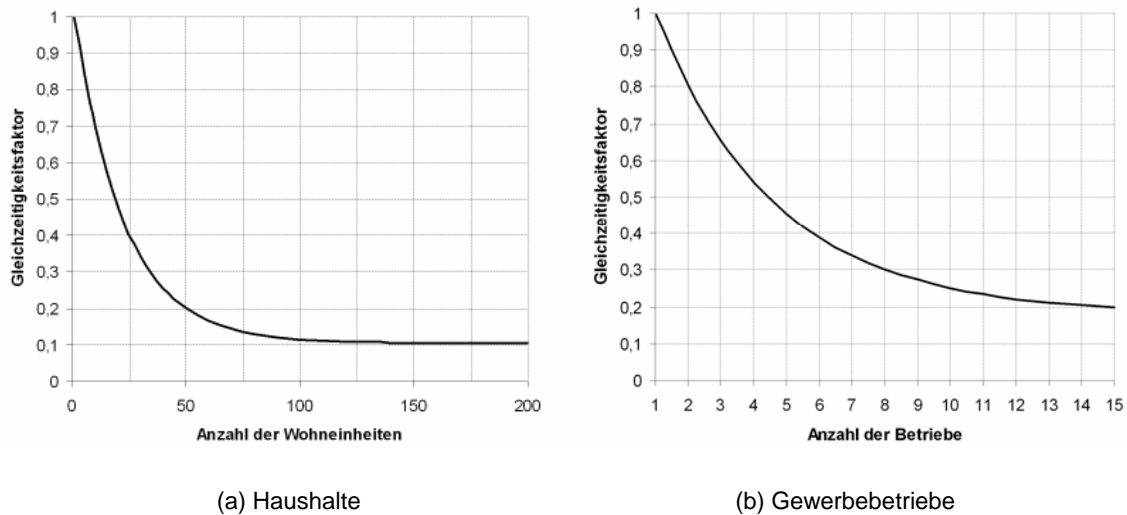


Abbildung 3.14: Gleichzeitigkeitsfaktoren für unterschiedliche Abnehmertypen²⁴

Eine alleinige Lastmodellierung auf Basis der Maximallast berücksichtigt jedoch nicht, dass die Leistungsverläufe der unterschiedlichen Verbrauchergruppen wie Haushalte und Gewerbebetriebe zu verschiedenen Tageszeiten ihre Maxima bzw. Minima aufweisen. Eine deutlich verbesserte Lastmodellierung ergibt sich daher durch Nachbildung des Leistungsbedarfes in Form von Tageslastgängen, die auch für die netzrelevanten Auswirkungen von DSM-Maßnahmen eingesetzt werden können.

Die Erstellung von synthetischen Lastgängen erfolgt durch Unterteilung der Abnehmer in Verbrauchergruppen, wie

- Haushalte,
- Gewerbebetriebe²⁵ und
- Landwirtschaft.

Innerhalb dieser Gruppen kann von einem homogenen Verhalten aufgrund statistisch gleicher oder ähnlicher Geräteausstattung und Gewohnheiten ausgegangen werden. Zur Berücksichtigung der zyklischen Schwankungen ist eine Unterteilung der Lastgänge je Kundengruppe in

- Jahreszeiten (Winter/Sommer/Übergangszeit) und
- Wochentage (Werktage/Samstage/Sonn- und Feiertage)

vorzunehmen.

Die aus der Überlagerung einer Vielzahl an Einzellastgängen der gleichen Verbrauchergruppe und anschließender Mittelwertbildung entstehende Lastkurve wird als synthetisches Lastprofil für diesen Verbrauchertyp verwendet. Das Lastprofil weicht zwar stark vom realen Lastverlauf der Einzelverbraucher ab, repräsentiert jedoch die Summenlast aus der Sicht des Netzes. Je mehr gleichartige Verbraucher gleichzeitig betrachtet werden, desto genauer entspricht die Überlagerung von Lastprofilen der realen Belastung der Netzbetriebsmittel, wobei bereits bei Lastmessun-

²⁴ Quelle: [14]

²⁵ Weitere Unterteilung in verschiedene Gewerbegruppen (Handel, Gastronomiebetriebe, etc.) ist möglich.

gen an Hausanschlusskästen von Wohngebäuden mit mehreren Einzelhaushalten der charakteristische Lastverlauf (Morgenspitze, Abendspitze, etc.) der Verbrauchergruppe erkennbar ist [16]. Die für die Netzberechnungen relevanten Belastungen der Verteilleitungen und Netzstations-
transformatoren betreffen immer eine hohe Anzahl an Einzelverbrauchern und können daher durch die synthetischen Lastprofile modelliert werden, wodurch auch eine realitätsnahe Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren mit entsprechendem Glättungseffekt erfolgt.

Repräsentative Lastprofile für Haushalte und unterschiedliche Gewerbebetriebe sind durch Auswertung von langfristigen Messungen in Elektrizitätsversorgungsunternehmen entwickelt worden. Die Kurven sind dabei in der Regel normiert auf einen Jahresenergiebedarf von 1000 kWh und sind mit Dynamisierungsfunktionen auf bestimmte Tage anzupassen²⁶ [17].

Regionale Besonderheiten, wie

- Durchschnittstemperaturen und Tageslichtangebot im Versorgungsgebiet,
- soziale Einflüsse (Bevölkerungsstruktur) und
- gesellschaftliche Faktoren (Arbeitsbeginn)

können von den Energieversorgern durch unternehmensspezifische Lastgänge berücksichtigt werden, wodurch sich leicht modifizierte Zeitverläufe²⁷ ergeben [18].

Beispiele für Lastprofile, die aus den standardisierten Lastgängen deutscher Unternehmen (VDEW) abgeleitet wurden, sind in Abbildung 3.15 angeführt.

Die zur Skalierung der Lastprofile notwendigen Jahresenergieverbräuche sind dabei im Allgemeinen den Netzbetreibern aus Kundendateien bekannt oder können durch empirische

Erfahrungswerte abgeschätzt werden (Tabelle 3.6).

Tabelle 3.6: Strombedarf von Haushalten

	Strombedarf pro Wohneinheit	Quelle
Haushalte in Einfamilienhäusern	4.000 kWh/a – 4.700 kWh/a	[15, 20, 21]
Haushalte in Mehrfamilienhäusern	2.300 kWh/a – 3.500 kWh/a	[15, 20, 21]

²⁶ Die Dynamisierungsfunktion berücksichtigt die saisonale Abhängigkeit des Energiebedarfes.

²⁷ z.B. zeitliche Verschiebung (Arbeitsbeginn) und/oder veränderte Amplitude (Temperatur, Tageslichtangebot) der Morgen- bzw. Abendspitze.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

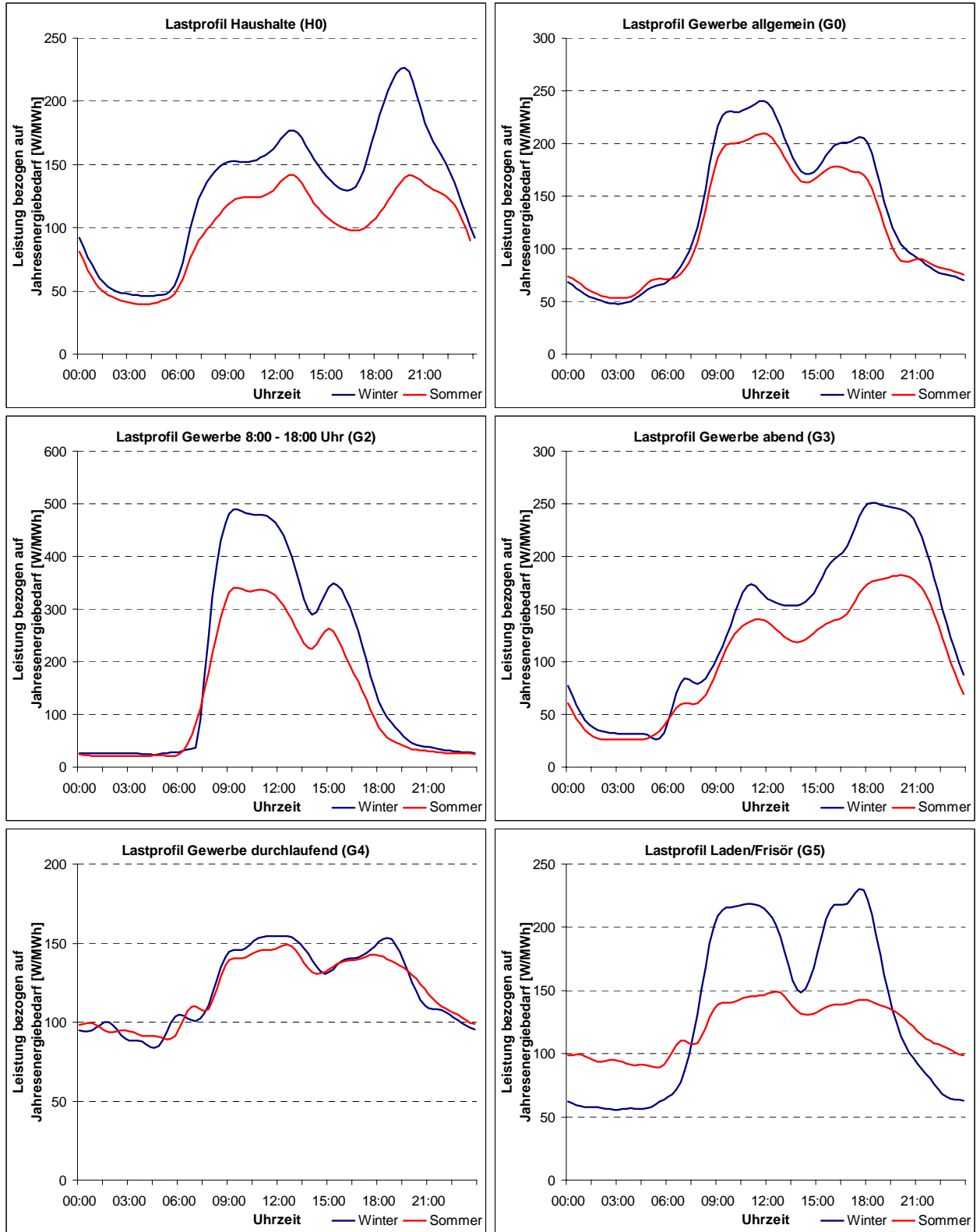


Abbildung 3.15: Mittlere Stromlastprofile (gemittelt nach [17])

3.4.2. Energiebedarf und Lastgänge der elektrischen Haushaltsanwendungen

Allgemeines

Für die Bestimmung möglicher DSM-Potenziale ist eine weitere Analyse der Haushaltslasten nach Anwendungen und der daraus abgeleiteten Lastprofile notwendig. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Lastprofile der Anwendungen wieder Mittelwerte aus der Sicht des Netzes mit Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und Glättungseffekten entsprechen.

Die Vorgehensweise zur Entwicklung der Anwendungslastprofile und in weiterer Folge die Ableitung der elektrischen Anwendungslastgänge ist in Abbildung 3.16 dargestellt.

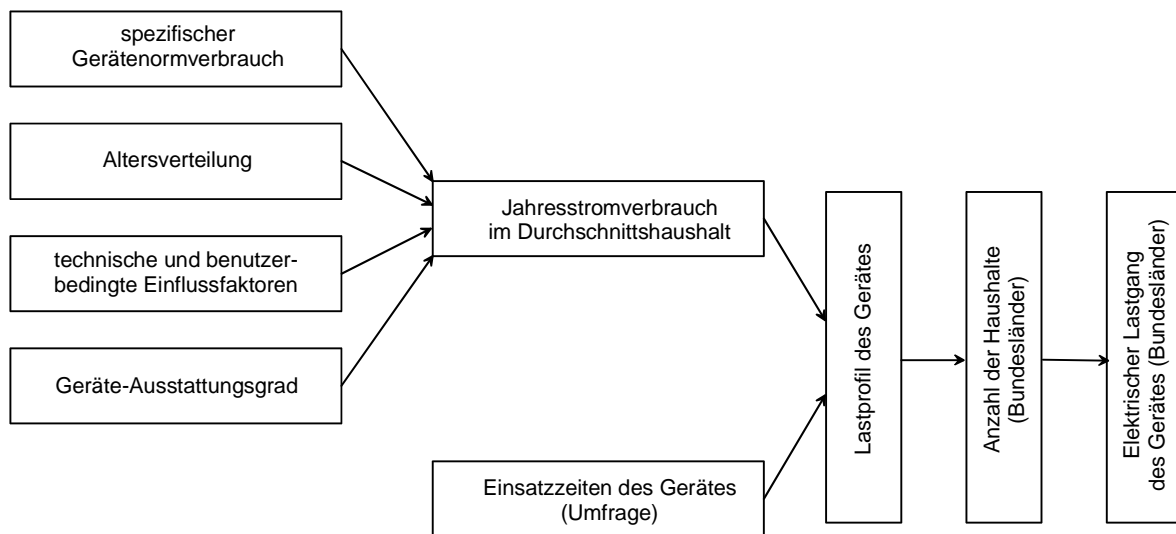


Abbildung 3.16: Modellierung der Lastprofile und Lastgänge von elektrischen Anwendungen

Es wird für die zu untersuchende Geräteart auf Basis des spezifischen Normverbrauches (Herstellerangaben), der Altersverteilung, der technischen und benutzerbedingten Einflussfaktoren (z.B. bei Waschmaschinen die Waschttemperaturen, Waschprogramme, etc.) und des Ausstattungsgrades auf den Jahresverbrauch im Durchschnittshaushalt geschlossen. Für die Einsatzzeiten des Gerätes werden Untersuchungsergebnisse aus der Literatur und Studien, die auf repräsentative Umfragen bei Privathaushalten basieren, verwendet. Daraus abgeleitet ergeben sich Lastprofile, die mit den durchschnittlichen Jahresverbrauch und der Gesamtzahl der Haushalte auf den Lastgang schließen lassen.

Die Datenbasis entstammt folgenden Quellen:

- spezifischer Normverbrauch der Geräte: eigene Erhebungen der Herstellerangaben und Marktübersicht [44]
- Altersverteilung der Geräte: Annahme der Altersverteilung in [15]
- technische und benutzerbedingte Einflussfaktoren: Umfrageergebnisse bei Privathaushalten [15]
- Ausstattungsgrad der Geräte: Statistik Austria [37]

- Anzahl der Haushalte: Statistik Austria [37]
- Einsatzzeiten des Geräte: Umfrageergebnisse bei Privathaushalten [14,15, 38]

Die Identifizierung der einzelnen *elektrischen* Anwendungen ist durch empirische Datenauswertung möglich. Für Haushalte können die Anwendungsgruppen

- Kochen und Backen,
- Waschen, Trocknen und Geschirrspülen,
- Kühlen und Gefrieren,
- Kleingeräte,
- Beleuchtung, PC, Fernsehen und Radio,

gebildet werden.

In Abbildung 3.17 ist der Ausstattungsgrad der Haushalte der wichtigsten elektrischen Anwendungen dargestellt.

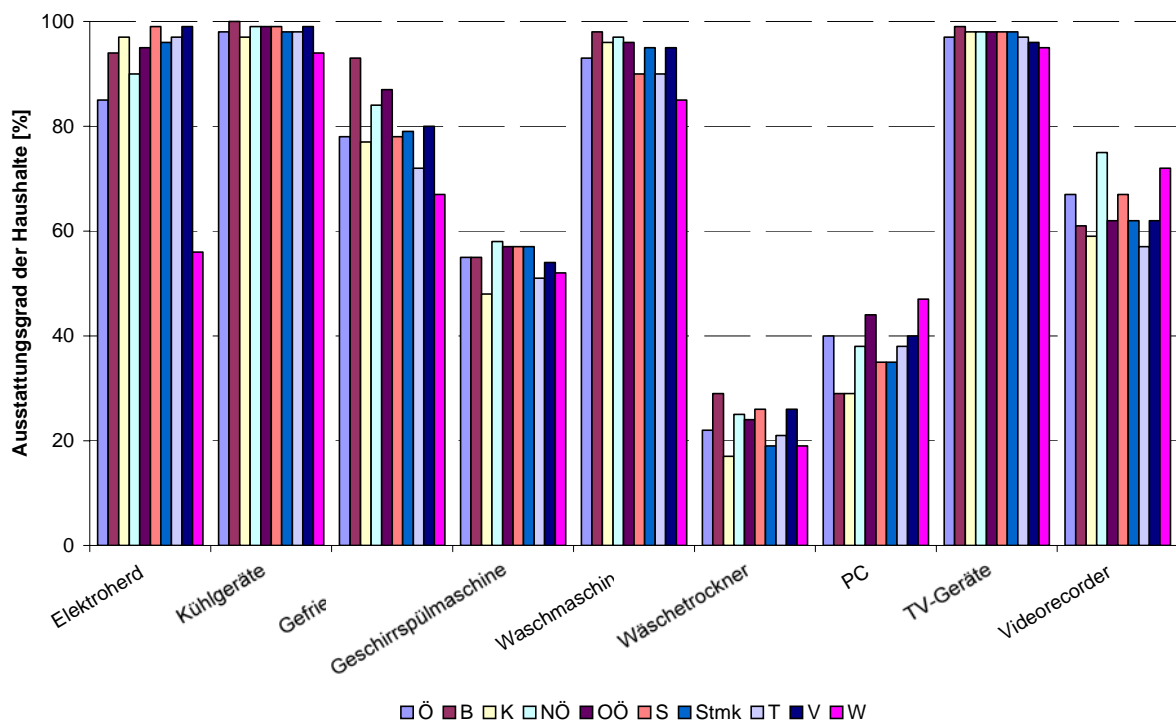


Abbildung 3.17: Ausstattungsgrad²⁸ der Haushalte mit elektrischen Anwendungen

Die zeitlichen Verlagerungsmöglichkeiten werden auf Basis von Modellversuchen in Deutschland abgeschätzt [22, 23, 24]. Dabei ist zwischen Verlagerungen durch

- Veränderung des Benutzerverhaltens und
- technische Maßnahmen

²⁸ Datenbasis: Statistik Austria

zu unterscheiden.

Das Verlagerungspotenzial aufgrund von verändertem Benutzerverhalten ist abhängig von der Akzeptanz in der Bevölkerung praktisch schwer umsetzbar²⁹. Bessere Lastmanagement-Potenziale ergeben sich durch technische Maßnahmen, wie z.B. durch gesteuerte Tarifschalter (Rundsteuersignale³⁰), die Geräte gezielt zu- und abschalten können. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die elektrische Anwendungen mit praktischen Verlagerungsmöglichkeit angeführt, weitere Haushaltsanwendungen (z.B. Beleuchtung, PC, Fernsehen, Radio, Kochen etc.) werden als nicht zeitlich verschiebbar angenommen, da dies eine massive Qualitäts- und Komfortminderung für die Kunden bedeuten würde.

Tabelle 3.7: Anwendungen im Haushaltsbereich mit Verlagerungsmöglichkeit

Anwendung	Möglicher Verschiebungszeitraum
Kühlgeräte	3 h – 8 h
Gefriergeräte	bis 8 h
Geschirrspüler Waschmaschinen Wäschetrockner	bis 24 h

Die Lastverschiebung von Kühl- und Gefriergeräten ist von der Isolation der Geräte abhängig, wobei zukünftig weitere Verbesserungen bei der Kältespeicherung erwartet werden.

Eine Lastverschiebung von Wasch-, Trocken- und Spülgeräten setzt voraus, dass diese Geräte störfrei (ohne Programmstörungen der Elektronik) unterbrochen bzw. fortgesetzt werden können.

Im Folgenden werden die DSM-Potenziale der verschiebbaren elektrischen Anwendungen im Haushaltsbereich analysiert.

Kühl- und Gefriergeräte

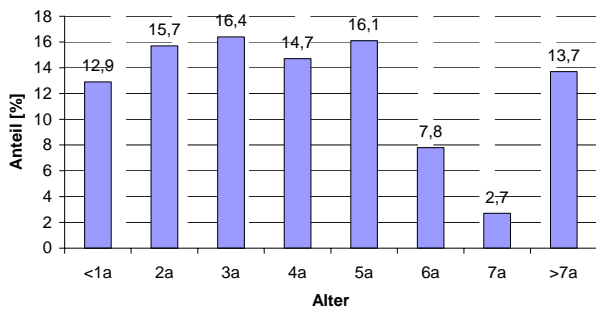
In Österreich besitzen ca. 98 % der Haushalte zumindest ein Kühlgerät und ca. 78 % ein Gefriergerät. Der Ausstattungsgrad der Bundesländer für Kühl- und Gefriergeräte und die Altersverteilung der Geräte sind in Abbildung 3.18 dargestellt. Der spezifische Normverbrauch der Kühlschränke liegt nach Herstellerangaben zwischen 0,4 bis 1,1 kWh pro 100 l in 24 h. und der Normverbrauch der Gefriergeräte zwischen 0,23 bis 1,5 kWh pro 100 l in 24 h.

Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Nutzinhaltes, der Alterverteilung der Geräte und des Ausstattungsgrades ergibt sich der Jahresenergiebedarf des österreichischen Durchschnittshaushaltes für Kühlgeräte von 304 kWh und für Gefriergeräte von 242 kWh.

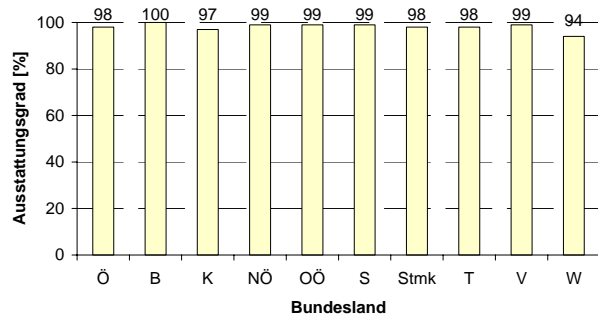
²⁹ vgl. Befragungsergebnisse aus sozialwissenschaftlichen Untersuchungen in [22, 23, 24]. Eine Tarifampel, die z.B. die unterschiedlichen (aus Netzsicht) günstigen Zeiten für das Zuschalten von Verbrauchern anzeigt, ist praktisch nicht umsetzbar, da es den Verbrauchern nicht zuzumuten ist, ständig die Energiepreise zu beobachten und ihr Verhalten dementsprechend einzurichten.

³⁰ Bei elektrischen Heizungen und Warmwasserbereitungsmöglichkeiten sind bereits heute Verschiebungen in die Nacht üblich (Nachtspeicherheizungen). Diese sind auch die größten Potenziale für Verschiebung von elektrischen Lasten, eine detaillierte Untersuchung des thermischen Bedarfs ist im Kapitel 3.5 angeführt.

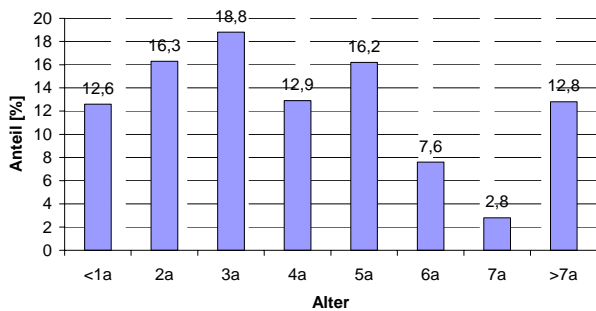
Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management



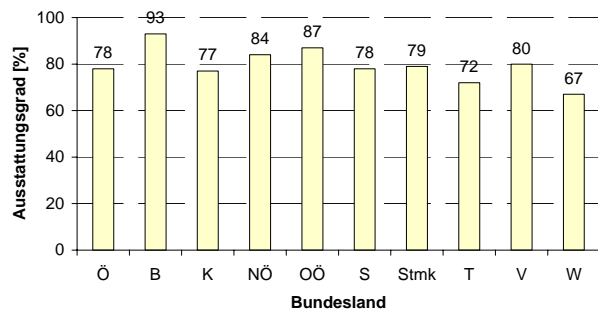
(a) Alterstruktur Kühlgeräte



(b) Ausstattungsgrade Kühlgeräte



(a) Alterstruktur Gefriergeräte



(b) Ausstattungsgrade Gefriergeräte

Abbildung 3.18: Alterstruktur und Ausstattungsgrade von Kühl- und Gefriergeräten

Der Leistungsbedarf von einzelnen Kühl- und Gefriergeräten ist durch einen taktenden Betrieb mit 25 – 40 % Einschaltdauer und typischen Zykluszeiten von 60 – 100 min gekennzeichnet. Aus Netzsicht können benutzerbedingte Schwankungen ausgeschlossen und durch die Vielzahl der Geräte der Lastgang als konstant angesehen werden. Mit dem durchschnittlichen Jahresenergieverbrauch ergibt sich somit eine Grundlast von 62 W für den österreichischen Durchschnittshaushalt bzw. in Summe eine konstante Netzlast von 201 MW. Die Ergebnisse der Bundesländer entsprechend der Ausstattungsgrade sind in Tabelle 3.8 dargestellt.

Tabelle 3.8: Kenndaten zu Kühl- und Gefriergeräten

Kühlgeräte	Ausstattung [%]	Verbrauch pro HH [kWh]	Anzahl HH	Gesamtverbrauch [GWh]	Grundlast [MW]
Burgenland	100	311,8	103.558	32,3	3,7
Kärnten	97	302,4	214.757	64,9	7,4
Niederösterreich	99	308,7	604.122	186,5	21,3
Oberösterreich	99	308,7	523.867	161,7	18,5
Salzburg	99	308,7	194.447	60,0	6,9
Steiermark	98	305,5	452.769	138,3	15,8
Tirol	98	305,5	244.466	74,7	8,5
Vorarlberg	99	308,7	128.663	39,7	4,5
Wien	94	293,1	757.661	222,0	25,3
Österreich	98	304,0	3.224.310	980,2	111,9

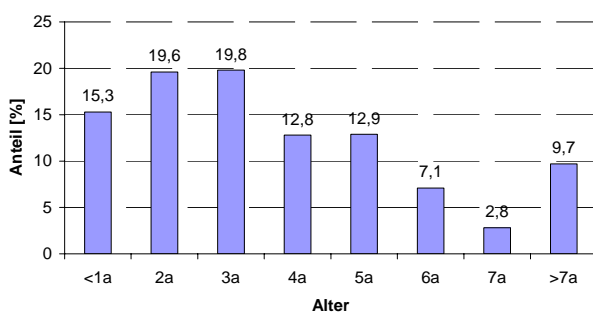
Gefriergeräte	Ausstattung [%]	Verbrauch pro HH [kWh]	Anzahl HH	Gesamtverbrauch [GWh]	Grundlast [MW]
Burgenland	93	287,9	103.558	29,8	3,4
Kärnten	77	238,3	214.757	51,2	5,8
Niederösterreich	84	260,0	604.122	157,1	17,9
Oberösterreich	87	269,3	523.867	141,1	16,1
Salzburg	78	241,4	194.447	46,9	5,4
Steiermark	79	244,5	452.769	110,7	12,6
Tirol	72	222,9	244.466	54,5	6,2
Vorarlberg	80	247,6	128.663	31,9	3,6
Wien	67	207,4	757.661	157,1	17,9
Österreich	78	242,0	3.224.310	780,3	89,1

Waschmaschinen

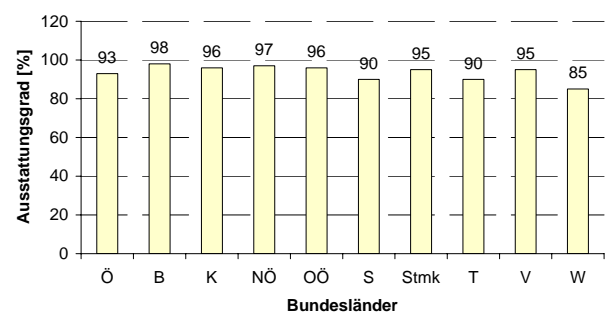
In Österreich besitzen ca. 93 % der Haushalte eine Waschmaschine. Der Ausstattungsgrad der Bundesländer für Waschmaschinen ist in Abbildung 3.19a dargestellt und variiert im Bereich von 85 % (Wien) bis 98 % (Burgenland).

Abbildung 3.19b zeigt die Altersverteilung der Geräte. Der spezifische Normverbrauch der Waschmaschinen (60°C) liegt nach Herstellerangaben zwischen 0,16 bis 0,26 kWh pro kg Trockenwäsche.

Unter Berücksichtigung der Altersverteilung der Geräte, der durchschnittlichen Füllmenge, des Benutzerverhaltens (Waschtemperatur- und Programmwahl, Anzahl der Waschvorgänge pro Woche) und dem Ausstattungsgrad ergibt sich ein Jahresenergiebedarf von 159 kWh für den österreichischen Durchschnittshaushalt.

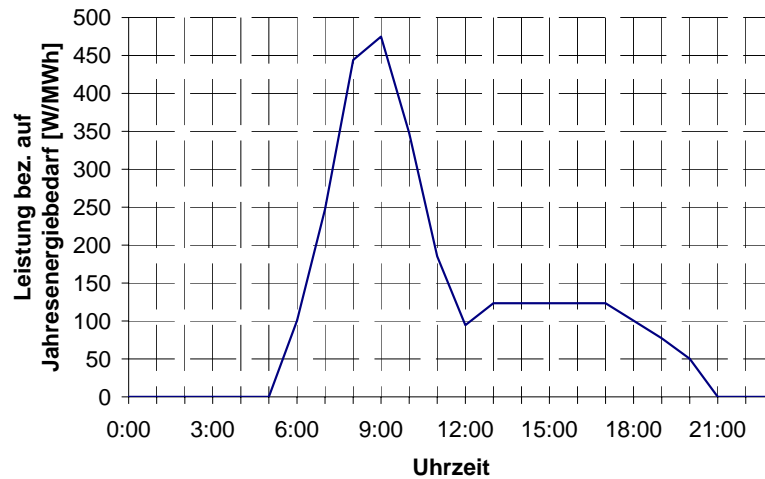


(a) Alterstruktur



(b) Ausstattungsgrade

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management



(c) Lastprofil

Abbildung 3.19: Alterstruktur, Ausstattungsgrade und Lastprofil von Waschmaschinen

Die Ergebnisse der Bundesländer entsprechend der Ausstattungsgrade sind in Tabelle 3.9 dargestellt.

Tabelle 3.9: Kenndaten zu Waschmaschinen

Waschmaschine	Ausstattung [%]	Verbrauch pro HH [kWh]	Anzahl HH	Gesamtverbrauch [GWh]
Burgenland	98	168,1	103.558	17,4
Kärnten	96	164,7	214.757	35,4
Niederösterreich	97	166,4	604.122	100,5
Oberösterreich	96	164,7	523.867	86,3
Salzburg	90	154,4	194.447	30,0
Steiermark	95	163,0	452.769	73,8
Tirol	90	154,4	244.466	37,8
Vorarlberg	95	163,0	128.663	21,0
Wien	85	145,8	757.661	110,5
Österreich	93	159,0	3.224.310	512,7

Die Einsatzzeiten der Waschmaschinen werden auf Basis von Untersuchungen und Erfahrungswerten österreichischer Stromversorgungsunternehmen abgeschätzt, wobei in dieser Studie keine Auflösung nach Wochentagen erfolgt, sodass bevorzugte Waschtage (im Allgemeinen Montage und Samstag) nicht berücksichtigt werden und zudem keine Unterscheidung zwischen Sommer und Wintertagen erfolgt. Das gemittelte Lastprofil für Waschmaschineneinsätze in österreichischen Durchschnittshaushalten ergibt sich aus den Einsatzzeiten und dem durchschnittlichen Energieverbrauch und ist in Abbildung 3.19c dargestellt.

