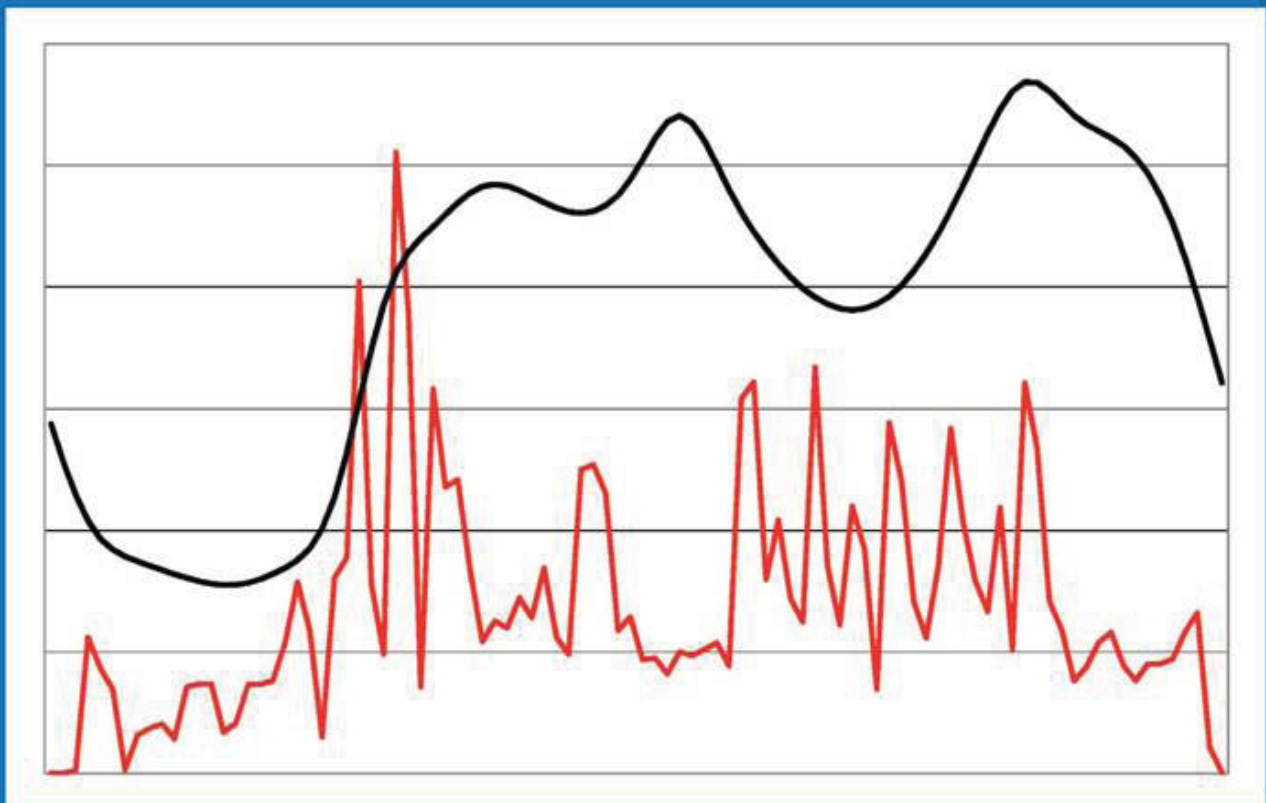


Nassipkul Dyusseembekova

Integration von Mini-BHKW in die Niederspannungsnetze von Deutschland und Kasachstan



Cuvillier Verlag Göttingen
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag

Integration von Mini-BHKW in die Niederspannungsnetze von Deutschland und Kasachstan

Bei der Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik
der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig



zur Erlangung der Würde
einer Doktor-Ingenieurin (Dr.-Ing.)
eingereichte

Dissertation

von
M. Sc. Nassipkul Dyussebekova
aus Kasachstan (Karagandy)

Eingereicht am:	08.06.2009
Mündliche Prüfung am:	23.10.2009
Referenten:	Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat Prof. Dr. techn. Reinhard Leithner
Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Wolf-Rüdiger Canders

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2009

Zugl.: (TU) Braunschweig, Univ. Diss., 2009

978-3-86955-183-8

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2009

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2009

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-86955-183-8

VORWORT

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen der Technischen Universität Braunschweig und als Stipendiatin des Stipendiums „Bolaschak“ des Präsidenten der Republik Kasachstan.

An erster Stelle bedanke ich mich ganz herzlich und besonders bei Herrn Professor Dr.-Ing. Michael Kurrat für die Anregung zu diesem Thema und Betreuung meiner Doktorarbeit. Für die angenehme und vertrauensvolle Zusammenarbeit sowie die Möglichkeiten, die Arbeitsergebnisse auf nationalen und internationalen Konferenzen zu präsentieren. Er ist für mich ein Vorbild eines guten Betreuers.

Ich danke Herrn Professor Dr. techn. Reinhard Leithner vom Institut für Wärme- und Brennstofftechnik für die freundliche Unterstützung und das Interesse für meine Arbeit.

Weiterhin bedanke ich mich bei den Mitarbeitern der EN|BS Energienetze Braunschweig GmbH aus Deutschland sowie der Energieversorgungsnetze AG aus Kasachstan für die Daten, die sie für meine Arbeit zur Verfügung gestellt haben.

Dank gilt auch meinen derzeitigen und ehemaligen Kollegen sowie Studenten, die im Rahmen ihrer studentischen Arbeiten zur vorliegenden Arbeit beigetragen haben. Persönlicher Dank gilt meiner Arbeitsgruppe „Energiesysteme“ für interessante fachliche Diskussionen und ihre Unterstützung.

Ich bedanke mich bei allen Freunden, die ich während meines Aufenthaltes in Deutschland kennengelernt habe und die mir in ihrer Freizeit geholfen haben meine Deutschkenntnisse zu verbessern. Besonders danke ich der Familie Brombach, die bei der grammatischen Korrektur meiner Arbeit geholfen hat.

Mein besonderer Dank gilt meinem Vater Kaszhan Dyussebekov und den Geschwistern für den moralischen Beistand und der kasachischen Regierung für die finanzielle Unterstützung während meines Aufenthaltes in Deutschland.

Die Promotionszeit in Deutschland an der Technischen Universität Braunschweig ist ein besonders wichtiger und interessanter Teil meines Lebens.

Braunschweig, im Dezember 2009

Әкем Қасжанға және шешем Мәкімге арнаймын
(Für meinen Vater Kaszhan und meine Mutter Makim)

Kurzfassung

Diese Arbeit betrachtet theoretisch die Zusammenhänge bei der Integration von Mini-BHKW in Niederspannungsnetze anhand von Beispielen aus Deutschland und Kasachstan. Für nähere Untersuchungen werden ein städtisches Netz aus Deutschland und ein ländliches Netz aus Kasachstan nach zur Verfügung gestellten Netzdaten ausgewählt. Für die deutschen Netze wird der Ersatz von Nachtspeicherheizungen durch Mini-BHKW und eine intelligente Integration der dezentralen Erzeuger ins Niederspannungsnetz betrachtet. Die Herausforderungen im kasachischen Netz betreffen die Spannungshaltung und die Netzverluste. Die Übertragung der Erfahrungen aus der Einführung von dezentralen Erzeugern ins Niederspannungsnetz aus Deutschland ist hilfreich für die geplante Modernisierung der kasachischen Netze. Die Einflüsse der dezentralen Erzeuger auf Spannungshaltung und Verluste der Niederspannungsnetze werden untersucht.

Als Grundlagen werden die Arten der Energieversorgungssysteme, wie Versorgung elektrischer Energie mit großen Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungen und Mini-Blockheizkraftwerken, miteinander verglichen, sowie die Netzstrukturen, Verbraucherarten und Primär- und Endenergieträger bei der Erzeugung elektrischer und thermischer Energien beider Länder betrachtet.

Nach Feststellung der Unterschiede der untersuchten Netze werden die Verbraucherarten in beiden Netzen analysiert und für weitere Lastflussberechnungen Spitzenleistungen, Gleichzeitigkeitsfaktoren und Leistungskoeffizienten berechnet und zusammengestellt.

Die Integration der Mini-BHKW in die untersuchten Niederspannungsnetze von Deutschland und Kasachstan wird gemäß wärmegeführter Betriebsweise vorgenommen. Die weitergehenden Betrachtungen bedürfen thermischer Lastprofile von Mehrfamilienhäusern und elektrischer Lastprofile der Niederspannungsnetze. Die thermischen Lastprofile für Mehrfamilienhäuser werden gemäß der VDI 4655-Norm ermittelt. Zur Verwendung der Lastprofile nach VDI 4655-Norm für Mehrfamilienhäuser aus Kasachstan werden Klimadaten von unterschiedlichen Orten Kasachstans mit deutschen Klimadaten verglichen. Als Netzlastprofile werden standardisierte Lastprofile (VDEW-Standardlastprofile) für beide Netze verwendet. Für eine einheitliche Betrachtung der Lastprofile werden die gemessenen Netzlastprofile aus dem kasachischen Netz und gemessene Daten aus dem deutschen Netz mit den standardisierten Lastprofilen verglichen.

Netze mit Nachtspeicherheizungen sowie ohne und mit dezentralen Erzeugern werden in verschiedenen Szenarien durch Lastflussberechnungen untersucht und bewertet. Die Simulation der untersuchten Netze wird mit dem Programm NEPLAN durchgeführt.

ABSTRACT

This thesis presents an investigation of the interrelationships of integration of micro CHP (combined heat and power) units in low voltage networks in Germany and in Kazakhstan. One urban low voltage network from Germany and one rural low voltage network from Kazakhstan are chosen as a source of more detailed investigations.

The problems of the German network are the following: the replacement of night storage heaters by micro CHP units and an intelligent integration of decentralized generation. In contrast the problems in Kazakhstan are the compliance of the voltage level and higher losses. The exchange of experiences in Germany with the integration of decentralised generation will help to modernise the Kazakh networks. Furthermore the influence of decentralised generation on low voltage networks is investigated to improve the voltage levels and to minimize the losses.

As a basis different types of energy supply systems, Central generation, CHP and micro CHP are compared and topics like network structures, types of consumers and primary energy carrier for electricity and heat generation in both countries are handled.

After the determination of the differences of the networks different types of consumers in both networks are examined. For this purpose load flow calculations were done and the peak loads, demand factors and coefficients of power are calculated and listed.

The electrical and thermal load profiles are determined using VDI 4655 for apartment blocks and standardised load profiles (former VDEW load profiles) for the whole network.

Afterwards measured load profiles from Kazakhstan and Germany are compared with the standardised load profiles. Climate data from different places in Kazakhstan are compared with the German climate data in order to use the load profile for apartment blocks in Kazakhstan according to the VDI 4655.

The simulation is done using NEPLAN. Networks with and without night storage heaters and ones with and without decentralised generation are investigated using load flow calculations.

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	III
KURZFASSUNG	VII
ABSTRACT	IX
INHALTSVERZEICHNIS	XI
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	XIII
SYMBOLE	XV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	XVII
TABELLENVERZEICHNIS	XX
1 EINLEITUNG	1
2 ENERGIEVERSORGUNG	4
2.1 ENERGIEVERSORGUNGSKONZEPTE	5
2.1.1 Stromversorgung durch große Kraftwerke	5
2.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung	7
2.1.3 Mini-Blockheizkraftwerk	8
2.2 VERGLEICH DER VERSORGUNG MIT ELEKTRISCHER UND THERMISCHER ENERGIE IN DEUTSCHLAND UND KASACHSTAN	11
2.2.1 Elektrische Energieversorgung	11
2.2.2 Thermische Energieversorgung	14
3 ELEKTRISCHER UND THERMISCHER BEDARF	19
3.1 ENERGIEBEDARF IN DEUTSCHLAND	19
3.1.1 Standardisierte Lastprofile, VDI 4655-Norm	19
3.1.2 Die Verbrauchergruppe	27
3.1.3 Beschreibung einer Siedlung in Deutschland	28
3.1.4 Lastprognose mit den ermittelten Profilen	30
3.2 ENERGIEVERBRAUCHER IN KASACHSTAN	32
3.2.1 Die Verbraucherarten	32
3.2.2 Beschreibung einer Siedlung in Kasachstan	33
3.2.3 Ermittlung der Lastprofile	33
4 LASTFLUSSBERECHNUNGEN IM NIEDERSPANNUNGSNETZ	40
4.1 NIEDERSPANNUNGSNETZSTRUKTUR	40
4.2 GRUNDLAGEN DER LASTFLUSSBERECHNUNG	42
4.3 NETZVERLUSTE UND SPANNUNGSHALTUNG IM NIEDERSPANNUNGSNETZ	47
4.3.1 Grundlage der Spannungshaltung	47
4.3.2 Grundlagen der Netzverluste	50
4.3.3 Quantifizierung der Netzverluste und Spannungshaltung im kasachischen Netz	50

5	BEWERTUNG DER INTEGRATION VON MINI-BLOCKHEIZKRAFTWERKEN	53
5.1	BETRIEBSMÖGLICHKEITEN EINES MINI-BHKW	53
5.2	DIE UNTERSUCHUNG EINES NIEDERSPANNUNGSNETZES IN DEUTSCHLAND	61
5.2.1	Die Untersuchung der Niederspannungsnetze ohne Berücksichtigung dezentraler Erzeuger.....	61
5.2.2	Ergebnisse der Lastflussberechnungen mit Mini-BHKW im Niederspannungsnetz in Deutschland	63
5.2.3	Netzverluste und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz in Deutschland	68
5.3	DIE UNTERSUCHUNG EINES NIEDERSPANNUNGSNETZES IN KASACHSTAN	70
5.3.1	Die Untersuchung der Niederspannungsnetze ohne Berücksichtigung der dezentralen Erzeuger	70
5.3.2	Ergebnisse der Lastflussberechnungen mit Blockheizkraftwerk im Niederspannungsnetz in Kasachstan.....	73
5.3.3	Spannungshaltungskonzepte.....	77
5.4	CO₂-EMISSIONEN IM NIEDERSPANNUNGSNETZ DURCH KWK-ANLAGEN	83
5.4.1	Kyoto-Protokoll	83
5.4.2	Einsparung der CO ₂ -Emissionen durch Integration von Mini-BHKW in das untersuchte ländliche Netz Kasachstans	83
6	ASPEKTE FÜR DIE INTEGRATION DEZENTRALER ERZEUGUNGSANLAGEN	87
6.1	NUTZUNGSKONZEPTE VON KRAFT-WÄRME-KOPPLUNGS-ANLAGEN	87
6.1.1	Mini-BHKW mit Biogas	88
6.1.2	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Anlage (KWKK-Anlage).....	88
6.2	ALTERNATIVE DEZENTRALE ENERGIEERZEUGER	89
6.2.1	Klimadaten und erneuerbare Energiequellen.....	89
6.2.2	Einfluss auf Netzlastprofile	91
6.3	FÖRDERUNG ERZEUGUNGSANLAGEN IN DEUTSCHLAND UND KASACHSTAN	92
6.3.1	Gesetze in Deutschland.....	92
6.3.2	Gesetze in Kasachstan.....	94
7	ZUSAMMENFASSUNG	96
	LITERATURVERZEICHNIS	99
	LEBENS LAUF	104

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BTU Cottbus	Brandenburgische Technische Universität Cottbus
DC	Direct current (Gleichstrom)
DE	Deutschland
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
DG	Durchdringungsgrad
DIN	Deutsches Institut für Normung
DWD	Deutschen Wetterdienst
EFH	Einfamilienhaus
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
G0-G6	Gewerbebetriebe
GO	Gewerbeobjekt
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkombikraftwerk
H0	Haushalte
IEC	International Electrotechnical Commission
KEGOC	Kazakhstan Electricity Grid Operating Company
KS	Kasachstan
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
L0-L2	Landwirtschaftsbetriebe
MFH	Mehrfamilienhaus
Mini-BHKW	Mini-Blockheizkraftwerk
NAYY	Kabel nach DIN VDE 0276-603

NSP	Nachtspeicherheizung
RH	Reihenhaus
RHE	Reihenendhaus
SSX	Sommersonntag
SWX	Sommerwerktag
TRY	Testreferenzzone
TWW	Trinkwarmwasser
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜSB	Übergangszeitsonntag-bewölkt
ÜSH	Übergangszeitsonntag-heiter
ÜWB	Übergangszeitwerktag-bewölkt
ÜWH	Übergangszeitwerktag-heiter
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDEW	Verbandes der Elektrizitätswirtschaft
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VG	Verbrauchergruppe
WE	Wohneinheit
WSB	Wintersonntag-bewölkt
WSH	Wintersonntag-heiter
WWB	Winterwerktag-bewölkt
WWH	Winterwerktag-heiter

SYMBOLLE

ε	Abweichung
N	Anzahl der betrachteten Wohneinheiten im Teilnetz
N	Anzahl der Personen bzw. WE in einem Haus
M	Anzahl der Wohneinheiten in einem Mehrfamilienhaus
T_m	Außentemperatur
B	Bewölkungsgrad
F_t	Dynamisierungsfunktion
W_{DEA}	Elektrische Energieerzeugung der DEA
W_{Netz}	Elektrischer Energiebedarf des Netzes
$F_{el,TT}$	Faktor für elektrische Energie
$F_{Heiz,TT}$	Faktor für Heizung
$F_{TWW,TT}$	Faktor für Trinkwarmwasser
ΔS_i	Fehler
g_∞	Gleichzeitigkeitsfaktor
R'	Impedanzbelag
J	Jacobi-Matrix
$Q_{Heiz,a}$	Jahresheizenergiebedarf
W_a	Jahresstrombedarf
\underline{Y}	Knotenadmittanzmatrix
$K1 \dots KN$	Knotennummer
U_k	Komplexe Spannung
r_{xy}	Korrelationskoeffizient

l	Länge der Leitung
$\cos \varphi$	Leistungskoeffizient
$S_1 \dots S_N$	Scheinleistung
m	Masse
λ_k	Phasenwinkel
X'	Reaktanzbelag
c	Spezifische Wärmekapazität
P_s	Spitzenleistung
$Q_{Heiz,TT}$	Tagesheizenergiebedarf
W_{TT}	Tagesstrombedarf
$Q_{TWW,TT}$	Tagestrinkwarmwasserbedarf
ΔT	Temperaturdifferenz
S	Vektor der Knoteneinspeise-Leistungen
I	Vektor der Knoteneinspeise-Ströme
U	Vektor der Knotenspannungen
P_V	Verlustleistung
Q_i	Vorgabeblindleistung
P_i	Vorgabewirkleistung
dQ	Wärmekapazität
Y_{ik}	Element der Y-Matrix der i-ten Zeile und k-ten Spalte

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Hochspannungsnetz in Deutschland und im Karagandy-Gebiet in Kasachstan .	4
Abbildung 2: Tagesganglinien an einem Winter- und Sommerwerktag	6
Abbildung 3: Darstellung der Stromerzeugung durch große zentrale Kraftwerke	7
Abbildung 4: Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie mittels einer zentralen KWK-Anlage	8
Abbildung 5: Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie mittels eines BHKW	9
Abbildung 6: Prinzipdarstellung eines Mini-BHKW	10
Abbildung 7: Primärenergieträger für Stromerzeugung im Jahr 2007 in Deutschland und Kasachstan	12
Abbildung 8: Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland	13
Abbildung 9: Energieversorgungsnetz in Kasachstan	14
Abbildung 10: Anteil der Endenergieträger für die Wärmeerzeugung privater und gewerblicher Verbraucher in Deutschland und Kasachstan	15
Abbildung 11: Aufteilung des Bedarfs der elektrischen Energie nach Verbrauchern in Deutschland und Kasachstan	16
Abbildung 12: Primärenergieverbrauchentwicklung aus fossilen Brennstoffen für elektrische Verbraucher in beiden Ländern normiert auf Verbrauch pro Kopf im Jahr 1997 ..	17
Abbildung 13: Spitzenleistung pro Kopf in einigen Ländern der Welt im Jahr 2004	18
Abbildung 14: Standardisierte Lastprofile H0 für die Jahreszone Winter normiert auf 1000 kWh/Jahr	21
Abbildung 15: Dynamisierung des Haushaltprofils H0	22
Abbildung 16: Skaliertes Referenzlastprofil für ein MFH mit 7 Wohneinheiten am Tyntag ÜWB nach VDI 4655-Norm im 15-Minuten-Intervall	24
Abbildung 17: Kartografische Darstellung des Netzbezirks	29
Abbildung 18: Leistungsbedarf der Teilnetze an einem Winter-Werktag	30
Abbildung 19: Korrelation zwischen dem Lastprofil vom 4. Teilnetz und dem Standardlastprofil H0 vor und nach Abzug der Nachtspeicherheizungen	31
Abbildung 20: Gemessene Daten aus Kasachstan und standardisierte Lastprofile aus Deutschland, normiert auf 1000 kWh	34
Abbildung 21: Gemessene Daten aus Kasachstan nach Abzug der elektrischen Heizung und standardisierten Lastprofile am Wintertagsonntag, normiert auf 1000 kWh	35
Abbildung 22: Durchschnittliche Tagestemperatur in den Gebieten der untersuchten Netze	37
Abbildung 23: Durchschnittliche Tagestemperatur im Almaty-Gebiet und in Fichtelberg	38
Abbildung 24: Netzformen	40
Abbildung 25: Leitungslängen in verschiedenen Spannungsebenen Deutschlands und Kasachstans (Stand 2006)	41
Abbildung 26: Übersichtsplan eines Niederspannungsnetzes	43
Abbildung 27: Lastverteilung im Niederspannungsstrahlennetz: Einspeiseknoten (EK), Knotennummer (K1...Kn), Scheinleistungen (S ₁ ...S _n)	48
Abbildung 28: Werte der verbrauchten Energie und Verluste in einem kasachischen Netz ..	52

Abbildung 29: Darstellung der wärmegeführten Betriebsweise eines Mini-BHKW an einem Übergangszeittag.....	54
Abbildung 30: Darstellung der netzorientierten Betriebsweise eines Mini-BHKW an einem Übergangszeittag.....	55
Abbildung 31: Darstellung der Jahresdauerlinie der Heizlast für ein MFH und Leistungsbereitstellung eines Mini-BHKW.....	56
Abbildung 32: Darstellung der thermischen Lastprofile eines MFH sowie Energieerzeugungsplan eines Mini-BHKW und Gas-Kessels an einem Winter-Werktag.....	57
Abbildung 33: Arbeitsweise des Pufferspeichers an einem Winter-Werktag.....	58
Abbildung 34: Darstellung der thermischen Lastprofile eines MFH und Erzeugungsplan eines Mini-BHKW an einem Übergangszeit-Werktag.....	59
Abbildung 35: Arbeitsweise des Pufferspeichers an einem Übergangszeit-Werktag.....	59
Abbildung 36: Thermische Lastprofile und Erzeugungsplan eines Mini-BHKW an einem Sommer-Werktag.....	60
Abbildung 37: Arbeitsweise des Pufferspeichers an einem Sommer-Werktag.....	60
Abbildung 38: Darstellung des untersuchten Niederspannungsnetzes.....	61
Abbildung 39: Spannungsänderung im 4. Teilnetz mit NSP.....	63
Abbildung 40: Schematische Darstellung des 4. Teilnetzes nach Integration der Mini-BHKW ins Niederspannungsnetz.....	64
Abbildung 41: Einfluss der Durchdringungsgrade auf die Lastgänge an einem Winter-Werktag im untersuchten deutschen Niederspannungsnetz.....	67
Abbildung 42: Einfluss des Durchdringungsgrades von DEA auf die Lastgänge an einem Übergangszeit-Werktag im deutschen untersuchten Niederspannungsnetz.....	67
Abbildung 43: Einfluss der Durchdringungsgrade von DEA auf die Lastgänge an einem Sommer-Werktag im deutschen untersuchten Niederspannungsnetz.....	68
Abbildung 44: Spannungshaltung an Knoten des 4. Teilnetzes vor und nach der Integration der fünf Mini-BHKW.....	69
Abbildung 45: Vergleich von Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie in Kasachstan (Stand 2006).....	70
Abbildung 46: Schematische Darstellung des kasachischen, ländlichen Netzes.....	71
Abbildung 47: Simulierte Spannungen an den Knoten im Netz ohne Mini-BHKW bezogen auf das ganze Jahr.....	72
Abbildung 48: Integration der Mini-BHKW ins kasachische ländliche Niederspannungsnetz	73
Abbildung 49: Spannungsänderung im kasachischen Netz mit sechs Mini-BHKW, bezogen auf ein ganzes Jahr bei Transformatoreinstellung 110 % der Nennspannung.....	76
Abbildung 50: Spannungsänderung im kasachischen Netz mit sechs Mini-BHKW, bezogen auf ein ganzes Jahr bei Transformatoreinstellung 105 % der Nennspannung.....	77
Abbildung 51: Spannung an allen Knoten nach Änderung des Leistungsfaktors.....	78
Abbildung 52: Veränderung der Netzstruktur vom Strahlennetz zum Ringnetz.....	79
Abbildung 53: Spannung an allen Knoten nach der Veränderung der Netzstruktur.....	79
Abbildung 54: Spannung an allen Knoten nach der Integration eines Mini-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 28 kW.....	80

Abbildung 55: Spannung an allen Knoten nach der Verwendung der Leitung mit größerem Querschnitt	81
Abbildung 56: Treibhausemissionen in Kasachstan im Jahr 1992-2005	84
Abbildung 57: Anteile von Wasserstoff und Kohlenstoff in Brennstoffen	84
Abbildung 58: Darstellung des Jahresbedarfs von Wärme, Kälte und Trinkwarmwasser	88
Abbildung 59: Integration eine KWKK-Anlage	89
Abbildung 60: Solare Strahlungsleistung im untersuchten Ort Fichtelberg in Deutschland zum Vergleich mit Almaty in Kasachstan, bezogen auf eine Fläche von 1 m ²	90
Abbildung 61: Netzdarstellung mit Mini-BHKW, Fotovoltaik- und Windanlagen	91
Abbildung 62: Einfluss von Fotovoltaik-, Windkraftanlagen und Mini-BHKW auf die Netzlastprofile im 30-Minutenintervall an einem Sommerwerktag.....	92