Der resultierende Lastverlauf der Waschmaschinen mit der Unterteilung nach Bundesländern ist in Abbildung 3.20 dargestellt.

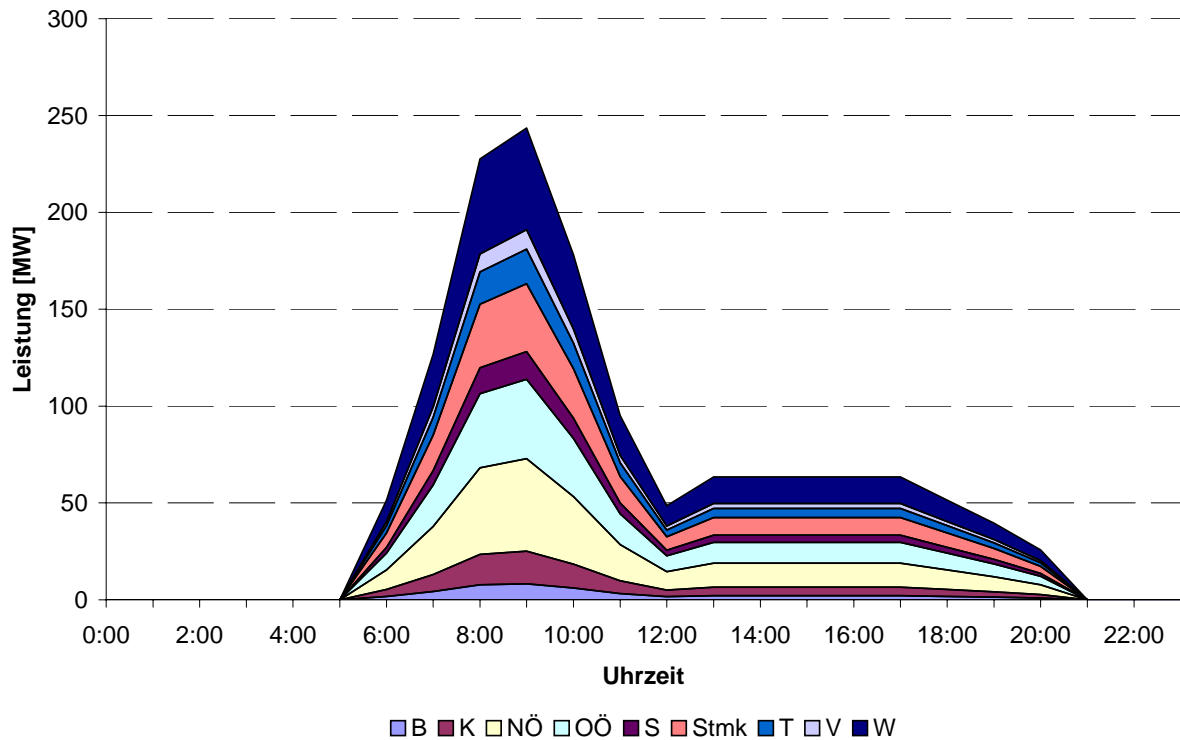


Abbildung 3.20: Tageslastgang Waschmaschinen (Aufteilung nach Bundesländer)

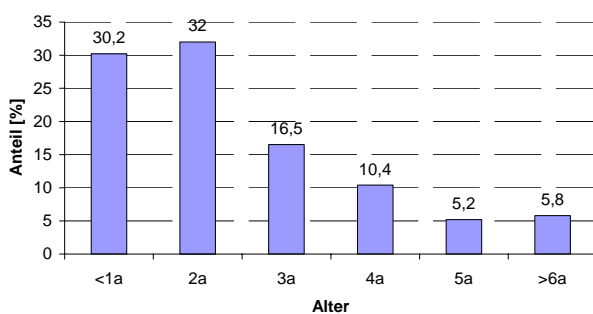
Wäschetrockner

In Österreich besitzen ca. 22 % der Haushalte einen Wäschetrockner. Der Ausstattungsgrad der Bundesländer ist in Abbildung 3.21a dargestellt und variiert im Bereich von 17 % (Kärnten) bis 29 % (Burgenland).

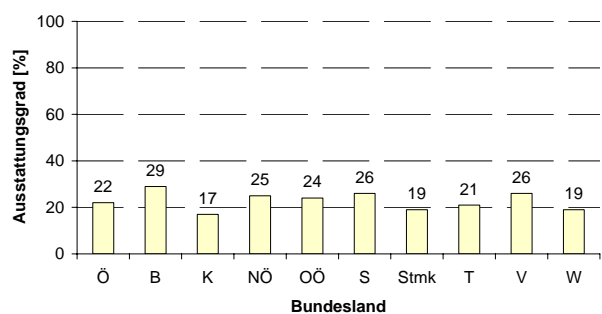
Abbildung 3.21b zeigt die Altersverteilung der Geräte. Der spezifische Normverbrauch der Wäschetrockner liegt nach Herstellerangaben zwischen 0,6 bis 0,75 kWh pro kg Trockenwäsche.

Unter Berücksichtigung der Altersverteilung der Geräte, der durchschnittlichen Füllmenge und des Benutzerverhaltens (Programmwahl, Trockengrad, Anzahl der Trockenvorgänge pro Woche) und dem Ausstattungsgrad ergibt sich ein Jahresenergiebedarf von 55,5 kWh für den österreichischen Durchschnittshaushalt.

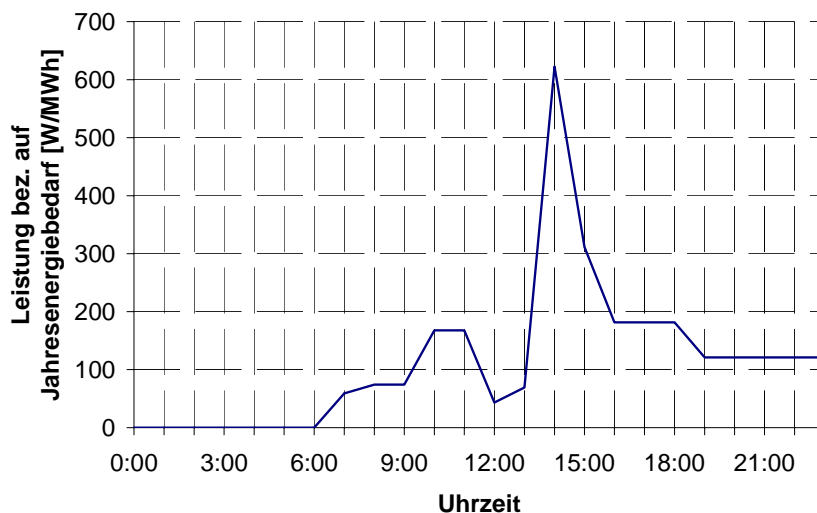
Die Ergebnisse der Bundesländer entsprechend der Ausstattungsgrade sind in Tabelle 3.10 dargestellt.



(a) Alterstruktur



(b) Ausstattungsgrade



(c) Lastprofil

Abbildung 3.21: Alterstruktur, Ausstattungsgrade und Lastprofil von Wäschetrocknern

Tabelle 3.10: Kenndaten zu Wäschetrocknern

Wäschetrockner	Ausstattung [%]	Verbrauch pro HH [kWh]	Anzahl HH	Gesamtverbrauch [GWh]
Burgenland	29	73,2	103.558	7,6
Kärnten	17	42,9	214.757	9,2
Niederösterreich	25	63,1	604.122	38,1
Oberösterreich	24	60,6	523.867	31,8
Salzburg	26	65,7	194.447	12,8
Steiermark	19	48,0	452.769	21,7
Tirol	21	53,0	244.466	13,0
Vorarlberg	26	65,7	128.663	8,4
Wien	19	48,0	757.661	36,4
Österreich	22	55,5	3.224.310	178,9

Die Einsatzzeiten der Wäschetrockner werden auf Basis von Untersuchungen und Erfahrungswerten österreichischer Stromversorgungsunternehmen abgeschätzt, wobei in dieser Studie wieder keine Auflösung nach Wochentagen und keine Unterscheidung zwischen Sommer und Wintertagen erfolgt. Das gemittelte Lastprofil für Trocknereinsätze in österreichischen Durchschnittshaushalten ergibt sich aus den Einsatzzeiten und dem durchschnittlichen Energieverbrauch und ist in Abbildung 3.21c dargestellt.

Der resultierende Lastverlauf der Wäschetrockner mit der Unterteilung nach Bundesländern ist in Abbildung 3.22 dargestellt.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

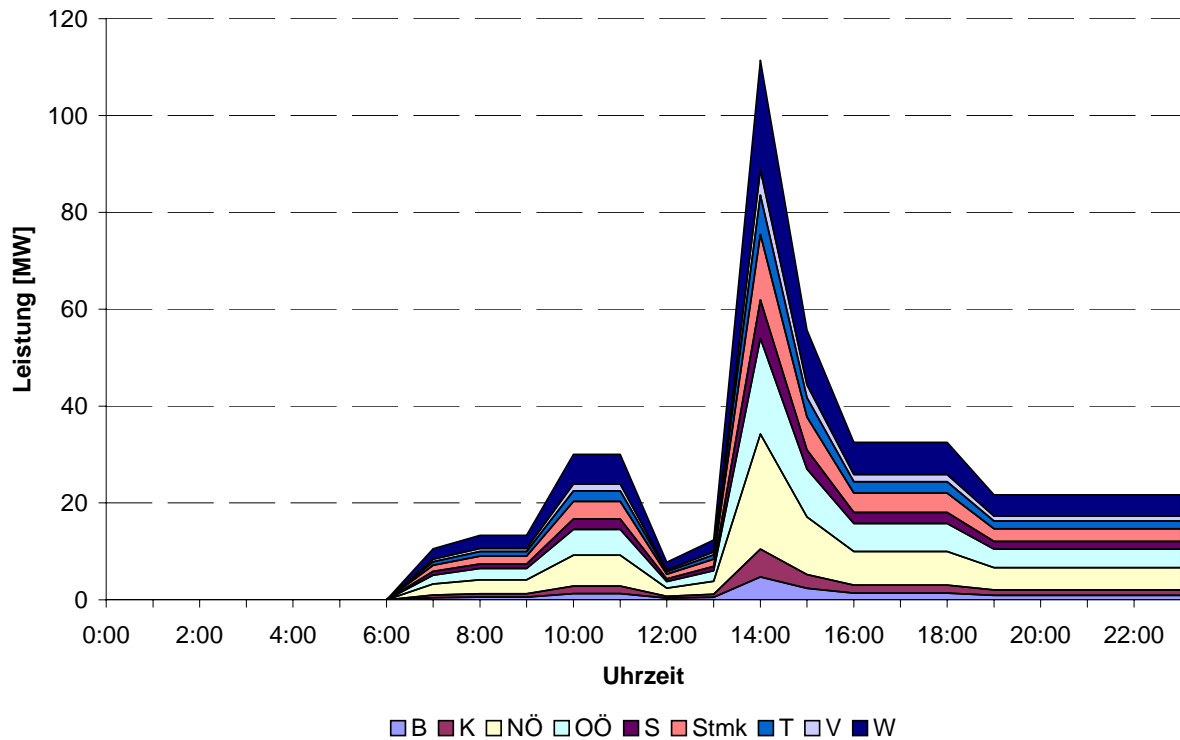
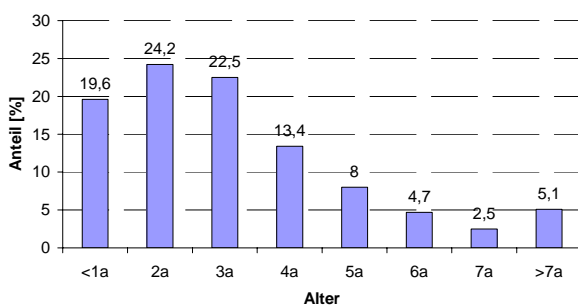


Abbildung 3.22: Tageslastgang Wäschetrockner (Aufteilung nach Bundesländer)

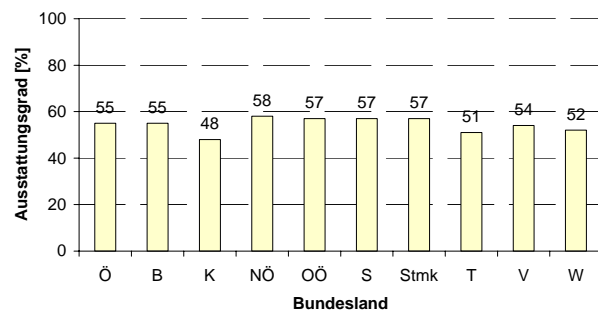
Geschirrspülmaschinen

In Österreich besitzen ca. 55 % der Haushalte einen Geschirrspüler. Der Ausstattungsgrad der Bundesländer ist in Abbildung 3.23a dargestellt und variiert im Bereich von 48 % (Kärnten) bis 58 % (NÖ).

Abbildung 3.23b zeigt die Altersverteilung der Geräte. Der spezifische Normverbrauch der Geschirrspülmaschinen liegt nach Herstellerangaben zwischen 0,1 bis 0,25 kWh pro Maßgedeck. Unter Berücksichtigung der Altersklassen der Geräte, des Benutzerverhaltens (Programmwahl, Temperaturwahl, Anzahl der Spülvorgänge pro Woche) und dem Ausstattungsgrad ergibt sich für den österreichischen Durchschnittshaushalt ein Jahresenergiebedarf von 145 kWh.

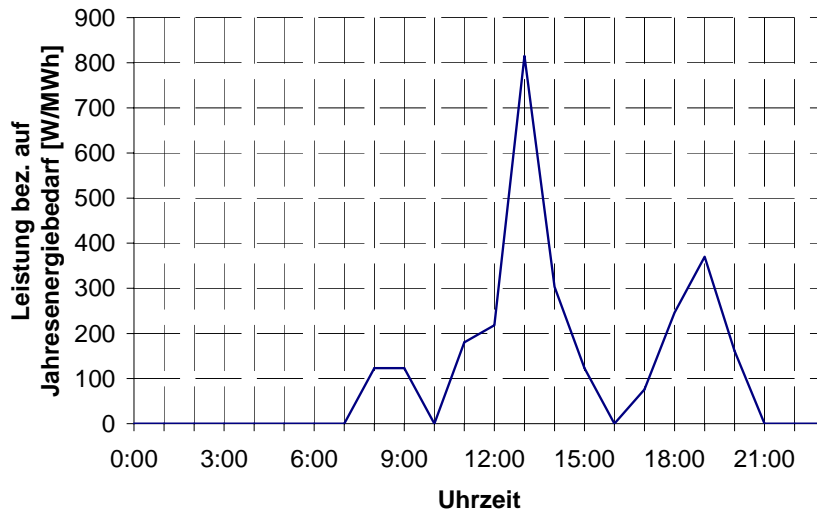


(a) Alterstruktur



(b) Ausstattungsgrade

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management



(c) Lastprofil

Abbildung 3.23: Alterstruktur, Ausstattungsgrade und Lastprofil von Geschirrspülmaschinen

Die Ergebnisse der Bundesländer entsprechend der Ausstattungsgrade sind in Tabelle 3.11 dargestellt.

Tabelle 3.11: Kenndaten zu Geschirrspülmaschinen

Geschirrspülmaschine	Ausstattung [%]	Verbrauch pro HH [kWh]	Anzahl HH	Gesamtverbrauch [GWh]
Burgenland	55	145,6	103.558	15,1
Kärnten	48	127,1	214.757	27,3
Niederösterreich	58	153,5	604.122	92,8
Oberösterreich	57	150,9	523.867	79,0
Salzburg	57	150,9	194.447	29,3
Steiermark	57	150,9	452.769	68,3
Tirol	51	135,0	244.466	33,0
Vorarlberg	54	143,0	128.663	18,4
Wien	52	137,7	757.661	104,3
Österreich	55	145,0	3.224.310	467,5

Die Einsatzzeiten der Geschirrspüler werden auf Basis von Untersuchungen und Erfahrungswerten österreichischer Stromversorgungsunternehmen abgeschätzt wobei in dieser Studie keine Auflösung nach Wochentagen und zudem keine Unterscheidung zwischen Sommer und Wintertagen erfolgt. Das gemittelte Lastprofil für Geschirrspülmaschinen in österreichischen Durchschnittshaushalten ergibt sich aus den Einsatzzeiten und dem durchschnittlichen Energieverbrauch und ist in Abbildung 3.23c dargestellt.

Der resultierende Lastverlauf der Geschirrspülmaschinen mit der Unterteilung nach Bundesländern ist in Abbildung 3.24 dargestellt.

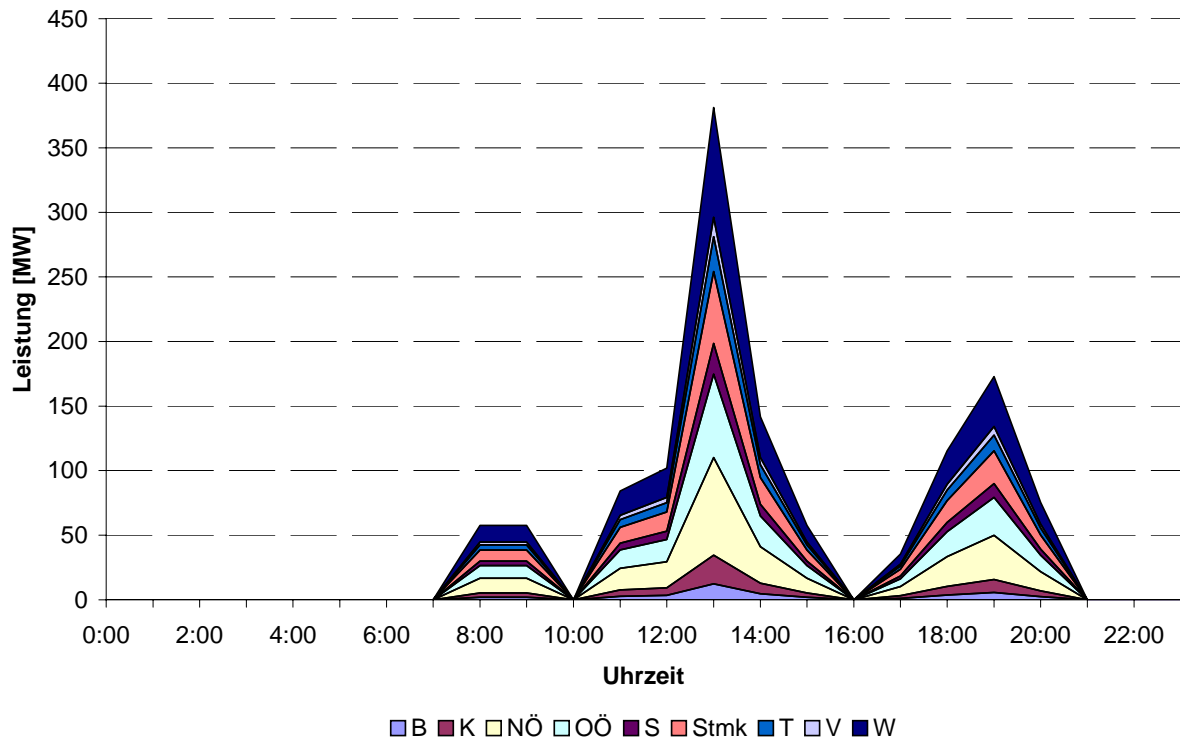


Abbildung 3.24: Tageslastgang Geschirrspülmaschinen (Aufteilung nach Bundesländer)

3.5. Thermische Lastmodellierung

3.5.1. Gebäude- und Heizungsmodell

Der Wärmebedarf von Verbrauchern umfasst sowohl den Raumwärme- als auch den Warmwasserbedarf. Während der Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung näherungsweise über das Jahr konstant verteilt ist [26, 27, 28] besteht der Raumwärmebedarf hauptsächlich in den Wintermonaten. Die wesentlichen Einflussfaktoren sind dabei in erster Linie klimatische Einflüsse wie

- Außentemperatur,
- Windgeschwindigkeit und
- Globalstrahlung,

sowie die Gebäudekenndaten

- Gebäudeart (Mehrfamilienhaus, Einfamilienhaus)
- Gebäudegeometrie und
- Gebäudeisolation.

Zur Klassifizierung des thermischen Isolationszustandes von Gebäuden werden Energiekennzahlen herangezogen, wie z.B. der spezifische Heizwärmebedarf³¹, der nach Ö-Norm B8110 [29] berechnet wird.

In bestehenden Gebäuden liegt der spezifische Nutzwärmebedarf je nach Bebauungsstruktur und Gebäudeart (Abbildung 3.25) zwischen 60 und 226 kWh/m² pro Jahr, in Neubauten liegen die Grenzwerte nach derzeitigen Bauordnungen bzw. Bauvorschriften zwischen 70 und 100 kWh/m² pro Jahr und im Niedrigenergiehaus, der als zukünftiger Standard angestrebt wird, soll der flächenbezogene Jahresheizwärmebedarf nur noch zwischen 30 und 60 kWh/m² pro Jahr betragen [31].

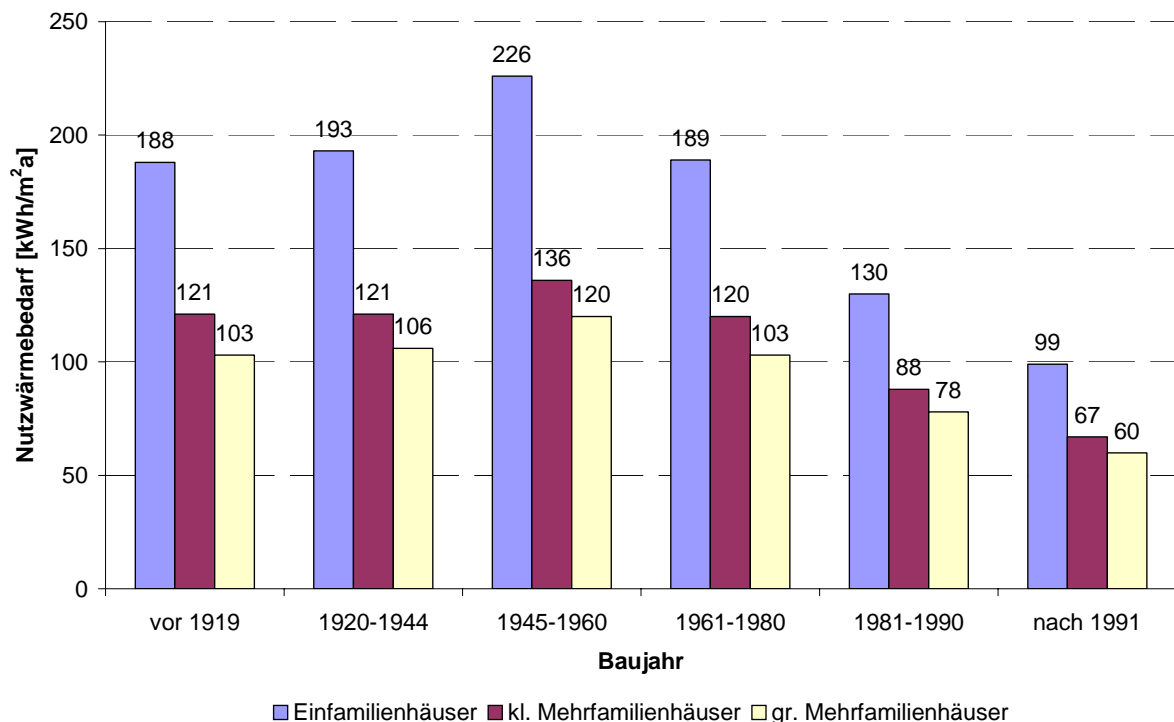


Abbildung 3.25: Energiekennzahlen (nutzenergiebezogen) für Raumwärme in Abhängigkeit der Bauperiode³²

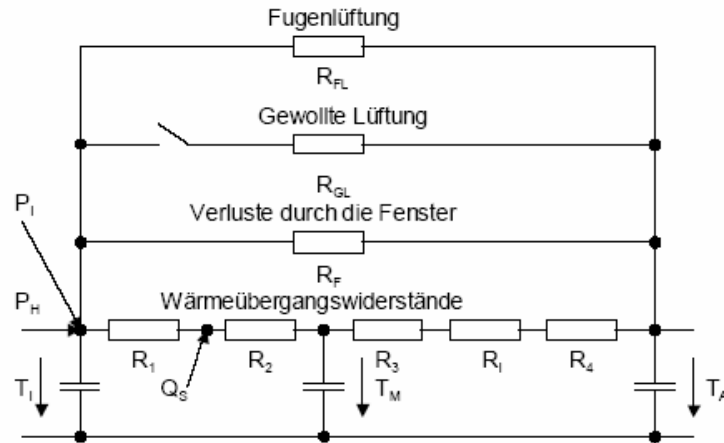
Für die Modellierung des Wärmebedarfes werden dynamische Gebäudeheizbedarfsberechnungen von Wohnhäusern mit unterschiedlicher thermischer Isolierung durchgeführt. Das entsprechende Gebäudemodell³³ ist in Abbildung 3.26 dargestellt.

³¹ Jährlicher Heizwärmebedarf bezogen auf die beheizte Wohnnutzfläche.

³² Quelle: [31]

³³ entspricht den Berechnungsmethoden nach Ö-Norm.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management



- T_I Innentemperatur (Sollinnentemperatur 20°C)
- T_M Mauermitteltemperatur
- T_A Außentemperatur
- R_1 Wärmeübergangswiderstand Raumluft – Mauerinnenseite
- R_2 Wärmeübergangswiderstand Mauerinnenseite – Mauermitte
- R_3 Wärmeübergangswiderstand Mauermitte – Maueraußenseite
- R_i Wärmeübergangswiderstand der Isolierung
- R_4 Wärmeübergangswiderstand Maueraußenseite – Außenluft
- P_H Heizleistung
- P_I zusätzlicher Wärmeeintrag auf Grund von inneren Wärmequellen (Abwärme elektrischer Verbraucher, Wärmeleistung anwesender Personen, ..)
- R_{FL} Fugenlüftungswiderstand (von der Windgeschwindigkeit abhängig)
- R_{GL} Gewollte Lüftung (zur Einhaltung eines bestimmten Mindestluftwechsels und zur Reduktion der Übererwärmung)
- R_F Transmissionsverluste durch die Fenster.

Abbildung 3.26: Modell-Ersatzschaltbild zur Raumwärmebedarfssimulation³⁴

Die Wärmebedarfssimulation erfolgt durch ein MATLAB-Simulink[®]-Modell [32]. Dabei wird die notwendige Heizenergie aus der Differenz der Wärmeverluste (Transmissions- und Lüftungsverluste) und Wärmegewinne (solare und innere Wärmequellen) in Abhängigkeit der Klimagrößen für ein Jahr berechnet. Die genaue Beschreibung des Simulationsmodells ist im Anhang angeführt.

Die Simulationsrechnungen wurden für eine Reihe von unterschiedlichen Wohngebäudearten und unter Berücksichtigung der österreichischen Klimaverhältnisse durchgeführt (siehe auch Darstellung im Anhang). Die Ergebnisse zeigen hierbei, dass der jahreszeitliche Verlauf des *normierten* Raumwärmebedarfes³⁵ für die unterschiedlichen Gebäudegrößen und Energiekennzahlen einen sehr ähnlichen Verlauf aufweist (Abbildung 3.27). D.h. der Wärmebedarf der Gebäude unterscheidet sich nur durch die *Höhe* des Wärmebedarfs und nicht im Zeitverlauf, der im Wesentlichen nur durch das saisonabhängige Benutzerverhalten bestimmt ist (siehe Kapitel 3.5.2).

³⁴ Quelle: [32]

³⁵ mittlerer Tageswärmebedarf bezogen auf den Jahreswärmebedarf

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

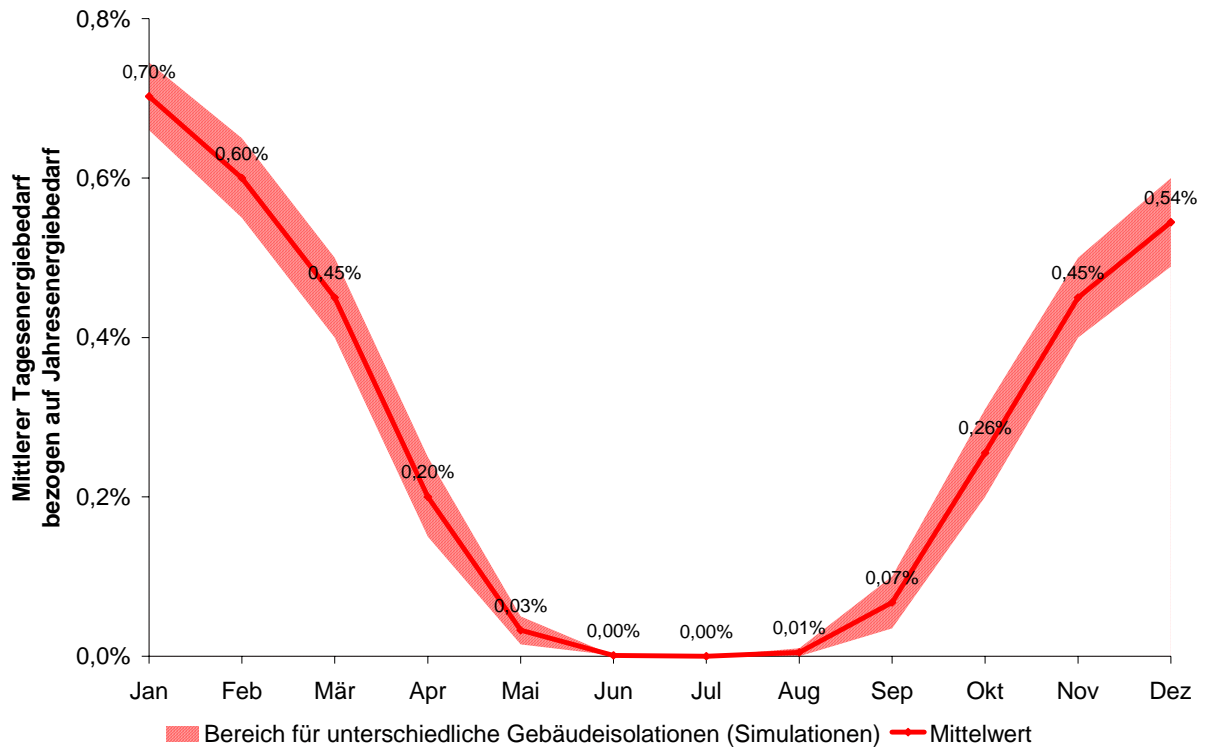


Abbildung 3.27: Normierter Raumwärmebedarf (Tagesenergiebedarf) für Wohngebäude mit unterschiedlichen thermischen Isolationszuständen

Der Warmwasserbedarf wird als konstant übers ganze Jahr angenommen. Die Richtwerte für den Energiebedarf der Warmwasserbereitung werden im Wesentlichen durch Anzahl und Lebensgewohnheiten der Bewohner sowie den Komfort (z.B. Warmwassertemperatur, -bereitstellung) bestimmt und auf Basis einer Literaturrecherche abgeschätzt (Tabelle 3.12).