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Vergleich der Bevölkerungsdichte in Deutschland und Kasachstan	4
Tabelle 2: Technische Daten des untersuchten Mini-BHKW	10
Tabelle 3: Typtage und Grenze der Jahreszone nach VDEW	20
Tabelle 4: Temperaturgrenzen	23
Tabelle 5: Bewölkungsgrad	23
Tabelle 6: Typtage nach VDI 4655-Norm nach Außentemperatur und Bewölkungsgrad.....	24
Tabelle 7: Jahresstrombedarf nach der Anzahl der Personen	25
Tabelle 8: Jahresenergiebedarf zur Trinkwarmwassererwärmung	25
Tabelle 9: Anzahl der Typtage in einem Testreferenzjahr der Klimazone 03	26
Tabelle 10: Spitzenleistung einer Wohneinheit und Gleichzeitigkeitsfaktor	27
Tabelle 11: Anzahl aller Zählerstellen mit und ohne Nachtspeicherheizungen.....	30
Tabelle 12: Arten der elektrischen Verbraucher in Kasachstan.....	32
Tabelle 13: Daten der beiden betrachteten Niederspannungsnetze in Kasachstan	33
Tabelle 14: Korrelation zwischen den gemessenen Daten aus Kasachstan und den standardisierten Lastprofilen an Wintertagen	35
Tabelle 15: Klimazonen in Kasachstan.....	36
Tabelle 16: Durchschnittliche Jahrestemperaturen	38
Tabelle 17: Vergleich der Klimadaten in Almaty und Fichtelberg nach VDI 4655-Norm	39
Tabelle 18: Spannungsebenen in Deutschland und Kasachstan	41
Tabelle 19: Technische Eigenschaften der Leitungen	49
Tabelle 20: Verlustursachen.....	50
Tabelle 21: Darstellung der Anzahl der Wohneinheiten in Teilnetzen	62
Tabelle 22: Spitzenleistung und Netzverluste mit und ohne NSP	62
Tabelle 23: Verbrauchsdaten der MFH pro Jahr im städtischen Niederspannungsnetz vor der Integration der Mini-BHKW.....	64
Tabelle 24: Betriebsstunden und Durchdringungsgrade der Mini-BHKW	66
Tabelle 25: Netzverluste und Spitzenleistung ohne und mit Mini-BHKW	68
Tabelle 26: Gemessene Daten elektrischer Energie und errechnete Daten thermischer Energie der MFH im ländlichen Niederspannungsnetz.....	71
Tabelle 27: Betriebsstunden der Mini-BHKW nach VDI 4655-Norm.....	74
Tabelle 28: Durchdringungsgrade der Mini-BHKW im Netz	74
Tabelle 29: Ergebnisse der Jahresnetzverluste im ländlichen Niederspannungsnetz	75
Tabelle 30: Spannungsgrenzen bei unterschiedlichen Konzepten.....	82
Tabelle 31: CO ₂ -Emissionsfaktoren bei Kohle und Erdgas	85
Tabelle 32: CO ₂ -Emissionen im untersuchten ländlichen Niederspannungsnetz in Kasachstan vor der Integration der Mini-BHKW	85
Tabelle 33: CO ₂ -Emissionen im untersuchten ländlichen Niederspannungsnetz in Kasachstan nach der Integration der sechs Mini-BHKW	86
Tabelle 34: Höhe der Vergütung und Dauer der Zahlung für erzeugte elektrische Energie...	93
Tabelle 35: Höhe der Vergütung und Dauer der Zahlung für erzeugte elektrische Energie durch erneuerbare Energieanlage, Stand 2009.....	94

1 EINLEITUNG

Die gesamte Energieversorgung, sowohl auf technischer als auch auf energiewirtschaftlicher Ebene, wird auch in der Zukunft großen Veränderungen unterworfen sein. So ist ein zunehmender Einsatz dezentraler Erzeuger in allen Leistungsbereichen und Spannungsebenen zu erwarten.¹

Das Ziel einer zukünftig umwelt- und ressourcenschonenden Energieversorgung soll maßgeblich über den Ausbau der dezentralen Energieerzeugung erreicht werden. Dabei soll vor allem der Ausbau der KWK stark forciert werden, um auf Basis der gekoppelten Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Im Bereich der KWK wird durch die Energieerzeugung in Blockheizkraftwerken kleiner Leistung die Nutzung noch nicht erschlossener KWK-Potenziale, insbesondere im Bereich der Hausenergieversorgung, angestrebt.² Neben größeren KWK-Einheiten gelten kleine KWK-Anlagen, sogenannte Mini-Blockheizkraftwerke (Mini-BHKW), in der Hausenergieversorgung im Leistungsbereich bis 5 kW elektrisch als interessante Ergänzung. Dabei werden sie als Ersatz oder Ergänzung zur normalen Heizungsanlage für die Produktion der notwendigen thermischen Energie für das Objekt und parallel am elektrischen Netz betrieben.³

Eine KWK-Anlage besitzt folgende Vorteile: Verringerung des Strombezugs durch Eigenproduktion, Reduktion der CO₂-Emissionen, Verringerung des Bedarfs der Primärenergie, Anstieg der Energieeffizienz durch gleichzeitige Erzeugung elektrischer und thermischer Energie, Erfüllung unterschiedlicher Wärmebedarfsstrukturen durch Modulationsfähigkeit oder aber Kombination mit Spitzenlastkessel und Kombinationsspeicher, innovative Ergänzung des Angebotes an Heizsystemen.⁴

KWK-Anlagen sind als Ersatz oder Ergänzung zentraler Energieerzeuger geeignet und werden daher in Deutschland durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz unterstützt. Zweck des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes ist es, einen Beitrag zur Erhöhung der Erzeugung elektrischer Energie aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 % durch den befristeten Schutz, die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen, sowie die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, in die überwiegend Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten.⁵ In vorliegender Arbeit wird beispielhaft ein Mini-Blockheizkraftwerk (Mini-BHKW) als KWK-Anlage betrachtet. Mini-BHKW sind im deutschen Netz bereits eingesetzt, die Einflüsse mehrerer Mini-BHKW auf das Netz werden erforscht. Als wirtschaftlicher Anreiz wird durch Mini-BHKW erzeugte elektrische Energie bei einer elektrischen Leistung bis 50 kW mit einem

¹ Vgl.: Hartig, 2001, S. 84

² Vgl.: Asmuth, 2007, S.118

³ Vgl.: Schulz, 2007, S.1

⁴ Siehe: ASUE, 2009

⁵ Siehe: KWKG, 2009

KWK-Zuschlag von 5,11 €/kWh für zehn Jahre vergütet. Dies gilt für Anlagen, die bis zum 31.12.2016 installiert werden.⁶

Zum Klimaschutz und zur Erhöhung des Wirkungsgrades bei der Erzeugung elektrischer Energie werden alte Heizungsanlagen, Anlagen mit höheren CO₂-Emissionen oder schlechterem Wirkungsgrad gegen KWK-Anlagen ausgetauscht. Davon sind auch Nachtspeicherheizungen betroffen, die im deutschen Netz vorhanden sind. Diese werden in einem Szenario durch Mini-BHKW ersetzt. Grundlage dafür ist eine Diskussion über das Verbot von Nachtspeicherheizungen im Rahmen einer Kabinettsklausur über Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm am 23. und 24.08.2007 in Meseberg. Seitdem ist klar: die elektrische Beheizung von Gebäuden mittels Widerstandsheizungen (Direktheizungen, Nachtspeicherheizungen etc.) hat im Kontext einer an ehrgeizigen Klimazielen orientierten Politik keine Zukunft mehr.⁷

Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion, in der alle elektrischen Netze in einem System zusammengefasst waren, wurden die Anlagen in Kasachstan bis heute nur teilweise erneuert. 50 % der Kraftwerksanlagen, Umspannwerke und Netze sind mehr als 50 Jahre in Betrieb. Da der Energieverbrauch ständig steigt, brauchen diese Netze Investitionen zur Erneuerung der elektrischen Anlagen und Unterstützung mit zusätzlichen elektrischen Erzeugern.⁸ Die großen Kraftwerke in Kasachstan befinden sich im Norden des Landes, die gleichmäßige Verteilung der erzeugten Energien über das ganze Land wird durch das Zielprogramm des Netzbetreibers KEGOC durchgeführt. Der Aufbau der Freileitungen für das Spannungsniveau 500 kV von Nord- nach Südkasachstan wurde im Mai 2009 abgeschlossen. In den nächsten Jahren ist die Erhöhung des Energiebedarfs um 10 bis 12 % zu erwarten.⁹ Dazu wird ein umfangreicher Netzausbau erforderlich. In Fernwärme- und elektrischen Netzen sind Verluste zu berücksichtigen. Die Größenordnung der Verluste beträgt bei Fernwärmenetzen in Städten bis zu 30 %. In elektrischen Netzen bilden die Verluste ca. 15 % der im Land erzeugten Energie.¹⁰

Im April 1999 wurde in Kasachstan ein Programm für die Entwicklung der Elektroenergetik bis zum Jahr 2030 beschlossen. Ziel dieses Programms ist die Verbesserung der Sicherheit und Zuverlässigkeit in der Energieversorgung und Erhöhung des Anteils des Erdgases bei der Energieerzeugung. Unter Berücksichtigung der Erhöhung der thermischen Bedarfe, durch Aufbau der neuen Wohngebäude, und der Energieeinsparung wird die Anzahl der KWK-Anlagen steigen. Die Leistung der KWK-Anlagen wird auf 6,7 GW erhöht, das ist ca. 38 % der gesamten Leistung aller Kraftwerke.¹¹ Für ländliche Netze wäre eine Unterstützung durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen (DEA) besonders hilfreich.

⁶ Siehe: KWK-Gesetz, 2009, §7(6)

⁷ Siehe: BMU, 2007

⁸ Vgl. Dukenbaev, 2001

⁹ Vgl. KEGOC, 2009

¹⁰ Vgl. Übersichten der Produktivität der ökologischen Tätigkeit, 2008, S.146

¹¹ Vgl. Programm der Entwicklung der Elektrotechnik bis Jahr 2030, 1999

In dieser Arbeit wird dazu die Einführung von Mini-BHKW in ein ländliches Niederspannungsnetz beispielhaft betrachtet.

In Kasachstan ist derzeit ein Gesetz zur Erhöhung der Energieeffizienz in Bearbeitung.¹² Ziel ist es, Maßnahmen zur Energieeffizienz zu beschreiben und eine effektive Verwendung von Rohstoffen zu gewährleisten. Anlässlich des 10-jährigen Jubiläums des Strategieprojektes „Kasachstan 2030“ wird der Präsident der Republik Kasachstan Nursultan Nazarbajev zum Thema „Die Entwicklung der elektrischen Energieressourcen und die Bildung der Grundlagen der Atomenergetik“ am 28.02.2007 mit folgenden Worten zitiert: „... müsse man den elektroenergetischen Zweig konsequent modernisieren, sich den Problemen des Verschleißes und des Mangels der elektrischen Leistung annehmen, die Bedingungen für die Entwicklung der neuen Produktionen, der Erweiterung und der Rekonstruktion der elektrischen Anlagen und der Netze bei der Verteilung der elektrischen Energie schaffen“.¹³ Mit der Einführung des oben beschriebenen Gesetzes und den Worten des Präsidenten Kasachstans wird ein verstärkter Einsatz moderner und energieeffizienter Anlagen, wie Mini-BHKW möglich. Auch der steigende Energiebedarf begünstigt die Einführung dieser Anlagen. Bereits eine geringere Anzahl von DEA im Niederspannungsnetz kann positive Effekte zeigen.¹⁴

Mini-BHKW können zum Klimaschutz durch Reduktion der CO₂-Emissionen, nach dem im Jahr 1997 in Kyoto (Japan) von den Vereinten Nationen (UNFCCC) beschlossenen Kyoto-Protokoll, beitragen. In Kasachstan wird elektrische und thermische Energie zum größten Teil mit Kohle erzeugt. Die dabei anfallenden CO₂-Emissionen sind deutlich höher als bei Erdöl und Erdgas. Der CO₂-Ausstoß für die Erzeugung elektrischer und thermischer Energie kann daher durch die Integration der mit Erdöl oder Erdgas betriebenen Mini-BHKW ins kasachische Netz reduziert werden.

¹² Vgl. Projekt des Gesetzes über Energieeffizienz, 2009

¹³ Vgl. Official site of the President of the Republik of Kazakhstan, 2009

¹⁴ Vgl. FEN, 2008, S.38

2 ENERGIEVERSORGUNG

Die Energieversorgungskonzepte und die Energieversorgung Deutschlands und Kasachstans können über die installierte Kraftwerksleistung, den Primär- und Endenergieeinsatz sowie den Verbrauchsdaten miteinander verglichen werden.

Tabelle 1 zeigt einen das Energieversorgungssystem bestimmenden Vergleich der beiden Länder hinsichtlich der Bevölkerungsdichte. Die Fläche Kasachstans ist fast acht Mal größer als die Deutschlands, dagegen ist die Einwohnerzahl Deutschlands fünf Mal höher als in Kasachstan.

Tabelle 1: Vergleich der Bevölkerungsdichte in Deutschland und Kasachstan

	Deutschland	Kasachstan
Fläche	357.104 km ²	2.724.900 km ²
Einwohnerzahl	Ca. 82 Millionen Menschen	Ca. 16 Millionen Menschen
Bevölkerungsdichte	230 Einwohner pro km ²	5,6 Einwohner pro km ²

Die Bevölkerungsdichte in Deutschland ist 41 Mal größer als in Kasachstan. Das spiegelt sich auch in der Dichte des elektrischen Netzes wieder. Um die Netzdichte zu verdeutlichen, werden zum Vergleich zwei Hochspannungsnetze in Abbildung 1 dargestellt.

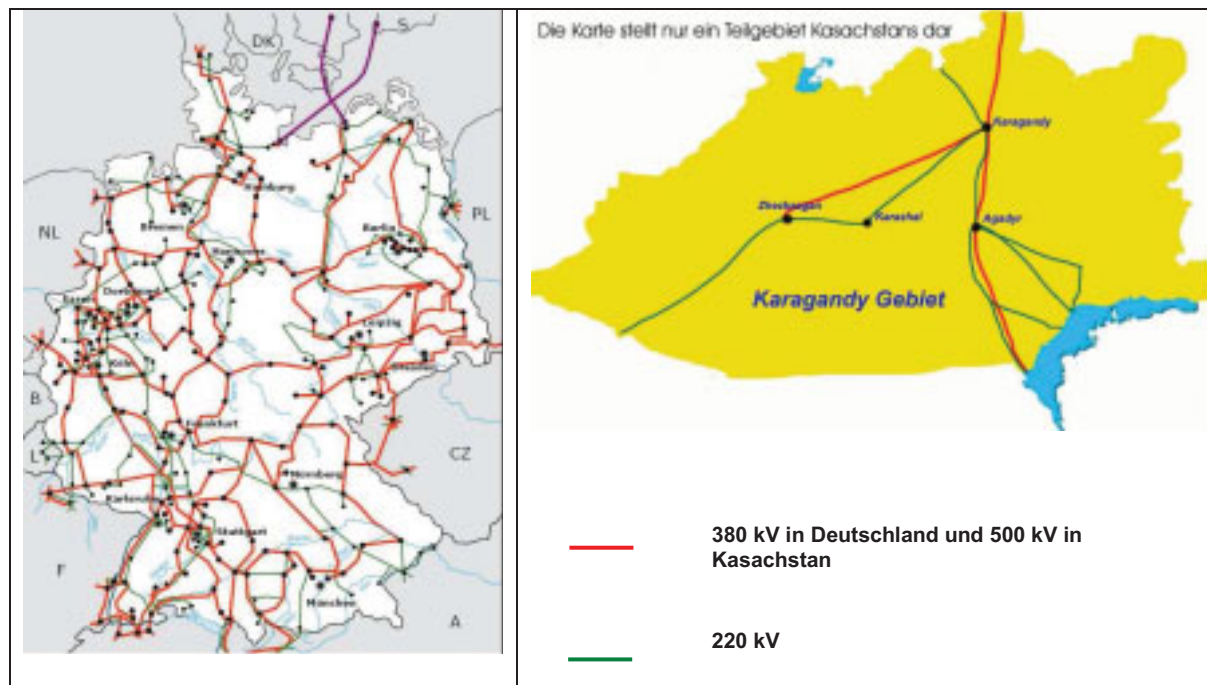


Abbildung 1: Hochspannungsnetz in Deutschland¹⁵ und im Karagandy-Gebiet in Kasachstan¹⁶

¹⁵ Vgl. VDN-Plan „Deutsches Höchstspannungsnetz“

¹⁶ Vgl. Eigene Darstellung nach KEGOC

Das komplette Netz aus Deutschland wird verglichen mit dem flächenmäßig gleichen Netz des Karagandy-Gebietes aus Kasachstan. Das vollständige elektrische Netz aus Kasachstan wird später in der Abbildung 9 dargestellt. Auf der linken Seite der Abbildung 1 ist Deutschland mit ca. 82. Millionen Einwohnern (357.104 km²) und auf der rechten Seite das Karagandy-Gebiet in Kasachstan mit ca. 1,4 Millionen Einwohnern (428.000 km²) abgebildet. Es wird deutlich, dass die Netzdichte im Zusammenhang zur Bevölkerungsdichte steht.

Die Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie wird mit vergleichbarem technischem Standard durchgeführt. Die elektrische Energie- und Wärmeversorgungskonzepte werden im nächsten Abschnitt dargestellt.

2.1 ENERGIEVERSORGUNGSKONZEPTE

2.1.1 Stromversorgung durch große Kraftwerke

Die historische Entwicklung der Energieversorgung beginnt mit dem Jahr 1831, als durch Faraday der Induktionseffekt entdeckt wird. Am Anfang wird Gleichstrom häufiger als Wechselstrom verwendet. Im Laufe der Zeit ändert sich der Schwerpunkt der Stromerzeugung aber in Richtung Wechselstrom, weil die elektrische Energie nicht nur lokal erzeugt und verbraucht, sondern auch über längere Strecken verlustarm übertragen werden soll. Mit dem Wechselstrom wird es möglich, den erzeugten Strom mittels Transformatoren auf unterschiedliche Spannungsniveaus zu bringen. Die Fernübertragung der Energie kann mit Höchst- und Hochspannung, die lokale Verteilung über Mittel- und Niederspannung realisiert werden. Ein Energieversorgungsnetz besteht aus Energieerzeugern, Übertragungsnetz, Verteilungsnetz und den Verbrauchern. Zu Energieerzeugern zählt man Kraftwerke, die elektrische Energie durch die Umwandlung verschiedener Primärenergien (mechanisch, chemisch usw.) gewinnen. Wärmekraftwerke sind Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Gas- und Dampfkombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) und Kernkraftwerke, in denen thermische Energie in elektrische Energie umwandelt wird. Unter dem Begriff Übertragungsnetz versteht man Netze durch die elektrische Energie über lange Strecken transportiert wird. Verteilungsnetze sind Netze, die elektrische Energie letztendlich zu den Verbrauchern bringen.

Verbraucher werden heute zu einem großen Teil von den zentralen Kraftwerken versorgt, dadurch wird eine Absenkung der spezifischen Erzeugungskosten und eine Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades erreicht.¹⁷ Um einen Abgleich von Erzeugung, Verbrauch und Qualität elektrischer Energie durchzuführen, braucht man eine genaue Prognose des elektrischen Bedarfs und eine entsprechende Planung der Erzeugung. Für die Versorgung mit elektrischer Energie wird der tägliche, monatliche und jährliche Energiebedarf der Verbraucher benötigt. Die Darstellung des Bedarfes im Tagesverlauf an einem Winter- und Sommerwerktag wird in Abbildung 2 dargestellt.

¹⁷ Vgl. Oeding, 2004, S.7

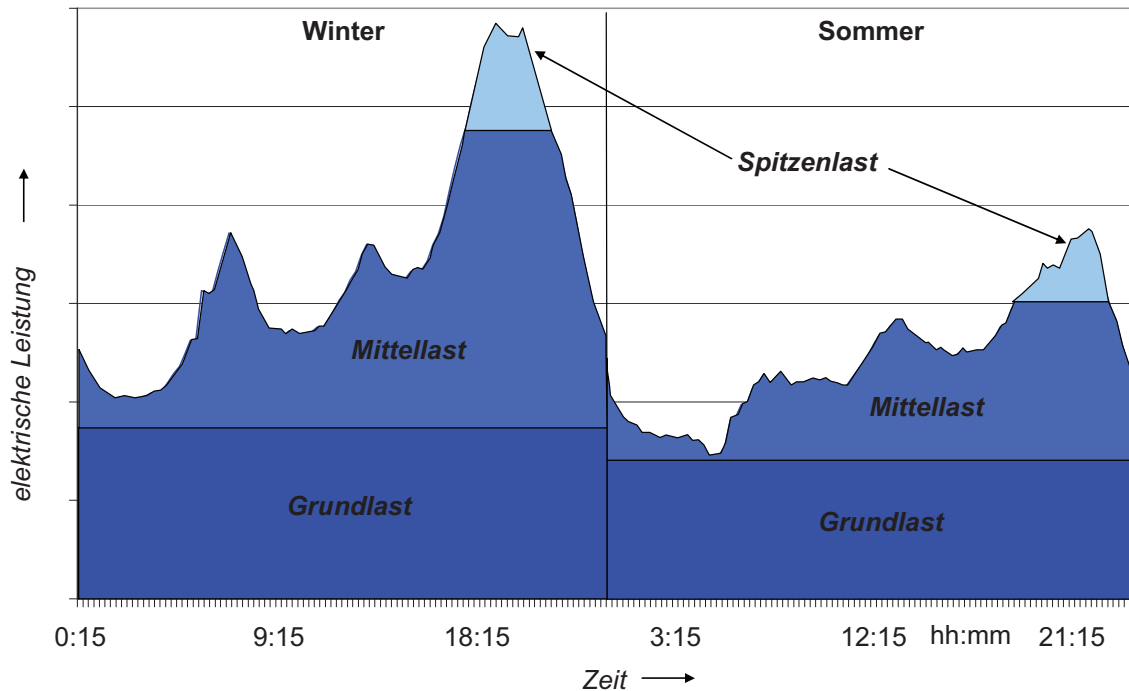


Abbildung 2: Tagesganglinien an einem Winter- und Sommerwerktag

Die Kraftwerke werden zur Deckung der Grundlast (etwa 50 %), der Mittellast und der Spitzenleistung eingeteilt.¹⁸ Je nach Betriebsweise und Jahreszeit kann ein Mini-BHKW als dezentraler Erzeuger zur Deckung der Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast des untersuchten Netzes verwendet werden.

Die elektrische Last in der Winterzeit ist entsprechend der Abbildung 2 höher als in der Sommerzeit. Spitzenleistungen stellen bei der Netzplanung eine besondere Herausforderung dar, da sie unmittelbar die Qualität der Spannungshaltung und Netzverluste beeinflussen.

Die Qualität der Energieversorgung im Niederspannungsnetz wird durch verschiedene Kriterien bewertet:

- Netzstruktur: Die erste Forderung besagt, dass der Entwurf bestimmte Strukturen aufweisen muss (z. B. Maschennetze oder Strahlennetze). Mit den zweiten Bedingungen ist sicherzustellen, dass die als Netzschutz eingesetzten NH-Sicherungen nicht nur ansprechen, sondern dem (n-1) Kriterium entsprechen. In das (n-1) Kriterium wird im Allgemeinen der einfache Ausfall von Freileitungs- oder Kabelstromkreisen sowie Netztransformatoren einbezogen.¹⁹

¹⁸ Siehe: Oeding, 2004, S7

¹⁹ Vgl. Heuck (1999), S 407, 408

- Spannungshaltung: nach internationalen Normen IEC 60038 (VDE 0175) soll die Abweichung der Nennspannung nicht mehr als +/-10 % betragen.²⁰
- Netzverluste: Diese sollen für eine effiziente Nutzung der Primärenergie so gering wie möglich gehalten werden.

Die klassische Weise der Stromerzeugung durch große, zentrale Kraftwerke wird in der Abbildung 3 dargestellt. Aufgrund von Energieverlusten bei der Energieerzeugung und in Übertragungs- und Verteilungsnetzen kommen von 100 % der Primärenergie nur etwa 40 % der Nutzenergie beim Verbraucher an.

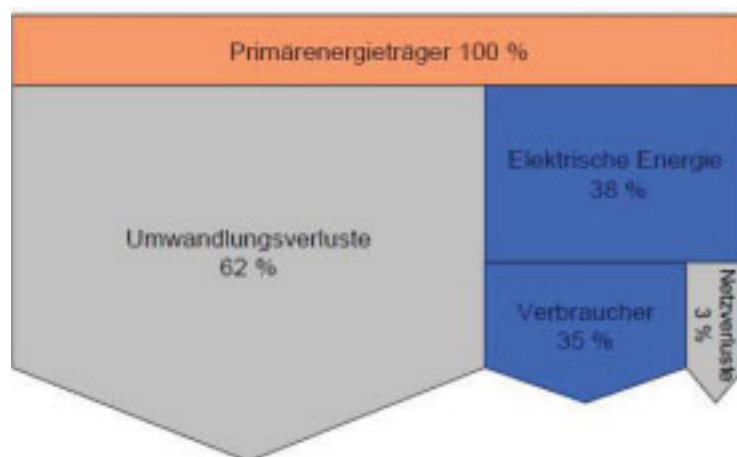


Abbildung 3: Darstellung der Stromerzeugung durch große zentrale Kraftwerke²¹

Als Ergänzung zur elektrischen Energieerzeugung durch große, zentrale Kraftwerke steht die elektrische und thermische Energieerzeugung durch KWK-Anlagen zur Verfügung. Im nächsten Abschnitt wird die Energieerzeugung durch eine KWK-Anlage beschrieben und mit zentraler Energieerzeugung verglichen.

2.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung

KWK bietet die Möglichkeit sowohl thermische als auch elektrische Energie dezentral, zu produzieren. Durch KWK-Anlagen kann man ein Mehrfamilienhaus oder eine Siedlung mit elektrischer und thermischer Energie versorgen und sogar überschüssige elektrische Energie ins Niederspannungsnetz zurückspeisen. Blockheizkraftwerke (BHKW) können eine Unterstützung der Heizungsanlagen sein oder abhängig von der Betriebsweise der BHKW, die thermische Last ganz decken. Die thermische Energie wird durch Verbrennung der fossilen Energieträger, im Gegensatz zur klassischen elektrischen Energieversorgung, direkt beim Verbraucher erzeugt.