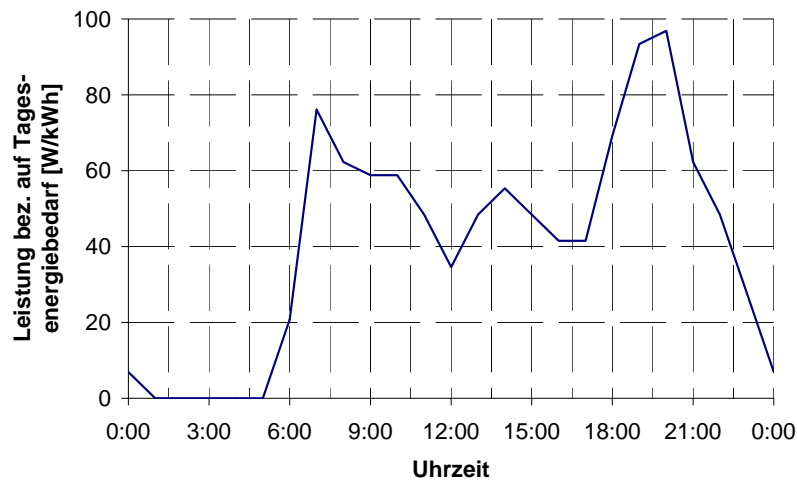
Tabelle 3.12: Energiebedarf für Warmwasser (Literaturlauswertung)

Nutzwärmebedarf für Warmwasser pro Wohneinheit	Anmerkung	Quelle
17,5 kWh/m ² a	Mittelwert aus Messungen	[27]
22,5 kWh/m ² a (Durchschnittswohneinheit 130m ² : 2.925 kWh/a)	für Einfamilienhäuser	[33]
16 kWh/m ² a (Durchschnittswohneinheit 70m ² : 1.130 kWh/a)	für Mehrfamilienhäuser	[33]
24 kWh/m ² a (Durchschnittswohneinheit 70m ² : 1.680 kWh/a)	Mittelwert aus Messungen	[26]
42 – 45 l/d Person (35°C) (609 – 610 kWh/a Person)	Bundesdurchschnitt Deutschland	[41]
50 l/d Person (30°C) (609 – 610 kWh/a Person)	Heizkostenvergleich Deutschland	[42]
521 – 660 kWh/a Person (1 Person – 4 Personen)	Durchschnittswerte Deutschland	[43]
96 – 192 l/d Person (35°C) 1.425 kWh/a – 2.850 kWh/a pro WE	Erfahrungswerte bei mittleren Ansprüchen	[28]

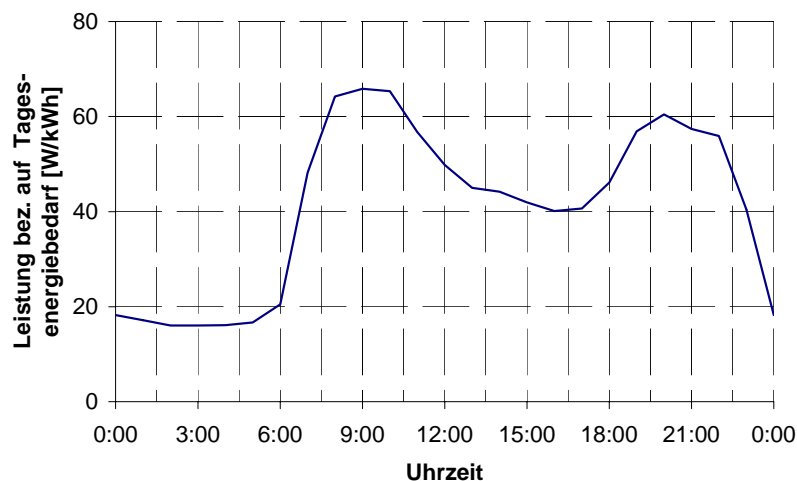
Unter Berücksichtigung der Bereitschafts- und Zirkulationsverluste werden im Weiteren durchschnittliche Werte von $19 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ für Wohnungen in Mehrfamilienhäuser und $23 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ für Ein/Zweifamilienhäuser angenommen.

3.5.2. Thermische Lastprofile

Die Stundenwerte eines Tageslastganges werden durch Gewichtung von gebäudetypischen Tagesverläufen nach VDI 2067 [34] mit dem berechneten Tagesbedarf der Wärmelast (Raumwärme und Warmwasser) bestimmt. Diese thermischen Tageslastverläufe sind in Abbildung 3.28 dargestellt und wurden aus Messungen mehrerer hundert Wohneinheiten entwickelt, wodurch das durchschnittliche Benutzerverhalten berücksichtigt wird. Der Sommerlastgang bildet hierbei den tageszeitlichen Verlauf des Warmwasserbedarfes ab, der Winterlastgang berücksichtigt Warmwasser- und Raumwärmebedarf und wird auch für die Übergangszeit eingesetzt.



(a) Sommer



(b) Winter und Übergangszeit

Abbildung 3.28: Wärmelastprofile von Wohngebäuden (gemittelt nach [34])

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

Bestehende elektrische Heizsysteme werden heute vorwiegend als (Nacht-) Speicherheizungen, die eventuell untertags (im Allgemeinen bei niedriger Netzbelastung am Nachmittag) nachgeladen werden. Die Ansteuerung erfolgt fast heute ausnahmslos durch Rundsteuersteueranlagen, die während der Freigabezeiten die Heizgeräte ansteuern. Hierbei unterscheidet man im Wesentlichen zwischen Vorwärtssteuerung, bei der die Anlagen zu Beginn der Freigabezeit zugeschaltet werden, und Rückwärtssteuerung, bei der der Ladevorgang durch Zeitglieder verzögert und zum Ende der Freigabeperiode gelegt wird³⁶.

Die Lastgänge der elektrischen Nachtspeicherheizungen und Warmwasserspeicher werden auf Basis der veröffentlichten Lastprofile der APCS [40] modelliert (Abbildung 3.29), die die Durchmischung der angeführten Steuerkonzepte in Österreich abbilden. Die Heizlastprofile sind hierbei für Winter sowie für die Übergangszeit³⁷ und die Lastprofile der Warmwasserspeicher ganzjährig verwendbar.

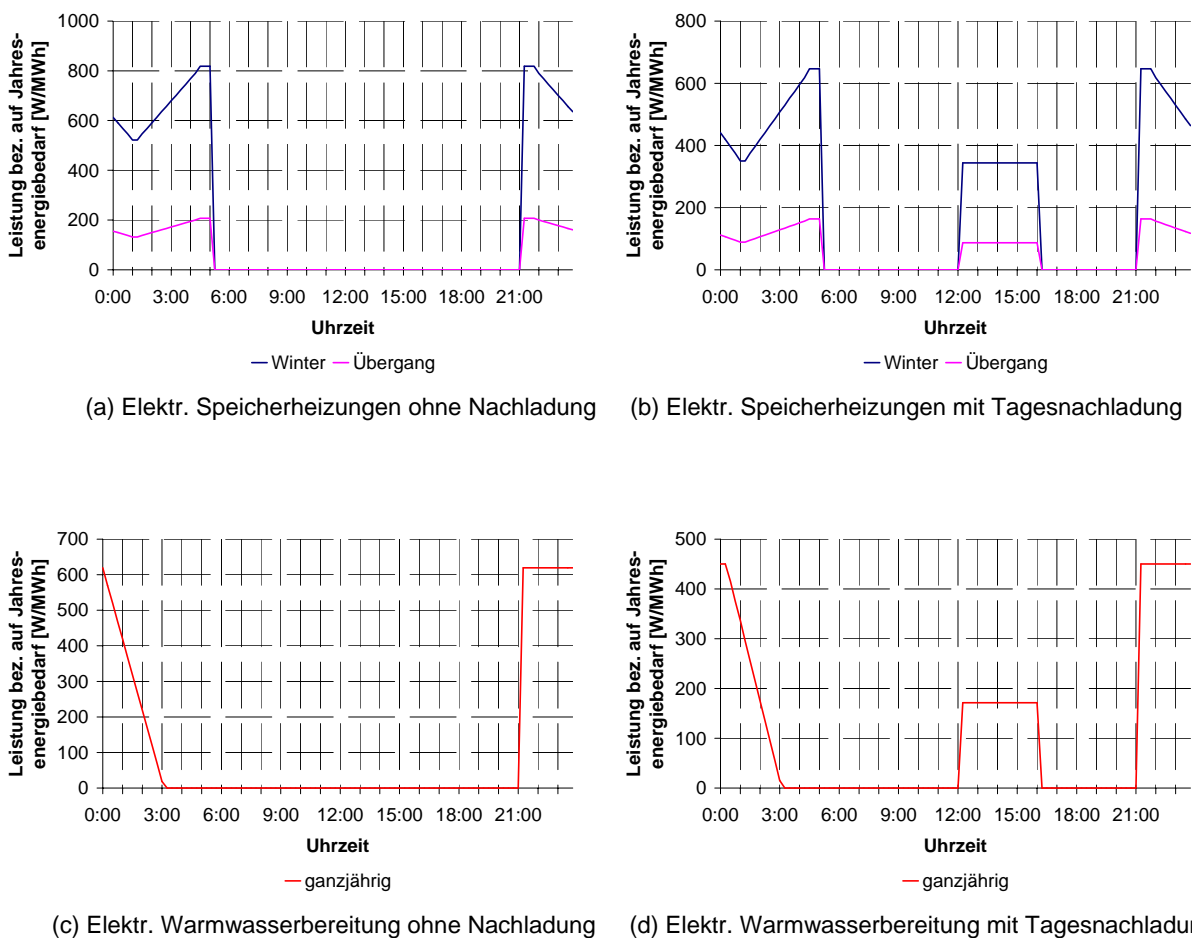


Abbildung 3.29: Lastprofile (bez. auf Jahresenergiebedarf) von elektrischen Speicherheizungen und Warmwasserspeichern nach [40]

³⁶ siehe auch Kapitel 3.6.1

³⁷ Als Übergangszeit werden die Monate April, Mai, September und Oktober, als Winter die Monate Jänner bis März, sowie November und Dezember und als Sommer die Monate Juni bis August definiert. Die Aufteilung des Jahresenergiebedarfs für Raumwärme erfolgt entsprechend den Simulationen aus Kapitel 3.5.1 mit 17 % für die Übergangszeit und 83 % für die Winterzeit.

3.5.3. Energiebedarf und Lastgänge der thermischen Anwendungen (Heizung und Warmwasser)

Unter Berücksichtigung der statistischen Auswertungen zum Bestand der Gebäude in Österreich [37] und der nutzenergiebezogenen Energiekennzahlen für Raumwärme in Abhängigkeit der Bauperiode (Abbildung 3.25) kann der theoretische Nutzenergiebedarf ermittelt werden. In Abbildung 3.31 sind die Ergebnisse für Österreich, im Anhang (Abbildung 8.5 bis Abbildung 8.13) für die Bundesländer dargestellt.

Für die weiteren Untersuchungen werden wieder nur Haushalte betrachtet (Tabelle 3.13), wobei der theoretische Nutzenergiebedarf aller österreichischen Haushalte für Raumwärmeanwendung insgesamt 41,3 TWh/a beträgt.

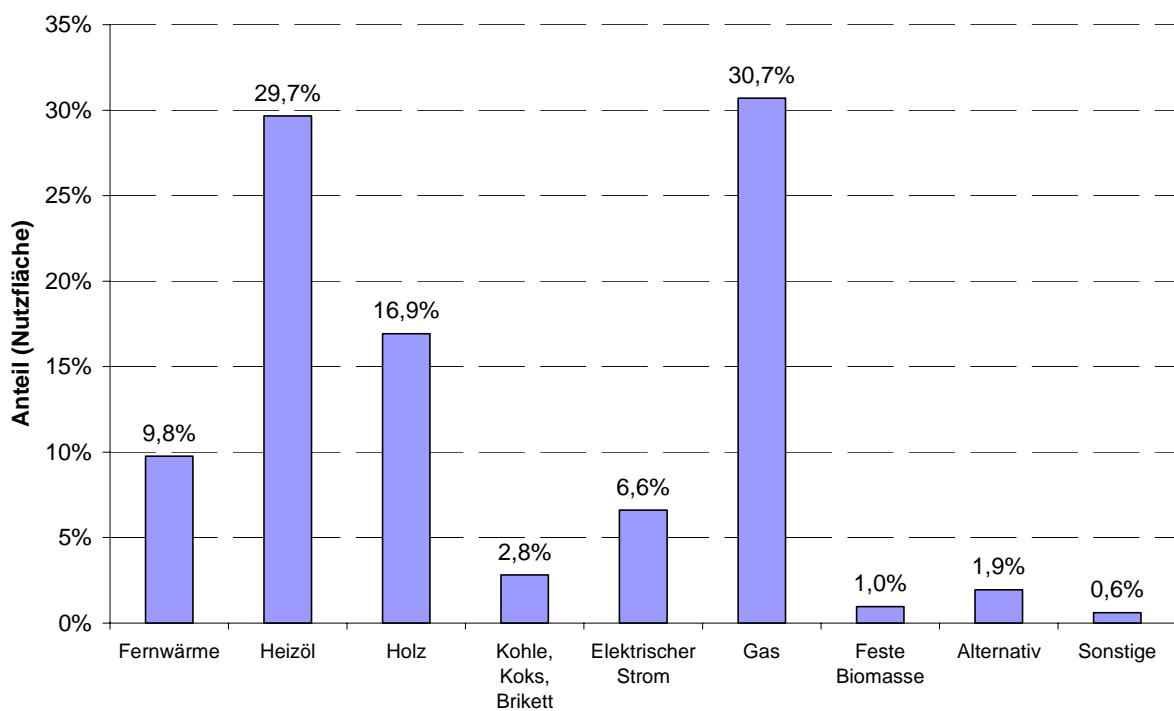


Abbildung 3.30: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Österreich³⁸

³⁸ Datenbasis: Statistik Austria [37]

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

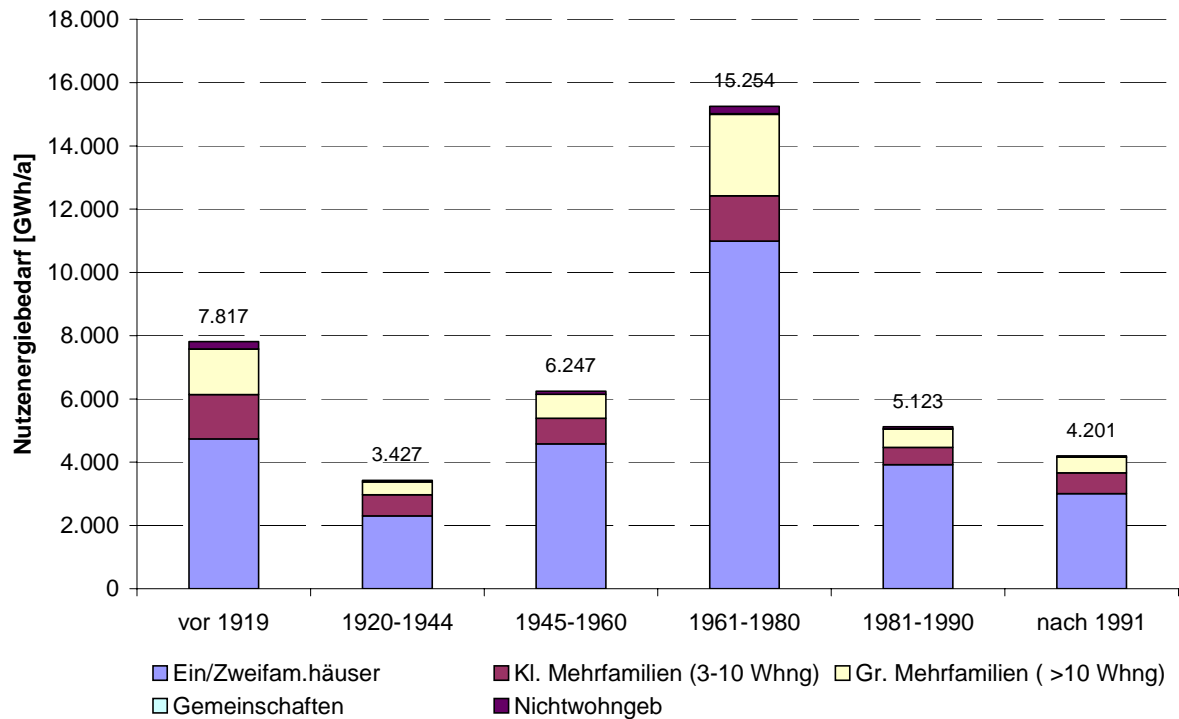


Abbildung 3.31: Nutzenergiebedarf in Österreich nach Art der Gebäude

	Ein/Zweifamilienhäuser		Mehrfamilienhäuser			
	Anzahl Wohnungen	Nutzfläche [1.000 m ²]	Nutzenergiebedarf [GWh]	Anzahl Wohnungen	Nutzfläche [1.000 m ²]	Nutzenergiebedarf [GWh]
W	61.913	6.810	1.154,1	695.748	46.992	4.810,5
OÖ	308.972	35.227	5.909,3	214.895	14.922	1.519,6
S	93.675	10.315	1.727,5	100.772	6.794	688,5
Tirol	119.570	13.291	2.212,5	124.896	9.429	964,5
Vbg	73.128	8.074	1.351,5	55.535	4.045	403,5
NÖ	423.839	48.603	8.069,4	180.283	12.684	1.259,8
Stmk	252.424	28.868	4.871,1	200.345	13.792	1.415,7
K	129.324	14.449	2.465,6	85.433	6.169	617,7
Bgl	91.058	10.410	1.771,7	12.500	981	89,0
Ö	1.553.903	176.050	29.532,7	1.670.407	115.813	11.768,7

Tabelle 3.13: Nutzenergiebedarf für Raumwärme von Wohnhäusern

In Österreich werden ca. 6,6 % der Nutzfläche aller Haushalte über fest angeschlossenen elektrische Heizsysteme (elektrische Boden-, Wand- oder Deckendirektheizung bzw. Speicherheizung) beheizt (Abbildung 3.30).

Aufgrund des Ausstattungsgrades mit elektrischen Heizsystemen und unter Berücksichtigung des Benutzerverhaltens³⁹ und des Regelwirkungsgrades bei elektrischen Heizungen⁴⁰ ergibt sich insgesamt ein Strombedarf von 1.873,1 GWh für elektrische Raumwärmeanwendungen in Österreich.

Bezogen auf alle Haushalte ergibt sich für den österreichischen Durchschnittshaushalt ein Energiebedarf von ca. 581 kWh/a, die Ergebnisse für die Bundesländer sind in Tabelle 3.14 zusammengefasst, die sich aufgrund der unterschiedlichen Ausstattungsgrade und Bebauungsstrukturen unterscheiden⁴¹.

Tabelle 3.14: Strombedarf für elektrische Heizungen

	Gesamter Strombedarf für Raumwärme [GWh/a]	Strombedarf für Raumwärme des Durchschnittshaushaltes [kWh/a]
Wien	261,2	344,7
OÖ	193,2	368,7
Salzburg	171,9	884,1
Tirol	143,5	586,9
Vorarlberg	66,0	513,3
NÖ	338,3	560,0
Steiermark	339,8	750,5
Kärnten	236,3	1.100,2
Burgenland	123,5	1.192,5
<i>Österreich</i>	<i>1.873,1</i>	<i>580,9</i>

(Rundungsfehler nicht ausgeglichen)

In Tabelle 3.15 ist der Warmwasserbedarf der österreichischen Haushalte entsprechend der Nutzflächen angeführt.

³⁹ 0,6 – 0,65 für elektrische Heizsysteme [39]

⁴⁰ 0,9 – 0,95 für elektrische Heizsysteme [39]

⁴¹ Die detaillierten statistischen Auswertungen der Bundesländer für die Berechnungen in Tabelle 3.14 sind im Anhang 8.2 angeführt.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

	Ein/Zweifamilienhäuser			Mehrfamilienhäuser		
	Anzahl Wohnungen	Nutzfläche [1.000 m ²]	Nutzenergiebedarf [GWh]	Anzahl Wohnungen	Nutzfläche [1.000 m ²]	Nutzenergiebedarf [GWh]
W	61.913	6.811	156,6	695.748	46.992	892,8
OÖ	308.972	35.228	810,2	214.895	14.923	283,5
S	93.675	10.316	237,3	100.772	6.795	129,1
Tirol	119.570	13.292	305,7	124.896	9.430	179,2
Vbg	73.128	8.074	185,7	55.535	4.045	76,9
NÖ	423.839	48.603	1.117,9	180.283	12.685	241,0
Stmk	252.424	28.868	664,0	200.345	13.793	262,1
K	129.324	14.449	332,3	85.433	6.170	117,2
Bgl	91.058	10.410	239,4	12.500	982	18,7
Ö	1.553.903	176.050	4.049,2	1.670.407	115.814	2.200,5

Tabelle 3.15: Energiebedarf für Warmwasser (inkl. Verteilung und Bereitschaftsverluste)

Der Ausstattungsgrad der Haushalte mit (ausschließlich) elektrischer Warmwasserbereitung ist nicht verfügbar und wird daher entsprechend dem Ausstattungsgrad der Haushalte mit elektrischen Heizsystemen angenommen⁴².

	Gesamter Strombedarf für Warmwasser [GWh/a]	Strombedarf für Warmwasser des Durchschnittshaushaltes [kWh/a]
Wien	10,6	13,9
OÖ	32,4	61,9
Salzburg	26,0	133,6
Tirol	21,2	86,9
Vorarlberg	10,8	83,6
NÖ	62,4	103,2
Steiermark	55,2	121,9
Kärnten	39,2	182,4
Burgenland	24,4	236,1
Österreich	282,5	87,6

(Rundungsfehler nicht ausglich)

Tabelle 3.16: Strombedarf für Warmwasser

Bezogen auf alle Haushalte ergibt sich für den österreichischen Durchschnittshaushalt ein Strombedarf von ca. 88 kWh/a, die Ergebnisse für die Durchschnittshaushalte der Bundesländer

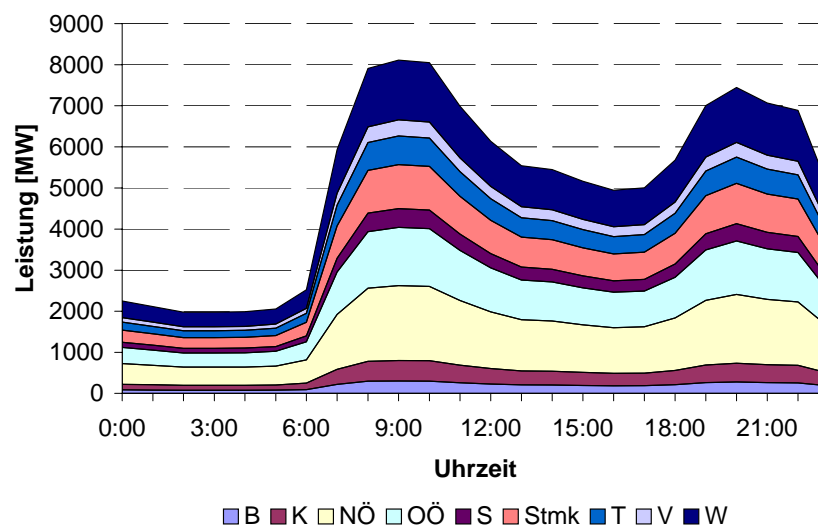
⁴² Nicht berücksichtigt werden hier elektrische Zusatzsysteme für Warmwasserbereitung. Die Ausstattung der Haushalte mit elektrischen Warmwasserbereitstellungssystemen ist daher wahrscheinlich höher als mit elektrischer Raumwärmebereitung (Zusatzboiler, dezentrale Kleinspeicher, etc.).

sind in Tabelle 3.16 zusammengefasst, die sich aufgrund der unterschiedlichen Ausstattungsgrade und Bebauungsstrukturen unterscheiden.

Die resultierenden Tageslastgänge des Wärmebedarfs (Endenergie für Raumwärme und Warmwasser) werden entsprechend der Modellierung in Kapitel 3.5.2 berechnet.

Der Großteil der Wohnungen in Österreich mit ca. 63% der Nutzfläche wird durch fossile Energieträger beheizt. In Abbildung 3.32 sind unter Berücksichtigung der Kenndaten der fossilen Heizsysteme (Nutzungsgrade, Altersverteilung, statistische Verteilung⁴³) die Tageslastgänge (Endenergie) in Abhängigkeit der Jahreszeit für die Bundesländer dargestellt. Im Winter ergibt sich in Österreich somit eine Grundlast von ca. 2.000 MW und eine Spitzenlast von bis zu 8.000 MW. In der Übergangszeit sinkt die Grundlast auf ca. 700 MW und die Spitzenlast auf ca. 2.700 MW. Im Sommer besteht aufgrund des Warmwasserbedarfes während der Tageszeiten eine Grundlast von ca. 580 MW und Morgen- bzw. Abendspitzen von ca. 1.200 MW bzw. 1.500 MW.

In Abbildung 3.33 sind die Lastgänge der bestehenden elektrische Heizsysteme⁴⁴, die vorwiegend als Nachtspeicherheizungen⁴⁵ ausgeführt sind, dargestellt. Im Mittel werden die elektrischen Heiz- und Warmwassersysteme während der Nachtstunden mit ca. 1.200 MW im Winter und mit ca. 340 MW in der Übergangszeit geladen sowie untertags mit ca. 170 MW bzw. 50 MW Nachladungen. Im Sommer erfolgt die Aufladung der Warmwasserspeicher zwischen 21.00 Uhr und 00.00 Uhr mit ca. 160 MW und anschließender abnehmender Leistung bis 3.00 Uhr.



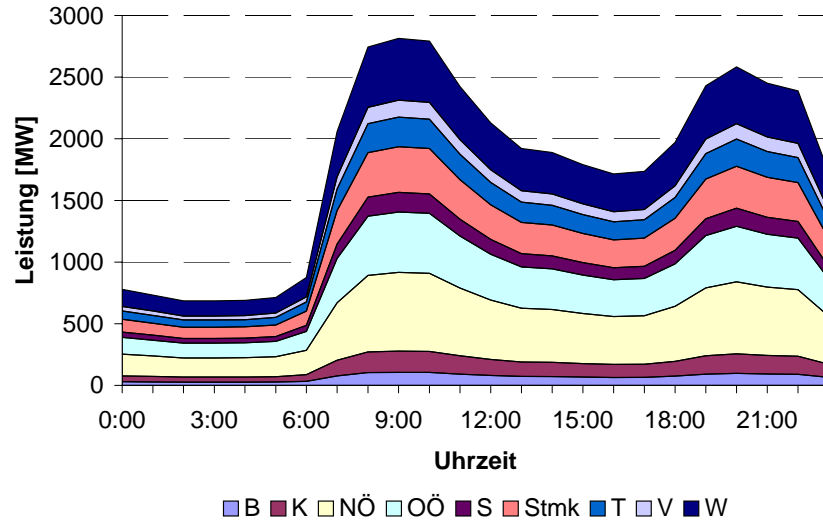
(a) Winter

⁴³ siehe Anhang 8.3

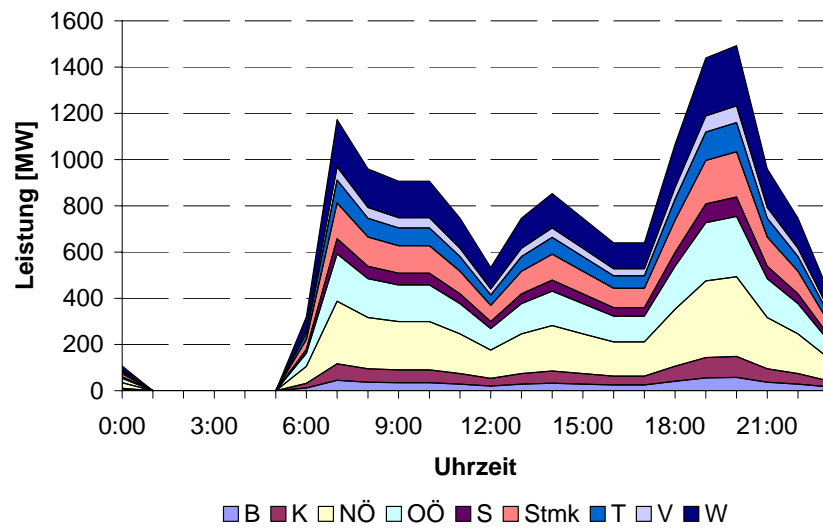
⁴⁴ In der Statistik [37] werden Hauptheizsysteme betrachtet. Zusatzheizungen sind meist in Form von Direktheizsysteme (Heizstrahler) ausgeführt und in Abbildung 3.33 nicht berücksichtigt.

⁴⁵ Annahme 75 % der Anlagen ohne und 25 % der Anlagen mit Tagesnachladung

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

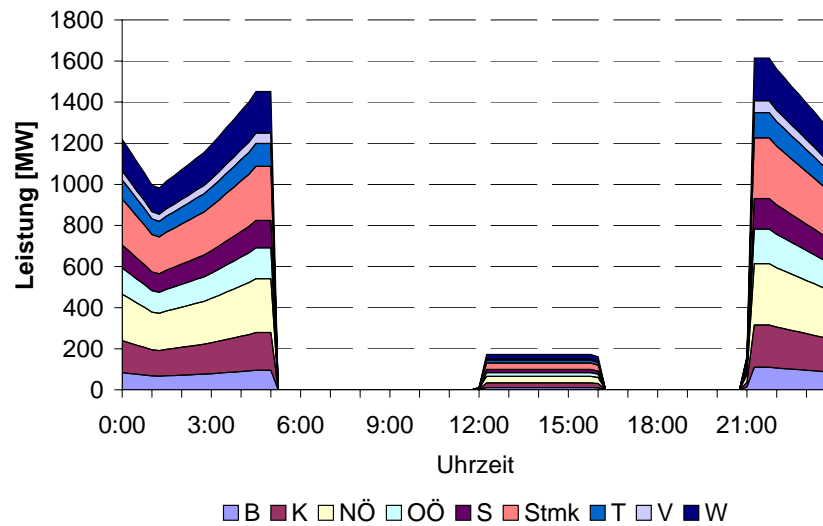


(b) Übergangszeit



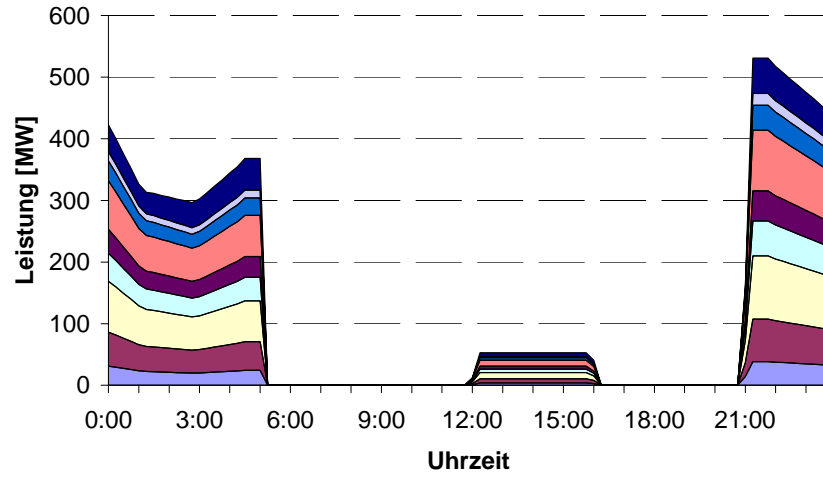
(c) Sommer

Abbildung 3.32: Tageslastgänge des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs der fossil beheizten Wohnungen (Aufteilung nach Bundesländer)

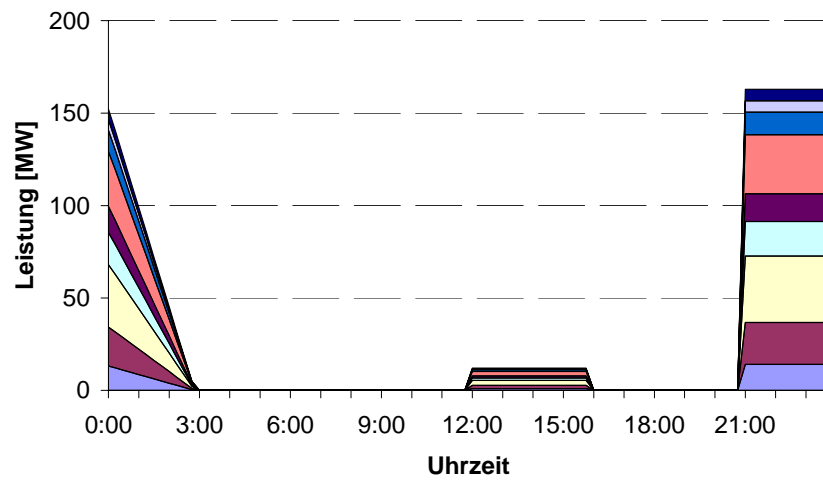


(a) Winter

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management



(b) Übergangszeit



(c) Sommer

Abbildung 3.33: Tageslastgänge der elektrischen Wärmeanwendungen (Raumwärme + Warmwasser) (Aufteilung nach Bundesländer)

3.6. Demand Side Management

3.6.1. Konzepte und Steuerungsverfahren zur Umsetzung von DSM

Demand Side Management (DSM) ist der Überbegriff für verbraucherseitige Maßnahmen des Energiemanagements. Eine Anpassung der Nachfrage an die zur Verfügung stehende Energie kann prinzipiell durch Änderung der bezogenen Leistung oder der bezogenen Arbeit erreicht werden.