²⁰ Vgl. VDE 0175, 2002

²¹ Eigene Darstellung nach Daten von ASUE

Durch die Kopplung der Energieformen kann die Primärenergie hierbei wesentlich effizienter genutzt werden und Einsparungen von bis zu 36 % der Primärenergie werden möglich.²²

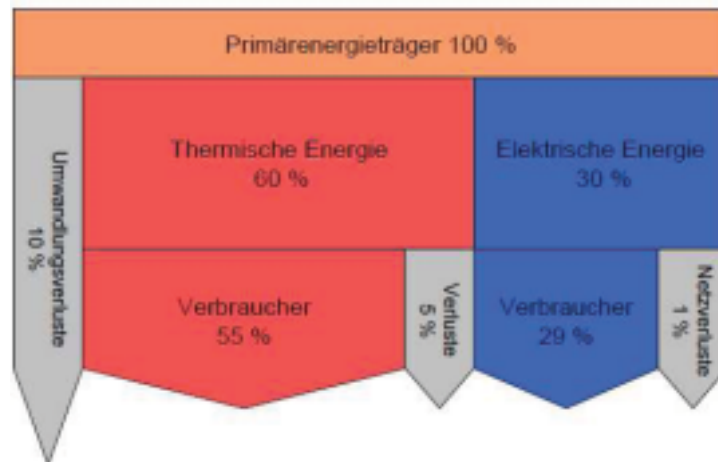


Abbildung 4: Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie mittels einer zentralen KWK-Anlage²³

In Abbildung 4 wird die Energieaufteilung vom Primärenergieträger zum Verbraucher bei Einsatz einer zentralen KWK-Anlage mit elektrischer Leistung mehr als 50 kW dargestellt. Von 100 % der Primärenergie gelangen 90 % in Form von elektrischen und thermischen Energien zum Verbraucher (elektrische Energie – 30 % und thermische Energie – 60 %). Dieser Wert ist doppelt so hoch wie bei einer Energieverteilung in klassischer Weise (40 %). Die Energieverluste im Energieerzeuger betragen mit 10 % viel kleiner als der Wert der klassischen Weise (62 %).

Neben den beschriebenen, großen, zentralen Kraftwerken für die elektrische Energieerzeugung und den KWK-Anlagen für die elektrische und thermische Energieversorgung, können auch Mini-BHKW eingesetzt werden. Im folgenden Abschnitt wird beschrieben, wie mit dieser Technik der Wirkungsgrad verbessert werden kann.

2.1.3 Mini-Blockheizkraftwerk

Eine weitere Möglichkeit zur Primärenergieeinsparung und Vermeidung elektrischer Verluste ist der Einsatz von kleinen, dezentralen KWK-Anlagen im Netz. Die Rahmenbedingungen für die Integration der Mini-BHKW können im MFH am besten erfüllt werden.

²² Vgl. ASUE 2007, S.2

²³ Eigene Darstellung nach Daten von ASUE

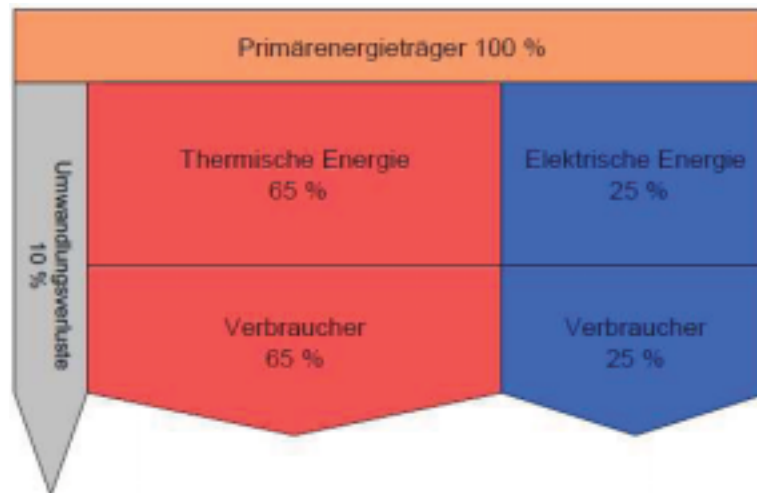


Abbildung 5: Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie mittels eines BHKW²⁴

In Abbildung 5 wird die Energieverteilung vom Primärenergieträger zum Verbraucher durch eine Mini-KWK - Anlage (BHKW) gezeigt. Ein Blockheizkraftwerk ist eine elektrische Anlage, die zur Erzeugung von elektrischen und thermischen Energien verwendet wird. Von 100 % der Primärenergie gelangen 90 % in Form von elektrischen und thermischen Energien zum Verbraucher (elektrische Energie – 25 % und thermische Energie – 65 %). Das ist mehr, als bei großen KWK-Anlagen (elektrische Energie – 30 % und thermische Energie – 60 %), weil die Erzeugung direkt vor Ort durchgeführt wird. Die Energieverluste betragen 10 %. Übertragungs- und Verteilungsnetzverluste sind zu vernachlässigen. Der elektrische Wirkungsgrad bei einem Mini-BHKW ist geringer als bei großen, zentralen Kraftwerken.

Der Jahresnutzungsgrad der Anlage ist der Quotient aus Nutzenergie und Energie des eingesetzten Brennstoffs bezogen auf ein Jahr.²⁵

$$\eta = \frac{W_{Verb.}}{W_{BS}} \quad (1)$$

Mit

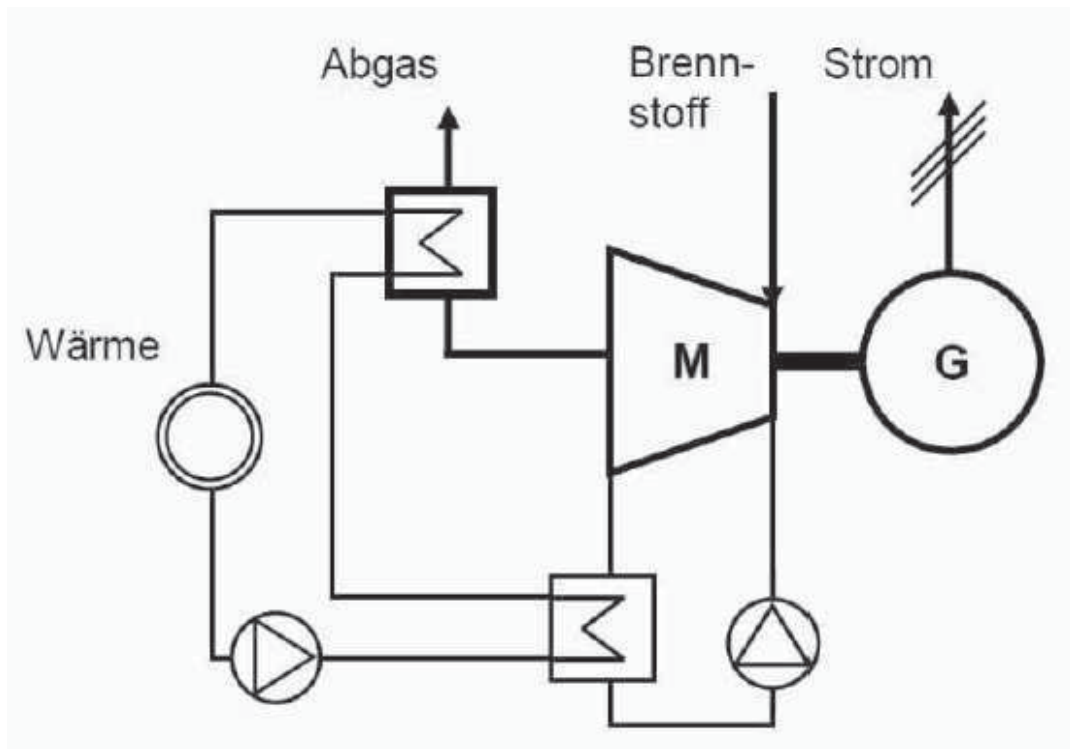
$W_{Verb.}$ - Energiebedarf der Verbraucher, [kWh]

W_{BS} - Energiebedarf der Brennstoff, [kWh]

Abbildung 6 stellt die Funktionsweise eines Mini-BHKW auf Basis eines Verbrennungsmotors dar, Primärenergieträger sind Gas oder Öl. Daneben werden auch Anlagen mit Stirlingmotor, Brennstoffzelle und Mikroturbine für elektrische und thermische Energieerzeugung eingesetzt.

²⁴ Eigene Darstellung nach Daten von ecopower

²⁵ Vgl. Heß, 1988

Abbildung 6: Prinzipdarstellung eines Mini-BHKW²⁶

Das Mini-BHKW funktioniert nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Ein speziell entwickelter Gas-Verbrennungsmotor treibt einen Asynchrongenerator zur Stromerzeugung an. Besonderheit eines solchen Mini-BHKW sind die Modulierungsmöglichkeiten der erzeugten elektrischen und thermischen Leistungen bei gleicher Stromkennzahl.

Tabelle 2: Technische Daten des untersuchten Mini-BHKW

Elektrische Leistung	1,3 bis 4,7 kW
Thermische Leistung	4,0 bis 12,5 kW
Stromkennzahl (Verhältnis von erzeugter elektrischer zur thermischen Energie)	0,38
Brennstoff	Erdgas/Erdöl
Elektrischer Wirkungsgrad	Ca. 25 %
Thermischer Wirkungsgrad	Ca. 65 %
Jahresnutzungsgrad	Ca. 90 %

Nach der Darstellung der Energieversorgungskonzepte wird in folgendem Beitrag die Energieversorgung Deutschlands und Kasachstans zur Vorbereitung der Integration von Mini-BHKW ins Niederspannungsnetz verglichen.

²⁶ Siehe: Schulz, S.7

2.2 VERGLEICH DER VERSORGUNG MIT ELEKTRISCHER UND THERMISCHER ENERGIE IN DEUTSCHLAND UND KASACHSTAN

Der Verbrauch der elektrischen Energie pro Kopf ist vom Lebensstandard und Industrialisierungsgrad des Landes abhängig. Nach den Analysen für Ausführungsgewährleistungen der Bundesrepublik Deutschland, sogenannte Hermesbürgschaften, kann man einschätzen, wie hoch die politische und wirtschaftliche Stabilität der Länder ist. Die Werteskala reicht von 0 bis 7. Der Wert 0 charakterisiert die stabilen Länder, der Wert 7 die unstabilen. Deutschland belegt die Position 0, Kasachstan die Position 4.²⁷ Deutschland ist ein Land mit einer stabilen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung. Allerdings ist die Energieerzeugung in hohem Maße von Rohstoffimporten wie z. B. Gas und Kohle abhängig. Im Gegensatz dazu ist Kasachstan reich an Bodenschätzen, verfügt aber über eine instabile Wirtschaft. In dieser Arbeit werden die Erfahrungen deutscher Energieversorger für das kasachische Niederspannungsnetz beispielhaft betrachtet, da das deutsche Netz gut ausgestattet ist und im Drehstromübertragungs- und Verteilungsnetz nur etwa 5 % der erzeugten elektrischen Energie als Verluste auftreten.²⁸

Von besonderem Interesse für die Wirtschaft in Kasachstan ist das große Vorkommen an fossilen Brennstoffen. 72 % des Exportvolumens Kasachstans besteht aus mineralischen Produkten, insbesondere Öl- und Gaskondensat (Methanhydrat).²⁹ Kasachstan belegt damit beim Ölexport den 20. und beim Gasexport sogar den 17. Platz in der Welt.³⁰ Kasachstan ist aber auch besonders reich an Uran. 17 % der weltweit bekannten Uranvorkommen liegen in Kasachstan und haben dem Land einen Boom in der Uranbranche verschafft. Nirgendwo sonst auf der Welt werden derzeit mehr neue Minen zum Uranabbau gebaut als in Kasachstan.

2.2.1 Elektrische Energieversorgung

Die installierte Gesamtleistung des deutschen Kraftwerksparks beträgt im Jahre 2007 rd. 129 GW. Damit wurden im Jahre 2007 rd. 637,6 TWh (Mrd. kWh) elektrische Energie erzeugt. In Deutschland ist der elektrische Energieverbrauch seit vielen Jahren stabil bzw. sogar leicht sinkend.³¹

Kasachstan produziert im Jahr 2007 rd. 80,4 TWh (Mrd. kWh) elektrische Energie in 71 Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von etwa 18,33 GW. Davon werden 87,7 % in Wärmekraftwerken (Kondensationskraftwerke 85,4 %, davon durch Kraft-Wärme-Kopplungen 36,6 % und Gasturbinenkraftwerke 2,3 %) produziert. Diese teilen sich wie folgt prozentuell auf die unterschiedlichen Kraftwerksarten auf.

²⁷ Vgl. Frondel, 2008

²⁸ Siehe: Oeding, 2004, S.487

²⁹ Vgl. Fischer, 2007, S. 274

³⁰ Vgl. CIA, 2008

³¹ Siehe: BMWi, 2009 (Energieversorgung für Deutschland)

Der Großteil dieser Kraftwerke sind Kohlekraftwerke, die primär in Nordkasachstan angesiedelt sind. Der Wirkungsgrad der Wärmekraftwerke, die die Mehrheit der elektrischen Energie erzeugen, liegt bei 25 %.³² Die restlichen 12,3 % liefern Wasserkraftwerke, die primär entlang des Irtysh-Flusses zu finden sind. Abgesehen von Wasserkraftwerken, tragen weitere erneuerbare Energieträger kaum zum Energiemix bei.

Die Stromerzeugung in beiden Länder wird mit unterschiedlichen Primärenergieträgern durchgeführt. In Abbildung 7 werden die Primärenergieträger der Stromversorgung in Deutschland und Kasachstan dargestellt.

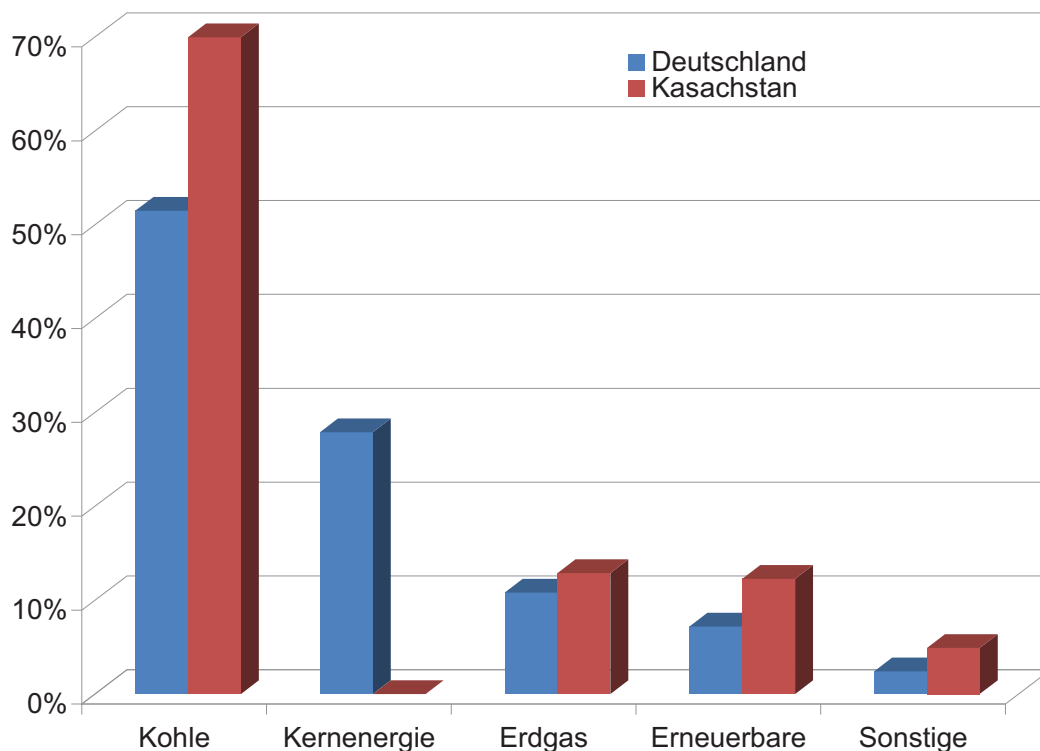


Abbildung 7: Primärenergieträger für Stromerzeugung im Jahr 2007 in Deutschland³³ und Kasachstan³⁴

Der größte Primärenergieträger für die Stromerzeugung in Deutschland und Kasachstan ist die Kohle, der Anteil beträgt in Deutschland 52 % und in Kasachstan 70 %. Während der Anteil der Kernenergie in Deutschland 28 % ist, findet diese in Kasachstan derzeit als Primärenergie keine Verwendung, obwohl Kasachstan reich an Uranvorräten ist. Als erneuerbare Energieträger werden in Deutschland Wasser, Wind, Biomasse, Sonne usw. dargestellt, dagegen wird in Kasachstan der Anteil der Erneuerbaren Energie nur durch Wasser abgedeckt, andere Erneuerbare Energieträger sind nur mit ca. 0,2 % vertreten.

³² Vgl. Dukenbaev, 2001, S. 37

³³ Vgl. ASUE, 2007

³⁴ Vgl. Power Kazakhstan, 2009

Die erzeugte elektrische Energie wird in der Mehrheit zentral in großen Kraftwerken erzeugt und durch Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetze übertragen und verteilt. Eine internationale Bedeutung bei der Energieversorgung haben Höchst- und Hochspannungsnetze.

In Deutschland erhielt der Hochspannungsnetzverbund im Laufe der Jahrzehnte den heutigen Namen "Deutsches Verbundnetz" und besteht aus vier Transportnetzbetreibern. Diese tragen die Verantwortung für eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie. In Abbildung 8 werden die deutschen Netzbetreiber E.ON Netz GmbH & transpower stromübertragungs gmbH, EnBW, RWE und Vattenfall mit ihren Regelzonen dargestellt. Das Höchst- und das Hochspannungsnetz in Deutschland gehören zum UCTE-Verbundnetz (Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Nach der Hochspannungsebene geht die Verantwortung auf die regionalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) über, die für die Verteilung elektrischer Energie der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene zuständig sind.



Abbildung 8: Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland³⁵

Aufgrund der geografischen Größe Kasachstans, der daraus resultierenden hohen Leitungslängen in den Übertragungsnetzen und des technischen Zustands der Verteilungsnetze, entstehen Schätzungen zufolge 15 % elektrische Verluste der produzierten Elektrizität während der Übertragung.³⁶ Um dem entgegen zu wirken und die Systemstabilität gewährleisten zu können, ist das Energieversorgungsnetz Kasachstans in drei unabhängige Teilnetze aufgeteilt. Zwei Teilnetze im Norden, die mit Energieversorgungsnetzen aus Russland verbunden sind und ein Teilnetz im Süden, das mit dem Verbundnetz Zentralasiens (Uzbekistan und Kirgistan) gekoppelt ist. Die Kontrolle und Netzsicherheit des überregionalen Übertragungs- und Transportnetzes mit Spannungsebenen zwischen 110 kV und 1150 kV unterliegt dabei der Kazakhstan Electricity Grid Operating Company (KEGOC). Einen Überblick über das kasachische Energieversorgungsnetz bietet Abbildung 9. Die Freileitungen für 1150 kV werden zurzeit mit einer Betriebsspannung von 500 kV verwendet.

³⁵ Vgl. Verband der Netzbetreiber e.V., 2002

³⁶ Vgl. Power Kazakhstan, 2009



Abbildung 9: Energieversorgungsnetz in Kasachstan³⁷

Nach der Vorstellung der elektrischen Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung im Höchst- und Hochspannungsnetze werden im folgenden Abschnitt die Primär- und Endenergieträger für Erzeugung elektrischer und thermischer Energie sowie der Energiebedarf betrachtet.

2.2.2 Thermische Energieversorgung

Wärme kraftwerke können besonders effizient mit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben werden, wodurch gleichzeitig elektrische Energie erzeugt wird. Die erzeugte thermische Energie wird als Fernwärme bezeichnet. Diese Technik wird nur in großen Städten verwendet, wo der thermischer Bedarf größer ist als in den ländlichen Siedlungen. Der Hauptteil der thermischen Energie wird in Heizwerken produziert. Diese erzeugte thermische Leistung deckt den größten Verbrauch im privaten und gewerblichen Bereich. Die Anteile der Endenergieträger für die Wärmeerzeugung in Deutschland im Vergleich zu Kasachstan werden in Abbildung 10 dargestellt.

³⁷ Vgl. KEGOC, 2009

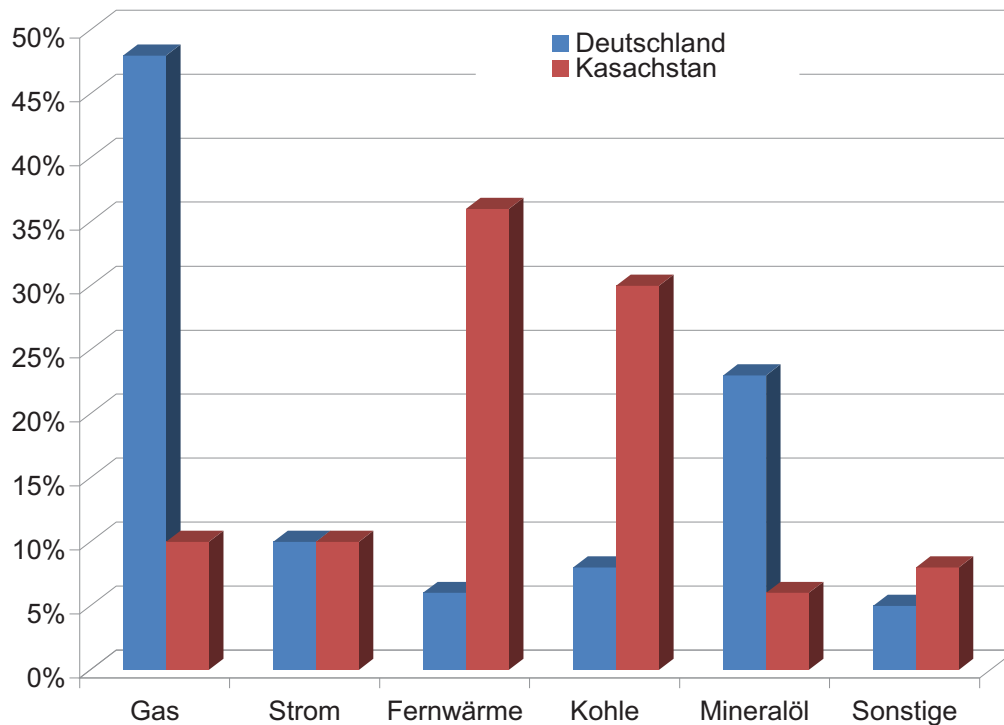


Abbildung 10: Anteil der Endenergieträger für die Wärmeerzeugung privater und gewerblicher Verbraucher in Deutschland³⁸ und Kasachstan³⁹

Gas ist in Deutschland mit 48 % der größte Endenergieträger, während der Gasanteil in Kasachstan lediglich 10 % beträgt. Kohle bildet in Deutschland 8 % des Anteils der Endenergieträger. In Kasachstan werden 36 % der Fernwärmeenergie durch zentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) erzeugt. Die Mehrheit dieser Anlagen verwendet Kohle als Primärenergieträger. Mit weiteren 30 % bei der dezentralen Wärmeerzeugung ist Kohle daher in Kasachstan der größte Endenergieträger. Der Anteil elektrischer Energie ist mit 10 % in beiden Ländern gleich. In Deutschland gehören die Verbraucher mit Nachtspeicherheizungen dazu. Die Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien in Deutschland liegt bei 5 %, während diese Energieform in Kasachstan bisher noch keine Bedeutung hat.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden Einflüsse der Mini-BHKW, die in privaten Haushalten installiert sind, auf Niederspannungsnetze untersucht. Daher ist es notwendig, den Anteil des privaten elektrischen Verbrauchs zu ermitteln. Der Anteil der elektrischen Energieverbraucher wird in folgender Abbildung 11 dargestellt.

³⁸ Vgl. BMWi, 2009 (Energieversorgung für Deutschland)

³⁹ Vgl. Power Kazakhstan, 2009

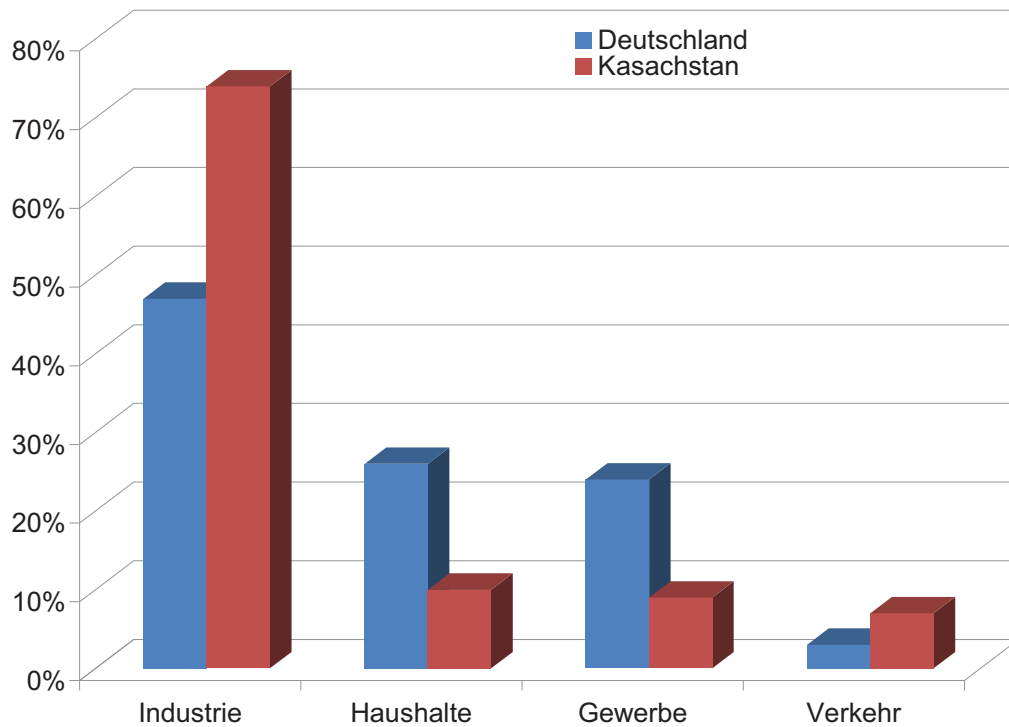


Abbildung 11: Aufteilung des Bedarfs der elektrischen Energie nach Verbrauchern in Deutschland⁴⁰ und Kasachstan⁴¹

Wie Abbildung 11 zeigt, bildet sowohl in Deutschland mit 47 % als auch in Kasachstan mit 74 % die Industrie den größten Anteil der elektrischen Energieverbraucher. Auf private Haushalte entfallen in Deutschland 26 % des elektrischen Energiebedarfs, in Kasachstan liegt der Elektrizitätsverbrauch privater Haushalte bei 10 %.