1. Änderung der bezogenen Leistung

Bei dieser Form der Lastgangänderung wird unterstellt, dass die innerhalb eines längeren Zeitraumes bezogene Energiemenge konstant ist, diese jedoch im kurzfristigen Bereich variiert werden kann. Diese konventionelle Art von DSM dient zur *Summenlastgangglättung*, wobei z.B. durch günstige zeitvariable Tarife ein Anreiz zur Verlagerung von zeitunkritischen Verbrauchern von Hochlast- in Niedriglastzeiten geschaffen wurden und dadurch Lastspitzen vermieden wurden (Abbildung 3.34). Eine klassische Realisierungsmöglichkeit ist die Anwendung eines Maximumwächters, der nach festgelegter Reihenfolge Verbraucher vom Netz nimmt (Lastabwurf) und zeitversetzt wieder zuschaltet.

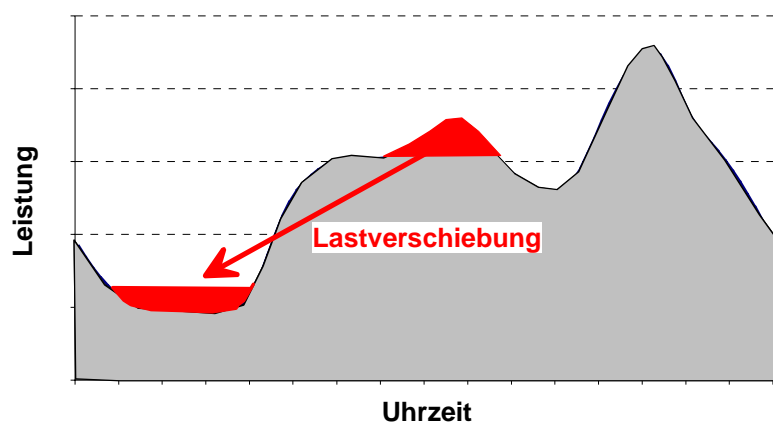


Abbildung 3.34: DSM durch Lastverlagerungen

Diese Form von DSM durch Lastverlagerung kann aber auch zur Anpassung des Verbrauchlastganges an den windbedingt stochastischen Erzeugungslastgang genutzt werden, mit dem Ziel die Leistungsdifferenz (Ausgleich von Windschwankungen bzw. Windprognosefehlern) zu senken. Für Haushaltskunden stehen im Wesentlichen die in Kapitel 3.4.2 analysierten steuerbaren Anwendungsgruppen

- Kühl- und Gefriergeräte,
- Wasch-, Spül-, Trockengeräte und
- elektrische Heizung und Warmwasserbereitung (falls vorhanden)

zur Verfügung.

2. Änderung der bezogenen Arbeit

Eine andere Möglichkeit der Lastgangänderung ist die Änderung der bezogenen Arbeit. Bei dieser Form wird unterstellt, dass sich innerhalb eines bestimmten Zeitbereichs die bezogene Energiemenge entweder dauerhaft ändert oder in bestimmten Intervallen variieren lässt (Abbildung 3.35). Eine langfristige Senkung ist z.B. über Energiesparaktionen möglich bzw. eine langfristige Anhebung erfolgt durch die Förderung neuer Stromanwendungen.

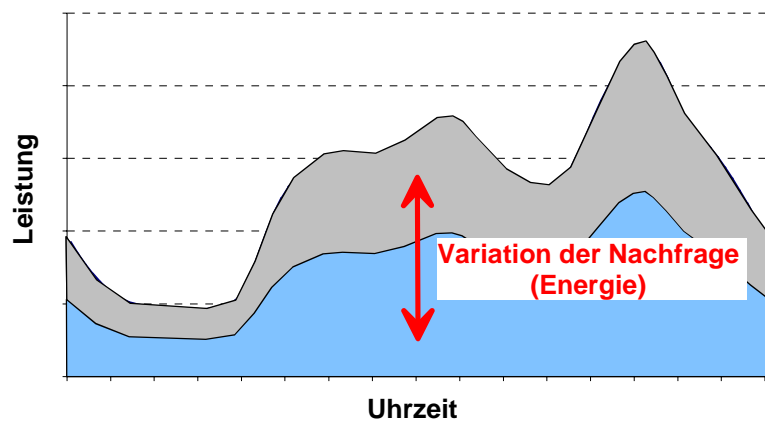


Abbildung 3.35: DSM durch Änderung des Energiebedarfes

Eine weitere Möglichkeit zur Änderung des Nachfrageverhaltens besteht durch Variation zwischen unterschiedlichen Energieformen für bestimmte Verwendungen. Eine typische Anwendung für diese Form des DSM sind Heiz- und Warmwasserbereitungssysteme über verschiedene Energieträger. Exemplarisch ist in Abbildung 3.36 die Substitution von Strom durch Gas dargestellt. Für den Ausgleich von Windschwankungen bzw. Windprognosefehlern ist jedoch auch die umgekehrte Substitution möglich, d.h. die Umstellung von konventionellen Gas- und Ölheizungen auf bivalente Systeme mit elektrischen Zusatzheizungen. Günstig wirkt sich hierbei das hohe Substitutionspotential sowohl im lang- als auch im kurzfristigen Bereich aus, da flexibel auf Erzeugungsänderungen reagiert werden kann.

Die Vorteile können durch einen fiktiven Öl-Substitutionsnutzungsgrad von

$$\eta = \frac{\text{Elektrischer Heizungsnutzungsgrad} \cdot \text{Netzwirkungsgrad}}{\text{Kesselnutzungsgrad}} = \frac{0,95 \cdot 0,92}{0,7} = 1,25 \quad (4.1)$$

beschrieben werden.

Hierbei wird angenommen, dass der Nutzungsgrad der elektrischen Zusatzheizung 95 %, der Netzwirkungsgrad 92 %⁴⁶ und der Kesselwirkungsgrad entsprechend dem österreichischen Durchschnitt der Einzelfeueranlagen ca. 70 % beträgt.

⁴⁶ Übertragungsverluste von elektrischer Energie über das Mittel- und Niederspannungsnetz liegen bei 6 bis 10 %.

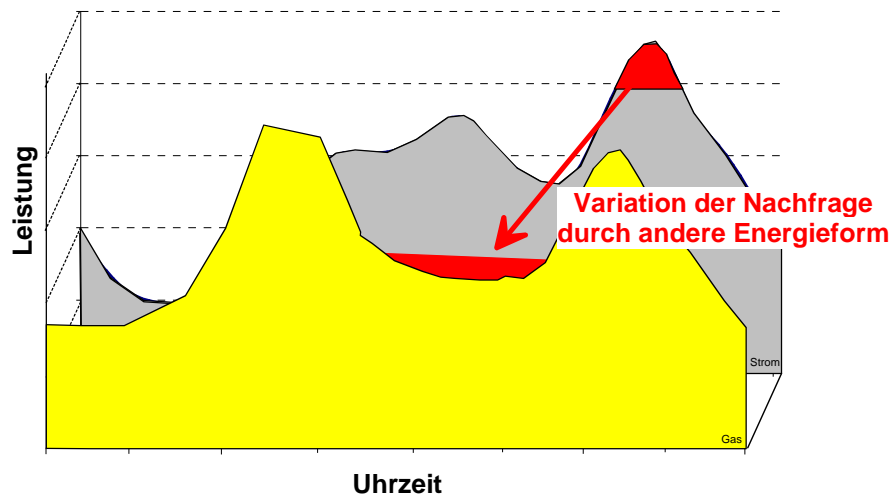


Abbildung 3.36: DSM durch Substitution eines Energieträgers

Der Ausgleich von Windschwankungen bzw. Windprognosefehlern erfolgt indem über DSM die Zusatzwärmebereitungs-systeme der Verbraucher entsprechend zu- oder weggeschaltet werden. Die Nutzung der von der Prognose abweichenden Windenergie (Ausgleichsenergie) wirkt somit wie eine hocheffiziente fiktive „Ölquelle“, wobei die Substitution von fossilen Heizsystemen durch Wärme aus regenerativer Windenergie zudem Emissionseinsparungen⁴⁷ – sowohl durch Einsparung von Ausgleichsenergie aus konventionellen Kraftwerken als auch durch Emissionsreduktionen im Hausbrand – möglich sind.

Ein weiterer Nutzen der bivalenten Heizungen besteht in der Entlastung der Übertragungsnetze falls aufgrund der Engpässe im Netz bei unzureichendem Ausbau (Kapitel 3.3) ein hohes Winddargebot nicht aus der Netzregion abgeführt werden könnte und so die Winderzeugung aus Netz-sicherheitsgründen reduziert werden müsste. In diesem Fall wäre anstelle der Abschaltung von Windparks eine gezielte Nachladung der Warmwasserspeicher oder Speicherheizungen sinnvoll, wodurch fossile Brennstoffe und Emissionen eingespart werden könnten.

Eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung von DSM zum Ausgleich windbedingter Leistungsschwankungen bzw. Windprognosefehlern sind Kommunikationseinrichtungen zur Steuerung der elektrischen Lasten. Eine bereits vorhandene Möglichkeit, wie sie heute beispielsweise schon bei Speicherheizungen mit einer Verlagerung in die Nachtstunden eingesetzt wird, sind Rundsteuersignale. Die Einsatzsteuerung muss hierbei entsprechend dem aktuellen Winddargebot erfolgen, wofür eine Überwachung der Einspeiseleistungen notwendig ist, wie sie heute bereits durch die Messungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen im 15 Minuten Raster und Zusammenführung in zentralen Computern umgesetzt wird.

Weitere Möglichkeiten der Kommunikation sind in Tabelle 3.17 zusammengefasst.

⁴⁷ Siehe Kapitel 3.6.4

Tabelle 3.17: Mögliche Kommunikationstechniken zur Laststeuerung

Technik	Übertragungsmedium
UMTS	Funk
GSM	Funk
PLC	Stromnetz
Rundsteuerung	Stromnetz
Telefon	Telefonkabel

Um die Kosten der Zusatzeinrichtungen beim Verbraucher niedrig zu halten, sind vor allem energie- und leistungsintensive Anwendungen wie Warmwasserbereitstellung und – soweit vorhanden – elektrische Raumwärmebereitstellung, aber auch Zusatzheizungen vor allem für Übergangszeiten, in denen konventionelle Heizungen in Teillastbereich mit schlechten Wirkungsgraden eingesetzt werden, zur Laststeuerung zu nutzen.

Bei den Steuerkonzepten ist im Wesentlichen

- Vorwärtssteuerung
- Rückwärtssteuerung und
- Spreizsteuerung

zu unterscheiden.

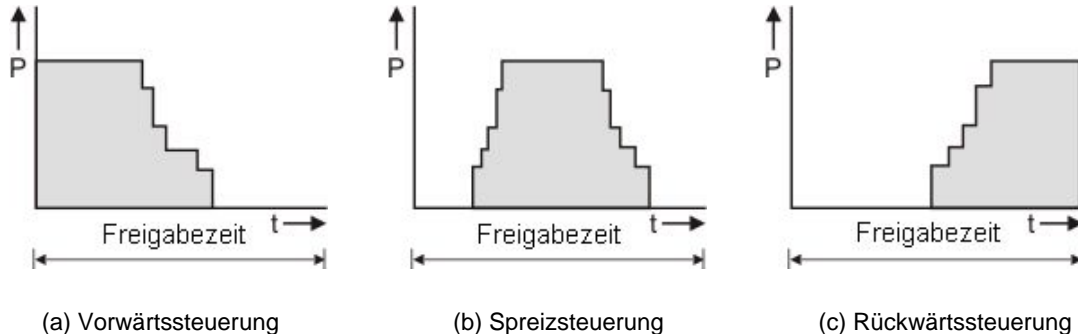


Abbildung 3.37: Steuerungskonzepte für DSM

Wird die Aufladesteuerung ohne Verzögerung eingesetzt, d.h. die Aufladung beginnt zur festgelegten Freigabezeit bezeichnet man diese Lastcharakteristik als Vorwärtssteuerung. Ist die Aufladung mit Ende der Freigabezeit beendet, spricht man von Rückwärtssteuerung. Wird die Aufladung um die Mitte der Freigabezeit gelegt, spricht man von einer Spreizsteuerung.

Mit Hilfe von prozessrechnergesteuerten Programme und Überlagerung der Steuerungsarten können Lastkollektive mit definierter Leistung individuell zu gewünschten Zeitpunkten (verschiedene Freigabezeiten) gelegt werden. Der zulässige Verschieberegion variiert hierbei nach Anwendungsart (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, Seite **Fehler! Textmarke nicht definiert.**).

3.6.2. DSM-Potenziale der elektrischen Anwendungen (Haushaltsanwendungen und elektrische Heiz- und Warmwasserbereitung)

In Kapitel 3.4.2 wurden die Lastgänge der elektrischen Anwendungen, die für DSM-Maßnahmen herangezogen werden können, analysiert. Zum Ausgleich von windbedingten Lastschwankungen werden im Folgenden die DSM-Lasten für die APG-Regelzone (Österreich ohne Tirol und Vorarlberg) betrachtet, da die österreichischen Windenergiepotenziale nach Kapitel 3.1 im Wesentlichen auf diese Regelzone beschränkt sind. Ergänzend werden die Ergebnisse für die in dieser Zone maßgeblichen Windregion (Burgenland und Niederösterreich) angeführt.

In Abbildung 3.39 bis Abbildung 3.41 sind die resultierenden Lastgänge für Winter, Übergangszeit und Sommer in der APG-Regelzone bzw. in der österreichischen Windregion (B+NÖ) dargestellt. Diese ergeben das theoretische Potenzial für DSM, wobei zu berücksichtigen ist, dass die angegebenen Lastverläufe aus den derzeitigen Lastprofilen abgeleitet wurden und bei DSM zeitliche Verschiebungen vorgenommen werden, wobei aber grundsätzlich davon auszugehen ist, dass sich der Energiebedarf der Anwendungen und damit der Mittelwert der aggregierten Lastkurve nur geringfügig ändert⁴⁸.

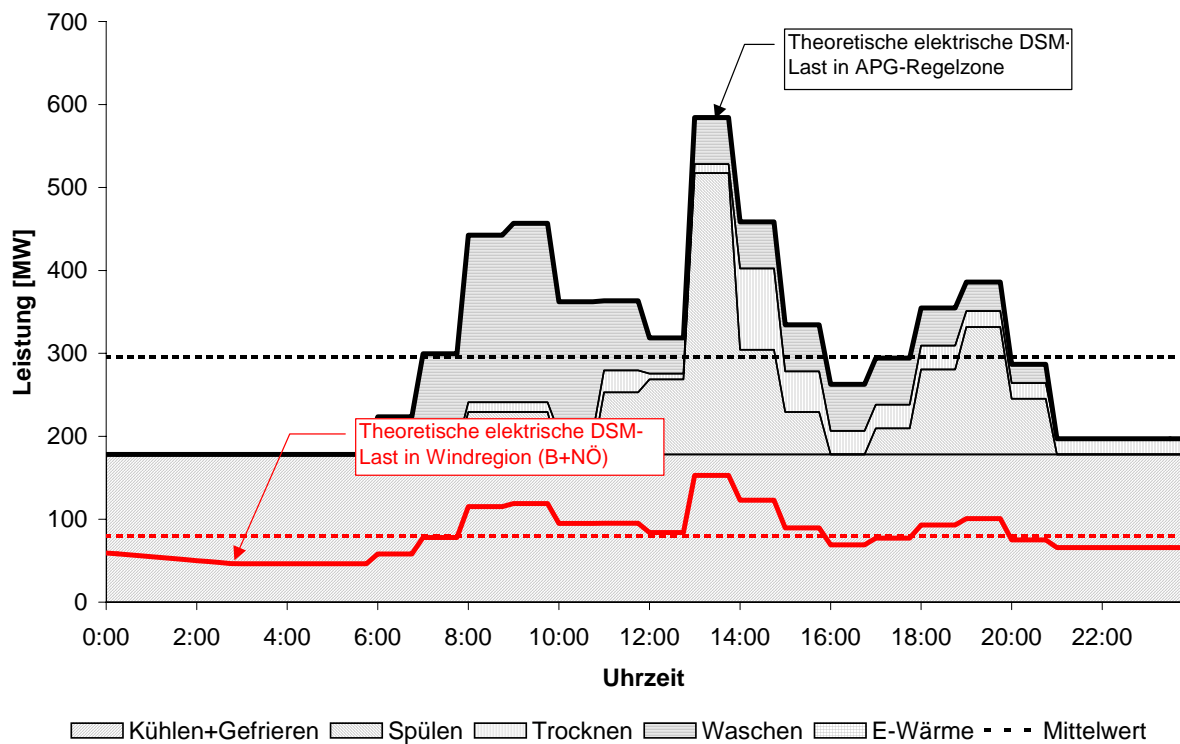


Abbildung 3.38: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen ohne elektrische Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser)

⁴⁸ z.B. erhöhter Energiebedarf nach längerer Unterbrechung von Kühlschränken (hohe Innentemperatur). Daher wirkt sich allgemein ein hohes verfügbares DSM-Potenzial generell günstig aus, da die Ausgleichsenergie mit mehreren Verbrauchergruppen und kürzeren Schaltzyklen (Unterbrechungen) bereitgestellt werden kann.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

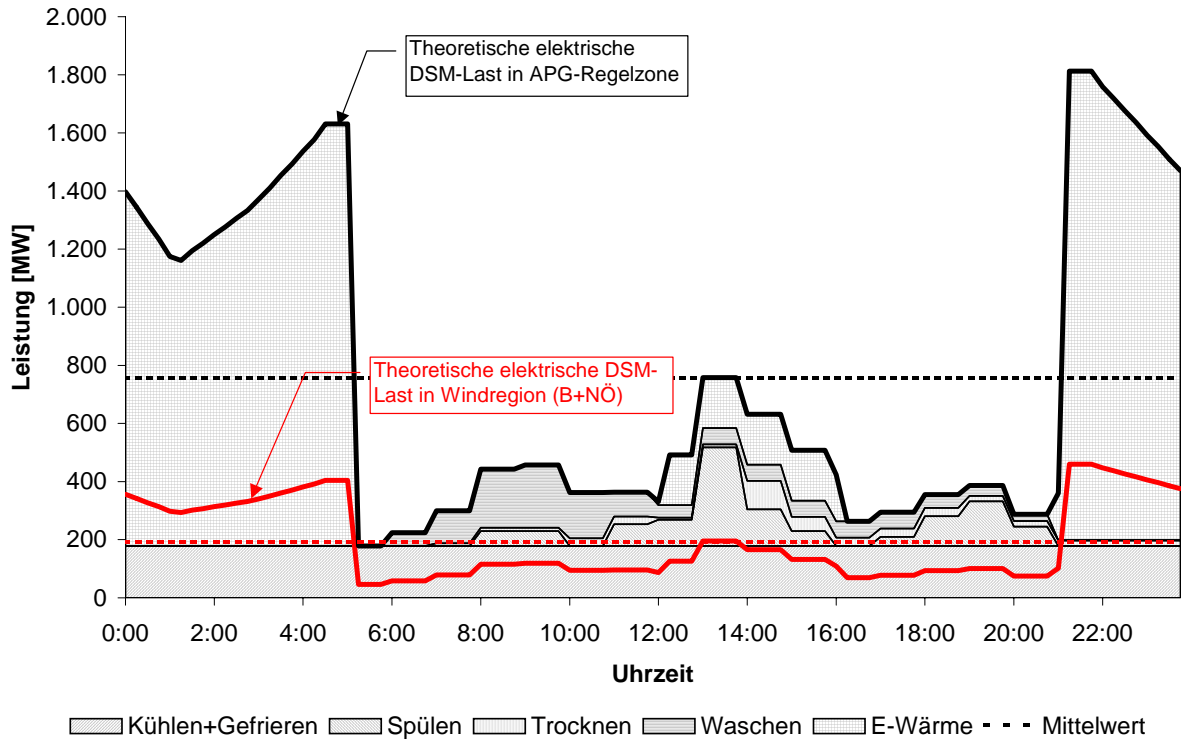


Abbildung 3.39: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen mit elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) im Winter

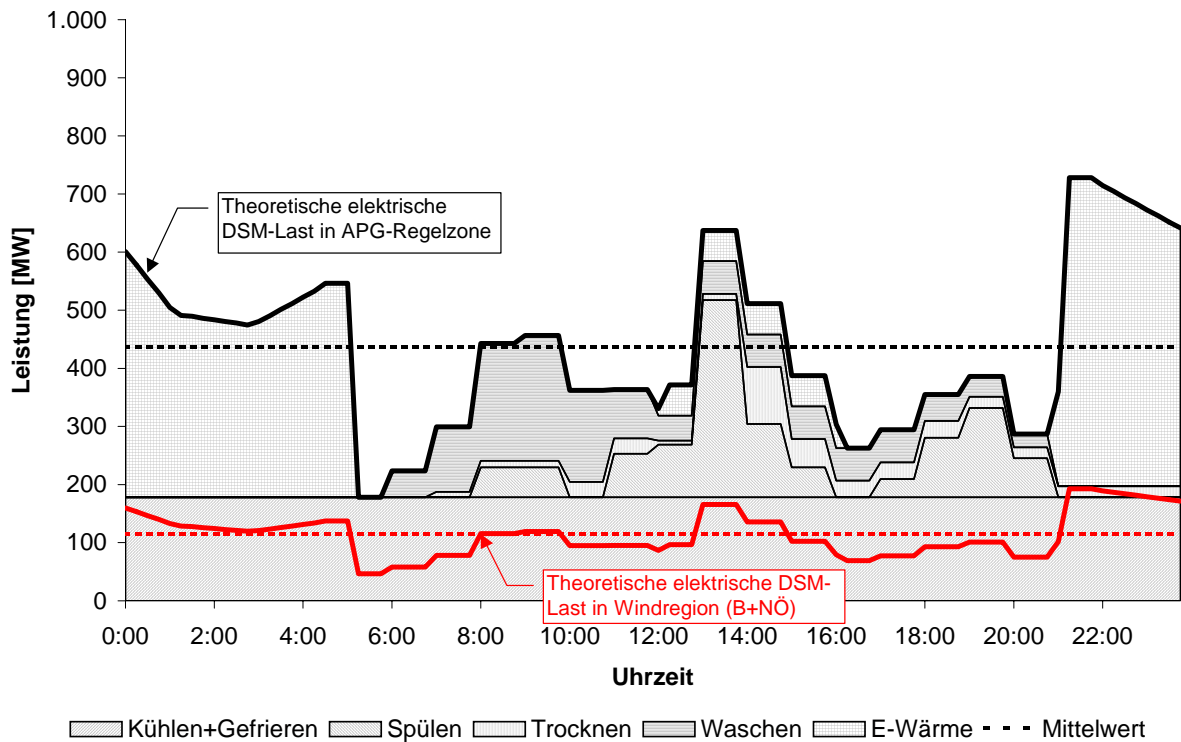


Abbildung 3.40: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen mit elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) in der Übergangszeit

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

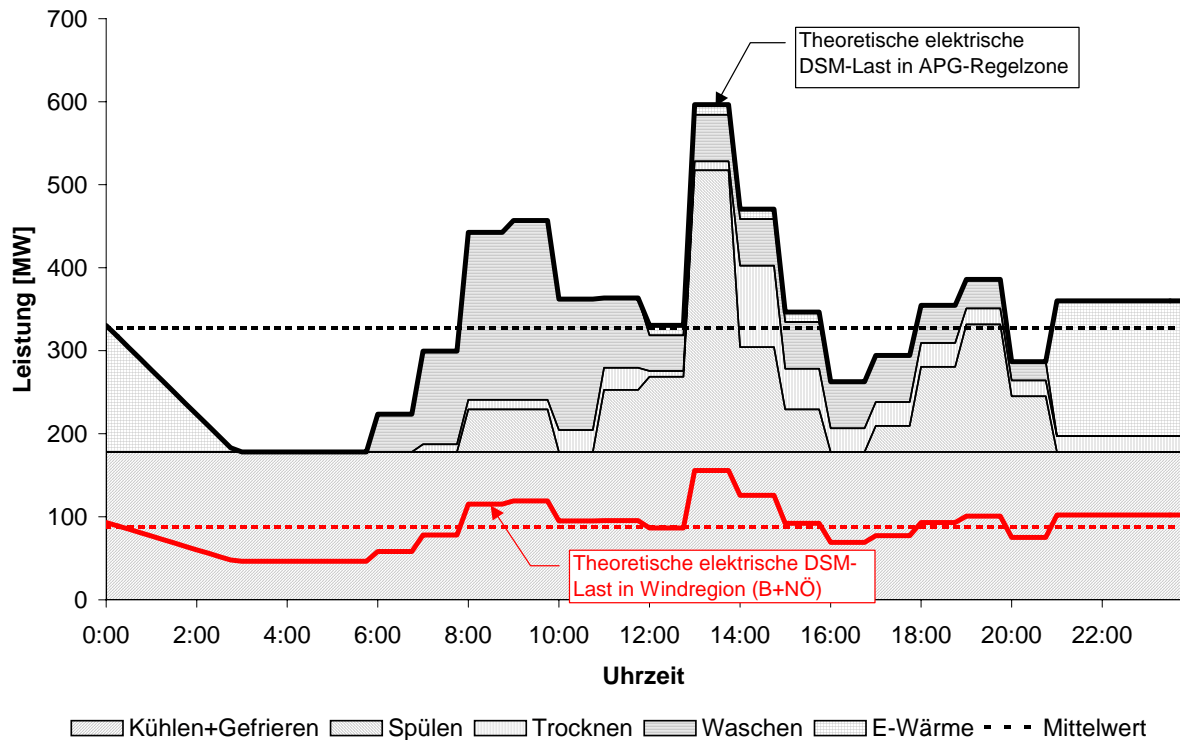


Abbildung 3.41: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen mit elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) im Sommer

Daraus lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- Das DSM-Potenzial der Haushaltsanwendungen ist durch starke tages- und jahreszeitliche Schwankungen gekennzeichnet. Durchschnittlich ergibt sich an einem Tag im Winter ein theoretisches DSM-Potenzial aller elektrischen Anwendungen (inkl. elektrische Wärmeanwendungen) von 757 MW, im Sommer 328 MW und in der Übergangszeit 436 MW.
- Insgesamt ist der Anteil der elektrischen Nichtwärme-Haushaltsanwendungen (Waschmaschinen, Geschirrspüler, Wäschetrockner, Kühl- und Gefriergeräte) am gesamten Anteil des theoretischen DSM-Potenzials als niedrig einzustufen. Der Hauptteil wird durch die Kühl- und Gefriergeräte vorgegeben, die in Summe eine theoretische Grundlast von ca. 178 MW ergeben (Abbildung 3.38).
- Das theoretische Potenzial wird im Wesentlichen durch elektrische Wärmeanwendungen (Raumwärme und Warmwasser) bestimmt, was auch deutlich durch die jahreszeitlich unterschiedlichen Lastverläufe erkennbar ist (Abbildung 3.39 bis Abbildung 3.41).
- In den österreichischen Windregionen (B+NÖ) ist ein theoretisches DSM-Tagespotenzial mit elektrischen Wärmeanwendungen von durchschnittlich ca. 193 MW im Winter, ca. 87 MW im Sommer und ca. 114 MW in der Übergangszeit vorhanden. Ohne Wärmeanwendungen beträgt die durchschnittliche theoretische DSM-Tageslast ca. 80 MW.

Für das technisch-wirtschaftlich umsetzbare DSM-Potenzial gibt es bisher keine Erfahrungswerte von österreichischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die Umsetzung hängt von den notwendigen Kosten für Steuereinrichtungen für das Energieversorgungsunternehmen und entsprechenden Anreizen für die Kunden (damit sie am DSM teilnehmen) ab. Zur Bewertung des

wirtschaftlichen Nutzens von DSM in Verbindung mit Windenergie sind dementsprechend die zukünftigen Preise für Ausgleichsenergie maßgebend.

Der Anteil aller elektrischen Anwendungen für eine technische Umsetzbarkeit wird daher hier pauschal mit 20 % bis 50 % abgeschätzt, wobei anzunehmen ist, dass bei Kühl- und Gefrierschränken und bei Heizanwendungen die Anteile im höheren Bereich liegen (da die Benutzer aufgrund der Energiespeicherfähigkeit dieser Geräte bzw. der Wohnungen keine oder nur geringe Auswirkungen bei Lastverlagerungen bemerken bzw. diese nicht unmittelbar als störend empfinden) und bei Wasch- und Trockengeräte die Anteile eher im niedrigeren Bereich liegen. Die resultierenden mittleren DSM-Potenziale sind in Tabelle 3.18 zusammengefasst.

Tabelle 3.18: Mittlere tägliche DSM-Potenziale der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit

		Anteil der HH-Anwendungen			
		20%	30%	40%	50%
Sommer	APG	65,6 MW	98,4 MW	131,2 MW	164,0 MW
	Windregion	17,4 MW	26,1 MW	34,8 MW	43,5 MW
Übergang	APG	87,2 MW	130,8 MW	174,4 MW	218,0 MW
	Windregion	22,8 MW	34,2 MW	45,6 MW	57,0 MW
Winter	APG	151,4 MW	227,1 MW	302,8 MW	378,5 MW
	Windregion	38,6 MW	57,9 MW	77,2 MW	96,5 MW

In der gesamten APG-Regelzone sind somit – unter der Voraussetzung, dass ein hoher Anteil der theoretischen Potenziale wirtschaftlich und technisch genutzt werden können – DSM-Potenziale vorhanden, die zu einer Reduzierung der windbedingten Minutenreserve, dessen Bedarf nach Kapitel 3.2.3 zwischen 200 MW bis 800 MW bei einer installierten Leistung von 1.700 MW liegt, beitragen können.

In der engeren Windregion (B+NÖ) sind relativ geringe DSM-Potenziale vorhanden. Der lokale Ausgleich der Windenergie ist daher nur beschränkt möglich, vor allem ist keine effektive Entlastung des Übertragungsnetzes bei hohem Winddargebot mit elektrischen Anwendungen möglich, sodass die Notwendigkeit des Übertragungsnetzausbaus aus Kapitel 3.3 bestätigt wird.

3.6.3. Substitution von fossilen Heizsystemen

Die Analysen der elektrischen Anwendungen, die für DSM-Maßnahmen geeignet sind, zeigen, dass die Wärmeanwendungen das Potenzial deutlich bestimmen. Diese Anwendungen eignen sich auch besonders gut für DSM, da eine Speicherfähigkeit (Gebäude bzw. Wärmespeicher) in der Regel bereits vorhanden ist. Zudem ist – im Vergleich zu den Haushaltsanwendungen – damit eine geringere Anzahl an Kommunikationseinrichtungen zur Ansteuerung eines hohen Substitutionspotenzials notwendig und daher eine Umsetzung wahrscheinlicher.

Zur Erhöhung des Potenzials zum Ausgleich von windbedingten Leistungsschwankungen könnte entsprechend Kapitel 3.6.1 Windenergie zur Substitution von fossilen Einzelfeuerheizsystemen

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

(Variation zwischen unterschiedlichen Energieformen) über elektrische Zusatzheizungen in den bestehenden Heiz- und Warmwasserkesseln (bivalente Systeme) deutlich erhöht werden.

Exemplarisch sind Abbildung 3.42 bis Abbildung 3.44 die resultierenden elektrischen DSM-Lasten bei Substitution von 10 % der fossilen Einzelfeuersystemen dargestellt. In diesem Fall könnten in der APG-Regelzone (Windregion) für den Ausgleich windbedingter Leistungsschwankungen durch DSM-Maßnahmen durchschnittlich pro Tag ca. 321 MW (97 MW) im Winter, ca. 110 MW (33 MW) in der Übergangszeit und ca. 39 MW (11 MW) im Sommer zusätzlich zur Verfügung gestellt werden. In diesem Fall wäre die dadurch zusätzliche theoretische Maximallast je Haushalt ca. 178 W im Winter, 61 W in der Übergangszeit und 32 W im Sommer.

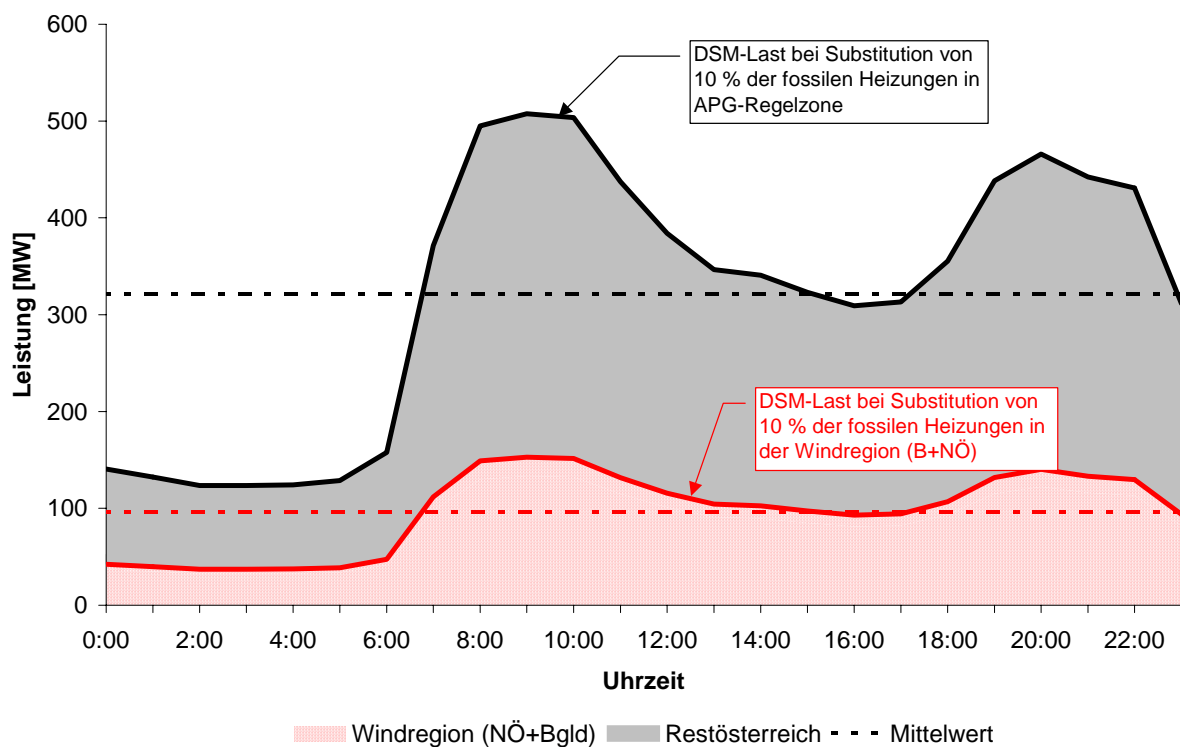


Abbildung 3.42: DSM-Potenzial bei Substitution von 10% der fossilen Heizungen im Winter

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

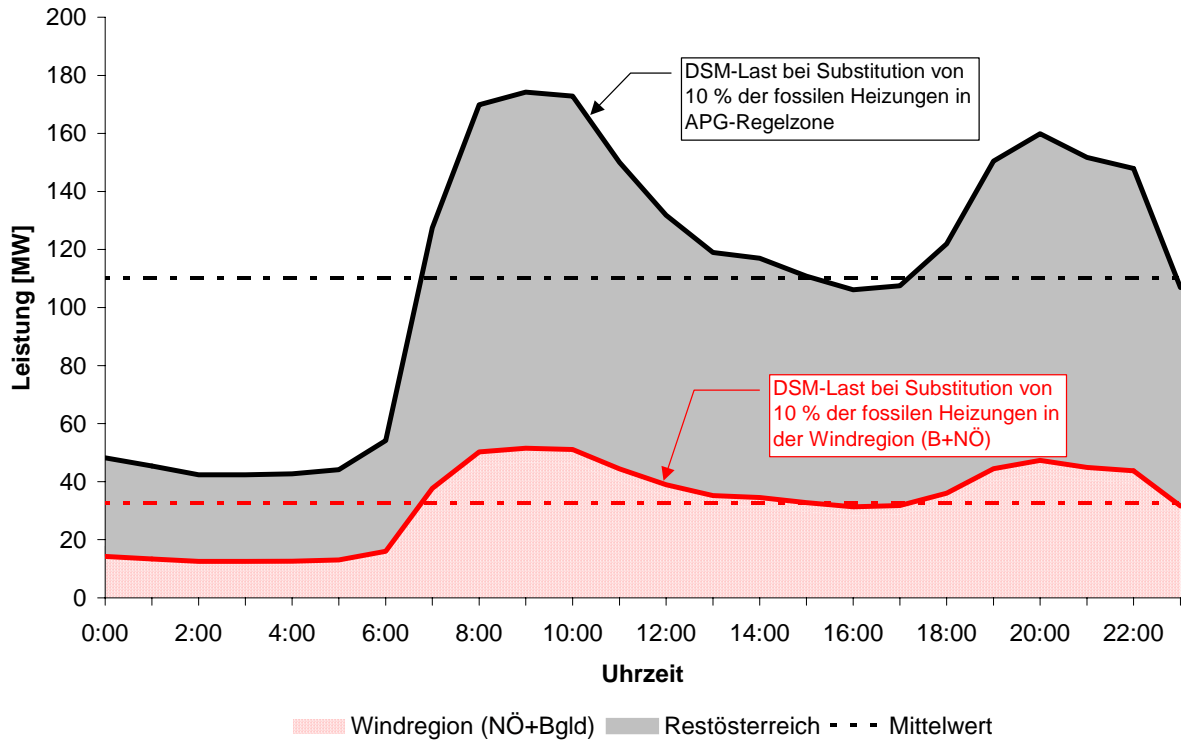


Abbildung 3.43: DSM-Potenzial bei Substitution von 10% der fossilen Heizungen in der Übergangszeit

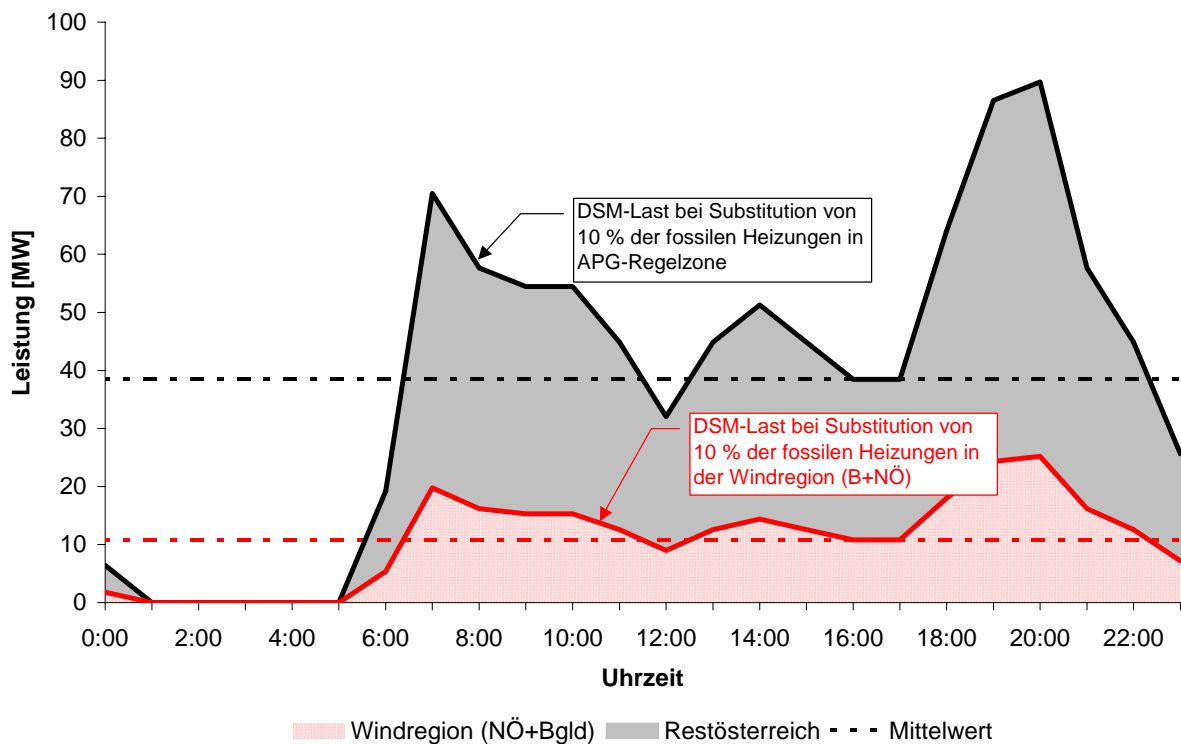


Abbildung 3.44: DSM-Potenzial bei Substitution von 10% der fossilen Heizungen im Sommer

Zu beachten sind in diesem Fall, dass Netzkapazitäten in den Verteilnetzen zur Übertragung der zusätzlichen elektrischen Energie notwendig sind. Die Abhängigkeit der zusätzlichen theoretischen

schen⁴⁹ Maximallast je Haushalt bei Substitution von fossilen Heizungen durch elektrische Zusatzheizungen ist in Abbildung 3.45 dargestellt.

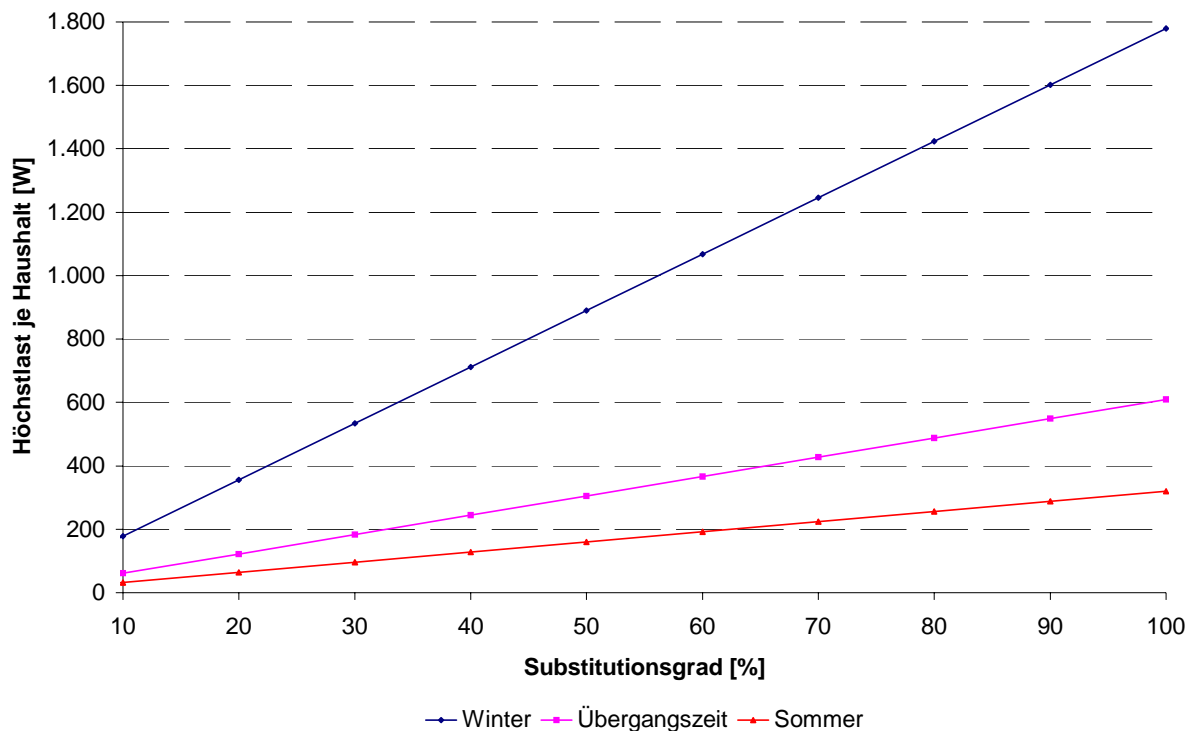


Abbildung 3.45: Theoretische zusätzliche Höchstlast in den Verteilernetzen bei Substitution von fossilen Heizungen durch Elektroheizungen

3.6.4. Vermeidung von CO₂-Emissionen durch Einsatz von DSM

Emissionseinsparung durch Reduzierung des windbedingten Ausgleichsenergiebedarfes über konventionelle Kraftwerke

Um die Emissions-Auswirkungen von DSM-Maßnahmen zur Reduzierung des windbedingten Ausgleichsenergiebedarfes über konventionelle Kraftwerke zu bewerten, erfolgen Vergleiche mit konventionellen Kraftwerken, die ansonsten zur Bereitstellung herangezogen werden. Dabei stehen im österreichischen hydro-thermischen Kraftwerkssystem folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Pumpspeicher

Voraussetzung hierfür sind ausreichend große Leistung, um zeitgerecht Leistungshübe der Windparks im Turbinen- oder Pumpbetrieb ausgleichen zu können und ausreichendes Arbeitsvermögen, um die erforderliche Ausgleichsarbeit bereitstellen zu können. Bei längerfristigen Bedarf an Ausgleichsenergie, z.B. beim nicht prognostizierten Ausfall mehrerer Wind-

⁴⁹ Worst-case Abschätzung: Falls der Wärmebedarf direkt entsprechend dem thermischen Bedarf gedeckt wird, d.h. ohne Lastverlagerungen. Die Spitzenlast würde entsprechend dem thermischen Lastprofil im Winter und in der Übergangszeit zwischen 08:00 und 10:00 Uhr und im Sommer um 20:00 Uhr auftreten.

parks müssen die Pumpspeicher daher durch thermische Kraftwerke abgelöst werden, um die sekundäre Regelvermögen in der Regelzone aufrecht erhalten zu können.

■ Thermische Kraftwerke

In der Regel werden schnellstartende Gasturbinenkraftwerke zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Thermische Kraftwerke auf Basis Kondensation können Ausgleichsenergie nur durch gedrosselten Betrieb, d.h. im Teillastbetrieb bereitstellen, wobei die Leistungsgradienten auf höchstens 3 %/min beschränkt sind. Nach größeren Leistungshüben sind außerdem Mindest-Stillstandszeiten von etwa 5 bis 10 Minuten bei unveränderter Leistung einzuhalten, bis mit dem höchstzulässigen Leistungsgradienten weitergefahren wird. Damit betragen die mittleren Gradienten bei großen Leistungshüben nur etwa 1% pro Minute. Thermische Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung sind im Allgemeinen nicht zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie geeignet.

Die Emissionen von thermischen Kraftwerken sind im Wesentlichen von den eingesetzten Energieträgern und den Emissionsminderungsmaßnahmen abhängig. Die spezifischen Emissionsfaktoren bezogen auf die Stromerzeugungsmenge hängen zudem von der Effizienz der Stromerzeugungstechnologie (Wirkungsgrad) ab, wobei mit zunehmendem Baujahr die technologischen Fortschritte in der Effizienzsteigerung der kalorischen Kraftwerke erkennbar ist [19].

In Abbildung 3.46 sind die spezifischen Emissionen der thermischen Kraftwerke in Abhängigkeit des Baujahres dargestellt.

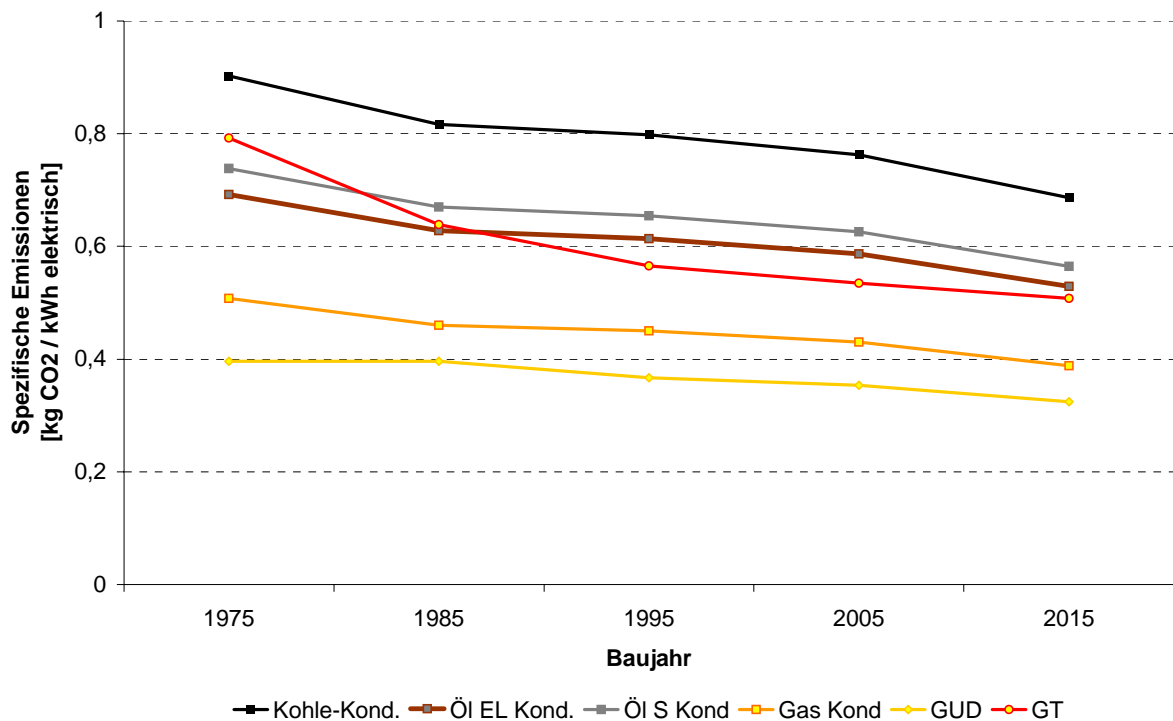


Abbildung 3.46: Emissionsfaktoren thermischer Kraftwerke⁵⁰

⁵⁰ Quelle: [19]

Zur Abschätzung der Emissionen durch windbedingten Ausgleichenergiebedarf werden Einsatzszenarien der Kraftwerkstypen⁵¹ nach Tabelle 3.19 angenommen, wobei in Österreich der Pumpspeicheranteil dominiert.

	MIX 1	MIX 2
Pumpspeicher	80%	60%
Öl Kond.	2%	8%
Steinkohle Kond.	4%	4%
GuD	7%	14%
GT	7%	14%
Mittlere Emissionsfaktor [kg/kWh _{el}]	0,102	0,211

Tabelle 3.19: Anteile der Kraftwerke zur Deckung des windbedingten Ausgleichsenergiebedarfes und resultierende Emissionsfaktoren

Die daraus resultierenden mittleren Emissionsfaktoren nach Abbildung 3.46 bezogen auf den Ausgleichsenergiebedarf sind 0,102 CO₂/kWh_{el} bzw. 0,211 kg CO₂/kWh_{el}.

Emissionseinsparung durch bivalente Heizsysteme

Die Emissionseinsparungen bei Substitution fossiler Heizenergie im Hausbrand durch Windenergie über elektrische Zusatzheizsysteme (bivalente Systeme) werden unter Berücksichtigung der Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger (Gas, Öl, Kohle)⁵² und der durchschnittlichen Nutzungsgrade⁵³ der Heizsysteme (Einzelofen, Etagenheizung, Zentralheizung) entsprechend dem Altersbestand in Österreich berechnet (Tabelle 3.20 bis Tabelle 3.22).

Tabelle 3.20: Kenndaten der gasbefeuerten Einzelfeuerungen in Österreich

	Gas		
	CO ₂ -Emissionsfaktor [t/TJ]	Anteil (Wohnnutzfläche) [%]	Altersgewichteter Nutzungsgrad [%]
Einzelofen	55	4,3	66
Etagenheizung	55	8,9	72
Zentralheizung	55	17,5	73

⁵¹ Als Basis für die Aufteilung der thermischen Kraftwerke dient die Abschätzung der österreichischen Erzeugungskapazitäten bis 2015 [12].

⁵² Quelle: Emissionsfaktoren für Kleinverbraucher in [48], wobei für die Berechnungen die Mittelwerte angenommen wurden.

⁵³ Siehe auch Anhang 8.3

Tabelle 3.21: Kenndaten der ölbefeuerten Einzelfeuerungen in Österreich

	Heizöl-EL		
	CO ₂ -Emissionsfaktor [t/TJ]	Anteil (Wohnnutzfläche) [%]	Altersgewichteter Nutzungsgrad [%]
Einzelofen	75	1,7	59
Etagenheizung	75	1,4	70
Zentralheizung	75	26,6	70

	Kohle/Koks/Briketts		
	CO ₂ -Emissionsfaktor [t/TJ]	Anteil (Wohnnutzfläche) [%]	Altersgewichteter Nutzungsgrad [%]
Einzelofen	97,5	0,8	47
Etagenheizung	97,5	0,2	51
Zentralheizung	97,5	1,8	48

Tabelle 3.22: Kenndaten der kohlebefeuerten Einzelfeuerungen in Österreich

Die Gewichtung entsprechend der Anteile der Heizsysteme (Abbildung 3.30) ergibt für den österreichischen Mix der fossilen Einzelfeueranlagen den in Tabelle 3.23 angeführten Emissionsfaktor.

	CO ₂ -Emissionsfaktor [kg/kWh _{th}]
Fossile Einzelfeuerungen	0,350

Tabelle 3.23: Mittlerer Emissionsfaktoren für den österreichischen Mix von fossilen Einzelfeueranlagen (substituierbarer Hausbrand)

Demnach beträgt die Emissionseinsparung bei Substitution von fossilen Heizungen durch regenerativ erzeugter Windenergie in bivalenten Heizsystemen 0,350 kg CO₂/kWh_{th}.

Gegenüberstellung der Emissionseinsparungen

Ergänzend werden die CO₂-Emissionseinsparungen bei Substitution von konventionell thermisch erzeugtem Strom durch Windenergie untersucht. Als Ausgangspunkt dient hierbei der thermische Stromerzeugungsmix in Österreich im Jahr 2004 und als Basis für die Berechnungen der Emissionen werden die Emissionsfaktoren⁵⁴ der Normbrennstoffe für Kraftwerke > 50 MW [48] und die mittleren Wirkungsgrade in Abhängigkeit des eingesetzten Energieträgers herangezogen [47].

⁵⁴ Diese Faktoren basieren auf Emissionserklärungen der Anlagenbetreiber nach dem Luftreinhaltegesetz bzw. auf Messungen und stellen den österreichischen Durchschnitt dar.

Tabelle 3.24: Stromerzeugungs- und Emissionsdaten der österreichischen fossil-thermischen Kraftwerke⁵⁵

Brennstoff/ Energieträger	Erzeugungsmenge 2004 [GWh]	Anteil 2004 [%]	CO ₂ - Emissions- faktor [kg/kWh _{el}]	CO ₂ - Emissio- nen [t]
Steinkohle	6.905,4	10,7	0,832	5.746.107,6
Braunkohle	999,1	1,5	1,122	1.120.858,4
Kohle-Derivate	1.111,9	1,7	0,966	1.074.014,1
Erdölderivate	1.803,4	2,8	0,678	1.222.064,0
Erdgas	10.949,4	16,9	0,451	4.938.447,0
<i>Fossile Kraftwerke</i>	<i>21.769,2</i>	<i>33,6</i>	<i>0,648</i>	<i>14.101.491</i>

Demnach beträgt derzeit die Emissionseinsparung bei Substitution von fossil erzeugtem Strom durch Strom auf Basis Windenergie 0,648 kg CO₂/kWh_{el}. Die zukünftige Entwicklung der österreichischen Stromerzeugungskapazitäten werden aufgrund der höheren Wirkungsgraden und höheren Gasanteil in der Stromerzeugung den Emissionseinsparungsfaktor durch Windenergie reduzieren [19].

In Abbildung 3.17 sind die Emissionseinsparungen durch Windenergie, die zusätzlichen Emissionen aufgrund des windbedingten Ausgleichsenergiebedarf⁵⁶ sowie die Emissionseinsparungen bei Substitution fossiler Heizenergie durch Windenergie gegenübergestellt, wobei die Emissionen jeweils auf die erzeugte Windenergie bezogen sind.

⁵⁵ Datenquellen: [46] (2004), Emissionen: Eigene Berechnung auf Basis [47,48]

⁵⁶ Nicht berücksichtigt werden hierbei Wirkungsgradverluste von thermischen Kraftwerken durch den bedingten Teillastbetrieb, der jedoch aufgrund der Größenordnung vernachlässigt werden kann.

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

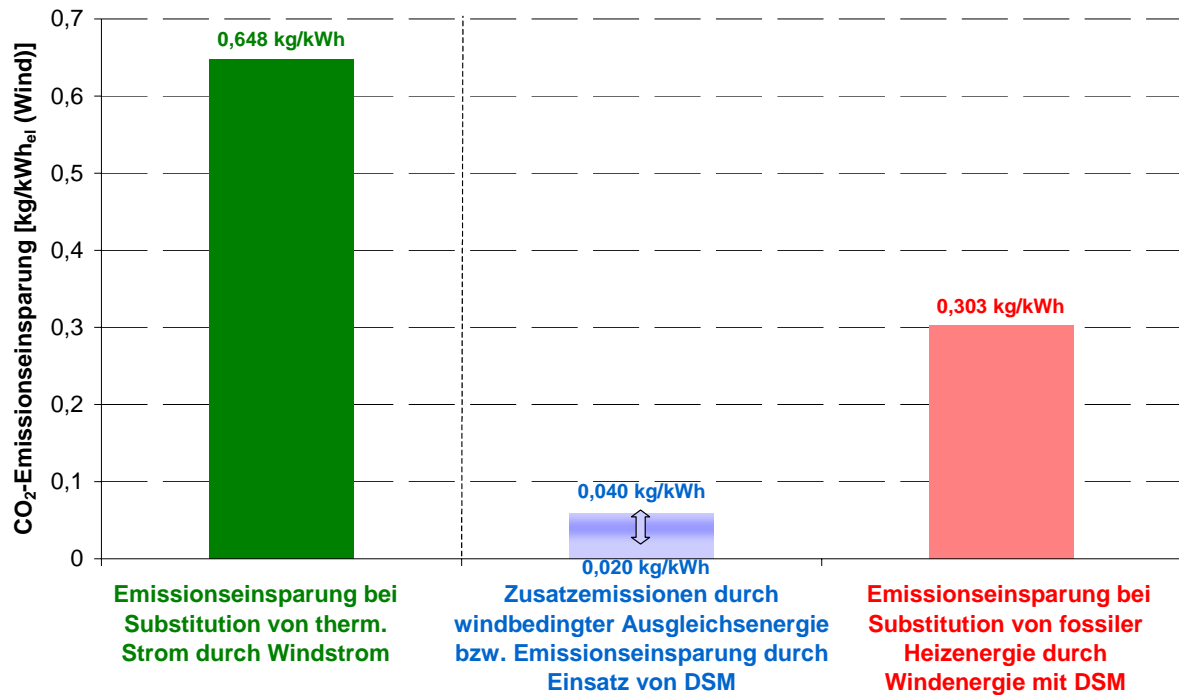


Abbildung 3.47: CO₂-Emissionseinsparungen

Deutlich erkennbar ist, dass bezüglich der CO₂-Bilanz die Zusatzemissionen durch windbedingte Ausgleichsenergie in Österreich – vor allem aufgrund des hohen angenommenen Deckungsanteils durch Pumpspeicherkraftwerken – relativ gering zu den Emissionsreduktionen bei Substitution von thermisch erzeugtem Strom durch Windenergieanlagen sind. Dementsprechend klein sind auch die Auswirkungen von DSM zur Reduzierung der windbedingten Ausgleichsenergie bzw. deren Emissionen.

Deutliche Emissionseinsparungen sind hingegen bei Substitution von fossiler Heizenergie durch die windbedingte Ausgleichsenergie über DSM wirksam.

Die dargestellte Möglichkeit der bivalenten Heizsysteme stellt somit eine effektive und emissionsreduzierende Möglichkeit zur Nutzung der vom Fahrplan abweichenden Windenergie dar und erhöht damit zusätzlich die Klimawirksamkeit der Windenergie durch Emissionsreduktionen im Hausbrand.

Ein weiterer Effekt der Wärmenutzung von Windenergie wäre nur bei unzureichendem Ausbau des Übertragungsnetzes hilfreich, falls aufgrund der Engpässe im Netz ein hohes Windangebot nicht aus der Netzregion abgeführt werden könnte und so die Winderzeugung aus Netzsicherheitsgründen reduziert werden müsste. In diesem Fall wäre anstelle der Abschaltung von Windparks eine gezielte Nachladung der Warmwasserspeicher oder Speicherheizungen sinnvoll, wodurch fossile Brennstoffe und Emissionen eingespart werden könnten.

4 Beitrag zu den Zielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ und Ausblick

Das Projekt beschäftigt sich mit den Fragen der Integration von erneuerbaren Energieträgern in bestehende Energiesysteme, wobei in Österreich insbesondere der zukünftig hohen Anteil an Windenergie berücksichtigt werden muss und hierbei besonders mit der Fragestellung, wie diese Quellen bei geringer Einsatzstundenzahl und stark stochastischer Einspeisung durch dezentrale Maßnahmen und Einsatz von Informationstechnologien mit DSM Regelprobleme in den zentralen Kraftwerken minimiert werden können. Das DSM hilft zudem die Versorgungssicherheit zu verbessern, da Leitungsüberlastungen durch erhebliche Energieexporte bei starkem Dargebot abgebaut werden können und stattdessen z.B. dezentrale Wärmespeicher aufgeladen werden. Es wurden die wesentlichen Grundlagen erarbeitet und insbesondere Abschätzungen über die Potenziale der Windenergie bzw. deren Auswirkungen auf das Energiesystem sowie die spiegelbildlichen Potenziale für das DSM ermittelt.