Bezogen auf den elektrischen Energieverbrauch der privaten Haushalte zeigt sich in beiden Ländern eine unterschiedliche Entwicklung des Pro-Kopf-Verbrauchs. Der Primärenergieverbrauch von 1997 bis 2007 für Deutschland und Kasachstan unter Berücksichtigung der Entwicklung der Bevölkerungszahl wird in Abbildung 12 gezeigt. Aus Vergleichbarkeitsgründen wird die Stromerzeugung durch Windenergie, Geothermie und Solarenergie nicht berücksichtigt, da diese in Kasachstan, wie oben erwähnt, keine Bedeutung hat. Während in Deutschland der Primärenergieverbrauch zurückgeht, ist in Kasachstan seit dem Jahr 2000 eine deutliche Steigerung zu beobachten.

⁴⁰ Vgl. Vgl. BMWi, 2009 (Energieversorgung für Deutschland)

⁴¹ Vgl. Power Kazakhstan, 2009

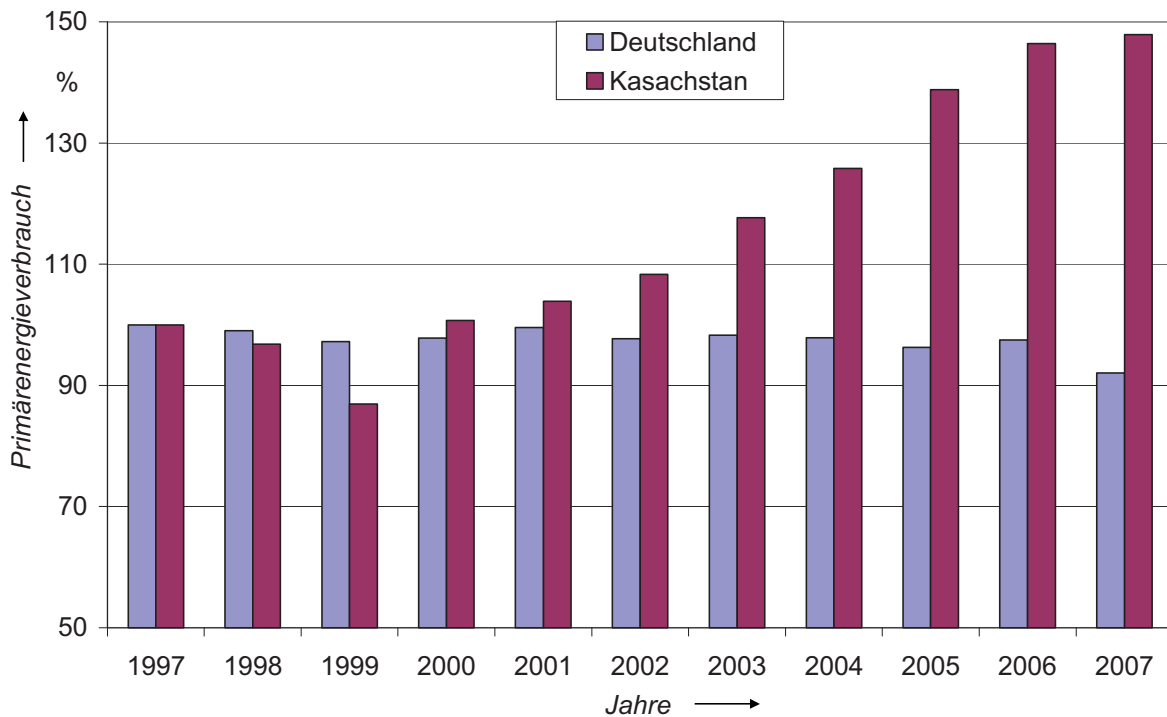


Abbildung 12: Primärenergieverbrauchentwicklung aus fossilen Brennstoffen für elektrische Verbraucher in beiden Ländern normiert auf Verbrauch pro Kopf im Jahr 1997⁴²

Prognosen in Deutschland für die Entwicklung des Verbrauchs der Primärenergie aus fossilen Brennstoffen zeigen, dass dieser Primärenergieverbrauch sinken wird. Aufgrund der Zielsetzung im EEG-Gesetz ist die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 auf 30 % der Gesamterzeugung zu steigern.⁴³ Für Kasachstan sieht der Primärenergieverbrauch anders aus, da der Energiebedarf der Verbraucher bis zum Jahr 2007 steil ansteigt.

Der Energiebedarf pro Kopf ist eine Voraussetzung um den Energiebedarf einer Wohneinheit zu ermitteln, eignet sich aber nicht für Netzberechnungen. Ein Vergleich der Spitzenleistung pro Kopf in Deutschland und Kasachstan wird in Abbildung 13 dargestellt. Demnach ist dieser Wert in Kasachstan im Jahr 2004 nicht viel kleiner als in Deutschland. Die benötigten Leistungen liegen in beiden Ländern zwischen 4 und 6 kW, für die folgenden Lastflussberechnungen werden daher die Spitzenleistungen pro Kopf eingesetzt.

⁴² Vgl. BP Statistical Review of World Energy, 2008

⁴³ Vgl. EEG, 2009

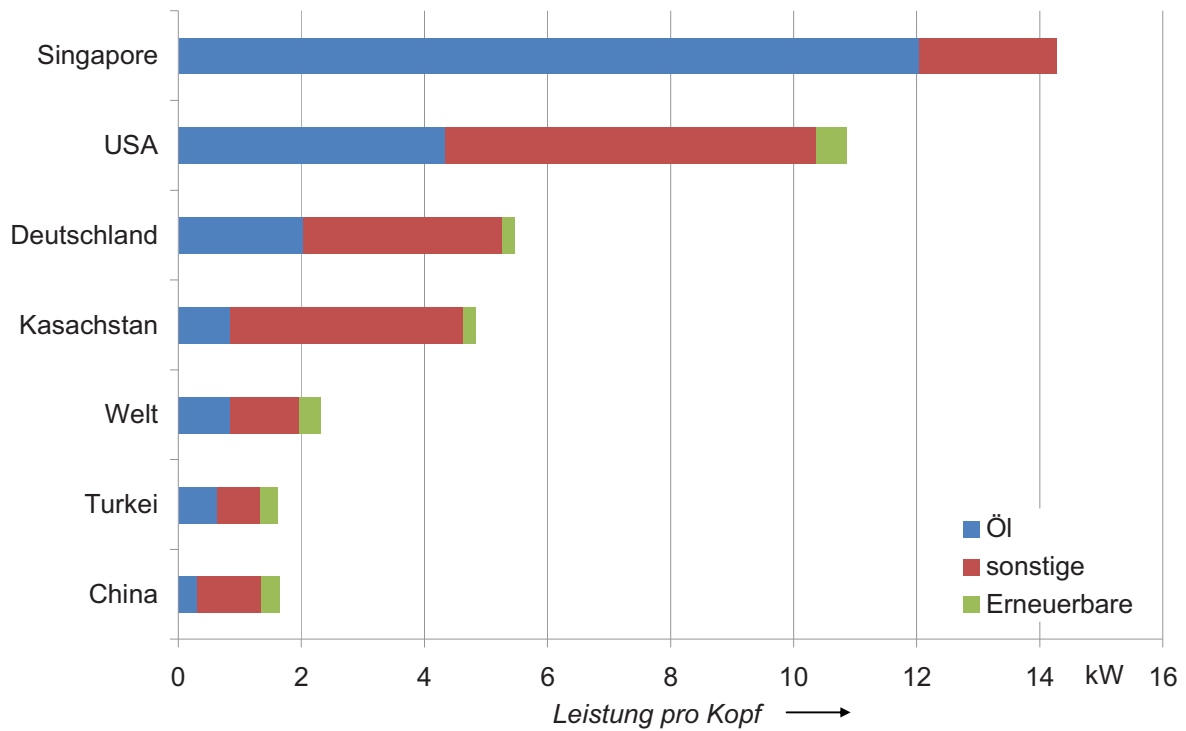


Abbildung 13: Spitzenleistung pro Kopf in einigen Ländern der Welt im Jahr 2004⁴⁴

Deutschland liegt mit dem Wert der Abbildung 13 im Mittelfeld der europäischen Staaten, auch Kasachstan ist von diesem Niveau nicht weit entfernt.

Die Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie sowie die Daten elektrischen Energieverbrauchs werden als Voraussetzung für die weitere Betrachtung der privaten Haushalte beleuchtet. Thermischer und elektrischer Bedarf in untersuchten Netzen werden im folgenden Kapitel dargestellt.

⁴⁴ Eigene Darstellung nach BP Statistical Review of world Energy, 2008

3 ELEKTRISCHER UND THERMISCHER BEDARF

Eine intelligente Integration der Mini-BHKW in die Niederspannungsnetze erfordert elektrische und thermische Lastprofile nach der Betriebsweise der Mini-BHKW. Für die Untersuchung der Energieversorgung der Siedlungen in Deutschland und Kasachstan werden die Daten einzelner Verbraucher nach elektrischem und thermischem Bedarf berücksichtigt. Die Verbraucher werden nach Verbraucherarten unterschieden, die in diesem Kapitel beschrieben sind. Die Zielsetzung jedes Energieversorgungsunternehmens ist die zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie. Die Energieerzeugung kann als zentrale oder dezentrale Energieversorgung betrachtet werden, wie es zuvor bereits beschrieben wurde.

Zur Feststellung der Veränderungen der Lastprofile bei der Integration dezentraler Erzeuger werden Lastflussberechnungen mit einem Netzberechnungsprogramm durchgeführt.

Als Eingangsdaten für die Simulation eines Niederspannungsnetzes werden folgende Angaben benötigt:

1. Technische Daten: Trafo- und Leitungsdaten, Länge der Kabel und Freileitungen
2. Verbraucher- und Netzdaten: Jahresenergiebedarf und zeitlicher Verlauf elektrischer Leistung, Gleichzeitigkeitsfaktor nach der Anzahl der einzelnen Verbraucher im Netz, Feststellung der Verbraucherarten und Spitzenleistung nach den Verbraucherarten
3. Klima- und Gebäudedaten: Temperatur, Bewölkungsgrad und Ort, Nutzungsart (EFH/MFH) und Anzahl der Wohneinheiten, Fläche und Baujahr
4. Thermische Lastprofile: Jahres- und Tagesbedarf einzelner Verbraucher.

Lastprofile der Verbraucher für untersuchte Siedlungen sowie Energieverbraucherarten in Deutschland und Kasachstan werden in diesem Kapitel betrachtet.

3.1 ENERGIEBEDARF IN DEUTSCHLAND

Die angeschlossenen Verbraucher unterscheiden sich nach dem elektrischen Bedarf. Für eine zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie sind für Netzbetreiber die zeitlichen Verläufe (Lastprofile) des elektrischen Bedarfs von großer Wichtigkeit.

3.1.1 Standardisierte Lastprofile, VDI 4655-Norm

3.1.1.1 Standardisierte Lastprofile

Während die Abrechnung von Großkunden in der Elektrizitätswirtschaft üblicherweise über 15-minütige Lastgangmessungen erfolgt, würde dieses Verfahren für Kleinkunden einen nicht vertretbaren Aufwand bedeuten. Gemäß der Stromnetzzugangsverordnung (Strom NZV) haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen für die Abrechnung von Kleinkun-

den mit einem jährlichen Verbrauch von bis zu 100.000 kWh vereinfachte Abrechnungsmethoden in Form von Standardlastprofilen anzuwenden.⁴⁵ Weit verbreitet sind hierfür die repräsentativen VDEW-Lastprofile des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), welcher inzwischen in den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) übergegangen ist.

Die standardisierten Lastprofile sind von der BTU Cottbus im Auftrag des VDEW entwickelt worden und basieren auf Lastgangdaten von insgesamt 1209 Einzelkunden. Davon entfallen 332 auf Haushalte, 260 auf landwirtschaftliche Betriebe und die übrigen auf den gewerblichen Bedarf.⁴⁶ Ausgehend von diesem Datenmaterial werden 11 normierte Standardlastprofile entwickelt, die sich wie folgt unterteilen:

H0: Haushalte

L0-L2: Landwirtschaftsbetriebe

G0-G6: Gewerbebetriebe

Die einzelnen Lastprofile untergliedern sich in Profile für die Jahreszonen Winter, Sommer und Übergangszeit. Die Grenzen der Jahreszonen sind dabei in der Tabelle 3 definiert.

Tabelle 3: Typtage und Grenze der Jahreszone nach VDEW

Jahreszone	Typtage	Zeitraum
Winter	Werktag	1. November bis 20. März
	Samstag	
	Sonntag	
Sommer	Werktag	15. Mai bis 14. September
	Samstag	
	Sonntag	
Übergangszeit	Werktag	21. März bis 14. Mai und 15. September bis 31. Oktober
	Samstag	
	Sonntag	

Gesetzliche Feiertage werden hierbei wie Sonntage behandelt. Dem 24. und 31. Dezember eines Jahres wird jeweils das Samstagsprofil zugeordnet, sofern diese nicht auf einen Sonntag fallen. Auf eine weitergehende Unterteilung der Werktage wird verzichtet, da anhand der ausgewerteten Daten ein relativ einheitlicher Verlauf für die einzelnen Wochentage festgestellt werden kann.⁴⁷

⁴⁵ Vgl. Strom NZV, 2005, §12

⁴⁶ Vgl. Schieferdecker 1999, S.14

⁴⁷ Vgl. BDE, S.16

Für jedes Tagesprofil sind die mittleren Leistungswerte in Watt in einem 15-Minuten-Intervall angegeben, woraus insgesamt 96 Tageswerte resultieren. Die einzelnen Profile sind dabei auf einen jährlichen elektrischen Verbrauch von 1000 kWh normiert und müssen mithilfe des tatsächlichen Verbrauchs skaliert werden. Abbildung 14 zeigt das Haushaltsstandardlastprofil für die Jahreszone Winter.

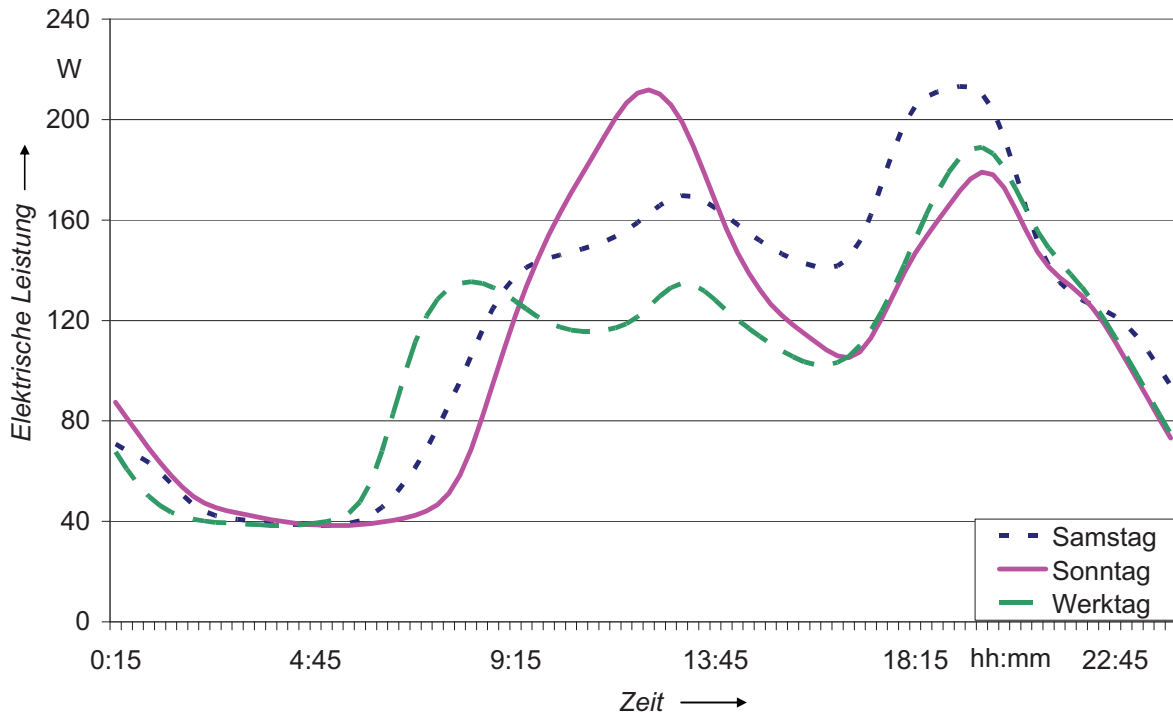


Abbildung 14: Standardisierte Lastprofile H0 für die Jahreszone Winter normiert auf 1000 kWh/Jahr

Der Lastverlauf eines einzelnen Haushalts kann hierbei stark von dem gezeigten Profil abweichen. In einer Gruppe von Haushalten ergibt sich jedoch eine Vergleichmäßigung der Lastgänge durch Asynchronität der individuellen Haushaltslastspitzen. Somit kann bereits ab einer Anzahl von 200 bis 300 Haushalten von einer hinreichend genauen Abbildung des Summenlastgangs durch die Standardlastprofile ausgegangen werden.⁴⁸

Ein wesentlicher Unterschied des Haushaltsprofils H0 zu den Gewerbe- und Landwirtschaftsprofilen ist die Notwendigkeit einer Dynamisierung. Während sich für die Gewerbe und Landwirtschaftsbetriebe ein relativ stabiles Verbrauchsverhalten mit weitestgehend konstanter Leistungsanspruchnahme über das Jahr hinweg zeigt, kommt es bei Haushalten zu einem ungleichmäßigen Lastverlauf. Dort finden eine kontinuierliche Abnahme der Leistungsanspruchnahme vom Winter zum Sommer hin und eine entsprechende Zunahme wieder zum Winter hin statt. Um dieser Schwankung Rechnung zu tragen und sprunghafte Übergänge zwischen den Profilen für Winter, Übergangszeit und Sommer zu vermeiden wird

⁴⁸ Vgl. Schieferdecker 1999, S.40

eine Dynamisierungsfunktion, basierend auf einer Regressionsrechnung, eingesetzt. Die Funktion ist ein Polynom vierten Grades und wie folgt definiert:⁴⁹

$$F_t = -3,92 \cdot 10^{-10} \cdot t^4 + 3,2 \cdot 10^{-7} \cdot t^3 - 7,02 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot t + 1,24 \quad (2)$$

Dabei steht t für die Tagesnummer im Jahr beginnend mit dem 1. Januar bei 1. Die resultierenden Dynamisierungsfaktoren für die Tage des Jahres sind in Abbildung 15 dargestellt. Jeder Wert in den Tagesprofilen ist mit dem zugehörigen Dynamisierungsfaktor F_t zu multiplizieren, um einen Lastverlauf mit für Haushalte typischen jahreszeitlichen Schwankungen zu erhalten. Die Skalierung anhand des Jahresverbrauchs bleibt dabei durch die Dynamisierung unverändert, da sich für den Faktor F_t über ein Jahr ein Mittelwert von gleich 1 ergibt.

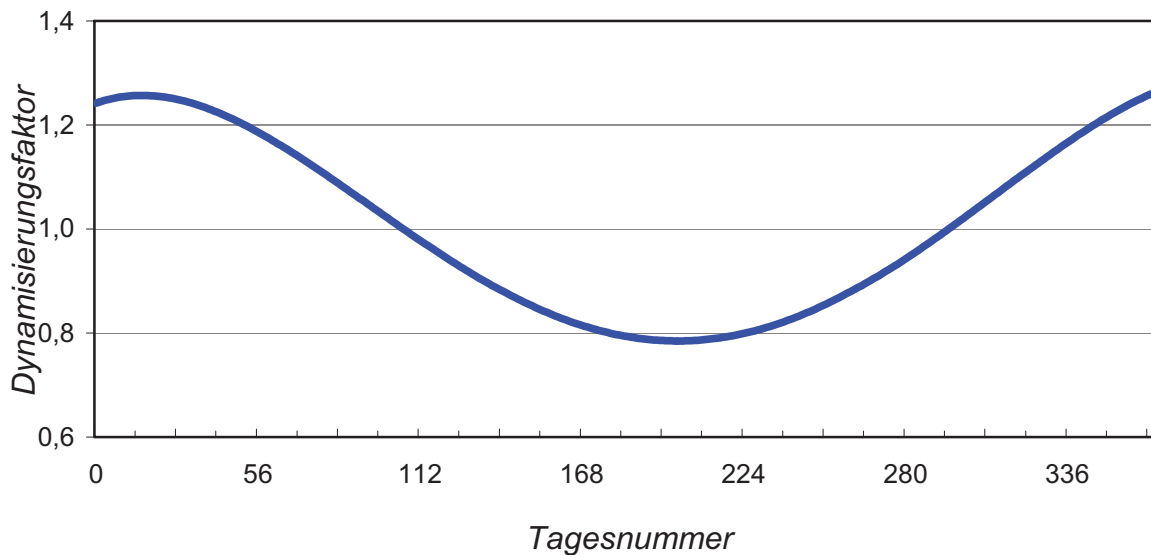


Abbildung 15: Dynamisierung des Haushaltprofils H0

3.1.1.2 Lastprofile nach der Richtlinie VDI 4655-Norm

Während standardisierte Lastprofile, wie bereits beschrieben, zur Abbildung 14 des elektrischen Verbrauchsverhaltens von Haushaltskollektiven geeignet sind, ermöglicht die Richtlinie VDI 4655-Norm die Erstellung von thermischen und elektrischen Lastprofilen für einzelne Ein- und Mehrfamilienhäuser.⁵⁰

Die Richtlinie basiert auf Messungen des Strom- und Heizwärmebedarfs sowie des Wärmebedarfs zur Trinkwassererwärmung in fünf Einfamilienhäusern (EFH) und drei Mehrfamilienhäusern (MFH) über einen Zeitraum von 12 bis 24 Monaten. Die Daten werden für die EFH minutengenau ermittelt, für die MFH werden 15-Minuten-Mittelwerte erfasst. Dabei ist her-

⁴⁹ Vgl. Fünfgeld, 2000, S.18f

⁵⁰ Vgl. VDI, 2007

vorzuheben, dass die gemessenen Daten lediglich normiert und kumuliert werden, jedoch keine Mittelung oder weitergehende Modifizierung der Daten vorgenommen wird. Demgemäß findet keine Glättung der Lastdaten statt und die für Einzelobjekte typischen Bedarfsspitzen bleiben in den Lastprofilen erhalten.⁵¹ Für die Betrachtung der thermischen und elektrischen Lastprofile einer Siedlung gibt es keine Möglichkeiten die durch VDI 4655-Norm ermittelten Lastprofile der einzelnen Häuser weiter zu verwenden. Der Anwendungsbereich der Richtlinie ist definiert auf Haushalte mit maximal 12 Personen für EFH bzw. MFH mit maximal 40 Wohneinheiten.

Die Richtlinie unterscheidet zehn Typtage nach drei Kriterien: Jahreszeit, Wochentag und Bewölkung. Es findet keine kalendarische Unterstützung für den Sommer, Winter und Übergangszeit, sondern die Auswahl richtet sich nach den Tagestemperaturen. Die Temperaturgrenzen sind dabei wie folgt festgelegt:

Tabelle 4: Temperaturgrenzen

Tagestemperatur, T_m	Jahreszeit
$< 5 \text{ }^\circ\text{C}$	Winter
$5 \text{ }^\circ\text{C} \leq T_m \leq 15 \text{ }^\circ\text{C}$	Übergangszeit
$> 15 \text{ }^\circ\text{C}$	Sommer

Die Unterscheidung nach Wochentagen erfolgt zwischen Werktagen und Sonntagen, wobei alle gesetzlichen Feiertage ebenfalls als Sonntage behandelt werden. Im Gegensatz zu den standardisierten Lastprofilen findet eine separate Betrachtung von Samstagen nicht statt. Bei der Bewölkung differenziert die Richtlinie zwischen heiteren und bewölkten Tagen. Dies geschieht anhand des Bewölkungsgrades B nach folgender Unterscheidung:

Tabelle 5: Bewölkungsgrad

Bewölkungsgrad	Beschreibung
$< 5/8$	Heiter
$\geq 5/8$	Bewölkt

Aufgrund des geringen Einflusses der Bewölkung auf den Verbrauch im Sommer wird diese Unterscheidung jedoch nur für die Jahreszeiten Winter und Übergangszeit vorgenommen. Es resultieren zehn Typtage, für die jeweils ein repräsentativer Tag aus den Messdaten ausgewählt und als normiertes Referenzlastprofil für EFH und MFH zur Verfügung gestellt wird.

⁵¹ Vgl. Dubielzig, 2007

Tabelle 6: Typtage nach VDI 4655-Norm nach Außentemperatur und Bewölkungsgrad

	Werktag (W)		Sonntag (S)	
	Heiter (H)	Bewölkt (B)	Heiter (H)	Bewölkt (B)
Übergangszeit (Ü)	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
Sommer (S)	SWX		SSX	
Winter (W)	WWH	WWB	WSH	WSB

In jedem Referenzlastprofil sind dabei der elektrische Energiebedarf, der Heizwärmebedarf sowie der Bedarf an Trinkwarmwasser über den Tagesverlauf angegeben. Bei den Profilen handelt es sich also um Bedarfsverläufe und nicht um Lastprofile im Sinne von Zeitreihen von Leistungswerten. Eine Umrechnung in Leistungswerte kann jedoch durch Division der einzelnen Verbrauchswerte durch die jeweilige Länge des Messintervalls in Stunden vorgenommen werden.

Die Skalierung der Profile wird jeweils über den Tagesenergiebedarf der drei Energieformen Strom, Heizwärme und Trinkwarmwasser anhand von drei Referenzlastprofilen vorgenommen. Abbildung 16 zeigt den skalierten Tagesgang eines MFH für den Typtag ÜWB.