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden **Schlussfolgerungen**⁵⁷:

- In Österreich soll der Stromerzeugungsanteil aus erneuerbaren Energieträgern bis 2008 mindestens 4 % betragen, wobei insbesondere die Windenergie mit bis zu 1.700 MW an installierter Leistung einen wichtigen Beitrag leisten wird.
- Die Untersuchungen mit Lastflussrechnungen und Ausfallsimulationen zeigen, dass mittelfristig die Integration von hohen Windenergiepotenzialen nur durch Ausbau des heutigen (bereits ohne Windenergieeinspeisung hoch ausgelasteten) Hochspannungsnetzes möglich ist.
- Die durch die stochastische Erzeugungscharakteristik gekennzeichnete Windenergie kann nach dem Stand der Technik mit einer (normalverteilten) Abweichung von ca. 10 bis 20 % (bezogen auf die installierte Anlagenleistung) für 24 Stunden im Voraus prognostiziert werden. Der dadurch bedingte Bedarf an Minutenreserve bzw. Ausgleichsenergie beträgt in Österreich ca. 20 % der jährlichen Windenergie-Einspeisung.
- Zur Reduzierung der Ausgleichsenergie wird in dieser Arbeit der Ansatz über Demand Side Management untersucht. Hierbei wird zunächst die Möglichkeit über den klassische Ansatz der Lastschaltungen (entsprechend der Abweichungen vom Fahrplan) von elektrischen Anwendungen in Haushalten, die aufgrund der hohen Anzahl die maßgebliche Kundengruppe darstellen, betrachtet. Das theoretische elektrische DSM-Lastpotenzial wird hierbei im Wesentlichen durch elektrische Wärmeanwendungen (Raumwärme und Warmwasser) bestimmt, was auch deutlich durch jahreszeitlich unterschiedliche Lastverläufe erkennbar ist. Diese theoretischen DSM-Potenziale können – unter Voraussetzung einer hohen technisch-wirtschaftlichen Umsetzung – einen Beitrag zur Reduzierung der windbedingten Minutenreserve leisten.
- Die dargestellte Möglichkeit der bivalenten Heizsysteme kann zur Steigerung des DSM-Potenzials genutzt werden und stellt eine effektive und emissionsreduzierende Möglichkeit zur Nutzung der vom Fahrplan abweichenden Windenergie dar. Damit wird zusätzlich die Klimawirksamkeit der Windenergie durch Emissionsreduktionen im Hausbrand erhöht.

⁵⁷ Ausführliche Zusammenfassung siehe Kapitel 0

Zur Umsetzung der dargestellten Methoden und Potenziale wird in Zusammenarbeit mit Steuerungs- und Automatisierungsherstellern, Heizungsfirmen und Energieversorgern, die einen hohen Anteil an Windenergie aufweisen, ein Demonstrationsprojekt angestrebt.

Das Projekt trägt folgendermaßen zu den **Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung** bei:

- **Prinzip der Dienstleistungs-, Service und Nutzerorientierung und Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen:** Durch die dargestellten Methoden und Potenziale von DSM kann in einem ganzheitlichen Ansatz die erneuerbaren Ressourcen als Energiedienstleistung einen wichtigen Anteil zur Deckung des Wärme- und Strombedarfes von Haushalten beitragen.
- **Effizienzprinzip:** Beim Effizienzprinzip ist zu bewerten, dass zentrale Einrichtungen durch den vermehrten dezentralen Energieverbrauch geschont werden. Die Einsparung an Transportleistung und Ausgleichsenergie erhöhen die Kosteneffizienz der Windenergie.
- **Prinzip der Recyclingfähigkeit:** Die Verwendung von Windenergie stellt eine saubere Technologie dar, die ein Recycling erspart.
- **Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit, Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge:** Das Verfahren ist durch die Vernetzung von Ökostromanlagen und DSM sehr flexibel und kann auf unterschiedliche Erzeugungs- und Verbrauchssituationen rasch über Prognosemodelle, Kommunikations- und Informationstechnik reagieren. Da weiterhin fossile Energieträger für die Wärmeversorgung in den Gebäuden im Rahmen der bivalenten Technik zur Verfügung stehen, ist das System auch fehlertolerant, d.h. bei geringem Dargebot wirken die fossilen Heizungen als Backup-System. Da zudem die Erzeugung in vielen dezentralen Anlagen erfolgt, führen technische Defekte an einzelnen Anlagen zu keiner Versorgungsunterbrechung. Die zu entwickelnde Technologie vermindert die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern und vermindert die Kosten für Ökoenergie.
- **Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität:** Sie schafft Arbeitsplätze im Bereich neue bivalente Heizungsanlagen, Steuerungs- und Kommunikationstechnik, DSM sowie Installationstechnik.

Aus dem Projekt können die einzelnen **Zielgruppen** folgenden Nutzen ziehen:

- Österreich – Regulator:
 - Möglichkeiten der Erhöhung des Anteils der regenerativen Energien
 - Minimierung der Kosten für die Infrastrukturen
 - Technologische Trends und Entwicklungsmöglichkeiten im Bereich DSM
 - Ökologische Polygeneration und neue bivalente Heizungstechnologien
 - Verbesserung der Möglichkeit die Kyoto-Ziele im Bereich Infrastrukturen zu erreichen
- Energieversorger:
 - Anreize zur Einführung DSM, da Potenziale und Nutzen nachgewiesen werden
 - Entlastung der Übertragungsnetze von Engpässen
 - Entlastung der Regelkraftwerke

- Heizungsfirmen, Steuerungs- und Automatisierungshersteller:
 - Anreize neue bivalente Heizsysteme zu entwickeln und damit europäische Marktführung auf dem Gebiet dezentrale Heizsysteme auszubauen
 - Innovationen bei der Fernsteuerbarkeit und Regelbarkeit von Heizungsanlagen
 - Anreize, neue Steuerungssysteme für DSM und virtuelle Kraftwerkssteuerung zu entwickeln und damit durch frühe Besetzung des Marktes Vertriebsvorteile zu erhalten.

5 Literatur

- [1] Ökostromgesetz sowie Änderungen des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG), Bundesgesetzblatt Nr. 149/2002
- [2] Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsgesetz geändert werden soll (Gesetzesentwurf 2004)
- [3] E-Control: Kennzahlen zu Ökostrom, www.e-control.at, 23.2.2005
- [4] G. Kury, H. Dobesch: Das Windenergiepotenzial in Österreich – seine Erfassung und regionale Verteilung. e&i 116(1999), Heft 7/8, S. 415 – 420.
- [5] Consentec, RWTH Aachen: Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich, Studie im Auftrag der E-Control, 2003
- [6] L. Landberg, A. Joensen, G. Giebel, H. Madsen, T.S. Nielsen: „Short Term prediction towards the 21st Century. In Wind Forecasting Techniques“, 33rd Meeting of Experts, Technical Report from the International Energy Agency, Schweden, Juli 2000
- [7] L. Landberg: „Prediktor – an On-Line Prediction System“, Wind Power for the 21st Century, Tagungsband zu „Windpower for the 21st Century“, Tagung der EWEA, Kassel, September 2000
- [8] T.S. Nielsen, H. Madsen, T. Tofting: „WPPT, A Tool for On-Line Wind Power Prediction. In Wind Forecasting Techniques, 33rd Meeting of Experts, Technical Report from the International Energy Agency, R&D Wind, Ed. S.-E. Thor, FFA, Schweden, 2000
- [9] U. Focken, M. Lange, H.-P. Waldl: „Previento – A Wind Power Prediction System with an Innovative Upscaling Algorithm“, Tagungsband zu „European Wind Energy Conference and Exhibition“, Tagung der EWEA, Kopenhagen, Dänemark, 2001
- [10] H. G. Beyer, D. Heinemann, H. Mellinshof, K. Mönlich, H.-P. Waldl: „Forecast of Regional Power Output of Wind Turbines“, 1999 European Wind Energy Conference and Exhibition, Nizza, Frankreich, 1999
- [11] E. Fuchs: Prognose der Stromerzeugung aus verteilten Windenergieanlagen in einem Umspannwerkbezirk, Diplomarbeit TU Wien, 2002
- [12] K Rohrig: Entwicklung eines Rechenmodells zur Windleistungsprognose für das Gebiet des Deutschen Verbundnetzes, Universität Kassel, 2002
- [13] G. Brauner, A. Laier: Windenergie in der Regelzone der Verbund-APG – Einfluss auf die verfügbare Transportkapazität und die Regelung des Netzes, Studie im Auftrag der Verbund-APG, 2003
- [14] G. Brauner, P. Kaluza: Lastmodellierung in Verteilnetzen, Studie im Auftrag von WIEN-STROM GmbH, 1998
- [15] R. Iskra: Der Stromverbrauch im Haushalt – Lastganganalyse und Leistungssparpotentiale, Dissertation TU Graz, 1994

- [16] W. Spitzl: Verbraucherstrukturabhängige Lastmodellierung für die Planung, Betriebsführung und Schaltzustandoptimierung elektrischer Verteilernetze, Dissertation TU Graz, 2002
- [17] B. Schieferdecker, C. Fünfgeld, H. Meier, T. Adam: Repräsentative VDEW-Lastprofile, 1999, VDEW-Materialien M32/99,
- [18] J. Reichel, J. Kliemt: Entwicklung synthetischer Lastprofile, Elektrizitätswirtschaft Jg. 100, 2001
- [19] G. Brauner, G. Pöpl: *Abschätzung der Verfügbarkeit der Erzeugungskapazitäten in Österreich bis 2015 und deren Auswirkungen auf die Netzkapazitäten*, Studie im Auftrag vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, 2004.
- [20] Informationsbroschüre der EVN AG
- [21] Informationsbroschüre der WIENSTROM GmbH
- [22] Energiestiftung Schleswig-Holstein (Hrsg.): Kostenorientierte Strompreisbildung. Entwicklung und Test eines lastabhängigen Echtzeit-Tarifs in Eckernförde. Kiel : Energiestiftung Schleswig Holstein, Studie 4, 1997
- [23] R. Hanitsch, R.; J. M. Loch; A. Melchert.; K. Leitner; M. Kohler; B. Frühwirth; J. Dobberstein; G. Valentin: Zeitvariable lineare Stromtarife – eine empirische Untersuchung im Versorgungsgebiet der Bewag. Berlin, 1993
- [24] D. Prior: Nachbildung der Energiebedarfsstrukturen der privaten Haushalte – Werkzeug zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen. Düsseldorf : VDI-Verlag, VDI Fortschrittberichte Reihe 6 Nr. 379, 1997
- [25] V. Quaschnig: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 437, VDI-Verlag Düsseldorf 2000
- [26] R. Binting: Untersuchung der Struktur des Brauchwasserbedarfes einer Wohnhausanlage zur allgemeinen Dimensionierung der solaren Warmwasserbereitung, Diplomarbeit TU Wien, 2002
- [27] A. Gassel: Beiträge zur Berechnung solarthermischer und exergieeffizienter Energiesysteme, Dissertation TU Dresden, 1997
- [28] H. Recknagel; E. Sprenger; E.-R. Schramek: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik, Oldenbourg Verlag, München, 1997
- [29] ÖNORM B 8110-1, Wärmeschutz im Hochbau – Anforderungen an den Wärmeschutz und Nachweisverfahren, 1998
- [30] F. Meister: Die Entwicklung der thermischen Qualität der österreichischen Gebäude und ihre Bedeutung für den Umweltschutz, Tagungsband zur Konferenz: Althausanierung und energieeffizientes Bauen Brunn/Brno, 1999
- [31] G. Faninger: Das Sanierungspotential des österreichischen Wohnungsbestandes, Tagungsband zum ACCC-Workshop: Thermische Gebäudesanierung, 1996

- [32] F. Raschbacher: Dezentrale Energieversorgung von Wohngebäuden, Dissertation TU Wien, 2003
- [33] T. Krammer: Brennstoffzellenanlagen in der Hausenergieversorgung – Entwicklung von Instrumentarien zur Potenzialanalyse, TU München, 2001
- [34] Richtlinienreihe VDI 2067, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, 2000
- [36] EU-Förderrichtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2001
- [37] Statistik Austria: Wohnungswesen – Hauptergebnisse der Gebäude und Wohnungszählung (GWZ) 2001, <http://www.statistik.at>
- [38] R. Rollet: Analyse der Lastgangskennlinien Wiener Haushalte nach Anwendungen, Diplomarbeit TU Wien, 1996
- [39] R. M. Pumberger: Entscheidungsgrundlagen für die versorgungspolitische, lufthygienische und ökonomische Bewertung von Wärmeversorgungssystemen, Dissertation TU Wien, 1987
- [40] APCS Power Clearing and Settlement AG: Lastprofile, <http://www.apcs.at>
- [41] Prognos AG: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, 1999
- [42] H.-D. Karl: Kostenvergleich der Raumheizung und Warmwasserbereitung in Neubauten, IFO-Schnelldienst, 1998
- [43] VDEW: Analyse und Prognose des Stromverbrauchs der privaten Haushalte 1970 bis 2010, VVEW-Verlag, 1993
- [44] Energieverwertungsagentur: Stromsparen im Haushalt – Einkaufsratgeber und Gerätelisten energieeffiziente Elektrogeräte, 2003, <http://www.eva.ac.at>
- [45] Energieverwertungsagentur: Möglichkeiten zur Berücksichtigung von KWK-Anlagen im nationalen Allokationsplan, 2003
- [46] E-Control: Vorläufige Betriebsstatistik 2004, <http://www.e-control.at>
- [47] E-Control: Wasser- und wärmewirtschaftliche Kennzahlen 2004, <http://www.e-control.at>
- [48] Umweltbundesamt: Emissionsfaktoren als Grundlage für die österreichische Luftschadstoff-Inventur, Stand 2003.
- [49] Consentec: Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten der Ökobilanzgruppenverantwortlichen für das Jahr 2005, Studie im Auftrag der E-Control, 2004

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) im Winter.....	IV
Abbildung 1.2: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) in der Übergangszeit.....	IV
Abbildung 1.3: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Warmwasser) im Sommer.....	V
Abbildung 1.4: Gegenüberstellung der CO ₂ -Emissionseinsparungen bei Wind und DSM.....	VI
Abbildung 4.1: Beispiel für die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (V) und des Winddargebots (P) als Funktion der Windgeschwindigkeit	10
Abbildung 4.2: Leistungsdiagramm der WEA und Häufigkeitsverteilung (Dargebotsdichte) der Windgeschwindigkeiten als Funktion der Windgeschwindigkeit.....	10
Abbildung 4.3: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 15 Minuten im Windpark Zwerndorf.....	13
Abbildung 4.4: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 15 Minuten im Windpark Andau	14
Abbildung 4.5: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 15 Minuten in der gesamten Ökobilanzgruppe	14
Abbildung 4.6: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb 1 Stunde in der gesamten Ökobilanzgruppe	15
Abbildung 4.7: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde	16
Abbildung 4.8: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers im Windpark Andau.....	17
Abbildung 4.9: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers im Windpark Zwerndorf.....	18
Abbildung 4.10: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers in der gesamten Ökobilanzgruppe	18
Abbildung 4.11: Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers (Deutschland, Binnenland).....	19
Abbildung 4.12: Zusätzlicher Tertiärregelbedarf aufgrund Windenergieeinspeisung.....	21
Abbildung 4.13: Beispiel des elektrischen Tageslastganges eines Haushaltes (Messung).....	24
Abbildung 4.14: Gleichzeitigkeitsfaktoren für unterschiedliche Abnehmertypen.....	25
Abbildung 4.15: Mittlere Stromlastprofile (gemittelt nach [17]).....	27
Abbildung 4.16: Modellierung der Lastprofile und Lastgänge von elektrischen Anwendungen ..	28

Abbildung 4.17: Ausstattungsgrad der Haushalte mit elektrischen Anwendungen	29
Abbildung 4.18: Alterstruktur und Ausstattungsgrade von Kühl- und Gefriergeräten.....	31
Abbildung 4.19: Alterstruktur, Ausstattungsgrade und Lastprofil von Waschmaschinen	33
Abbildung 4.20: Tageslastgang Waschmaschinen (Aufteilung nach Bundesländer).....	34
Abbildung 4.21: Alterstruktur, Ausstattungsgrade und Lastprofil von Wäschetrocknern.....	35
Abbildung 4.22: Tageslastgang Wäschetrockner (Aufteilung nach Bundesländer)	36
Abbildung 4.23: Alterstruktur, Ausstattungsgrade und Lastprofil von Geschirrspülmaschinen ...	37
Abbildung 4.24: Tageslastgang Geschirrspülmaschinen (Aufteilung nach Bundesländer)	38
Abbildung 4.25: Energiekennzahlen (nutzenergiebezogen) für Raumwärme in Abhängigkeit der Bauperiode.....	39
Abbildung 4.26: Modell-Ersatzschaltbild zur Raumwärmebedarfssimulation.....	40
Abbildung 4.27: Normierter Raumwärmebedarf (Tagesenergiebedarf) für Wohngebäude mit unterschiedlichen thermischen Isolationszuständen	41
Abbildung 4.28: Wärmelastprofile von Wohngebäuden (gemittelt nach [34])	42
Abbildung 4.29: Lastprofile (bez. auf Jahresenergiebedarf) von elektrischen Speicherheizungen und Warmwasserspeichern nach [40].....	43
Abbildung 4.30: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung	44
Abbildung 4.31: Nutzenergiebedarf in Österreich nach Art der Gebäude.....	45
Abbildung 4.32: Tageslastgänge des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs der fossil beheizten Wohnungen (Aufteilung nach Bundesländer)	49
Abbildung 4.33: Tageslastgänge der elektrischen Wärmeanwendungen (Raumwärme + Warmwasser) (Aufteilung nach Bundesländer).....	50
Abbildung 4.34: DSM durch Lastverlagerungen	51
Abbildung 4.35: DSM durch Änderung des Energiebedarfes	52
Abbildung 4.36: DSM durch Substitution eines Energieträgers	53
Abbildung 4.37: Steuerungskonzepte für DSM.....	54
Abbildung 4.38: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen ohne elektrische Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser).....	55
Abbildung 4.39: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen mit elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) im Winter.....	56

Abbildung 4.40: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen mit elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) in der Übergangszeit.....	56
Abbildung 4.41: Gesamtes theoretisches DSM-Potenzial der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen mit elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) im Sommer	57
Abbildung 4.42: DSM-Potenzial bei Substitution von 10% der fossilen Heizungen im Winter	59
Abbildung 4.43: DSM-Potenzial bei Substitution von 10% der fossilen Heizungen in der Übergangszeit.....	60
Abbildung 4.44: DSM-Potenzial bei Substitution von 10% der fossilen Heizungen im Sommer .	60
Abbildung 4.45: Theoretische zusätzliche Höchstlast in den Verteilernetzen bei Substitution von fossilen Heizungen durch Elektroheizungen	61
Abbildung 4.46: Emissionsfaktoren thermischer Kraftwerke.....	62
Abbildung 4.47: CO ₂ -Emissionseinsparungen.....	66
Abbildung 9.1: MATLAB-Simulink® Wärmebedarfs-Simulationsmodell.....	79
Abbildung 9.2: Simulationsmodell des Heizungs- und Lüftungssystems	80
Abbildung 9.3: Beispiel für Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) von Gebäuden	81
Abbildung 9.4: Simulationsergebnisse für unterschiedliche Gebäudetypen und -isolationen	82
Abbildung 9.5: Nutzenergiebedarf Wien	83
Abbildung 9.6: Nutzenergiebedarf Niederösterreich	83
Abbildung 9.7: Nutzenergiebedarf Oberösterreich.....	84
Abbildung 9.8: Nutzenergiebedarf Steiermark.....	84
Abbildung 9.9: Nutzenergiebedarf Salzburg	85
Abbildung 9.10: Nutzenergiebedarf Tirol	85
Abbildung 9.11: Nutzenergiebedarf Kärnten.....	86
Abbildung 9.12: Nutzenergiebedarf Vorarlberg.....	86
Abbildung 9.13: Nutzenergiebedarf Burgenland	87
Abbildung 9.14: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Wien	88
Abbildung 9.15: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Niederösterreich.....	88

Abbildung 9.16: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Oberösterreich	89
Abbildung 9.17: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in der Steiermark.....	89
Abbildung 9.18: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Salzburg.....	90
Abbildung 9.19: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Tirol..	90
Abbildung 9.20: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Kärnten	91
Abbildung 9.21: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Vorarlberg	91
Abbildung 9.22: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung im Burgenland.....	92
Figure 1.1: Theoretical DSM-Potential of relevant applications (including space and hot water heating) in households on a winter day.....	IX
Figure 1.2: Theoretical DSM-Potential of relevant applications (including space and hot water heating) in households on a spring or autumn day	IX
Figure 1.3: Theoretical DSM-Potential of relevant applications (including space and hot water heating) in households on a summer day	X
Figure 1.4: CO ₂ -reductions related to wind and DSM.....	XI

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Volllaststunden von WEA nach Regionen von Österreich.....	5
Tabelle 3.2: Wesentliche Windenergiepotenziale in Österreich nach Bundesländern	6
Tabelle 3.3: Häufigkeit der stündlichen Leistungsänderung	16
Tabelle 3.4: Erwartete Häufigkeit von Fehlern bei der Fahrplanprognose von Windparks	19
Tabelle 3.5: Annahme der Windenergieeinspeisung 2008	22
Tabelle 3.6: Strombedarf von Haushalten	26
Tabelle 3.7: Anwendungen im Haushaltsbereich mit Verlagerungsmöglichkeit.....	30
Tabelle 3.8: Kenndaten zu Kühl- und Gefriergeräten.....	31
Tabelle 3.9: Kenndaten zu Waschmaschinen.....	33
Tabelle 3.10: Kenndaten zu Wäschetrocknern	35
Tabelle 3.11: Kenndaten zu Geschirrspülmaschinen.....	37
Tabelle 3.12: Energiebedarf für Warmwasser (Literaturauswertung).....	41
Tabelle 3.13: Nutzenergiebedarf für Raumwärme von Wohnhäusern	45
Tabelle 3.14: Strombedarf für elektrische Heizungen	46
Tabelle 3.15: Energiebedarf für Warmwasser (inkl. Verteilung und Bereitschaftsverluste).....	47
Tabelle 3.16: Strombedarf für Warmwasser	47
Tabelle 3.17: Mögliche Kommunikationstechniken zur Laststeuerung	54
Tabelle 3.18: Mittlere tägliche DSM-Potenziale der relevanten elektrischen Haushaltsanwendungen und elektrischen Heizsysteme (Raumwärme + Warmwasser) unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit.....	58
Tabelle 3.19: Anteile der Kraftwerke zur Deckung des windbedingten Ausgleichsenergiebedarfes und resultierende Emissionsfaktoren	63
Tabelle 3.20: Kenndaten der gasbefeuerten Einzelfeuerungen in Österreich.....	63
Tabelle 3.21: Kenndaten der ölbefeuerten Einzelfeuerungen in Österreich.....	64
Tabelle 3.22: Kenndaten der kohlebefeuerten Einzelfeuerungen in Österreich.....	64
Tabelle 3.23: Mittlerer Emissionsfaktoren für den österreichischen Mix von fossilen Einzelfeueranlagen (substituierbarer Hausbrand).....	64
Tabelle 3.24: Stromerzeugungs- und Emissionsdaten der österreichischen fossil-thermischen Kraftwerke.....	65

Tabelle 9.1: Alterstruktur der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich.....	93
Tabelle 9.2: Jahresnutzungsgrade der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich ⁶⁰	93
Tabelle 9.3: Anteile der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich	93
Tabelle 9.4: Mittlere Jahresnutzungsgrade der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich	94
Tabelle 9.5: Benutzungsfaktoren der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich	94
Tabelle 9.6: Benutzungsfaktoren der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in den Bundesländern.....	94

8 Anhang

8.1. Modellbildung zur Wärmebedarfsbestimmung

Bei Verwendung einer optimalen Heizung⁵⁸ in Verbindung mit konstanter Rauminnentemperatur kann die spezifische Wärmekapazität der Luft unberücksichtigt bleiben, denn wenn die zugeführte Leistung zu jedem Zeitpunkt der abgeführten entspricht, wird automatisch die Rauminnentemperatur auf konstantem Niveau gehalten.

Abbildung 8.1 zeigt das MATLAB-Simulink[®] Modell zur Simulation von Wärmebedarfsdaten.

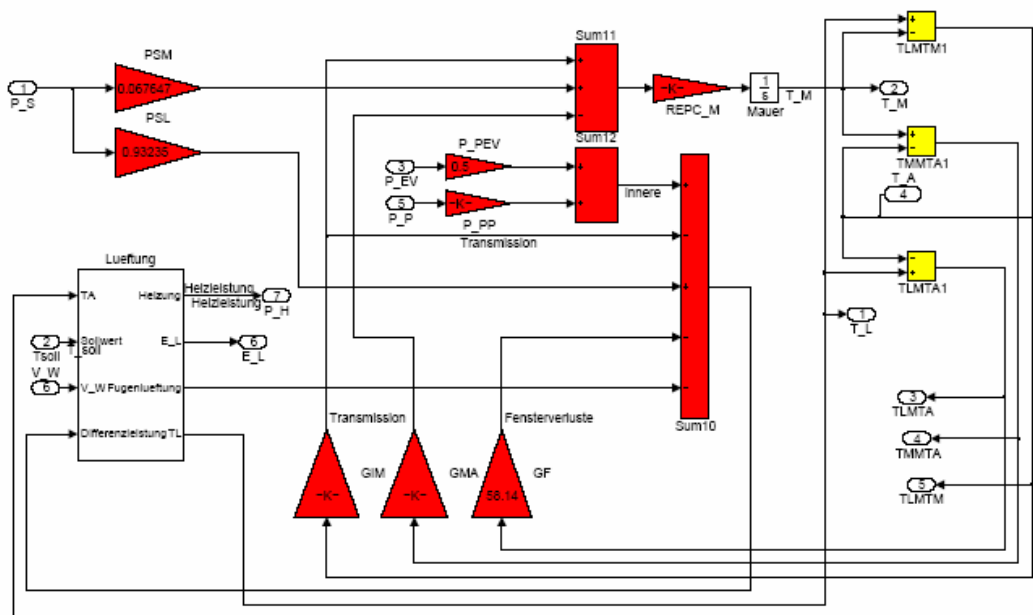


Abbildung 8.1: MATLAB-Simulink[®] Wärmebedarfs-Simulationsmodell⁵⁹

„Sum10“ bildet die Summenleistung, die ohne Heizleistung für die Raumlufterwärmung zur Verfügung steht. Ist diese Summenleistung negativ („Differenzleistung“), wird der fehlende Beitrag durch die Heizung („P_H“) der Raumlufte zugeführt, um ein Absinken der Temperatur zu verhindern. Wärmegewinne sind dabei einerseits die inneren Wärmequellen („Innere“), die ihrerseits aus der Summe („Sum12“) der Abwärme der elektrischen Haushaltsgeräte („P_EV“ mit Gewichtungsfaktor „P_PP“) und aus dem zusätzlichen Wärmeeintrag durch anwesende Personen („P_P“ mit Gewichtungsfaktor „P_PP“) bestehen und andererseits die durch die Fenster tretende solare Strahlungsleistung („P_S“ mit Gewichtungsfaktor „PSL“). Als Wärmeverluste treten die ständig wirkende Fugenlüftung („Fugenlüftung“), die Transmissionsverluste der Fenster („Fensterverluste“, thermische Leitfähigkeit „GF“) und die Transmissionsverluste durch die Mauern („Transmission“, thermische Leitfähigkeit „GIM“) auf.

⁵⁸Unter optimalen Heizsystemen werden solche Systeme verstanden, die jene Differenzleistung errechnen, die für die Erwärmung und Abkühlung der Innenluft verantwortlich ist. Wird mehr Leistung abgeführt (Transmission, Fugenlüftung, etc.) als zugeführt (elektrische Geräte, Personen, ...), muss die Differenz als Heizleistung zur Verfügung stehen, um die Temperatur konstant zu halten. Im umgekehrten Fall sorgt eine verstärkte Lüftung (über R_{GL} in Abbildung 3.26, Seite 40) für zusätzliche Abkühlung der Räume.

⁵⁹ Quelle: [32]

Mit Hilfe von „Sum11“ wird die dem Mauerwerk zugeführte Gesamtleistung berechnet. Sie besteht aus den durch Transmission der Innenluft entzogenen und dem Mauerwerk zugeführten Leistung („Transmission“, thermische Leitfähigkeit „GIM“) und dem außen auf die Mauer auftretenden Strahlungsanteil („P_S“) mit Gewichtungsfaktor („PSM“), abzüglich der von der Mauer (inkl. der Isolierung) an die Außenluft abgegebenen Leistung (thermische Leitfähigkeit „GMA“). Diese Gesamtleistung erwärmt die Mauer. Eine wesentliche Rolle spielt dabei die thermische Speicherkapazität des Mauerwerks. Ihr reziproker Wert („REPC_M“) tritt als Gewichtungsfaktor vor dem Integrator („Mauer“), der die mittlere Mauer Temperatur bildet, auf.

Neben der ungewollten Lüftung auf Grund von Undichtheiten der Fensterfugen (Fugenlüftung) hat eine zusätzliche Lüftung einerseits für einen hygienisch erforderlichen Mindestluftwechsel zu sorgen und andererseits, vor allem in den Sommermonaten, eine Übererwärmung des betrachteten Gebäudes zu verhindern. Grundsätzlich können zwei Systeme der zusätzlichen Lüftung unterschieden werden. Diese sind

1. Stoßlüftung durch Öffnen der Fenster: Bei Verwendung einer Heizungsregelung in Verbindung mit einer Stoßlüftung zeigt sich, dass beim Öffnen der Fenster die Leistung der Heizung sofort den maximal möglichen Wert (Nennleistung) annimmt. Eine Dimensionierung der Heizungsanlage nach der Leistungsspitze der Lastganglinie ist daher nicht möglich.
2. Dauerlüftung: Die Dauerlüftung sorgt für einen zeitlich konstanten Luftwechsel. Daher treten Leistungsspitzen aufgrund der Lüftung hier nicht auf.

Zur Dimensionierung der Heizung ein modifiziertes Dauerlüftungssystem gewählt und modelliert (Abbildung 8.2).