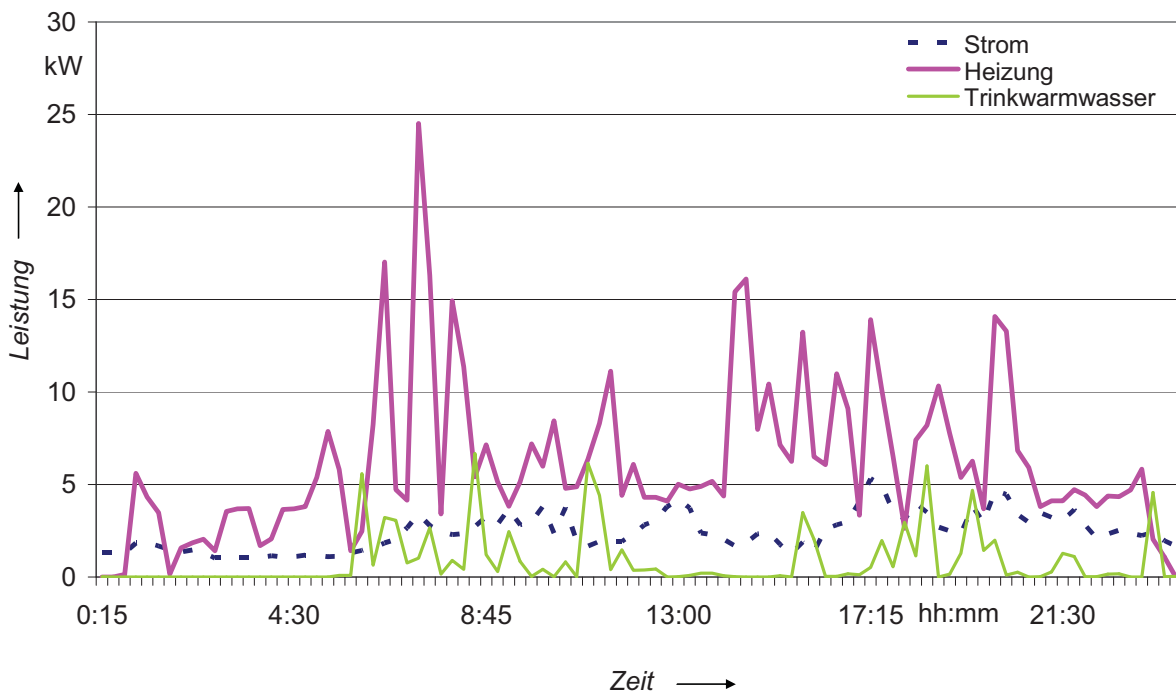


Abbildung 16: Skaliertes Referenzlastprofil für ein MFH mit 7 Wohneinheiten am Typtag ÜWB nach VDI 4655-Norm im 15-Minuten-Intervall

Die Richtlinie bietet weiterhin die Möglichkeit anhand weniger Kenndaten eines Objektes eine Abschätzung des Jahresenergiebedarfs für alle drei Energieformen vorzunehmen, und

darauf aufbauend Tagesenergiebedarfe zur Skalierung der einzelnen Typtagesprofile zu ermitteln. Dazu werden die folgenden Kenndaten benötigt:

Gebäudetyp (EFH, MFH)

Wohnfläche in m²

Anzahl der Personen / Anzahl der Wohneinheiten

Standort in Deutschland

Die Berechnung des Jahresheizenergiebedarfs $Q_{\text{Heiz,a}}$ erfolgt durch Multiplikation von Wohnfläche und Jahresheizwärmebedarf pro m². Letzterer ist nach DIN EN 832 zu bestimmen und beträgt 75 kWh/m² für Neubau-Häuser und 108 kWh/m² für Altbau-Häuser.

Der jährliche Strombedarf W_a berücksichtigt hingegen die Anzahl der Personen im Haushalt bzw. die Anzahl der Wohneinheiten (WE) im Objekt. Für EFH gilt für den Jahresstrombedarf:

Tabelle 7: Jahresstrombedarf nach der Anzahl der Personen

Anzahl der Personen	Jahresstrombedarf
< 3	2000 kWh
3 < 6	1750 kWh
> 6	1500 kWh

Für MFH wird hingegen pauschal ein jährlicher Strombedarf von 3000 kWh/WE unabhängig von der Personenzahl angenommen. Die Festlegung des Jahresenergiebedarfs zur Trinkwarmwassererwärmung $Q_{\text{TWW,a}}$ erfolgt ebenfalls über die Anzahl der Personen bzw. WE. Es ergibt sich:

Tabelle 8: Jahresenergiebedarf zur Trinkwarmwassererwärmung

Pro Person oder Wohneinheit	Trinkwarmwasserbedarf
Person für EFH	500 kWh
WE für MFH	1000 kWh

Aus den so erhaltenen Jahresenergiebedarfen können in einem nächsten Schritt die Tagesenergiebedarfe für die einzelnen Typtage ermittelt werden. Dazu ist eine Zuordnung des Gebäudestandorts zu einer von 15 Klimazonen in Deutschland gemäß des Deutschen Wetterdienstes (DWD) notwendig. Die Zuordnung kann mithilfe der Tabelle 3 der Richtlinie, in der sämtliche deutsche Großstädte mit über 100.000 Einwohnern sowie deren zugehörige Klimazonen vermerkt sind, erfolgen.⁵²

⁵² Vgl. VDI, 2007, S.8f

Die Tagesenergiebedarfe der Typtage werden dann bestimmt mittels von der Klimazone abhängigen Faktoren gemäß:

Tagesheizenergiebedarf

$$Q_{Heiz,TT} = Q_{Heiz,a} \times F_{Heiz,TT} \quad (3)$$

Tagesstrombedarf

$$W_{TT} = W_a \left(\frac{1}{365} + N \times F_{el,TT} \right) \quad (4)$$

Tagestrinkwarmwasserbedarf

$$Q_{TWW,TT} = Q_{TWW,a} \left(\frac{1}{365} + N \times F_{TWW,TT} \right) \quad (5)$$

Dabei ist N die Anzahl der Personen bzw. WE. Die Faktoren $F_{Heiz,TT}$, $F_{el,TT}$ und $F_{TWW,TT}$ sind nach der Klimazone, dem Gebäudetyp sowie dem jeweiligen Typtag den Tabellen 10 bis 24 der Richtlinie zu entnehmen. In der Richtlinie ist überdies für jede der 15 Klimazonen die typische Anzahl der Typtage in einem Testreferenzjahr des DWD angegeben. Bei einem Testreferenzjahr handelt es sich dabei um einen typischen Jahresverlauf, der mittelwerttreu die langjährigen Durchschnittswerte einer Klimazone abbildet.⁵³ Somit ermöglicht die Richtlinie, mit relativ geringem Aufwand, Dauerlinien für ein Objekt zu generieren. In Tabelle 9 sind die Typtagesanzahlen für das Testreferenzjahr der Klimazone 03 angegeben, da sich hier das untersuchte Niederspannungsnetz aus Deutschland befindet.

Tabelle 9: Anzahl der Typtage in einem Testreferenzjahr der Klimazone 03

Typtag	Tagesmitteltemperatur	Anzahl Typtage
ÜWH	11,7	33
ÜWB	9,9	87
ÜSH	10,9	8
ÜSB	10,5	19
SWX	16,4	71
SSX	17,0	10
WWH	-0,3	28
WWB	3,0	83
WSH	0,6	5
WSB	3,9	21

Nach der Betrachtung der standardisierten Lastprofile für Netz und einzelne Verbraucher werden konkrete Niederspannungsnetze untersucht.

⁵³ Vgl. Dubielzig, 2007, S.4f

Die elektrischen Lastprofile des untersuchten Netzes werden von den Verbrauchergruppen, z. B. Gewerbe oder private Haushalte, gebildet. In folgendem Abschnitt werden die Verbrauchergruppen von privaten Haushalten in Deutschland dargestellt.

3.1.2 Die Verbrauchergruppe

Die Untersuchung der Lastprofile der Niederspannungsnetze wird unter Berücksichtigung der Verbrauchergruppe durchgeführt. Es gibt verschiedene Gruppen von Verbrauchern mit jeweils unterschiedlichem Leistungsbedarf: private Haushalte, Gewerbebetriebe, Wärmespeicheranlagen und sonstige. In dieser Arbeit werden nur Haushalte als Verbrauchergruppe (VG) betrachtet. Es folgt eine Aufzählung der Verbrauchergruppen.^{54 55}

Grundbedarf (VG1): Die elektrische Energie wird für Beleuchtung sowie für größere Verbraucher wie Waschmaschinen verwendet.

Teilelektrisch (VG2): Zusätzlich zum Grundbedarf wird elektrische Energie zum Kochen verwendet. Die Spitzenleistung beträgt etwa 6 bis 8 kW.

Vollelektrisch (VG3): Der elektrische Energiebedarf entspricht der teilelektrischen Verbrauchergruppe. Zusätzlich wird Trinkwarmwasser mit einer elektrischen Trinkwarmwasserbereitung erzeugt. Der elektrische Energiebedarf erhöht sich dadurch am Morgen und am Abend. Die Spitzenleistung kann für Durchlauferhitzer bis 30 kW betragen.

Allelektrisch (VG4): Der elektrische Energiebedarf ist wie bei vollelektrischer Versorgung mit Trinkwarmwasserspeicher und wird zusätzlich durch Nachtspeicherheizungen ergänzt.

Der Spitzenleistungsanteil einer Wohneinheit in Wohngebieten kann nach praktischen Erfahrungen im Durchschnitt wie folgt entsprechend den Verbrauchergruppen angenommen werden.

Tabelle 10: Spitzenleistung einer Wohneinheit und Gleichzeitigkeitsfaktor⁵⁶

Verbrauchergruppe	Spitzenleistung P_s (kW)	Gleichzeitigkeitsfaktor g_∞
Grundbedarf (VG1)	5	0,15 ... 0,20
Teilelektrisch (VG2)	8	0,12 ... 0,15
Vollelektrisch (VG3)	30	0,006 ... 0,007
Allelektrisch (VG4)	15...18	Ca. 0,7

⁵⁴ Vgl. Kaufmann, 1995

⁵⁵ Vgl. Cichowski, 1984

⁵⁶ Vgl. Kaufmann, 1995

Der Spitzenleistung $P_S(n)$ wurde unter Berücksichtigung der Spitzenleistung P einer Wohneinheit und des von der Zahl der Wohneinheiten abhängigen Gleichzeitigkeitsfaktors $g(n)$ berechnet.⁵⁷

Für ein Teilnetz mit n Verbrauchern gelten folgende Formeln:

$$P_S(n) = g(n) * P * n \quad (6)$$

$$g(n) = g_\infty + (1 - g_\infty) * n^{-3/4} \quad (7)$$

Für ein Mehrfamilienhaus (MFH) ergibt sich dann der Spitzenleistung zu $P_S(m)$

$$P_S(m) = g(n) * P * m \quad (8)$$

Mit

n : Anzahl der betrachteten Wohneinheiten im Teilnetz

m : Anzahl der Wohneinheiten in einem Mehrfamilienhaus

Zur Netzbetrachtung durch Lastflussberechnungen mit Lastprofilen werden die Spitzenleistungen des Netzes nach obigen Gleichungen unter Berücksichtigung der Spitzenleistung einzelner Verbraucher, des Gleichzeitigkeitsfaktors und der Anzahl der Verbraucher ermittelt. Im Gegensatz zur probabilistischen Lastflussberechnung werden bei Lastflussberechnungen mit Lastprofilen die Spitzenleistungen der einzelnen Verbraucher nicht über einen ganzen Tagesabschnitt erfasst. Die probabilistische Lastflussberechnung berücksichtigt die Wahrscheinlichkeit der Anzahl von betroffenen Spitzenleistungen im Zeitintervall von einer Minute. Dadurch wird die Spannungsqualität als Spannungsflicker betrachtet und die Netzverluste sind größer als bei Lastflussberechnungen im 15-Minuten-Intervall. Aufgrund des größeren Berechnungsaufwandes wird diese Methode bei Niederspannungsnetzberechnungen nicht verwendet. Für weitere Untersuchungen in dieser Arbeit werden die Lastflussberechnungen mit Lastprofilen durchgeführt.

Die Verbraucherguppen oder einzelne Verbraucher werden bei der Netzbetrachtung durch Lastprofile dargestellt. Diese werden durch gemessene Daten oder durch VDI 4655-Norm ermittelt.

3.1.3 Beschreibung einer Siedlung in Deutschland

Der untersuchte Netzbezirk besteht aus fünf Teilnetzen einschließlich der Verkabelung von 468 Hausanschlüssen mit insgesamt 646 Zählern. In diesem Netzbezirk werden im Jahr der Messung ca. 2 GWh elektrische Energie verbraucht. Die Besonderheit dieses Netzbezirks ist das Vorhandensein von Nachtspeicherheizungen.

⁵⁷ Vgl. Ralf, 2001

Für die genauen Untersuchungen des Lastflusses eignet sich in besonderer Weise ein begrenztes Siedlungsgebiet, von dem die Verbrauchsdaten während eines ganzen Jahres aufgezeichnet vorliegen. Es werden aus der kartografischen Darstellung des Netzbezirks (Abbildung 17) die für die elektrische Simulation benötigten Daten ermittelt und für eine Verwendung im Netzberechnungsprogramm NEPLAN aufbereitet.

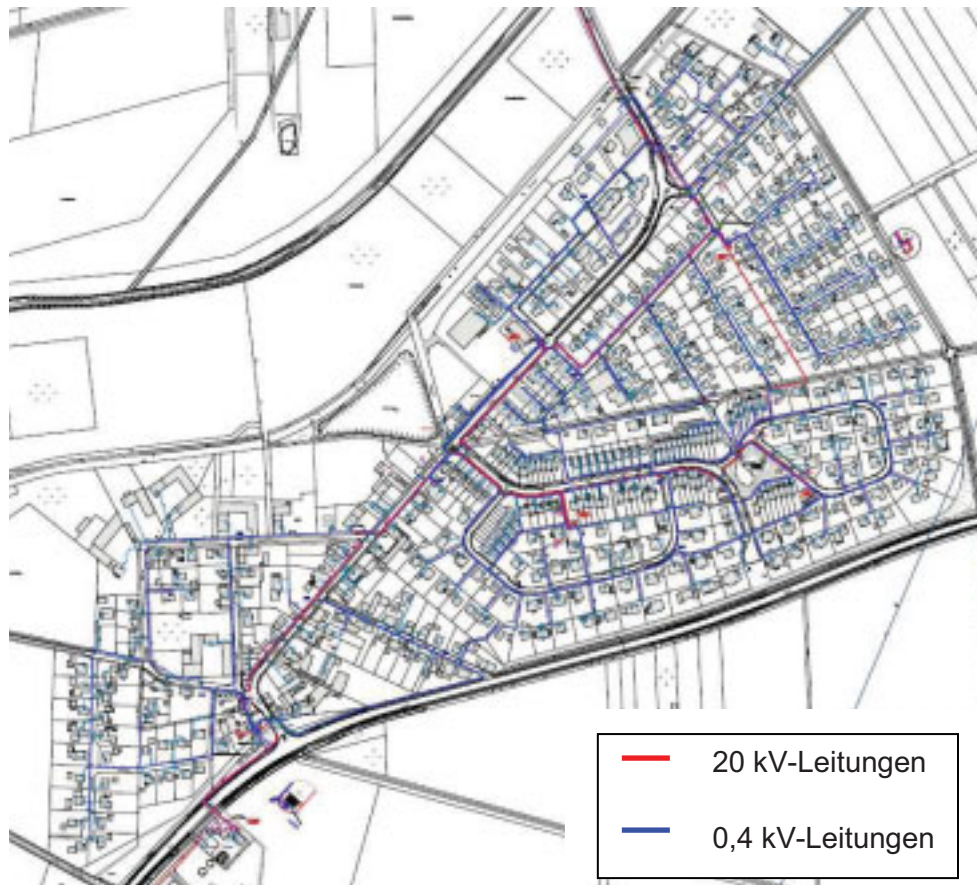


Abbildung 17: Kartografische Darstellung des Netzbezirks

Als technische Daten des untersuchten Netzes werden Daten der Transformatoren und Leitungen verwendet. In den Teilnetzen 1, 2 und 3 sind Transformatoren mit einer Leistung von je 400 kVA, in den Teilnetzen 4 und 5 von je 630 kVA installiert. Der Netzbelastung entsprechend werden die Kabel NAYY-4*50 und NAYY-4*150 verwendet.

Erklärung einer Leitungstypbezeichnung:

NAYY-4*50: (**N** - Erdkabel nach DIN VDE 0271; **A** - Aluminiumleiter; **Y** - PVC-Isolierung; **Y** - PVC - Mantel; **4** - Anzahl der Adern; **50** - Nennquerschnitt in mm^2).⁵⁸

Tabelle 11 zeigt die Anzahl der Hausanschlusszähler, Nachtspeicherheizungen und Gewerbebetriebe für jedes Teilnetz. Für eine Berechnung und Simulation des Netzbezirkes werden die Verbrauchergruppe VG2 und VG4 ausgewählt.

⁵⁸ Vgl. VDE 0276-603, 2005

Tabelle 11: Anzahl aller Zählerstellen mit und ohne Nachtspeicherheizungen

Teilnetz	Gesamte Anzahl der Zählerstellen	Davon Anzahl der Zählerstellen für Nachtspeicherheizungen	Darunter Gewerbebetriebe
Teilnetz 1	153	15	12
Teilnetz 2	111	-	-
Teilnetz 3	104	-	-
Teilnetz 4	136	7	8
Teilnetz 5	142	11	2

Der Leistungsbedarf jedes Teilnetzes an einem Wintertag wird in Abbildung 18 vorgestellt. An dem großen Leistungsbezug der Teilnetze 1, 4 und 5 im Zeitraum 22.00 bis 06.00 Uhr ist zu erkennen, dass dort Nachtspeicherheizungen vorhanden sein müssen.

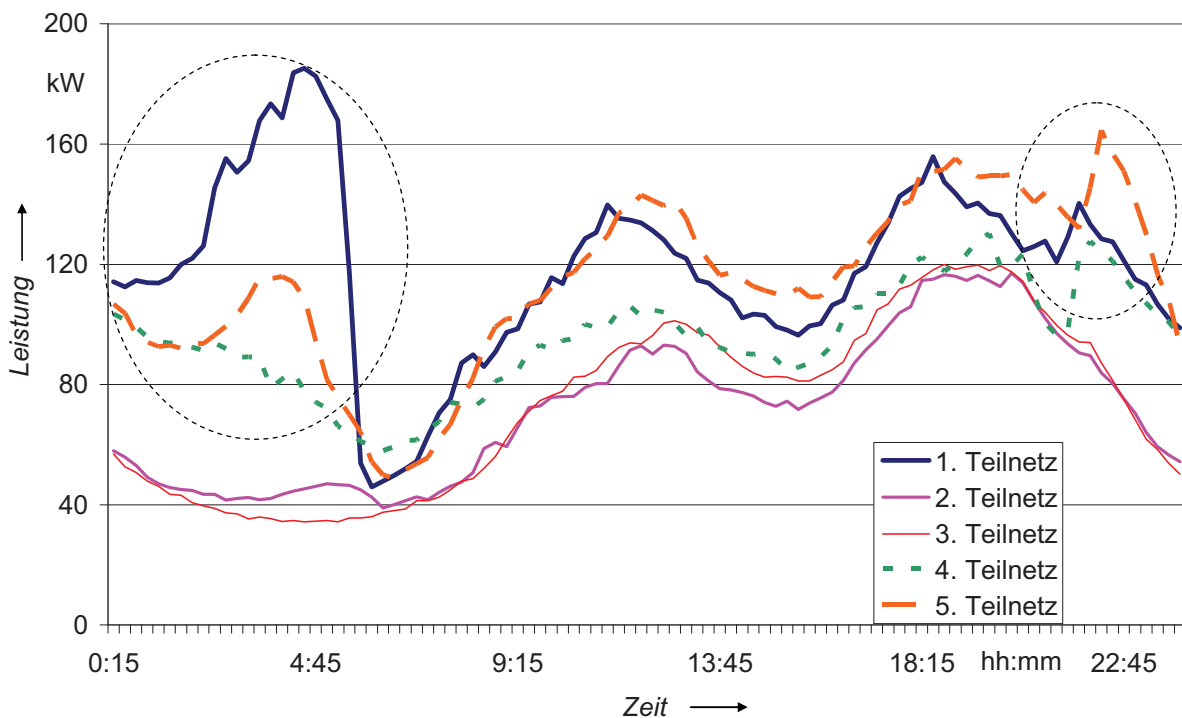


Abbildung 18: Leistungsbedarf der Teilnetze an einem Winter-Werktag

Obwohl die Teilnetze 1 und 5 eine deutlichere Ausprägung durch Nachtspeicherheizungen haben, wird das 4. Teilnetz wegen der großen Anzahl der MFH für weitere Untersuchungen ausgewählt.

3.1.4 Lastprognose mit den ermittelten Profilen

In standardisierten Lastprofilen, die in der vorliegenden Arbeit behandelt werden, sind keine Straßenbeleuchtungen und Nachtspeicherheizungsanlagen berücksichtigt. Aus diesem

Grund werden die Lastprofile von Straßenbeleuchtungen und Nachtspeicherheizungen ermittelt und von den gemessenen Lastprofilen subtrahiert. Die auf diese Weise veränderten gemessenen Daten werden mit den standardisierten Lastprofilen verglichen.⁵⁹

Der Korrelationskoeffizient r_{xy} beschreibt den Zusammenhang zwischen gemessenen und simulierten Kurven.⁶⁰

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (9)$$

Eine grobe Einschätzung wird anhand folgender Korrelationsanalyse dargestellt.⁶¹

$ r_{xy} < 0,5$	→	Schwacher Zusammenhang
$0,5 \leq r_{xy} < 0,8$	→	Mittlerer Zusammenhang
$ r_{xy} \geq 0,8$	→	Starker Zusammenhang

Im vorliegenden Vergleich nimmt der Korrelationskoeffizient Werte zwischen 0,92 und 0,98 an, womit von einer sehr guten Nachbildung der dargestellten Teilnetze durch das standardisierte Profil die Rede sein kann. Der Einfluss der Gewerbeobjekte ist demnach nur als minimal zu bezeichnen.

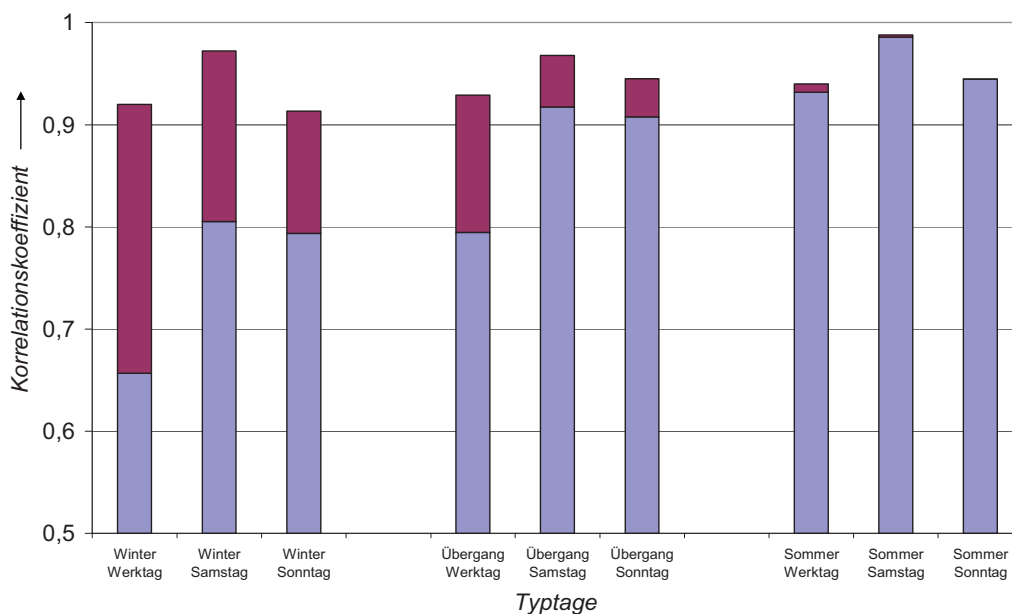


Abbildung 19: Korrelation zwischen dem Lastprofil vom 4. Teilnetz und dem Standardlastprofil H0 vor und nach Abzug der Nachtspeicherheizungen

⁵⁹ Vgl. Dyussebekova, 2008

⁶⁰ Vgl. Bronstein, 1999

⁶¹ Vgl. Schulz, 2007, S.26

Für die weitere Simulation des Niederspannungsnetzes aus Deutschland ist das 4. Teilnetz geeignet, da hier die Anzahl der MFH in der Mehrheit ist. Die standardisierten Lastprofile werden als elektrische Netzlastprofile verwendet. Als Lastprofile der Verbraucher (EFH oder MFH) werden anhand der VDI 4655-Norm ermittelte thermische Lastprofile verwendet. Im folgenden Abschnitt wird eine ähnliche Untersuchung für ein kasachisches Netz durchgeführt.

3.2 ENERGIEVERBRAUCHER IN KASACHSTAN

Zur Untersuchung des ländlichen Niederspannungsnetzes werden elektrische Lastprofile des Netzes und thermische Lastprofile der MFH benötigt. Da elektrische Lastprofile nicht vorhanden sind, wurden für diese Arbeit die Messungen an der Niederspannungsseite eines Transformators in einem städtischen Netz an drei Wintermonaten durchgeführt. Um diese Messungen weiter für ein ländliches Netz zu verwenden und für ein ganzes Jahr zu erweitern, werden diese mit standardisierten Lastprofilen aus Deutschland verglichen und auf ihre Eignung überprüft. Die thermischen Lastprofile der MFH werden nach VDI 4655-Norm ermittelt.

3.2.1 Die Verbraucherarten

Zur Charakterisierung der Verbraucher durch Lastprofile werden unterschiedliche Verbrauchergruppen definiert. Im Kapitel 3.1.2 sind die Verbraucherarten in Deutschland dargestellt. Tabelle 12 zeigt die unterschiedlichen Verbrauchergruppen in Kasachstan und dokumentiert die deutlich niedrigeren Spitzenleistungswerte der kasachischen gegenüber den deutschen Werten. Der überwiegende Anteil der Verbraucher in Kasachstan wird durch die Verbrauchergruppe VG2 beschrieben. Deshalb werden in folgenden Untersuchungen Haushalte durch Verbrauchergruppe VG2 bzw. 6 kW Spitzenleistung beschrieben.