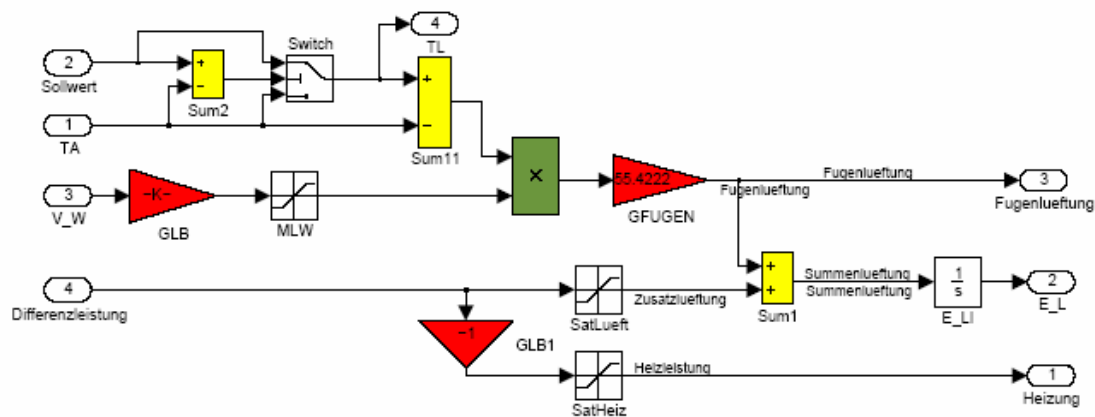


Abbildung 8.2: Simulationsmodell des Heizungs- und Lüftungssystems

Ist die Außentemperatur („TA“) kleiner als die Sollinnentemperatur (20°C, Differenzbildung mit „Sum2“), soll die Innentemperatur („TL“) dem Sollwert entsprechen (Schalter „Switch“ in dargestellter Position). Um eine Übererwärmung des Gebäudes durch die inneren Wärmequellen zu verhindern, wird, wenn die Außentemperatur größer als die Sollinnentemperatur ist, durch eine Zusatzlüftung („Zusatzlüftung“) sichergestellt, dass

in diesen Fällen die Innentemperatur nicht über die Außentemperatur steigt (Schalter „Switch“ in der unteren Position). Die Verluste durch die Fugenlüftung („Fugenlüftung“) sind einerseits der Differenz der Innen- und der Außentemperatur proportional (Differenzbildung mit „Sum11“) und andererseits auch von der Windgeschwindigkeit („v_w“) abhängig (Produktbildung „x“, Berech-

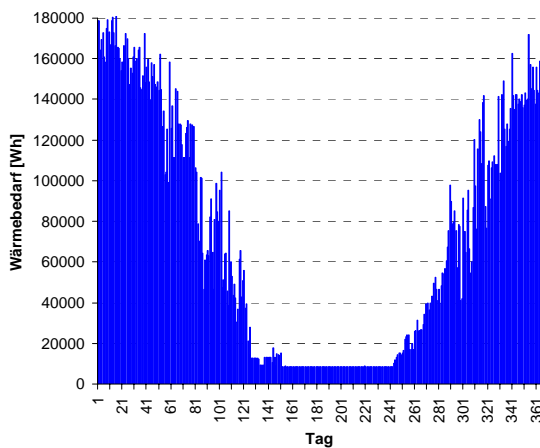
nung der Verlustleistung mit „GFUGEN“). Der Faktor „GLB“ dient zur Berechnung des Luftdurchsatzes, der von der Windgeschwindigkeit abhängig ist. Um einen Mindestluftwechsel zu gewährleisten, wird der Luftdurchsatz mit dem Sättigungselement „MLW“ nach unten begrenzt.

Die „Differenzleistung“ muss schließlich der Raumluft als Heizleistung (Vorzeichenanpassung „GLB1“ und Verhindern einer negativen Heizleistung mit „SatHeiz“) zugeführt werden, um die Temperatur konstant zu halten.

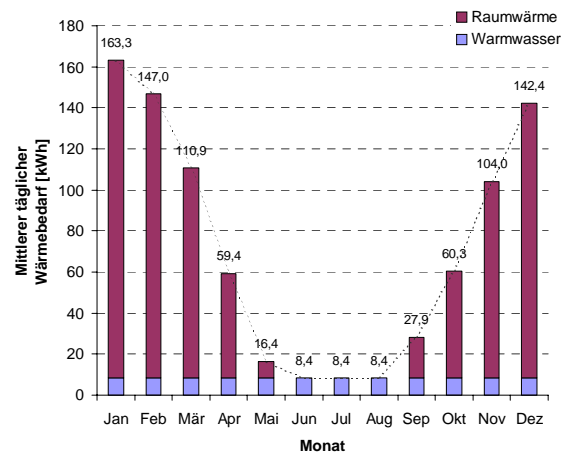
Die durch Lüftung entstehenden Gesamtverluste bestehen aus den Verlusten durch Fugenlüftung („Fugenlüftung“), vermehrt um die Verluste auf Grund der Gewährleistung des Mindestluftwechsels, und den Verlusten zur Verhinderung der Übererwärmung („Zusatzlüftung“).

Simulationsergebnisse

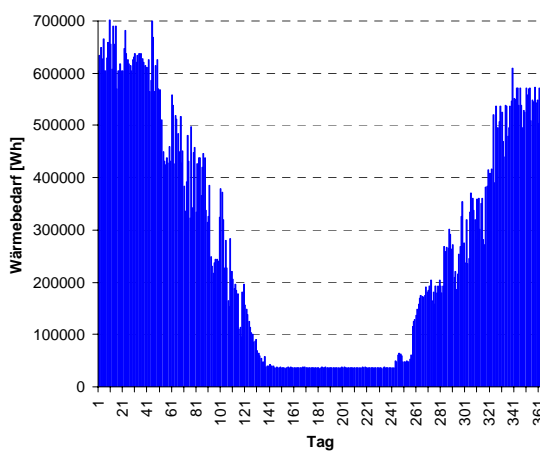
Exemplarisch sind in der Abbildung 8.3 die Verläufe des Wärmebedarfes eines Einfamilienhauses mit einer Energiekennzahl von $160 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und eines Mehrfamilienhauses mit $125 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ dargestellt.



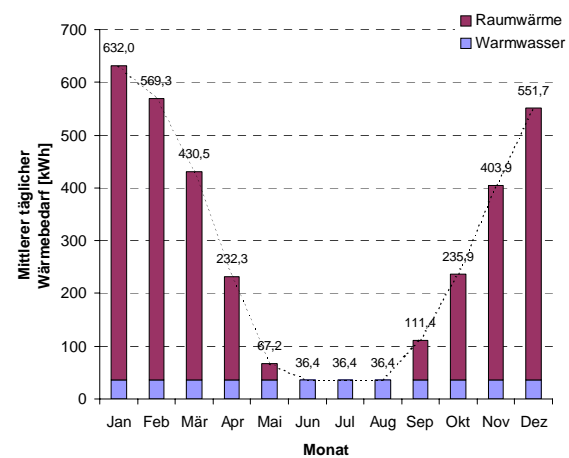
(a) Jahresverlauf des Wärmebedarfs eine Einfamilienhauses



(b) Monatsmittelwerte des Tageswärmehabedarfes eines Einfamilienhauses



(a) Jahresverlauf des Wärmebedarfs eines Mehrfamilienhauses (10 Wohnungen)



(b) Monatsmittelwerte des Tageswärmehabedarfes eines Mehrfamilienhauses

Abbildung 8.3: Beispiel für Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) von Gebäuden

In Abbildung 8.4 sind die Ergebnisse der Simulationen für unterschiedliche Gebäudeklassen und -isolationen dargestellt, die jeweils auf den Jahresenergiebedarf normiert wurden. Dadurch ist deutlich erkennbar, dass der normierte zeitliche Verlauf nur gering von der Gebäudegrößen und der Energiekennzahl abhängig ist.

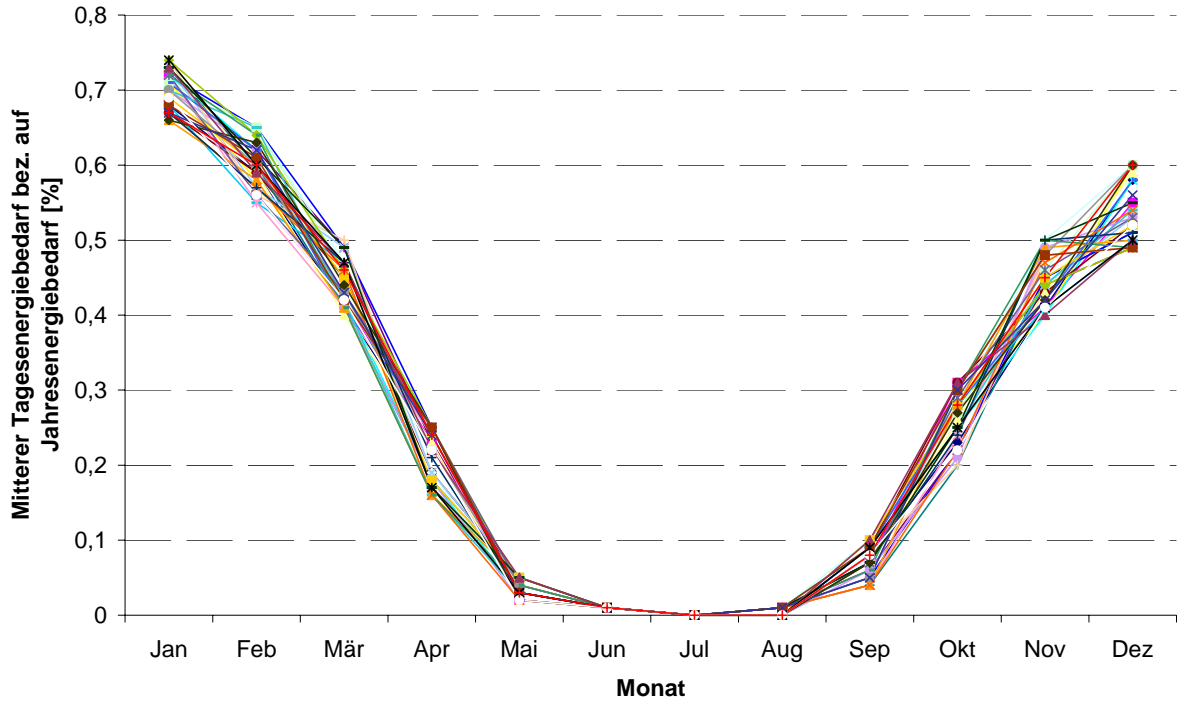


Abbildung 8.4: Simulationsergebnisse für unterschiedliche Gebäudetypen und -isolationen

8.2. Statistische Auswertungen des Wärmebedarfs in Österreich

Die Auswertungen basieren auf eigene Auswertung der Daten der Statistik Austria (GWZ 2001) [37] und der spezifischen Gebäudeenergiekennzahlen nach [30] (siehe Abbildung 3.25, Seite 39).

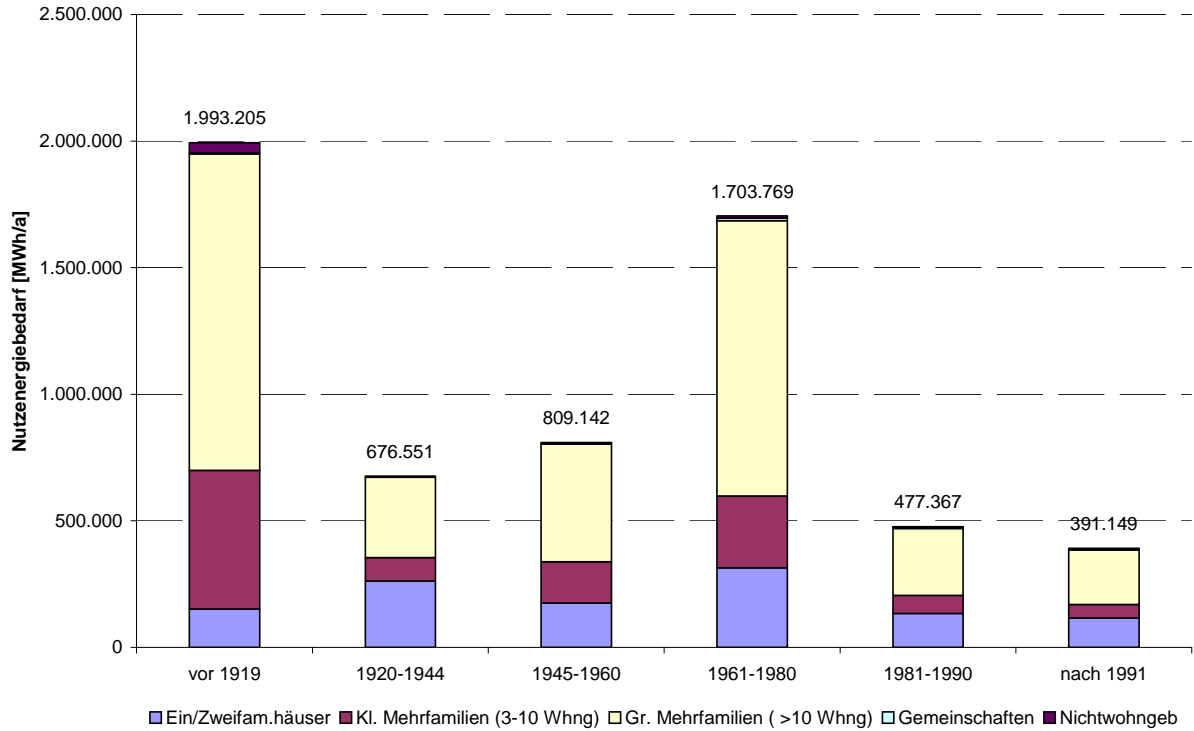


Abbildung 8.5: Nutzenergiebedarf Wien

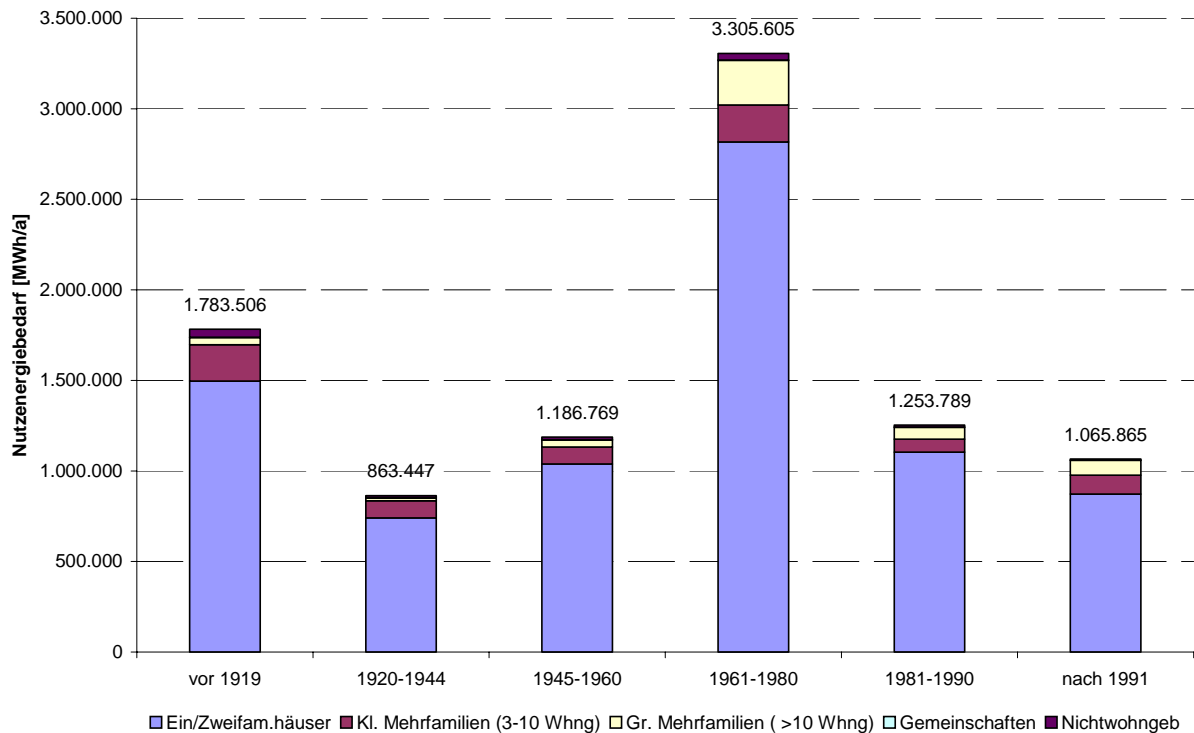


Abbildung 8.6: Nutzenergiebedarf Niederösterreich

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

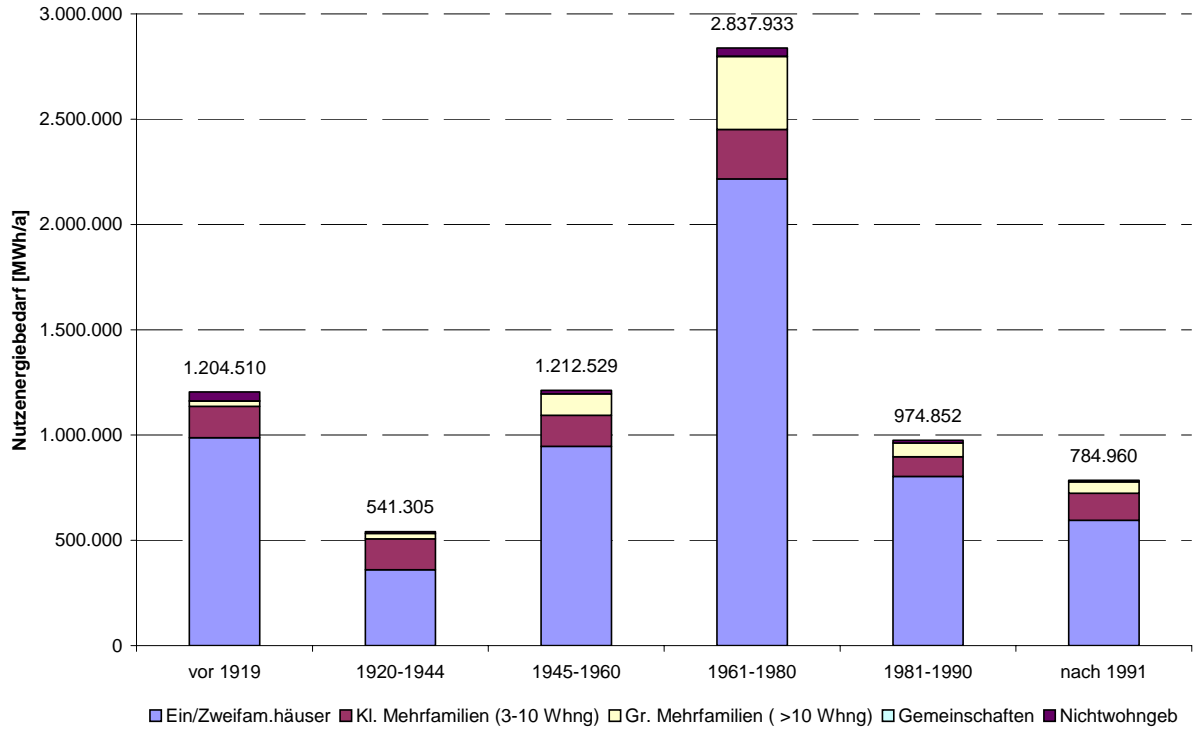


Abbildung 8.7: Nutzenergiebedarf Oberösterreich

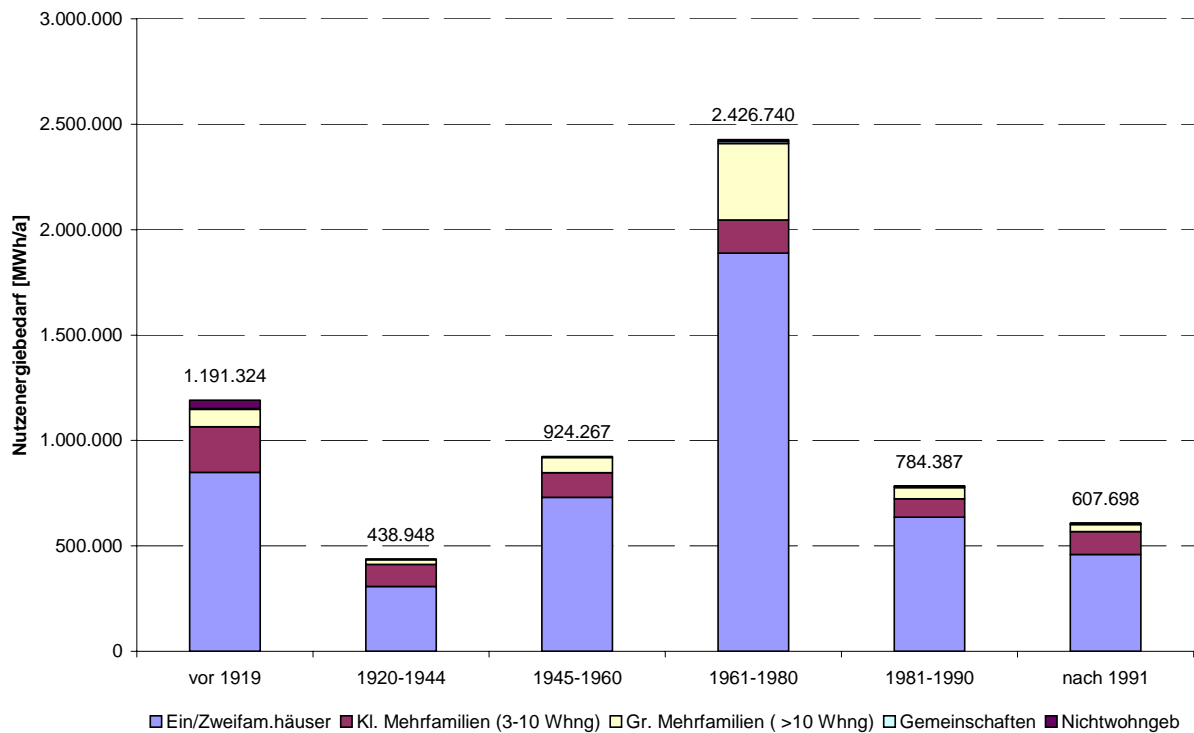


Abbildung 8.8: Nutzenergiebedarf Steiermark

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

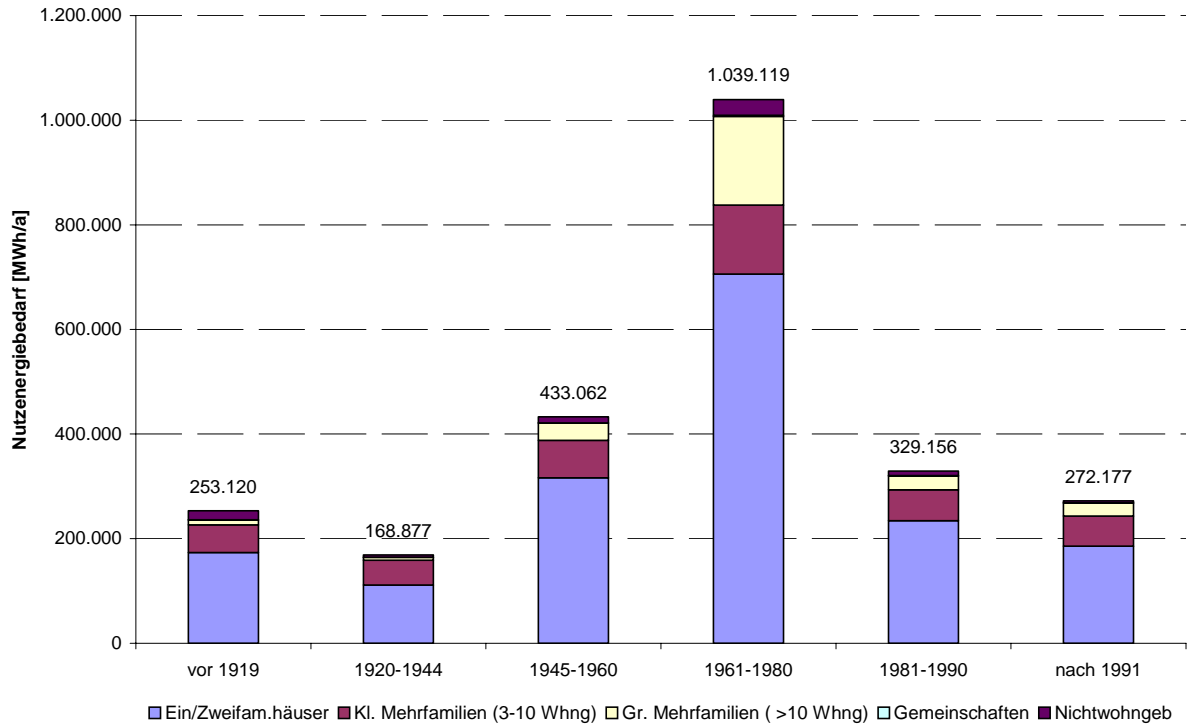


Abbildung 8.9: Nutzenergiebedarf Salzburg

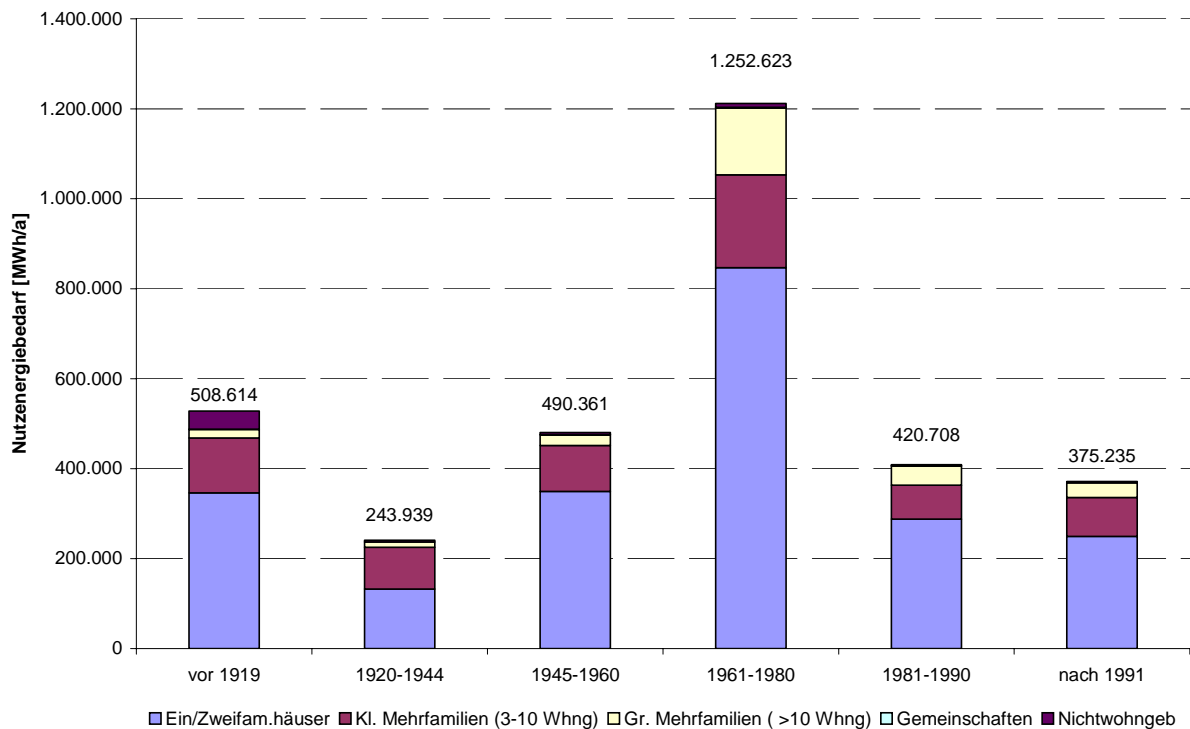


Abbildung 8.10: Nutzenergiebedarf Tirol

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

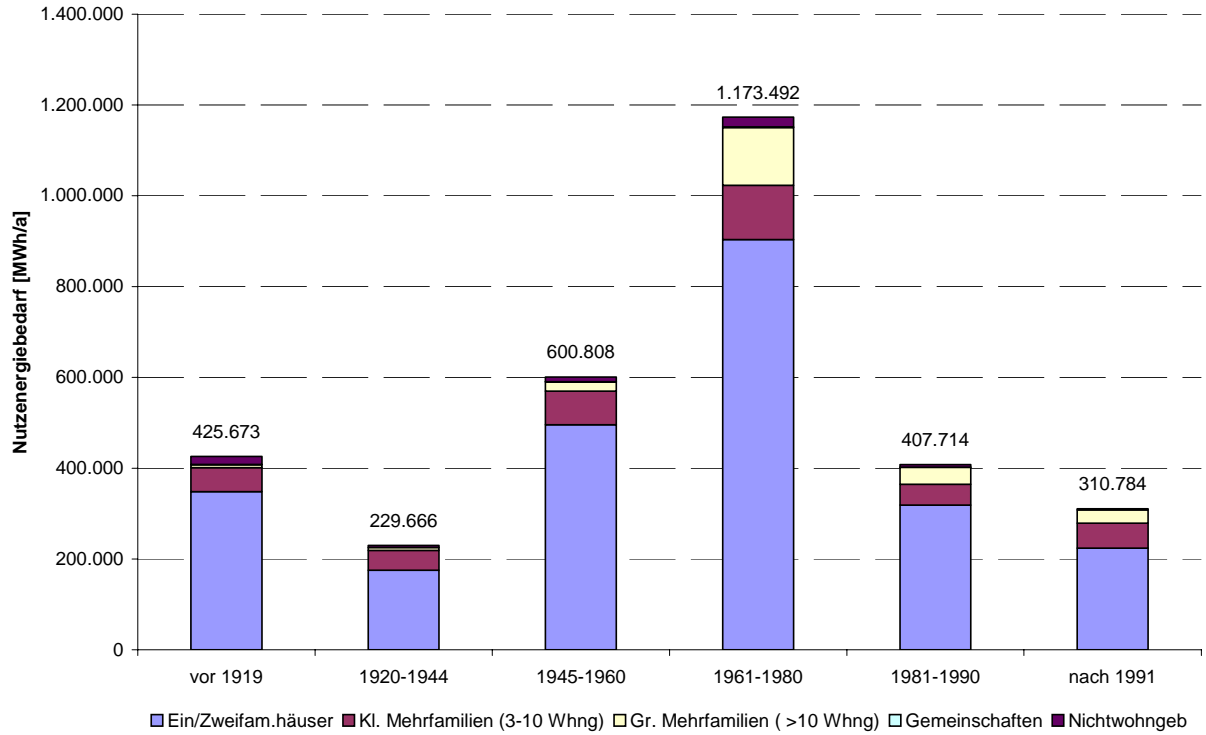


Abbildung 8.11: Nutzenergiebedarf Kärnten

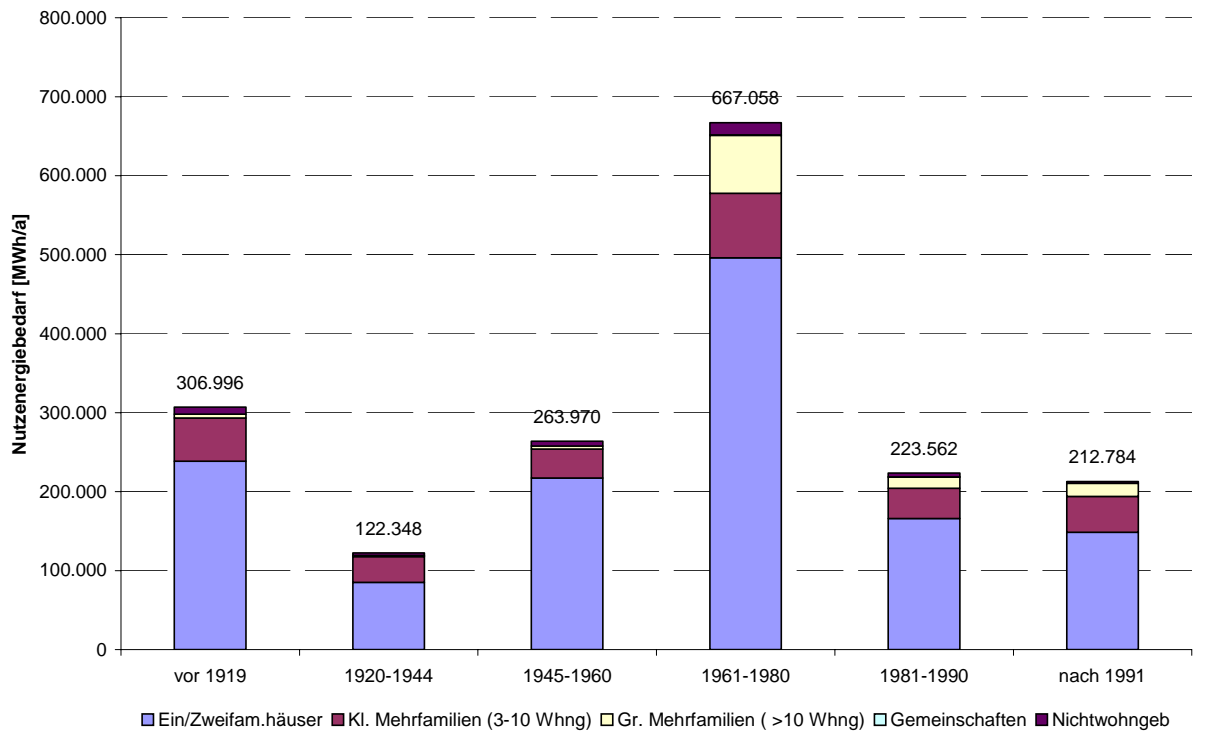


Abbildung 8.12: Nutzenergiebedarf Vorarlberg

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

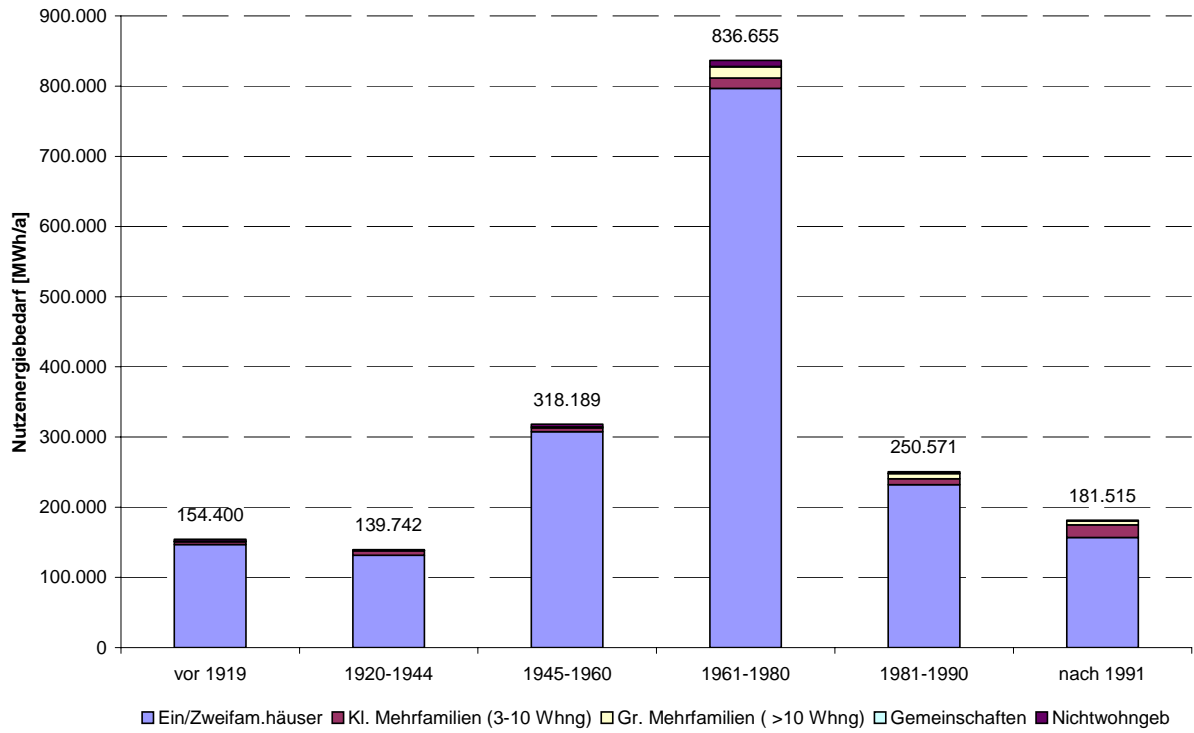


Abbildung 8.13: Nutzenergiebedarf Burgenland

Statistische Auswertung der Heizsysteme in Österreich

Die Auswertungen basieren auf Auswertung der Daten der Statistik Austria (GWZ 2001) [37].