Tabelle 12: Arten der elektrischen Verbraucher in Kasachstan⁶²

	Verbrauchergruppe	Spitzenleistung (kW/WE)
1	Grundbedarf (VG1)	1,5 – 4
2	Teilelektrisch (VG2)	6
3	Vollelektrisch (VG3)	7,5
4	Allelektrisch (VG4)	Abhängig von der Leistung des Heizgeräts

Für Lastflussberechnungen werden die Verbraucher zusätzlich zur Spitzenleistung mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor und Leistungskoeffizient $\cos \varphi$ charakterisiert. Für das betrachtete Teilnetz wird mit Formel 2 ein Gleichzeitigkeitsfaktor von ca. 0,14 berechnet, der für die weitere Simulation verwendet wird.

⁶² Vgl. Abramova, 2002

Für die Berechnung der Netzverluste und der Spannungshaltung im Netz werden die Werte der Wirk- und Blindleistung benötigt. Diese werden durch den Leistungskoeffizienten $\cos \varphi$ bestimmt. Für das betrachtete ländliche Netz in Kasachstan wird $\cos \varphi$ gleich 0,91 angenommen.

3.2.2 Beschreibung einer Siedlung in Kasachstan

Für die Untersuchungen der kasachischen Verbraucher werden zwei Siedlungen ausgewählt. Eine städtische Siedlung befindet sich in Zentralkasachstan und ein ländliches Niederspannungsteilnetz in Südkasachstan. Die Daten der untersuchten Niederspannungsnetze sind in Tabelle 13 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 13: Daten der beiden betrachteten Niederspannungsnetze in Kasachstan

Teilnetze	Wohneinheiten				Leitungstypen	Länge der Leitungen (km)
	EFH	MFH	RH-RHE	Gewerbe		
Städtisches Netz aus KS	32	138	-	-	NAYY 3*120/70	0,02
					50 AL	3,11
					35 AL	0,35
					Summe	3,48
Ländliches Netz aus KS	146	36	-	13	NAYY 3*50/25	0,15
					NAYY 3*35/16	0,12
					NAYY 4*50	0,03
					50 AL	3,60
					Summe	3,90

Von der städtischen Siedlung in Zentralkasachstan stehen nach der Durchführung der Messreihen Daten für die Wintermonate zur Verfügung. Diese werden mit standardisierten Lastprofilen und gemessenen Daten von der städtischen Siedlung in Deutschland verglichen. Die ländliche Siedlung in Kasachstan befindet sich in Südkasachstan, in einem milderen Klima verglichen mit Zentral- oder Nordkasachstan. Die Energieversorgung der ländlichen Gebiete ist im Vergleich zu städtischen Netzen problematisch, weil aufgrund der weiten Entfernungen einerseits die Spannungshaltung nicht stabil ist und andererseits deutliche Netzverluste vorhanden sind. Die Energieversorgung wird durch Ortsnetztransformatoren mit elektrischen Leistungen von 400 kVA (im ländlichen Netz) und 630 kVA (im städtischen Netz) über Freileitungen realisiert. Im Unterschied dazu wird das untersuchte Netz in Deutschland durch Kabel versorgt. Dabei treten unterschiedliche Netzverluste auf, diese werden in Kapitel 5 näher betrachtet.

3.2.3 Ermittlung der Lastprofile

Die gemessenen Daten aus Kasachstan werden in diesem Kapitel mit den standardisierten Lastprofilen aus Deutschland verglichen. Thermische Lastprofile der einzelnen Verbraucher

werden durch den Vergleich der Klimadaten (Außentemperatur und Bewölkungsgrad) beider Länder auf der Grundlage der VDI 4655-Norm erstellt.

3.2.3.1 Ermittlung der elektrischen Lastprofile

In diesem Abschnitt werden die elektrischen Lastprofile der kasachischen Verbraucher betrachtet. Die Lastflussberechnungen werden unter Berücksichtigung der Lastprofile, Anzahl der Wohneinheiten, Spitzenleistungen der Verbraucher und Gleichzeitigkeitsfaktoren sowie der Daten des Netzes durchgeführt. Um das Niederspannungsnetz aus Kasachstan zu berechnen, werden vom Stadtwerk Karagandy Messreihen durchgeführt und die Daten zur Verfügung gestellt. Diese gemessenen Daten werden mit standardisierten Lastprofilen verglichen. Die Messungen sind nur an Wintertagen durchgeführt worden.

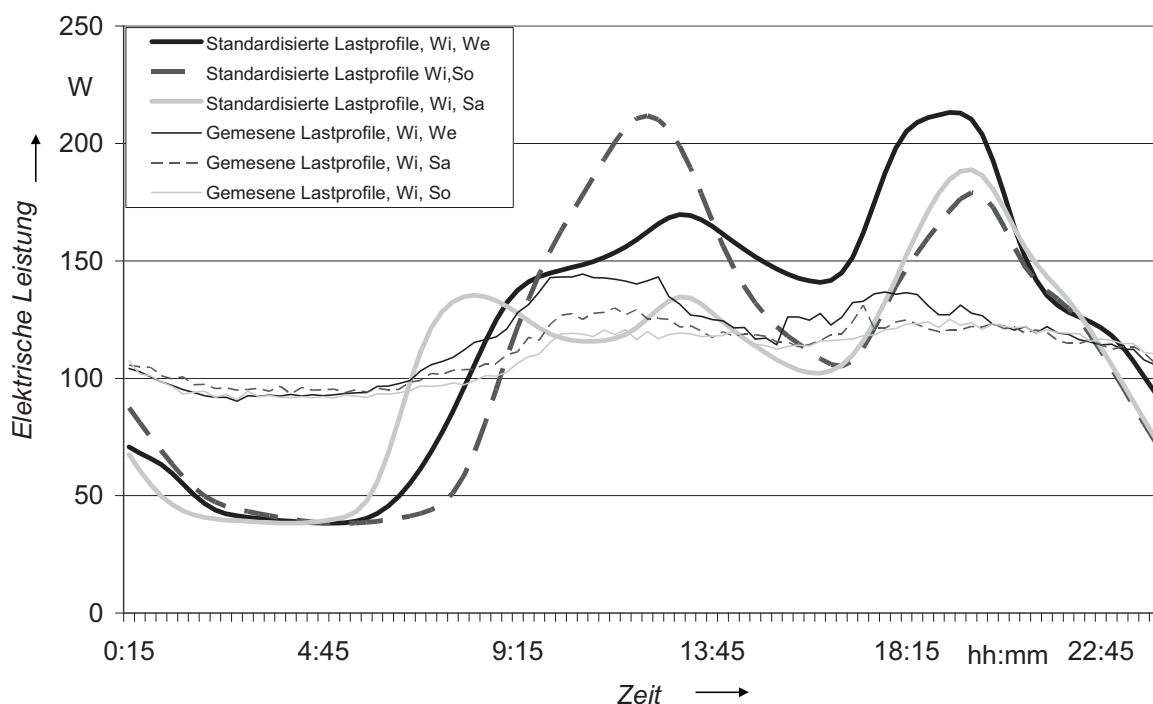


Abbildung 20: Gemessene Daten aus Kasachstan und standardisierte Lastprofile aus Deutschland, normiert auf 1000 kWh

In Abbildung 20 werden die standardisierten Lastprofile aus Deutschland und die gemessenen Lastprofile aus Kasachstan für Wintertage dargestellt. Beim Vergleich der gemessenen Daten mit den standardisierten Lastprofilen wird deutlich, dass die Grundlast im untersuchten Netz höher ist als in den standardisierten Lastprofilen. Das Verhältnis zwischen Minimal- und Maximalwerten beträgt in den standardisierten Lastprofilen 0,2, wohingegen es in Lastprofilen des kasachischen Netzes bei 0,65 liegt. Diese höhere Grundlast konnte auf Nachfrage durch elektrische Zusatzheizungen an Wintertagen erklärt werden. Die gemessenen Daten von einem städtischen Netz stammen aus Zentralkasachstan, dort treten in der Winterzeit häufig niedrige Temperaturen auf und die Heizung ist ganztägig in Betrieb. Nach dem Vergleich mit standardisierten Lastprofilen, entsprechend Abbildung 20, wird der Bedarf der elektrischen Heizung aufgrund der Anzahl der Wohneinheiten abgeschätzt und subtrahiert.

Nach dem Abzug dieser elektrischen Leistung werden die gemessenen mit den standardisierten Lastprofilen in folgender Abbildung 21 verglichen, danach wird eine Korrelationsanalyse durchgeführt.

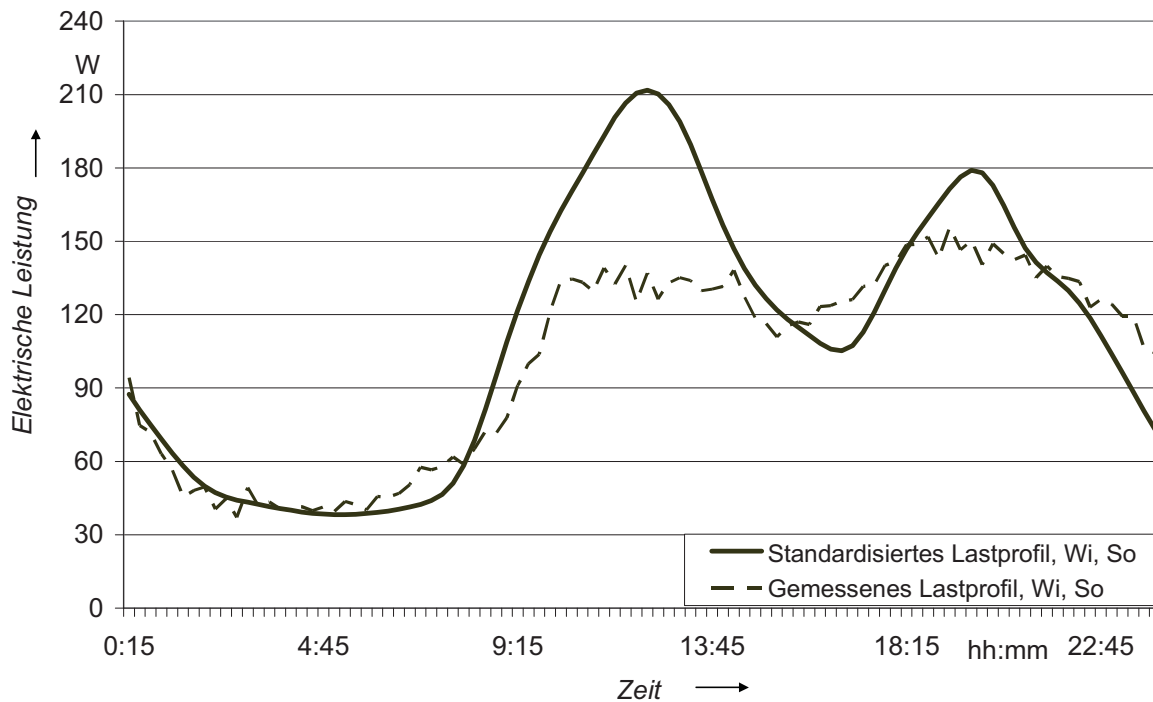


Abbildung 21: Gemessene Daten aus Kasachstan nach Abzug der elektrischen Heizung und standardisierten Lastprofile am Wintertagsonntag, normiert auf 1000 kWh

Bei einer Korrelationsanalyse zwischen den gemessenen Daten von einem Niederspannungsnetz in Kasachstan und den standardisierten Lastprofilen werden die in Tabelle 14 dargestellten Ergebnisse gewonnen.

Tabelle 14: Korrelation zwischen den gemessenen Daten aus Kasachstan und den standardisierten Lastprofilen an Wintertagen

Wochentag	Korrelationskoeffizient
Werktag	0,75
Samstag	0,92
Sonntag	0,90

Nach Bewertung der Korrelationskoeffizienten zeigen sich eine starke Übereinstimmung an Samstagen und Sonntagen und eine mittlere Übereinstimmung an Winter-Werktagen. Dies ist durch den höheren elektrischen Verbrauch zur Mittagszeit begründet. Für einheitliche Untersuchungen der deutschen und kasachischen Niederspannungsnetze werden nach den guten Ergebnissen der Korrelationsanalyse an Samstagen und Sonntagen, die standardisierten Lastprofile auch für das untersuchte kasachische ländliche Netz weiter verwendet.

3.2.3.2 Ermittlung der thermischen Lastprofile

Wie schon betrachtet, erzeugen Mini-BHKW gleichzeitig thermische Energie und elektrische Energie zur Versorgung eines MFH, überschüssige elektrische Energie wird in das Netz eingespeist. Für die intelligente Steuerung des BHKW werden thermische und elektrische Lastprofile sowie Lastprofile für Trinkwarmwasser benötigt.

Aufgrund der fehlenden thermischen Lastprofile werden die benötigten Lastprofile anhand der VDI 4655-Norm für die kasachischen Verbraucher angepasst. Deshalb erfolgen eine Untersuchung und ein Vergleich der Klimadaten anhand von Temperatur und Bewölkungsgrad in beiden Ländern. Dabei werden die Anzahl der Winter-, Übergangszeit- und Sommertage durch die Temperatur bestimmt. Alle Tage eines Testreferenzjahres entsprechen nach VDI 4655-Norm der Aufteilung in heitere und bewölkte Tage.

Das Klima in Kasachstan ist kontinental, mit kalten Wintern und heißen Sommern. Ein Vergleich der Klimadaten wird auf den folgenden Abbildungen gezeigt. Kasachstan hat drei Klimazonen, wie in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Klimazonen in Kasachstan⁶³

Klimazone	Erklärung
4b - Gemäßigte Zone	- Warme und heiße Sommer - Kalte Winter mit Schnee (Kontinental)
5 - Steppe der gemäßigten Zone	- Wie Zone 4b nur weniger Regen
6 - Wüste der gemäßigten Zone	- Über das ganze Jahr trocken - Heiße Sommer und kalte Winter

Die ländliche Siedlung befindet sich in Südkasachstan (Almaty) in Klimazone 4b, das städtische Netz in Zentralkasachstan (Karagandy) in Klimazone 5. Das bedeutet, dass das Klima sehr kontinental ist, aber mit noch kälterem Winter und weniger Regen als in Südkasachstan. Die durchschnittlichen, über einen Zeitraum von 10 Jahren (1995 bis 2005) aufgezeichneten, Tagestemperaturen werden in Abbildung 22 dargestellt. Die betrachteten Regionen sind die Städte Braunschweig aus Deutschland, Karagandy und Almaty-Gebiet aus Kasachstan.

⁶³ Vgl. LEXAS

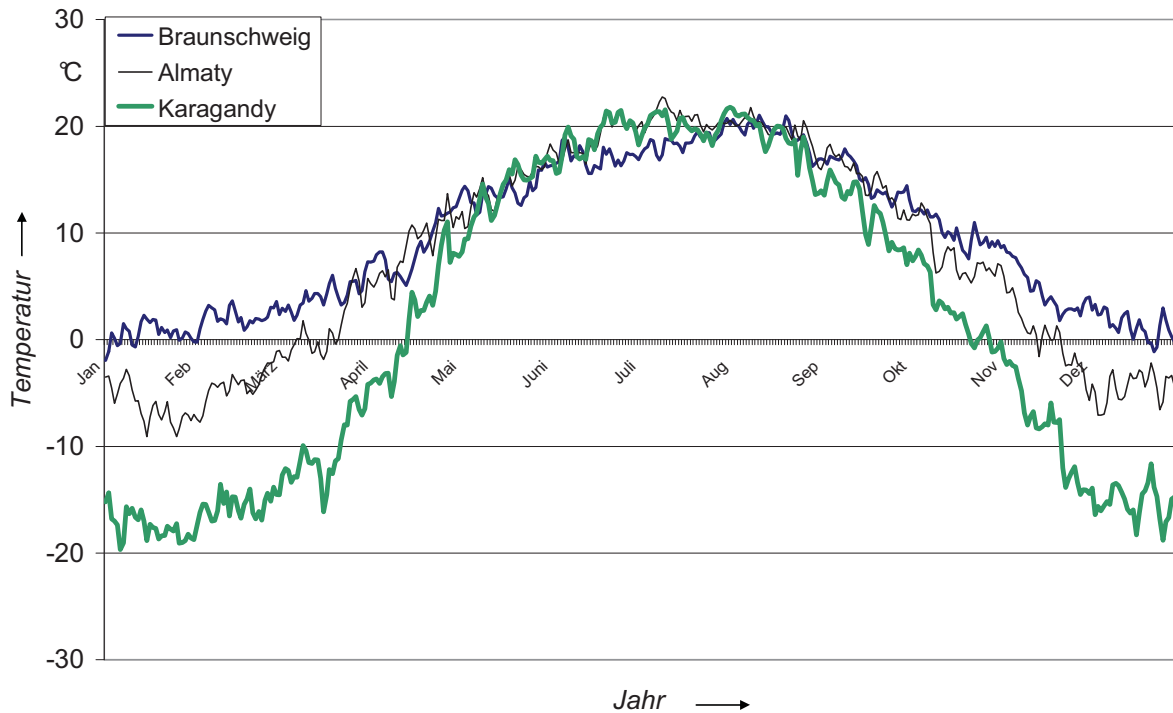


Abbildung 22: Durchschnittliche Tagestemperatur in den Gebieten der untersuchten Netze⁶⁴

Wie man in der Abbildung 22 erkennt, ist der Temperaturunterschied zwischen den Orten Braunschweig und Karagandy groß. Deshalb wird für weitere Untersuchungen das ländliche Netz des Almaty-Gebietes ausgewählt, da das ländliche Netz für Verbesserung elektrischer Energieversorgung interessant ist. Da auch für dieses Gebiet der Vergleich mit Braunschweig noch einige Abweichungen zeigt, wird die durchschnittliche Temperatur des Almaty-Gebietes mit anderen, ähnlichen Klimazonen Deutschlands verglichen. Nach VDI 4655-Norm gibt es 15 Klimazonen in Deutschland. Näherungsweise passt die Klimazone 11, die durch den Ort Fichtelberg in Sachsen repräsentiert wird. Die durchschnittlichen Tagestemperaturen werden in Abbildung 23 dargestellt.

⁶⁴ Vgl. NASA

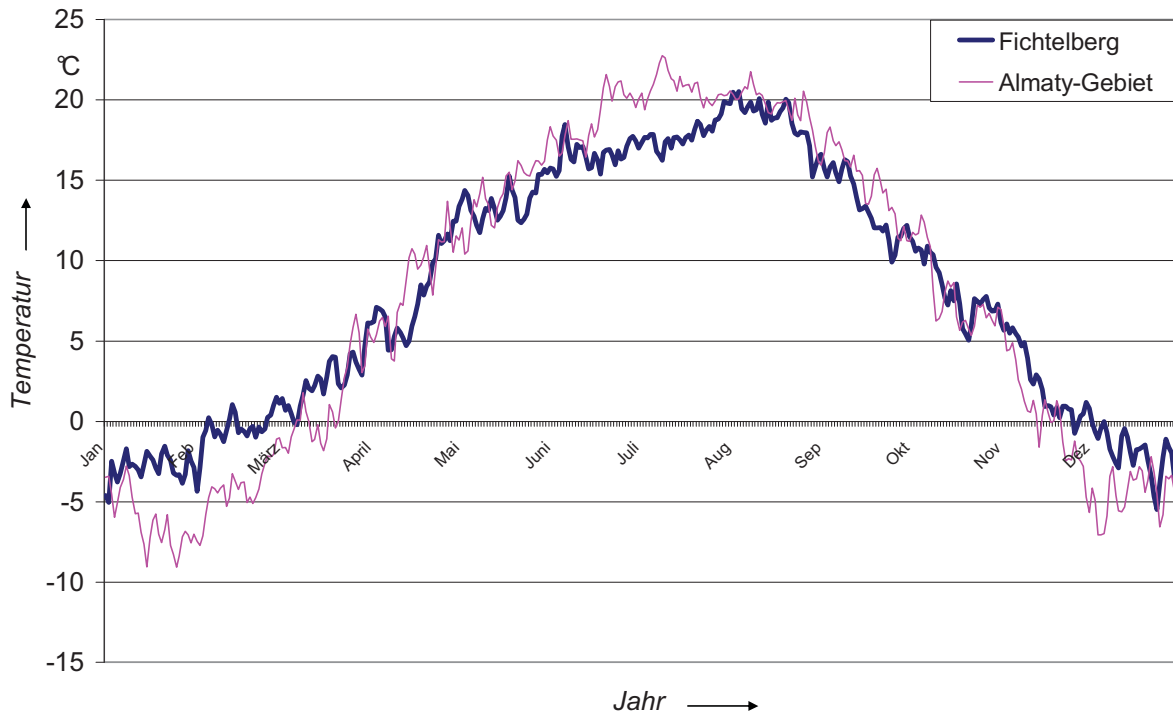


Abbildung 23: Durchschnittliche Tagestemperatur im Almaty-Gebiet und in Fichtelberg

In Tabelle 16 wird die durchschnittliche Jahrestemperatur der untersuchten Gebiete zusammengestellt.

Tabelle 16: Durchschnittliche Jahrestemperaturen

Untersuchte Orte	Durchschnittliche Temperatur (°C)
Almaty	9,7
Fichtelberg	8,6
Braunschweig	7,7
Karagandy	1,9

Durch Vergleiche der durchschnittlichen Tagestemperaturen mit Tagestemperaturen jedes untersuchten Jahres werden die Testreferenzjahre 2003 für Deutschland und 1997 für Kasachstan ermittelt. Für die gemeinsame Betrachtung standardisierter Lastprofile der elektrischen Bedarfe der Siedlung und thermischen Bedarfe der Häuser nach VDI 4655-Norm wird ein Testreferenzjahr verwendet. Der Korrelationskoeffizient von durchschnittlichen Tagestemperaturen des Almaty-Gebiets und Fichtelberg beträgt für diese Jahre näherungsweise 0,95.

Die Bewölkungsgrade in Deutschland sind höher als in Kasachstan, was sich in der Anzahl der bewölkten und heiteren Tage widerspiegelt.

Tabelle 17: Vergleich der Klimadaten in Almaty und Fichtelberg nach VDI 4655-Norm

	Almaty		Fichtelberg (TRY11)	
	Anzahl der Tage	Durchschnittliche Temperatur (°C)		Anzahl der Tage
ÜWH	38	10,1	ÜWH	38
ÜWB	35	9,2	ÜWB	35
ÜSH	7	8,9	ÜSH	7
ÜSB	6	7,0	ÜSB	6
SWX	106	20,2	SWX	106
SSX	19	19,8	SSX	19
WWH	130	-3,0	WWH	130
WWB	4	-2,5	WWB	4
WSH	4	-10,0	WSH	4
WSB	16	0,0	WSB	16

Tabelle 17 zeigt einen detaillierten Vergleich der Klimadaten von Almaty mit Fichtelberg. Es wird deutlich, dass es in Almaty mehr heitere Tage gibt, als in Fichtelberg.

Nach dem Vergleich der Klimadaten wird der Wärmebedarf im Almaty-Gebiet laut VDI 4655-Norm wie Klimazone 11 weiter betrachtet. Aufgrund der unterschiedlichen Anzahl der Typtage wird die Jahresdauerlinie des thermischen Bedarfs für das Almaty-Gebiet anders aussehen als die für Fichtelberg. Unter Berücksichtigung dieser Abweichung wird die VDI 4655-Norm mit anderer Anzahl der Typtage für weitere Untersuchungen verwendet. Die Tagestemperaturen am SSX, WSH und WSB im Almaty-Gebiet bringen deutliche Unterschiede zum Vergleich der Daten in Fichtelberg bei insgesamt 39 Tagen, davon haben 19 Sommertage keinen Einfluss auf die Heizlast. Für die Verwendung thermischer Lastprofile der Verbraucher sind diese Unterschiede kritisch zu betrachten, betreffen aber lediglich ca. 5,4 % der gesamten Jahrestage.

In diesem Kapitel wurden die Verbraucherarten und Spitzenleistungen in beiden Ländern sowie elektrische und thermische Lastprofile betrachtet. Für die untersuchte städtische Siedlung aus Deutschland wird die Spitzenleistung gleich 8 kW und für die ländliche Siedlung aus Kasachstan 6 kW pro Wohneinheit ausgewählt. Für die einheitliche Untersuchung der Lastprofile beider Länder werden standardisierte Lastprofile weiter verwendet. Zur Feststellung der thermischen Lastprofile der Häuser werden Klimadaten der beiden Länder verglichen und danach wird das deutsche Netz in Braunschweig als Testreferenzzone 3 und das ländliche Netz aus dem Almaty-Gebiet in Südkasachstan als Testreferenzzone 11 nach VDI 4655-Norm betrachtet. Nach der Betrachtung der Niederspannungsnetze in Deutschland und Kasachstan werden die Lastflussberechnungen in beiden Netzen durchgeführt. Dazu werden die Grundlagen und die Analysen in folgendem Kapitel dargestellt.

4 LASTFLUSSBERECHNUNGEN IM NIEDERSPANNUNGSNETZ

4.1 Niederspannungsnetzstruktur

Schematisch unterscheiden sich die Niederspannungsnetze durch folgende Netzformen, die in Abbildung 24 gezeigt werden:

- **Strahlennetz:** Hier werden die Verbraucher nur von einer Seite mit elektrischer Energie versorgt. Vorteilhaft ist eine leichte Fehlerlokalisierung bei Unterbrechungen der Energiezufuhr. Nachteilig ist der Ausfall der Versorgung der nachfolgenden Verbraucher bei einem Fehler zwischen den einzelnen Knoten.
- **Ringnetz:** Die Verbraucher werden permanent von mindestens zwei Seiten mit elektrischer Energie versorgt. Damit ist eine höhere Versorgungssicherheit bei geringen Spannungsabfällen und Verlusten gewährleistet.
- **Maschennetz:** Kennzeichnend ist, dass die Einspeisung einiger Knoten alternativ über zwei oder mehrere Seiten erfolgen kann. Je nach Bedarf können die einzelnen Stränge über NH-Sicherungen zugeschaltet werden. Bei Maschennetzen ist die Versorgungssicherheit gegenüber anderen Netzformen am größten. Der Nachteil sind die höheren Investitionskosten durch Sicherungstrenner und Leistungsschalter usw.