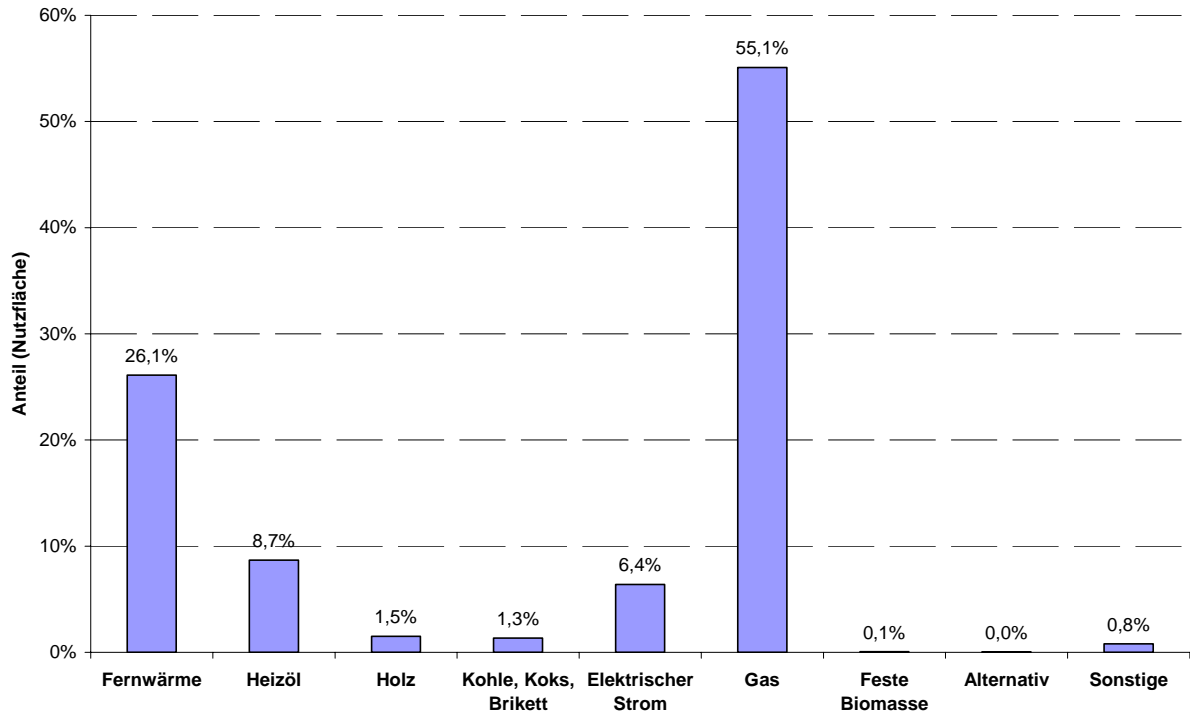


Abbildung 8.14: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Wien

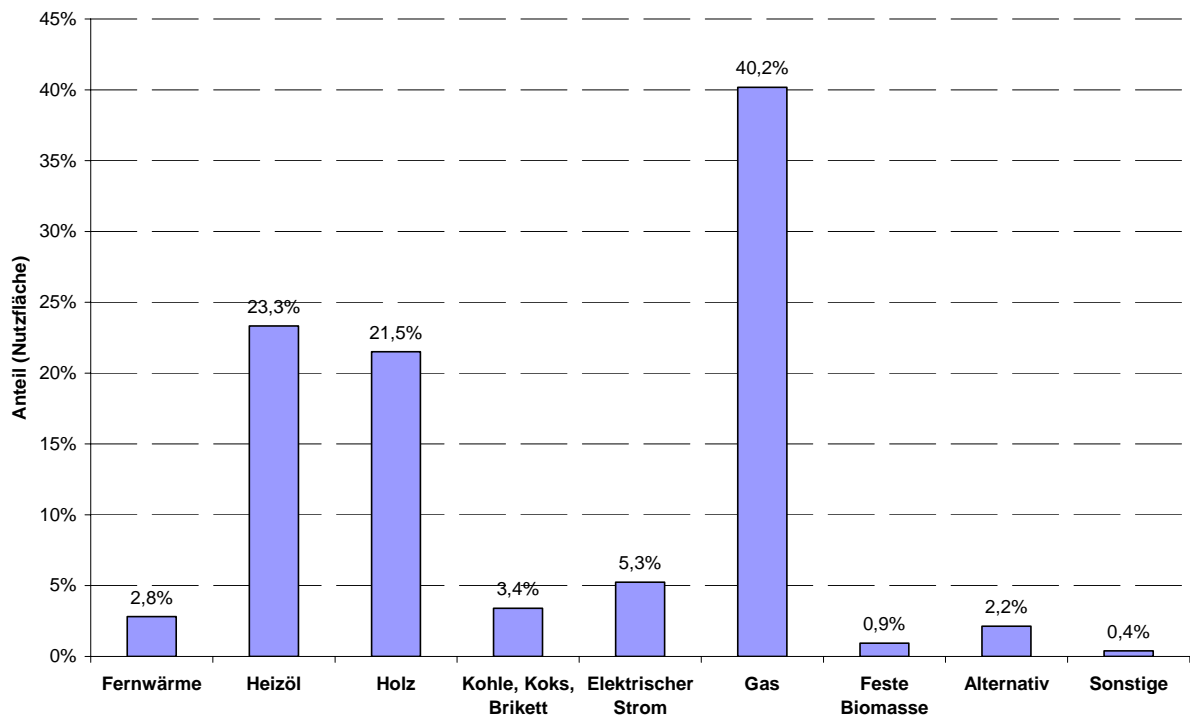


Abbildung 8.15: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Niederösterreich

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

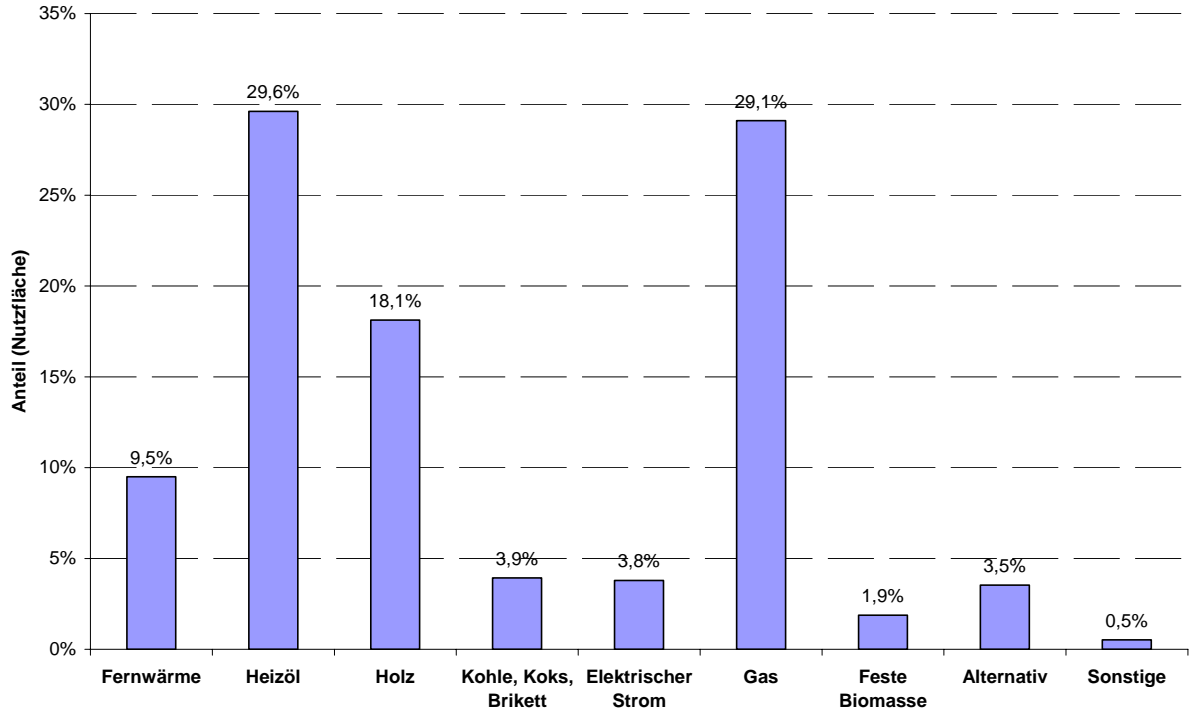


Abbildung 8.16: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Oberösterreich

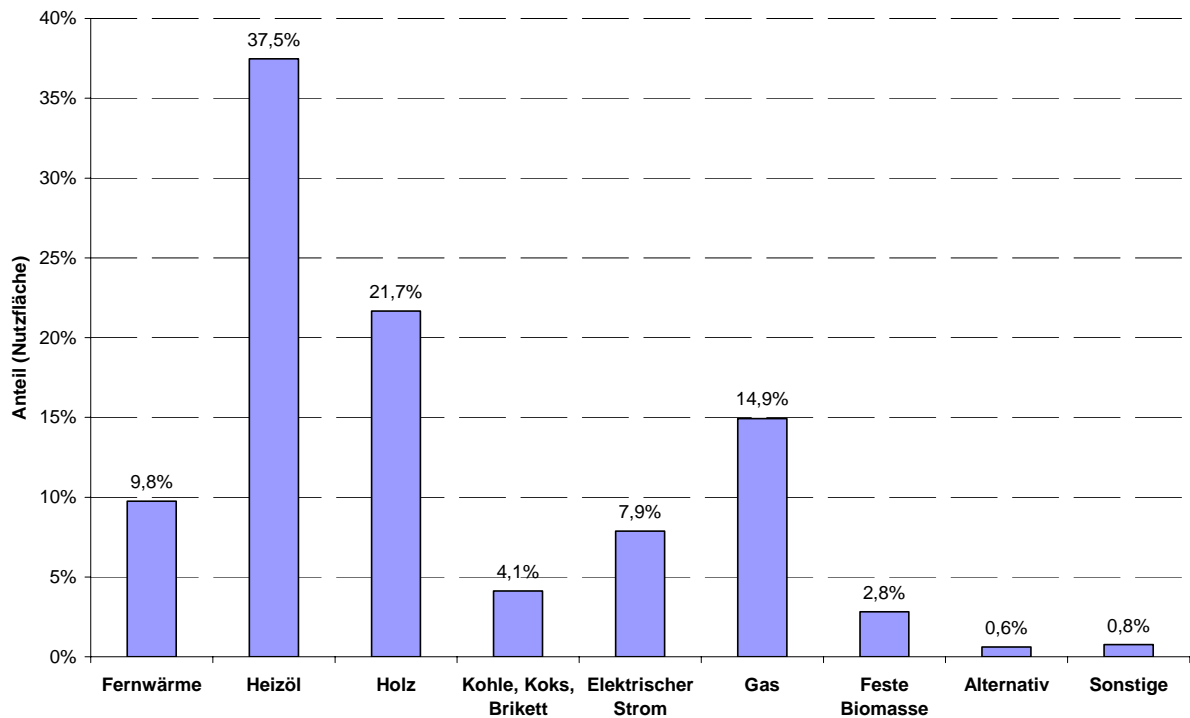


Abbildung 8.17: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in der Steiermark

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

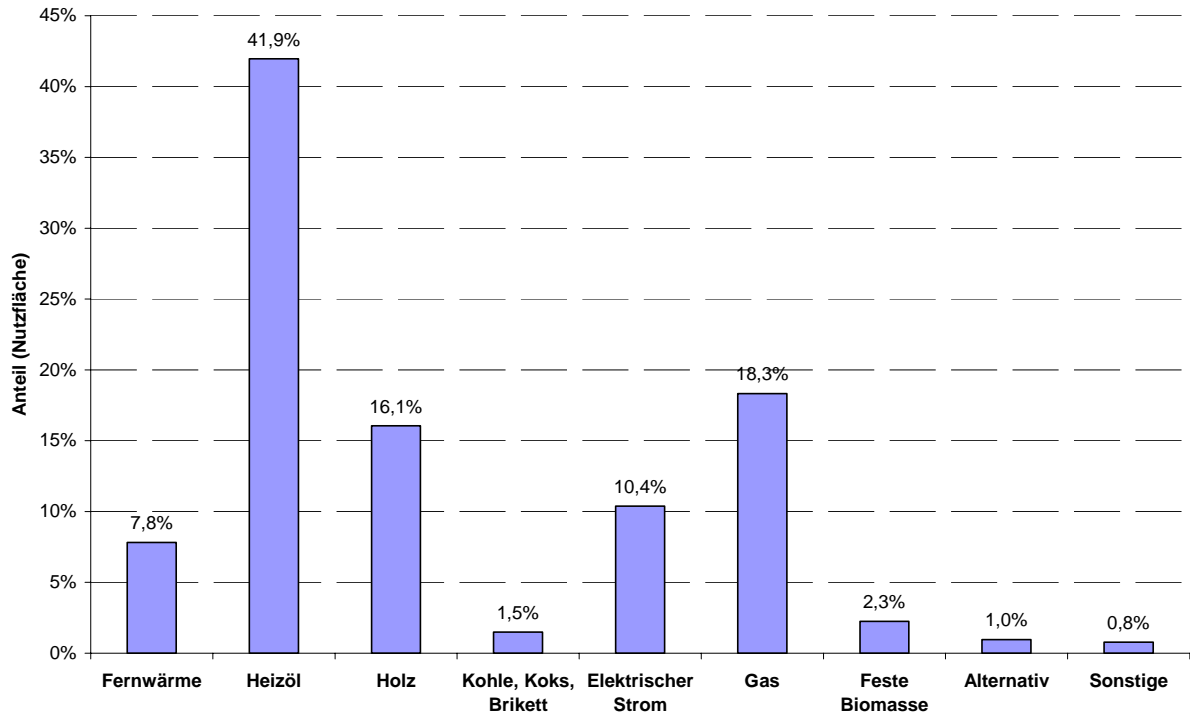


Abbildung 8.18: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Salzburg

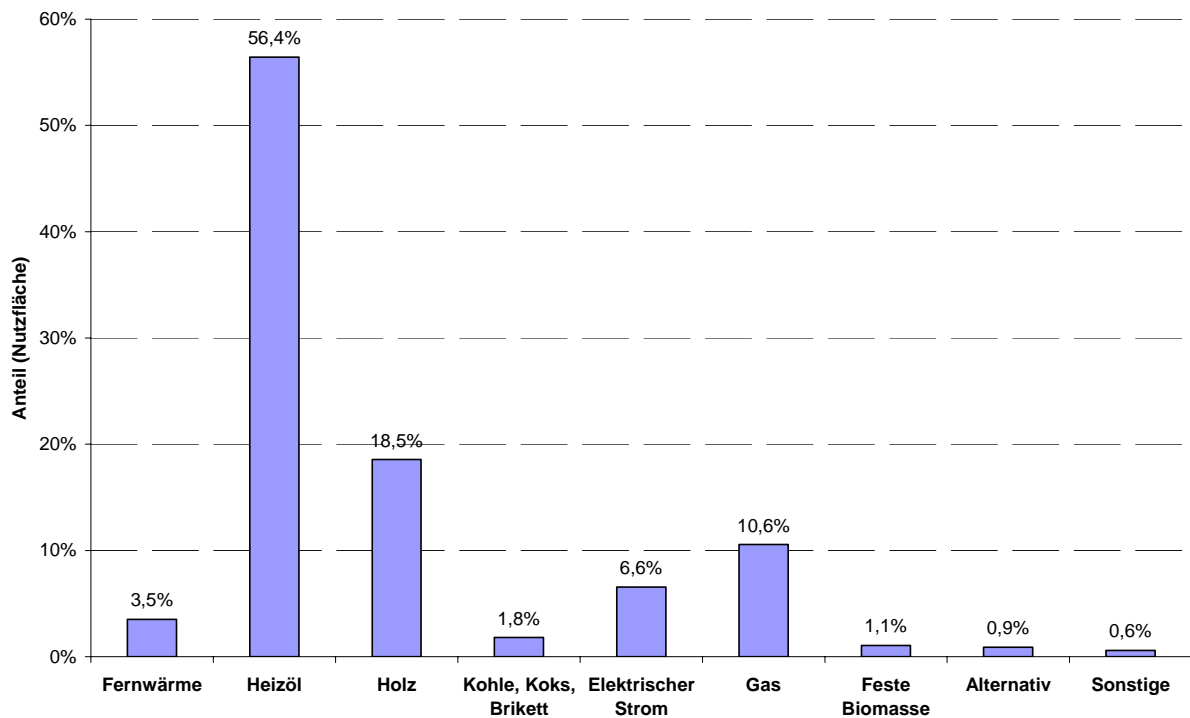


Abbildung 8.19: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Tirol

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

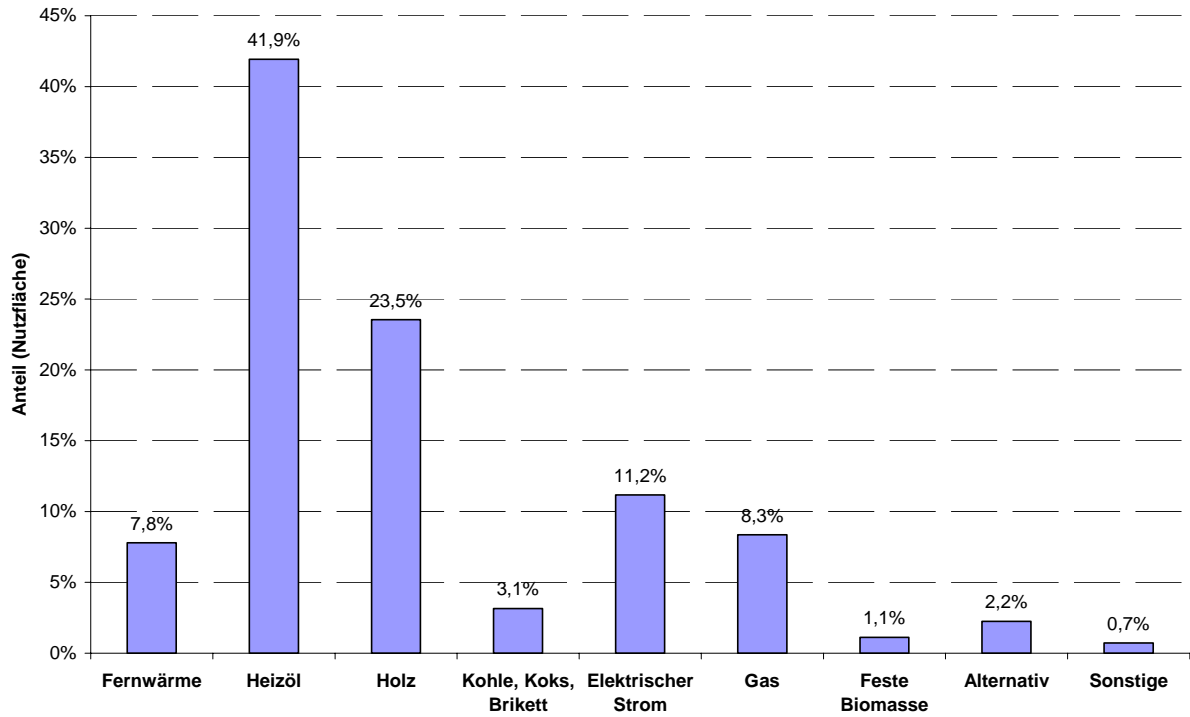


Abbildung 8.20: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Kärnten

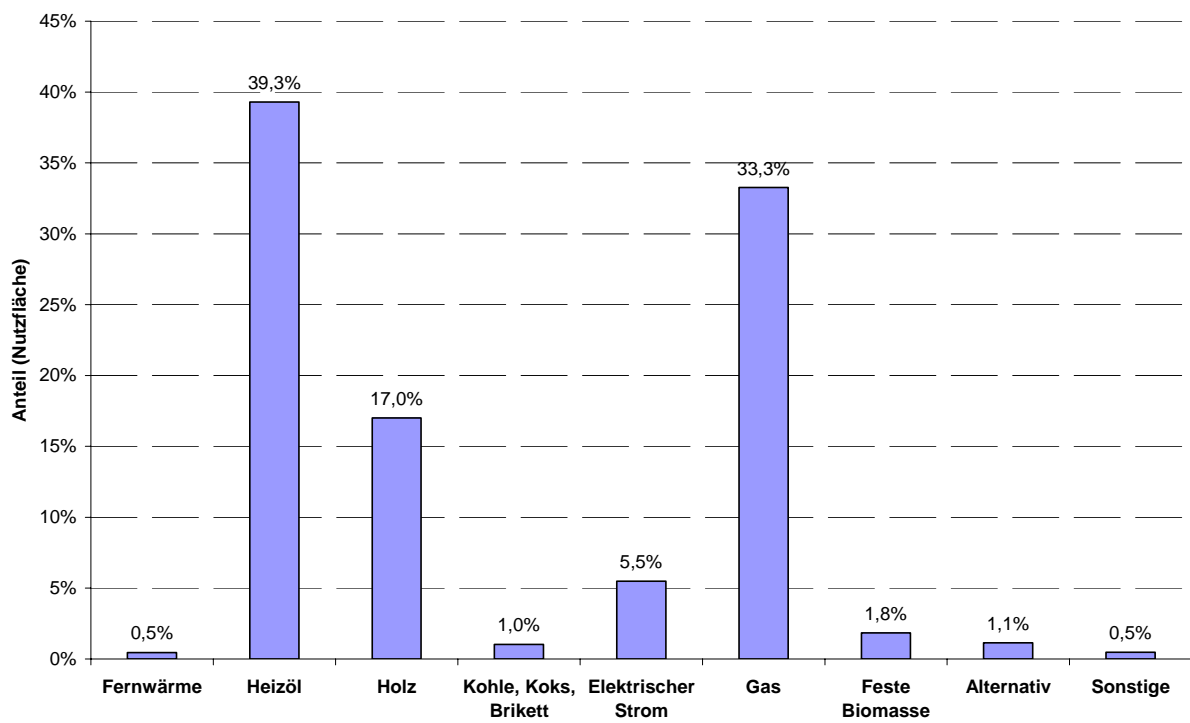


Abbildung 8.21: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung in Vorarlberg

Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management

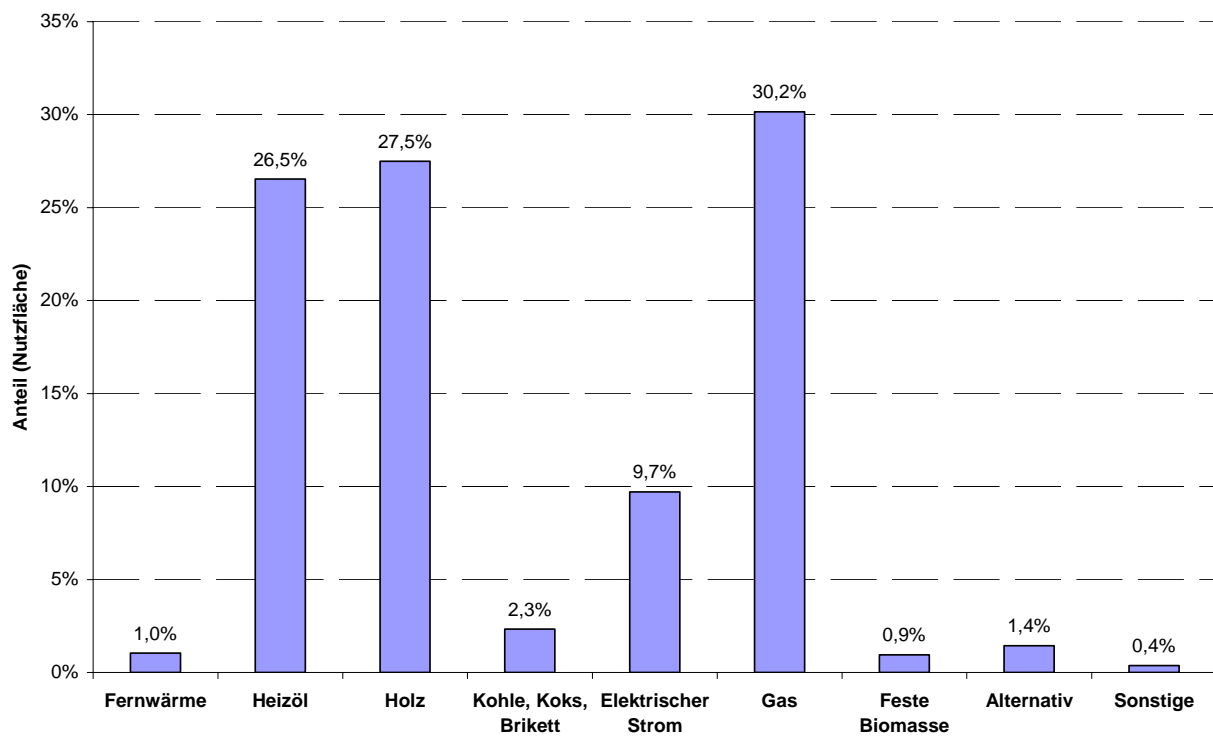


Abbildung 8.22: Wohnungen (Nutzfläche) nach Energieträger/Brennstoff der Heizung im Burgenland

8.3. Berechnungstabellen Wärmebedarf und Heizsysteme

Tabelle 8.1: Alterstruktur der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich⁶⁰

Flächenanteile [%]		Kohle,Koks,Briketts	Öl	Gas
Zentralheizung	Alter > 20a	43,5	34,4	23,9
	10 - 20 a	38,0	21,7	21,6
	<10 a	18,5	43,9	54,6
ETH	Alter > 20a	62,0	37,6	42,1
	10 - 20 a	29,4	22,3	23,0
	<10 a	8,7	40,0	34,9
EO	Alter > 20a	86,8	66,0	24,1
	10 - 20 a	10,8	12,8	25,8
	<10 a	2,4	21,2	50,2

Tabelle 8.2: Jahresnutzungsgrade der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich⁶⁰

Jahresnutzungsgrad [%]		Kohle, Koks, Briketts	Heizöl (EL)	Gas
Zentralheizung	Alter > 20a	46	63	65
	10 - 20 a	49	71	73
	<10 a	53	75	77
ETH	Alter > 20a	50	64	66
	10 - 20 a	53	72	74
	<10 a	55	76	78
EO	Alter > 20a	47	55	57
	10 - 20 a	49	60	64
	<10 a	50	69	71

Tabelle 8.3: Anteile der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich⁶¹

Flächenanteile der fossilen Einzelfeuerungen	Kohle, Koks, Briketts	Heizöl (EL)	Gas
ZH	2,82%	41,96%	27,37%
ETH	0,37%	2,25%	14,30%
EO	1,32%	2,72%	6,89%

⁶⁰ Quelle: [45]

⁶¹ Quelle: [37]

Tabelle 8.4: Mittlere Jahresnutzungsgrade der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich⁶²

Jahresnutzungsgrad	Kohle, Koks, Briketts	Heizöl (EL)	Gas
ZH (altersgewichtet)	48%	70%	73%
ETH (altersgewichtet)	51%	71%	72%
EO (altersgewichtet)	47%	59%	66%
GESAMT (flächen- und alters-gewichtet)	70 %		

Tabelle 8.5: Benutzungsfaktoren der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in Österreich⁶³

Benutzungsfaktor	EFH	MFH
fossil fest, flü., gasförmig	0,45	0,66

Tabelle 8.6: Benutzungsfaktoren der fossilen Einzelfeuerungsheizsysteme in den Bundesländern⁶⁴

Bundesland	Benutzungsfaktor gewichtet
W	0,64
OÖ	0,51
Salzburg	0,53
Tirol	0,54
Vorarlberg	0,52
NÖ	0,49
Stmk	0,52
Kärnten	0,51
Bgl	0,47

⁶² Eigene Berechnung auf Basis Tabelle 8.4 bis Tabelle 8.6

⁶³ Quelle: eigene Annahmen auf Basis [39]

⁶⁴ Eigene Berechnung auf Basis Anhang 0 und Tabelle 8.5.