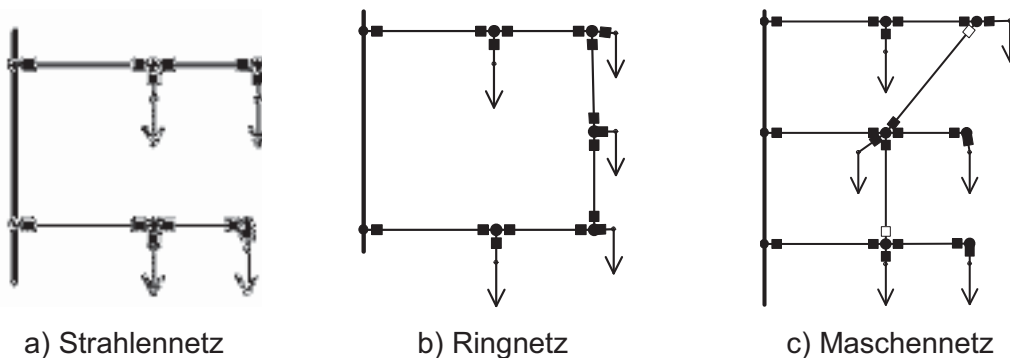


Abbildung 24: Netzformen

Die untersuchten Niederspannungsnetze gehören zu den Strahlennetzen, diese haben folgende Nachteile: deutliche Spannungsabfälle durch Summenstrombelastung, geringe Versorgungssicherheit und begrenzte Erweiterungsmöglichkeiten. Für die Verbesserung dieser Eigenschaften wird die Einführung der dezentralen Erzeuger ins Niederspannungsnetz untersucht.

Niederspannungsnetze werden zusätzlich in städtische und ländliche Netze unterschieden. Ländliche Netze sind durch große Entfernungen zwischen Erzeuger und Verbraucher, geringere Anzahl der Zähler pro Kilometer und ca. zwei Mal kleineren Energieverbräuchen pro Kilometer im Netz im Vergleich zu städtischen Netzen gekennzeichnet. Der Jahresenergieverbrauch im untersuchten deutschen städtischen Netz beträgt ca. 337 MWh/km, im kasachischen ländlichen Netz ca. 202 MWh/km.

Weiterhin wird aufgrund der Überlegungen in Kapitel 3 ein städtisches Netz in Deutschland und ein ländliches Netz in Kasachstan betrachtet.

Die erzeugte elektrische Energie wird durch Leitungen in die verschiedenen Spannungsebenen übertragen und verteilt. Die Spannungsebenen verschiedener Länder sind unterschiedlich. Die Betriebsspannungen in Deutschland und Kasachstan werden in Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18: Spannungsebenen in Deutschland und Kasachstan

Spannungsebene	Deutschland	Kasachstan
Höchstspannung	380 kV	500 kV, 1150 kV
Hochspannung	110 kV, 220 kV	110 kV, 220 kV
Mittelspannung	6 kV, 10 kV, 20 kV	6 kV, 10 kV, 35 kV
Niederspannung	0,38 kV	0,38 kV

Die Verteilung der Leitungslängen auf unterschiedliche Spannungsniveaus wird in Abbildung 25 gezeigt.

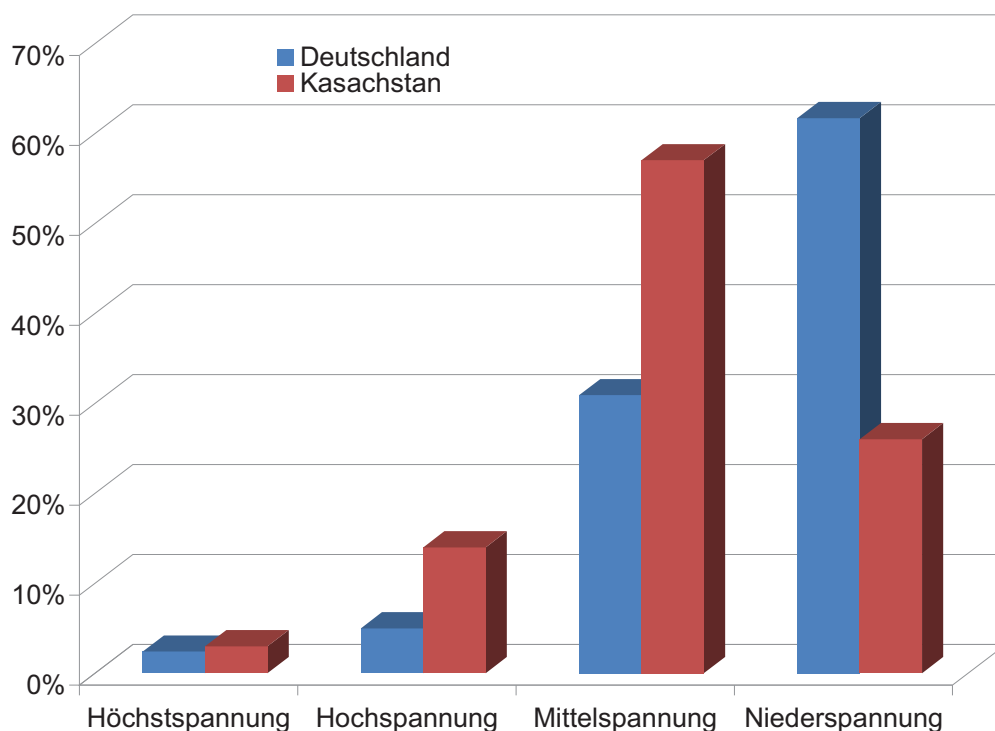


Abbildung 25: Leitungslängen in verschiedenen Spannungsebenen Deutschlands⁶⁵ und Kasachstans⁶⁶ (Stand 2006)

⁶⁵ Vgl. BMWi, 2009

⁶⁶ Vgl. Dukenbayev, 2001

Die Leitungslänge aller Netze in Deutschland beträgt insgesamt ca. 1,65 Mio. km, das ist ca. die vierfache Leitungslänge gegenüber der Leitungslänge Kasachstans mit insgesamt ca. 417.500 km. In Deutschland entfallen auf die Mittel- und Niederspannungsebene ca. 1,5 Mio. km, das entspricht ca. 92 % der gesamten Leitungslängen. Mit 61,7 % steht die Niederspannungsebene an erster Stelle, ca. 90 % davon wird durch Kabel realisiert, Freileitungen spielen eine untergeordnete Rolle.⁶⁷ Im kasachischen Netz betragen die Leitungslängen der Mittel- und Niederspannungsebene 290.500 km, das entspricht ca. 70 %. Mit 26,5 % der gesamten Leitungslänge steht die Niederspannungsebene an zweiter Stelle nach der Mittelspannungsebene, da im Gegensatz zu Deutschland Kasachstan dünn besiedelt ist und die Energieübertragung über das Mittelspannungsnetz erfolgt.

Wie beschrieben bilden die Leitungslängen der Mittel- und Niederspannungsnetze in beiden Ländern eine bedeutende Rolle für die Energieversorgung, daher ist deren nähere Betrachtung von besonderem Interesse.

Für die Bewertung eines elektrischen Niederspannungsnetzes sind folgende Einflussfaktoren zu berücksichtigen:

- Art der Verbrauchergruppen
- Lastdichte in dem Versorgungsgebiet
- Gleichzeitigkeitsfaktoren
- Anschlussleistungen der Einzelverbraucher und ihre örtliche Verteilung
- Blindleistungsbedarf für Verbraucher und Netz
- Anforderungen für Spannungshaltung
- Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit)
- Erweiterungsfähigkeit bei steigendem Verbrauch
- Netzverluste im Versorgungsgebiet

Unter Berücksichtigung dieser Faktoren werden Lastflussberechnungen in untersuchten Niederspannungsnetzen durchgeführt. Die Grundlagen dafür werden im folgenden Abschnitt betrachtet.

4.2 Grundlagen der Lastflussberechnung

Für die Planung und Simulation der Netze werden unterschiedliche Netzberechnungsmethoden für Betriebs- und Fehlerfall wie Spannungsabweichung, Netzverluste, Kurzschluss usw.

⁶⁷ Vgl. BMWi, 2009

verwendet. In dieser Arbeit wird die Lastflussberechnung behandelt. Mit der Lastflussberechnung werden Netzverluste, Spannungshaltung und Lastgang in jeder Leitung und in jedem Knoten erkannt. Danach werden einige Maßnahmen unternommen, um die festgestellten Fehler zu vermeiden und den Zustand der Netze zu verbessern. Zunächst werden die Netztopologie- und Verbraucherdaten eingegeben. Ein Netzbeispiel für die Lastflussberechnung ist in Abbildung 26 dargestellt.

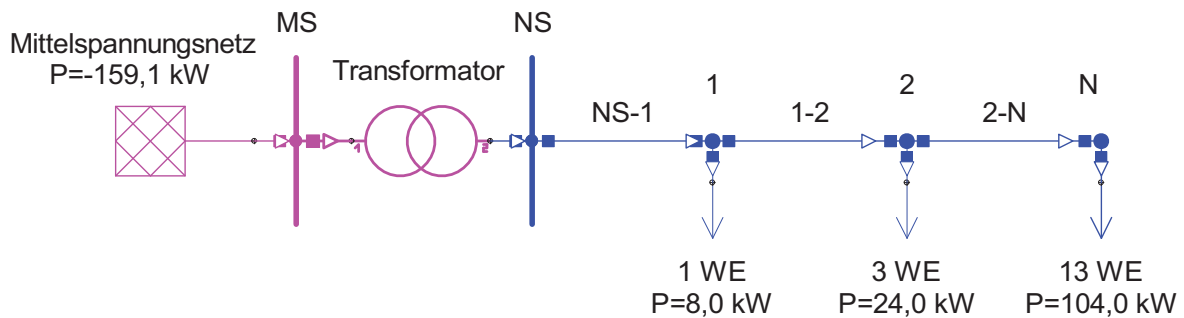


Abbildung 26: Übersichtsplan eines Niederspannungsnetzes

Zur Bestimmung der Leitungsverluste und Knotenspannungen werden Lastflussberechnungen mit dem Programm NEPLAN durchgeführt. Es können sowohl symmetrisch als auch unsymmetrisch belastete Netze berechnet werden. In dieser Arbeit wird eine symmetrische Lastverteilung vorausgesetzt. Das Programm NEPLAN stellt unterschiedliche Lastflussberechnungsmethoden zur Verfügung: die Newton-Raphson-Methode, die erweiterte Newton-Raphson-Methode, das Stromintegrationsverfahren, die Spannungsabfallberechnung und den DC-Lastfluss. Für den vorliegenden Fall der Lastflussberechnungen wird die erweiterte Newton-Raphson-Methode ausgewählt.

Diese Methode wurde anfangs der 60er Jahre zur Berechnung großer Netze entwickelt. Die Leistungsgleichungen (10) werden linearisiert und nach dem Newton-Algorithmus unter Anwendung der geordneten Elimination mit topologischer Steuerung und Nullerkennung wie beim Knotenverfahren gelöst. Das Newton-Raphson-Verfahren zeichnet sich bekanntlich durch optimale Konvergenzeigenschaften aus. Es konvergiert unabhängig von der Netzgröße nach wenigen Schritten, wenn die Startwerte nicht zu weit von den Lösungen entfernt liegen.⁶⁸

Die erweiterte Newton-Raphson-Methode, die in dieser Arbeit verwendet wird, basiert auf dem klassischen Newton-Raphson-Modell. Diese Methode wird bei der Zusammenfassung mehrerer Knoten in einer Strecke angewendet. Der Unterschied liegt in den Gleichungen und Variablen, welche das Netzverhalten beschreiben. Das klassische Gleichungssystem ist sozusagen erweitert auf ein allgemeines Gleichungssystem.

⁶⁸ Siehe Oeding, 2004, S.502

Durch diese offene Formulierung können komplexe Netzelemente (z. B. FACTS) und spezielle Funktionen des Netzes (z. B. Area-Control ohne Durchleitung) problemlos modelliert werden.⁶⁹

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen sind mit der Netzgleichung (10) und Leistungsgleichung (11) zu berechnen.

$$I = Y * V \quad (10)$$

$$S = V * I^* \quad (11)$$

Mit:

I : Vektor der Knoteneinspeise-Ströme

V : Vektor Knotenspannungen

Y : Knotenadmittanzmatrix

S : Vektor der Knoteneinspeise-Leistungen⁵⁴

Mit dem Newton-Raphson-Verfahren wird folgende Fehlergleichung für einen Netzknoten ausgerechnet:

$$\Delta S_i = (P_i - jQ_i) - V_i * \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* * V_k^* \quad (12)$$

Es sind die komplexen Spannungen V_k so zu berechnen, dass der Fehler ΔS_i null wird, wobei P_i und Q_i die Vorgabewirkleistung und die Vorgabeblindleistung darstellen. Y_{ik} sind die Elemente der Y-Matrix der i-ten Zeile und k-ten Spalte. Die Lösung der obigen Fehlergleichung erfolgt durch die folgenden drei Schritte:

- Berechnung der Leistungsfehler aller Knoten mithilfe der Knotenspannungen

$$\Delta S_i = S_{vor_i} - S_{ber_i} \quad (13)$$

Mit:

S_{vor_i} - Vorgegebene Scheinleistung

S_{ber_i} - Berechnete Scheinleistung

⁶⁹ Vgl. NEPLAN

- Berechnungen der Spannungsänderungen aller Knoten mithilfe der Jacobi-Matrix J

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{1\cdot} \\ \cdot \\ \Delta V_i \\ \Delta \delta_{1\cdot} \\ \cdot \\ \Delta \delta_i \end{bmatrix} = -[J]^{-1} * \begin{bmatrix} \Delta P_{1\cdot} \\ \cdot \\ \Delta P_i \\ \Delta Q_{1\cdot} \\ \cdot \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (14)$$

Die Jacobi-Matrix J heißt Fundamentalmatrix. Die bereits eingegebenen Ableitungen der Funktionen der Netzdaten nach einzelnen Unbekannten enthalten mehrere Schritte (i), bis der eingegebene Fehlerwert ΔS erreicht ist.

Diese Koeffizientenmatrix ist in (15) Jacobi-Matrix. Sie ist die Jacobi-Matrix arbeitspunktabhängig und muss deshalb in jedem Integrationsschritt neu gebildet werden.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{dP_1}{d\delta_1} \dots \frac{dP_1}{d\delta_k} & \frac{dP_1}{dV_1} \dots \frac{dP_1}{dV_k} \\ \cdot \\ \frac{dP_i}{d\delta_1} \dots \frac{dP_i}{d\delta_k} & \frac{dP_i}{dV_1} \dots \frac{dP_i}{dV_k} \\ \frac{dQ_1}{d\delta_1} \dots \frac{dQ_1}{d\delta_k} & \frac{dQ_1}{dV_1} \dots \frac{dQ_1}{dV_k} \\ \cdot \\ \frac{dQ_i}{d\delta_1} \dots \frac{dQ_i}{d\delta_k} & \frac{dQ_i}{dV_1} \dots \frac{dQ_i}{dV_k} \end{bmatrix} \quad (15)$$

- Berechnung der neuen Knotenspannungen und Phasenwinkel

$$V_{neu_i} = V_{alt_i} - \varepsilon * \Delta V_i \quad (16)$$

$$\delta_{neu_i} = \delta_{alt_i} - \varepsilon * \Delta \delta_i \quad (17)$$

Die drei Iterationsschritte werden so lange durchlaufen, bis das Abbruchkriterium den eingestellten Wert erkennt.⁷⁰

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \quad (18)$$

ε ist klein, aber größer als 0.

Für n-Anzahl der Knoten werden k-komplexe Gleichungen berechnet. Als wichtigste Parameter bei den Lastberechnungen sind Spannung, Blindleistung, Wirkleistung und Phasenwinkel der Spannung in jedem Knoten festzustellen.

In vorliegender Arbeit wird die Lastflussberechnung mit den Lastprofilen durchgeführt. Lastprofile werden in einem 15-Minuten-Intervall betrachtet. Bei der Berechnung der Parameter für ein ganzes Jahr sollen die Berechnungen von NEPLAN mindestens 35040 Mal bei jedem Knoten durchlaufen werden, bis das Abbruchkriterium gleich ca. 0 bei jedem Knoten erreicht wird.

Im Netz werden Erzeuger- und Verbraucher-knoten unterschieden. In Erzeuger-knoten werden Wirk- und Blindleistung gesteuert, in Verbraucher-knoten sind Wirk- und Blindleistung nur über eine Berechnung zu ermitteln. Das Niederspannungsnetz besteht nur aus Verbraucher-knoten, daher ist auf die Lastflussberechnungen im Niederspannungsnetz besonderer Wert zu legen.

In dieser Reihenfolge werden die Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der Lastprofile durchgeführt. Im Programm NEPLAN sind standardisierte Lastprofile gespeichert. Für die weiteren Untersuchungen der Netze gibt es Möglichkeiten die standardisierten Lastprofile weiter zu verwenden oder die gemessenen Lastprofile in die NEPLAN- Bibliothek zu implementieren. Für Lastflussberechnungen mit Lastprofilen können die Lastflüsse zeitlich, nach Jahreszeit, Monat und Wochentagen, festgelegt werden. Für die Berechnungen sind Verbraucherarten festzustellen sowie Spitzenleistungen und Skalierungsfaktor (Gleichzeitigkeitsfaktor) einzugeben. Als Ergebnisse der Lastflussberechnung lassen sich Lastflussparameter in jedem Knoten oder Element abrufen, sowie Verluste, Spannung, Wirkleistung, Strom und Auslastung in jedem Knoten oder Element vor und nach der Integration von Mini-BHKW ausweisen.

Der nächste Abschnitt konzentriert sich auf die Verluste und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz als Grundlage für die Integration von Mini-BHKW.

⁷⁰ Vgl. NEPLAN

4.3 Netzverluste und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz

An der Energietransportlänge von Ort zu Ort im kasachischen Netz lassen sich die Größenordnung der Netzverluste und die Problematik der Spannungshaltung an den Knoten abschätzen. Diese Verluste liegen bei 10 bis 15 % des gesamten Energieverbrauchs.⁷¹ Unter Berücksichtigung des heutigen Zustandes der Energieanlagen und Klimadaten in Kasachstan werden Netzberechnungen beispielhaft im kasachischen Niederspannungsnetz im Vergleich zu einem gut gerüsteten Niederspannungsnetz in Deutschland betrachtet. Besonderheit der Berechnungen ist die Feststellung der Netzverluste und Spannungshaltung im Netz mit und ohne dezentrale Erzeuger, in diesem Fall Mini-BHKW.

4.3.1 Grundlage der Spannungshaltung

Nach der internationalen Norm IEC 60038 (VDE 0175) wird empfohlen, dass die Spannung an der Übergabestelle um nicht mehr als $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen soll.⁷² Diese Aussage entspricht auch der kasachischen Norm GOST 13109-97.⁷³ Dort wird beschrieben, dass bereits kleine Abweichungen von der Nennspannung zu einer spürbaren Verringerung der abgegebenen Leistung oder zu einem höheren Verbrauch oder zu kürzerer Lebensdauer der Geräte führen können.

Diese Auswirkungen rechtfertigen daher eine Begrenzung der Spannungsänderungen in Stromnetzen auf vertretbare Werte.

Die Einflüsse auf die Spannungsabweichungen sind in zwei Bereiche zu unterteilen:

- bereitgestellte Spannung im elektrischen Netz des Netzbetreibers
- Veränderung der Spannung durch Einsatz dezentraler Anlagen

Das bedeutet, dass innerhalb gewisser Grenzen Netzbetreiber und Verbraucher beide auf die Spannungshöhe Einfluss nehmen können.

Die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers in Deutschland lassen eine Spannungsabweichung von 2 % aller DEA zu. Die durch die Zu- und Abschaltung von Generatoreinheiten oder Einzelanlagen bedingten Spannungsänderungen am Verknüpfungspunkt führen nicht zu unzulässigen Netzurückwirkungen, wenn die maximale Spannungsänderung den Wert von 2 % nicht überschreitet.⁷⁴

⁷¹ Vgl. Übersichten der Produktivität der ökologischen Tätigkeit, 2008, S.146

⁷² Vgl. VDE 0175, 2002

⁷³ Vgl. GOST 13109-97, 1997

⁷⁴ Vgl. Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 1998

Von den aufgeführten Aspekten wird im Weiteren näher auf die Spannungsqualität eingegangen. Spannungsqualität wird, wie oben beschrieben, durch Normkriterien betrachtet. Aus netzplanerischer Sicht sind die Spannungshaltungsaspekte wichtig. Mit den einschlägigen Normen werden die Qualitätsanforderungen der Spannungshaltung in Bezug auf maximale und minimale Versorgungsspannung an Knoten, bei Verbrauchern und am Einspeisepunkt beschrieben. Im Rahmen dieser Arbeit werden Berechnungen für das Strahlennetz durchgeführt. In Abbildung 27 wird eine schematische Darstellung eines Strahlennetzes für die Demonstration einer Netzberechnung gezeigt.

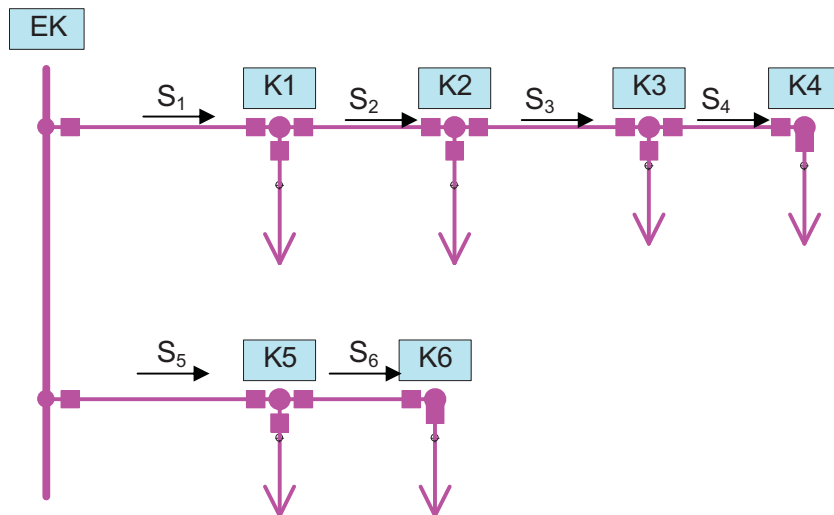


Abbildung 27: Lastverteilung im Niederspannungsstrahlennetz: Einspeiseknoten (EK), Knotennummer (K1...Kn), Scheinleistungen (S₁...S_n)

Die Spannung am Einspeisepunkt wird in den Berechnungen der untersuchten städtischen Netze in Deutschland mit 100 % und, aufgrund der schlechteren Spannungshaltung, der untersuchten ländlichen Netze in Kasachstan mit 110 % angesetzt. Die Spannung beim nächsten Knoten ergibt sich durch (19) unter Berücksichtigung der Wirk- und Blindleistung sowie der Widerstände der Leitungen.

$$V_2 = V_1 - \frac{P * R - Q * X}{V_1} - j \frac{P * X - Q * R}{V_1} \quad (19)$$

Die Spannungsänderung ist neben den Eigenschaften der Lasten auch von den Leitungseigenschaften und der Länge der Leitungen abhängig. In den untersuchten Netzen werden sowohl Freileitungen als auch Kabel verwendet.

In Tabelle 19 werden die technischen Eigenschaften der Freileitungen und Kabel dargestellt. Wie zu erwarten wird der Impedanzbelag der Leitungen größer bei Verkleinerung des Querschnitts. Das bedeutet, dass bei gleichen Leitungslängen, kleinere Querschnitte einen größeren Spannungsabfall und größere Netzverluste hervorrufen. Generell werden Niederspannungsnetze mehr von dem ohmschen Widerstand beeinflusst, da diese etwa 6- 8-mal größer ist als Blindwiderstand der Leitung.

Die Widerstände der Leitungen werden aus den Leitungsbelägen berechnet (20).

$$R_L = R' * l, X_L = X' * l \tag{20}$$

Mit:

l – Länge der Leitung, km

Tabelle 19: Technische Eigenschaften der Leitungen⁷⁵

	Leitungstyp	R' (Ω/km) Pro Kabel/pro Ader	X' (Ω/km) Pro Kabel/pro Ader
Kabel	NAYY 4*150	0,832/0,208	0,292/0,070
	NAYY 4*50	2,568/0,642	0,312/0,078
Freileitung	A-150	0,208	0,090
	A-50	0,641	0,107

Kasachische ländliche Netze bestehen größtenteils aus Leitungen mit geringerem Querschnitt. Die dadurch auftretenden Probleme bezüglich Netzverluste und Spannungshaltung machen den Einsatz dezentraler Erzeuger zur Verbesserung des Netzzustandes besonders interessant.

⁷⁵ Vgl. NEPLAN

4.3.2 Grundlagen der Netzverluste

Technische Verluste werden in stromabhängige- und spannungsabhängige Verluste unterschieden. Diese werden in Tabelle 20 gezeigt.

Tabelle 20: Verlustursachen⁷⁶

Technische Verluste	
Stromabhängige Verluste	Spannungsabhängige Verluste
<ul style="list-style-type: none"> - Stromwärmeverluste in allen Leitern, Skin- / Proximityeffekt - Kreis-/ Wirbelstromverluste in Bewehrung und Schirm - Verluste in Sicherungen und Klemmenstellen - Verluste in Messeinrichtungen und Netzschutz - Verluste durch Oberschwingungen - Verluste durch unsymmetrische Last 	<ul style="list-style-type: none"> - Ableitverluste - Koronaverluste - Dielektrische Verluste - Leerlaufverluste in Transformatoren

In dieser Arbeit werden die Höhe der stromabhängigen Verluste und der Einfluss dezentraler Erzeuger auf diese betrachtet. Stromwärmeverluste in Leitungen bilden den größten Teil dieser Verluste.

Wie oben bereits dargestellt, sind die ohmschen Widerstände der Leitungen in der Niederspannungsebene größer als in höheren Spannungsebenen. Aus diesem Grund werden in der Niederspannungsebene stärkere, lastabhängige Verluste verursacht.

4.3.3 Quantifizierung der Netzverluste und Spannungshaltung im kasachischen Netz

Netzverluste werden aktuell im kasachischen Netz toleriert und sind deshalb Thema dieser Untersuchungen an einem beispielhaften Netz (Spannungsebene 0,4 bis 110 kV). Die Daten des Teilnetzes wurden vom Stadtwerk Karagandy aus Zentralkasachstan zur Verfügung gestellt.

⁷⁶ Vgl. Mehlhorn, 2008

Die Minimierung der elektrischen Verluste im Netz steht im Zusammenhang mit Spannungs- und Blindleistungsregulierung: Spannungsqualität und Verlustleistungsniveau werden durch bestimmte Faktoren, wie Netzdichte, Leitungsart, Leitungslänge und Verbraucherarten, bestimmt.

Hauptursachen der Energieverluste sind einerseits die zentrale Energieerzeugung mit großflächiger Übertragung der elektrischen Leistungen durch Freileitungen in verschiedenen Spannungsniveaus und andererseits die Alterung der elektrischen Anlagen und Netze.

Es gibt unterschiedliche Maßnahmen zur Reduzierung der elektrischen Verluste:

- Organisatorische: bei der Anwendung der elektrischen Anlagen und Netze, Ein- und Ausschaltung der Transformatoren usw.
- Technische: Einführung dezentraler Erzeugungs- und Blindleistungskompensationsanlagen, Transformation der elektrischen Spannung in ein höheres Niveau, Transformatorwechsel gegen Geräte mit höherem Wirkungsgrad und Modernisierung der Messeinrichtungen zur Erfassung der elektrischen Energie.

Zur Energieeffizienz und Energieeinsparung müssen Energieverluste quantifiziert und minimiert werden. Energieverluste unterscheidet man in normale, nach Normen berechnete bzw. technische Verluste und sonstige - von Normen und Messgeräten nicht erfasste Verluste.⁷⁷

Ursache für sonstige elektrische Verluste:

- Technisch veraltete Überwachungseinrichtungen
- Ablesefehler analoger Zähler
- Alterung der elektrischen Anlagen und Leitungen
- Energiediebstahl

Zur Verbesserung der Zuverlässigkeit, Sicherheit und Verfügbarkeit des Netzes werden unterschiedliche Maßnahmen durchgeführt. Eine davon ist das Entwicklungsprogramm eines städtischen Netzbetreibers in Kasachstan zur Minimierung der sonstigen elektrischen Verluste im Spannungsniveau 0,4 bis 110 kV. Dieses Netz im Entwicklungsprogramm besteht aus städtischen und ländlichen Anteilen. Abbildung 28 zeigt die Ergebnisse dieses Entwicklungsprogramms im Zeitraum von 2003 bis 2007.

⁷⁷ Vgl. Programm für Minimierung der Netzverluste, 2007

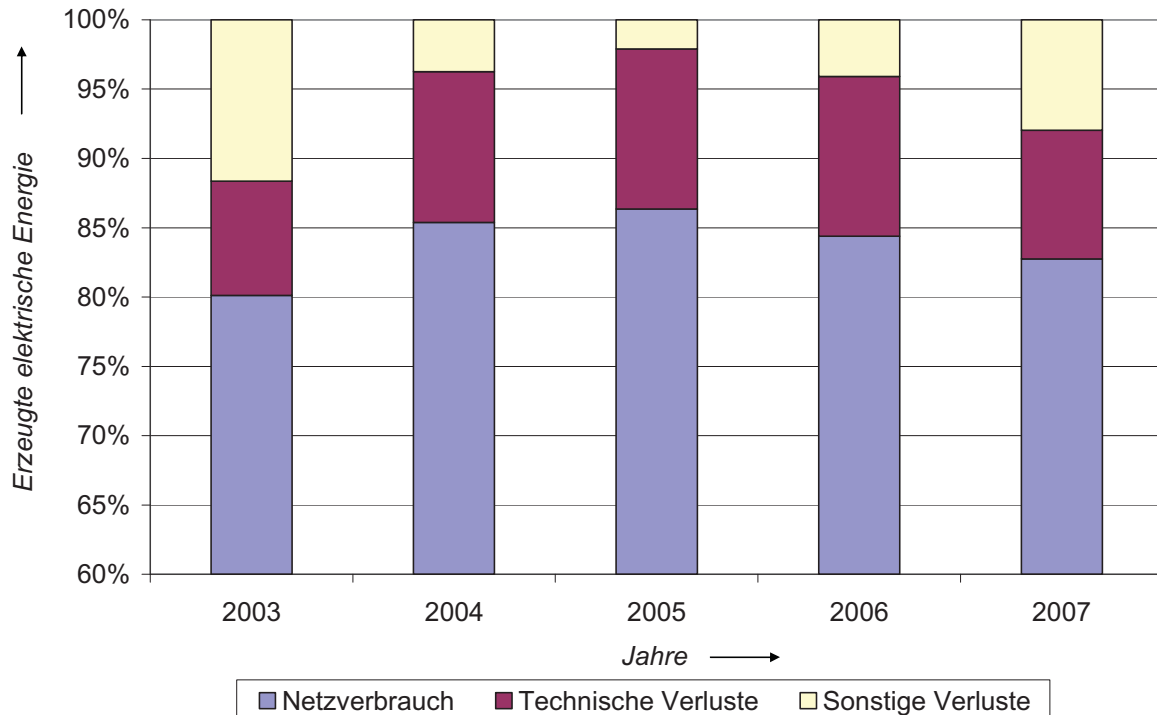


Abbildung 28: Werte der verbrauchten Energie und Verluste in einem kasachischen Netz⁷⁸

Nach der Analyse der Verluste durch die Stadtwerke wurde festgestellt, dass technische Verluste meist im ländlichen Netz auftreten. Dagegen beobachtet man rund 90 % der sonstigen elektrischen Verluste im städtischen Netz.

In der vorliegenden Arbeit liegt der Schwerpunkt in der Untersuchung der technischen Verluste im ländlichen Netz und insbesondere deren Verringerung durch Einführung dezentraler Energieerzeuger (Mini-BHKW). Die Lastflussberechnungen für ein städtisches Netz aus Deutschland und ein ländliches Netz aus Kasachstan werden mit NEPLAN durchgeführt. Die Ergebnisse werden zum Vergleich bei der Integration dezentraler Erzeuger (Mini-BHKW) im folgenden Kapitel dargestellt.

⁷⁸ Vgl. Programm für Minimierung der Netzverluste, 2007

5 BEWERTUNG DER INTEGRATION VON MINI-BLOCKHEIZKRAFTWERKEN

Mit zunehmender Anzahl dezentraler Energieerzeuger mit hohem Wirkungsgrad im elektrischen Netz können bei entsprechender Auslegung gleichzeitig die Spitzenleistungen minimiert, die Spannungshaltung erhöht sowie die Energieeffizienz verbessert werden.

In Deutschland wird auf Grundlage des KWKG bis zum Jahr 2020 von einer Verdoppelung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung auf etwa 25 % der gesamten Stromerzeugung ausgegangen.⁷⁹

Im Folgenden werden verschiedene Konfigurationen von Mini-BHKW für MFH untersucht. Für die Integration eines Mini-BHKW werden folgende Rahmenbedingungen vorgesehen:

1. Mini-BHKW-Anlage, gemäß Kapitel 2.2.3
2. Gas- oder Ölbereitstellung, da diese Anlage mit Gas oder Öl betrieben wird
3. Parallel zum Mini-BHKW geschalteter thermischer Pufferspeicher, der die überschüssige thermische Energie speichert
4. Zusätzliche Installation eines Gas-Kessels oder Weiterbetrieb der alten Anlage, da an kalten Tagen das Mini-BHKW durch Gas-Kessel unterstützt wird
5. Ausreichende Anzahl der Wohneinheiten im MFH eignen sich für einen wirtschaftlichen Betrieb des Mini-BHKW

Unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Rahmenbedingungen werden zunächst die Betriebsweisen des Mini-BHKW untersucht, die zur Abdeckung des thermischen Bedarfs eines MFH geeignet sind. Gemäß der Betriebsweise der Mini-BHKW werden die Netzlastprofile für Winter, Übergangszeit und Sommer in einem Intervall von 15 Minuten für das ganze Jahr simuliert. Danach werden die Einflüsse auf Verluste und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz in Deutschland und Kasachstan betrachtet.

5.1 BETRIEBSMÖGLICHKEITEN EINES MINI-BHKW

Um den unterschiedlichen Bedarfsanforderungen gerecht zu werden, verfügt das untersuchte Mini-BHKW über verschiedene Betriebsweisen und -konzepte: stromgeführte, wärmegeführte, netzorientierte Betriebsweise und die Betriebskonzepte „Peak-shaving“ sowie „Virtuelles Kraftwerk“ können realisiert werden.⁸⁰

⁷⁹ Siehe: KWKG, 2008

⁸⁰ Vgl.: Schulz, 2007

Die wärmegeführte Betriebsweise wird in diesem Kapitel näher betrachtet. Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen die grafische Darstellung der wärmegeführten und netzorientierten Betriebsweisen.

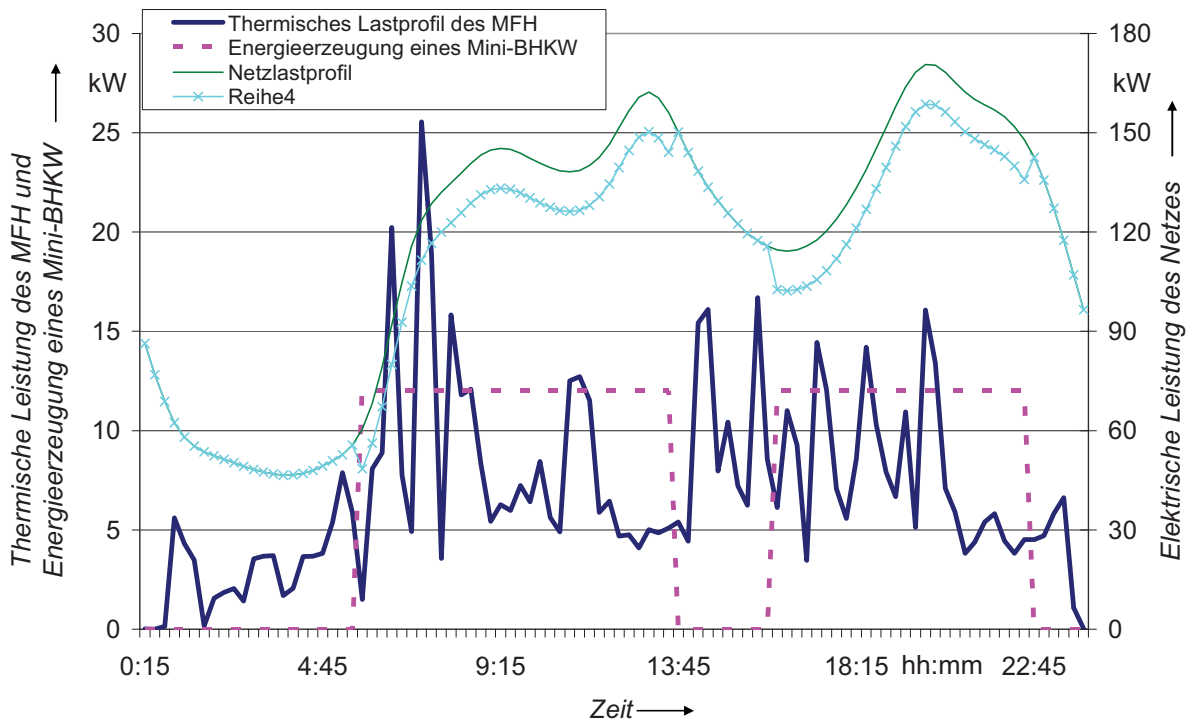


Abbildung 29: Darstellung der wärmegeführten Betriebsweise eines Mini-BHKW an einem Übergangsttag

Bei der wärmegeführten Betriebsweise lässt schon die Bezeichnung einen Zusammenhang mit dem thermischen Bedarf des MFH erkennen. In Abbildung 29 werden die Heizlast des MFH, der Erzeugungsplan eines Mini-BHKW und die Netzleistung dargestellt. Wie der Erzeugungsplan zeigt, wird das Mini-BHKW nach dem thermischen Bedarf des MFH gefahren. Die dabei erzeugte, überschüssige elektrische Leistung wird ins Netz eingespeist. Nachteilig kann sich die Erzeugung der elektrischen Leistung, z. B. in Schwachlastzeiten (nachts), auswirken. Eine Lösung für diesen Fall ist die netzorientierte Betriebsweise. In dieser Betriebsweise wird das Mini-BHKW mit Unterstützung eines Pufferspeichers hauptsächlich zu Spitzenleistungszeiten des Netzes betrieben. Diese Betriebsweise wird in Abbildung 30 dargestellt. Der Erzeugungsplan des Mini-BHKW ist zu Erzeugung elektrischer Leistung ausgelegt.

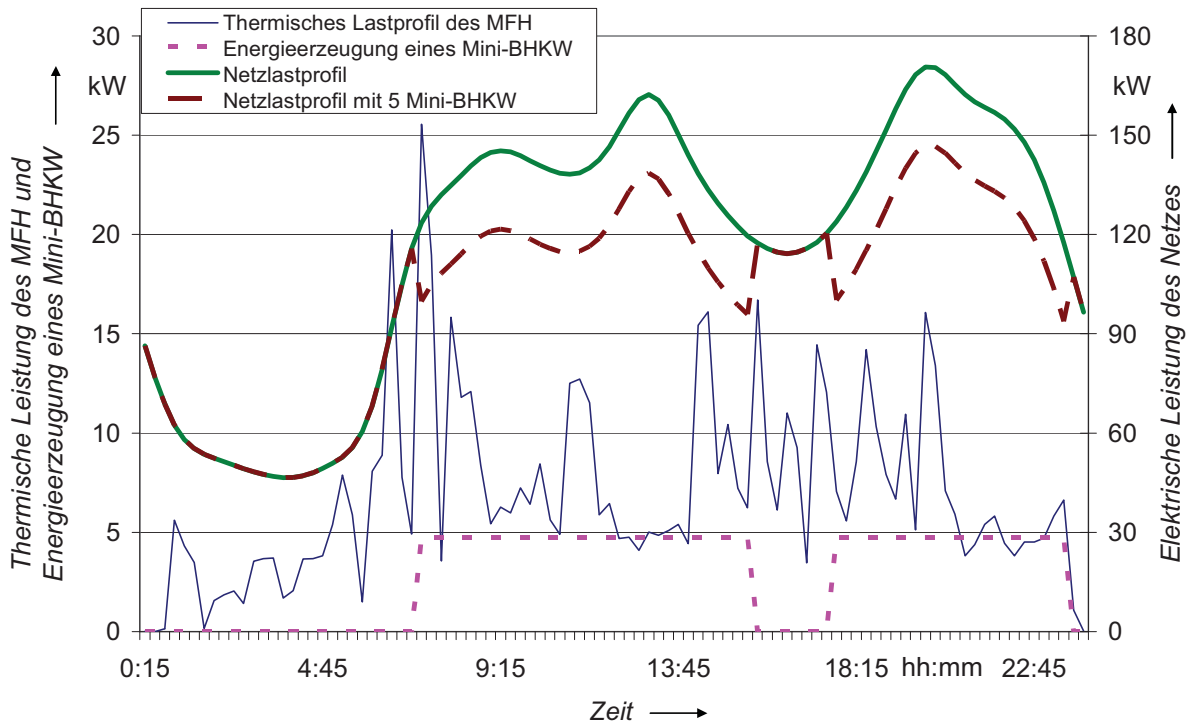


Abbildung 30: Darstellung der netzorientierten Betriebsweise eines Mini-BHKW an einem Übergangsttag

Zur Verwendung der vorgestellten Betriebsweisen werden Betriebskonzepte erstellt. Eine davon ist Peak-shaving und die andere ist virtuelles Kraftwerk.

Das Betriebskonzept Peak-shaving orientiert sich an der Verringerung der Spitzenleistung der Netzlastprofile einer Siedlung. Dies ist ähnlich der netzorientierten Betriebsweise. Das Peak-shaving sieht allerdings keinen Verbund mehrerer BHKW vor.

Unter „Virtuelles Kraftwerk“ hingegen versteht man eine Zusammenarbeit von kleinen, dezentralen Erzeugern, wie Mini-BHKW, Fotovoltaikanlagen, Windanlagen, Kleinwasserkraftwerke, Biogasanlagen usw., die gemeinsam gesteuert werden können.

Im Gegensatz zu Peak-shaving können mit einem virtuellen Kraftwerk unterschiedliche Ziele verfolgt werden: Zum Beispiel kann ein Mini-BHKW unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrieben werden. Dabei orientiert sich der Betrieb auf eine Prognose des elektrischen Bedarfs und dem Energiepreis.

Da Netzverluste und Spannungshaltung von der Spitzenleistung abhängig sind, ist eine Spitzenleistungsverringern von besonderem Interesse. Dafür werden Lastprofile des ganzen Jahres in unterschiedlichen Jahreszeiten betrachtet. Die Jahreszeiten werden durch die VDI 4655-Norm ermittelt. Dabei werden die Typtage, unter Berücksichtigung von Außentemperatur und Bewölkungsgrad nach Winter-, Übergangszeit- und Sommertagen sowie in heiter und bewölkt unterschieden.

Während der Winterzeit wird das Mini-BHKW für die Abdeckung des thermischen Bedarfs mit voller Leistung gefahren und durch Gas-Kessel unterstützt. In der Übergangszeit- und Sommerzeit wird nach Bedarf gesteuert. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen, sollte ein Mini-BHKW, nicht weniger als 5.000 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden.⁸¹ Für die Ermittlung der Betriebsstunden wird die Jahresdauerlinie des thermischen Bedarfs der Verbraucher erstellt, wie in Abbildung 31 gezeigt.

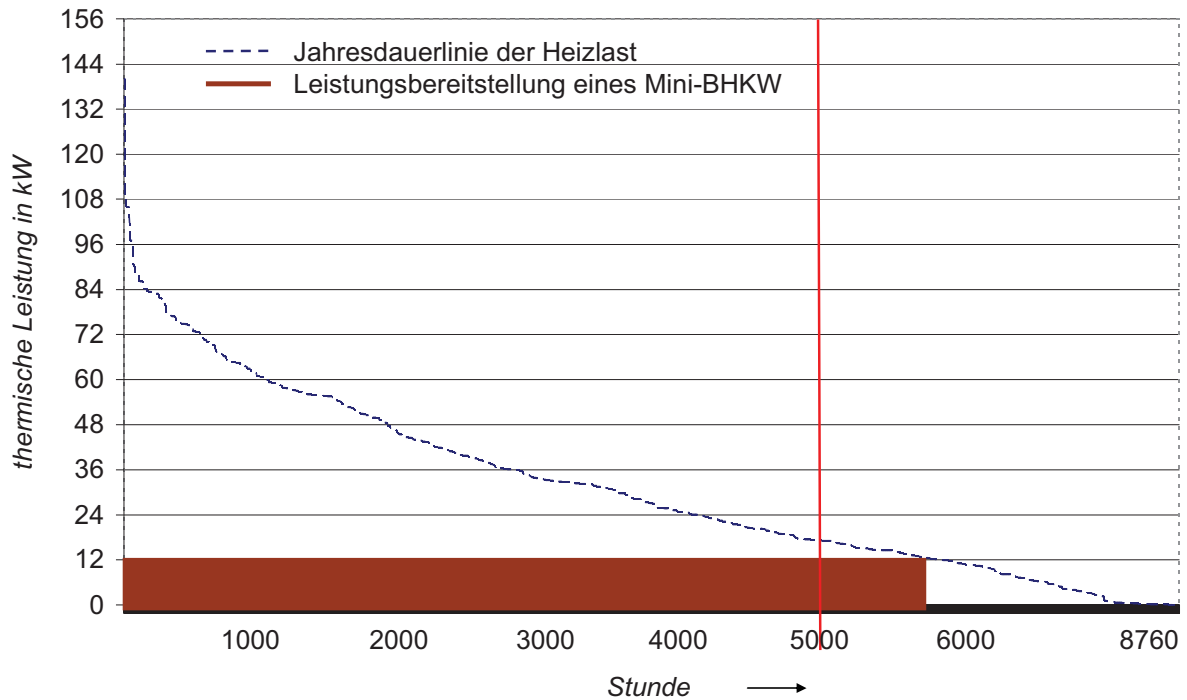


Abbildung 31: Darstellung der Jahresdauerlinie der Heizlast für ein MFH und Leistungsbereitstellung eines Mini-BHKW

Zusätzlich werden für eine wirtschaftliche Zeitbetrachtung eines BHKW Lastprofile des elektrischen und thermischen Bedarfs in 15-minütigen Zeitintervallen gebraucht. Die thermischen Lastprofile für ein MFH werden durch VDI 4655-Norm nach Anzahl der Wohneinheiten, Jahresenergiebedarf und Wohnfläche ermittelt.

Jedes Mini-BHKW wird unterschiedlich nach dem Bedarf des MFH gefahren. An Wintertagen mit hohem thermischem Bedarf wird das Mini-BHKW mit voller Leistung betrieben und entsprechend mit einem Gas-Kessel unterstützt. In Abbildung 32 wird das thermische Lastprofil eines MFH sowie der Erzeugungsplan eines Mini-BHKW und eines Gas-Kessels an einem Winter-Werktag gezeigt.

⁸¹ Vgl. KWKG, 2008

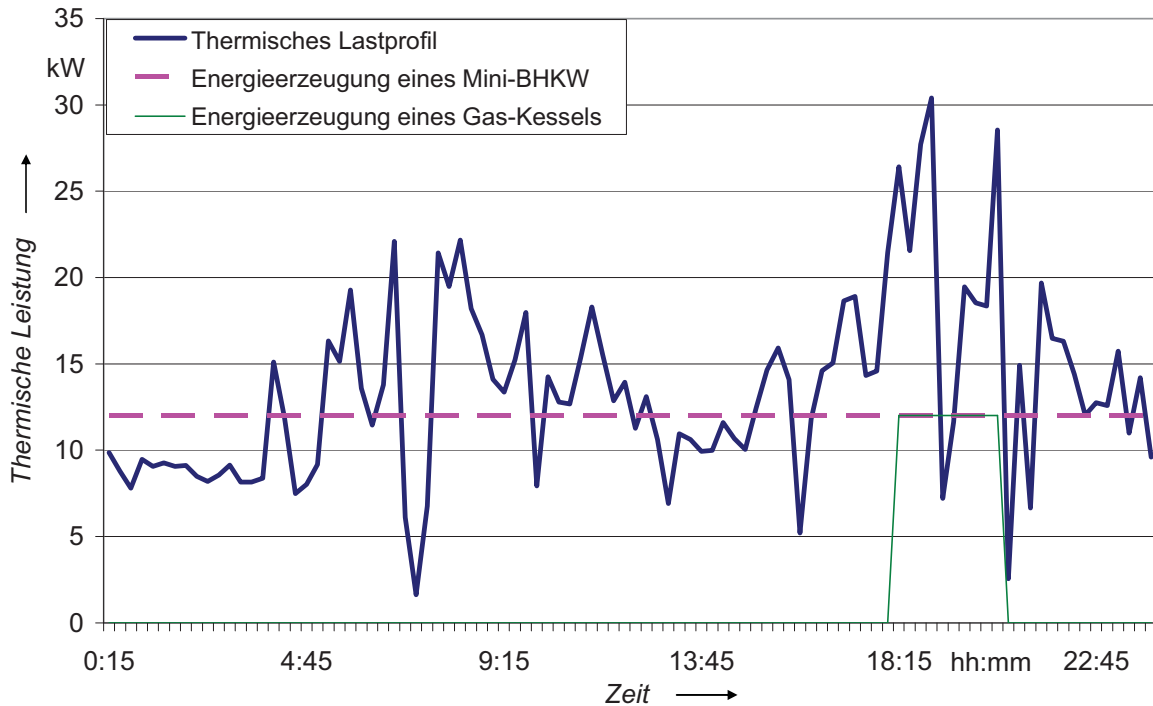


Abbildung 32: Darstellung der thermischen Lastprofile eines MFH sowie Energieerzeugungsplan eines Mini-BHKW und Gas-Kessels an einem Winter-Werktag

Das Heizsystem wird von einem Pufferspeicher unterstützt. Die Größe eines Pufferspeichers wird zur Unterstützung der Versorgung mit thermischer Energie durch das Mini-BHKW ausgewählt. Im vorliegenden Fall wird ein Volumen von 1000 Litern verwendet. Die Größe der Speicherkapazität (hier 29 kWh) wird nach Formel 21 berechnet.⁸²

$$dQ = c * \frac{m * \Delta T}{3600s} \text{ (kWh)} \quad (21)$$

Mit

dQ - Wärmekapazität (J) oder (Ws)

c - spezifische Wärmekapazität (J/K*g) (für Wasser gleich 4,1826 J/K*g)

m - die Masse (g)

ΔT - Temperaturdifferenz (K)

Die Temperaturdifferenz wird durch die maximal erzeugte Vorlauftemperatur des untersuchten Mini-BHKW (75°C) minus der Mindestvorlauftemperatur 50°C berechnet.⁸³ Dies ist da-

⁸² Vgl. Kuchling, 1995

⁸³ Vgl. ecopower

durch begründet, dass in Deutschland zwei Heizungssystemauslegungen üblich sind, solche, die mit einer Mindestvorlauftemperatur von 55°C arbeiten und solche mit 45°C.⁸⁴ Als Mittelwert wurde hier deshalb von einer notwendigen Mindesttemperatur im Pufferspeicher von 50°C ausgegangen, bei der der Speicher als leer definiert wird.

Ladung und Energieinhalt des Pufferspeichers gemäß dem thermischen Bedarf des MFH und dem Erzeugungsplan des Mini-BHKW an einem Winter-Werktag gemäß Abbildung 32 sind in Abbildung 33 dargestellt. Der Ladezustand des Pufferspeichers zeigt den Zusammenhang zwischen dem thermischen Bedarf des Hauses und der erzeugten Energie von Mini-BHKW und Gas-Kessel. Der Energieinhalt zeigt den Zustand des Pufferspeichers, wenn um 00:00 Uhr die Energieladung 12 kWh beträgt. Die Speicherverluste werden nicht berücksichtigt.

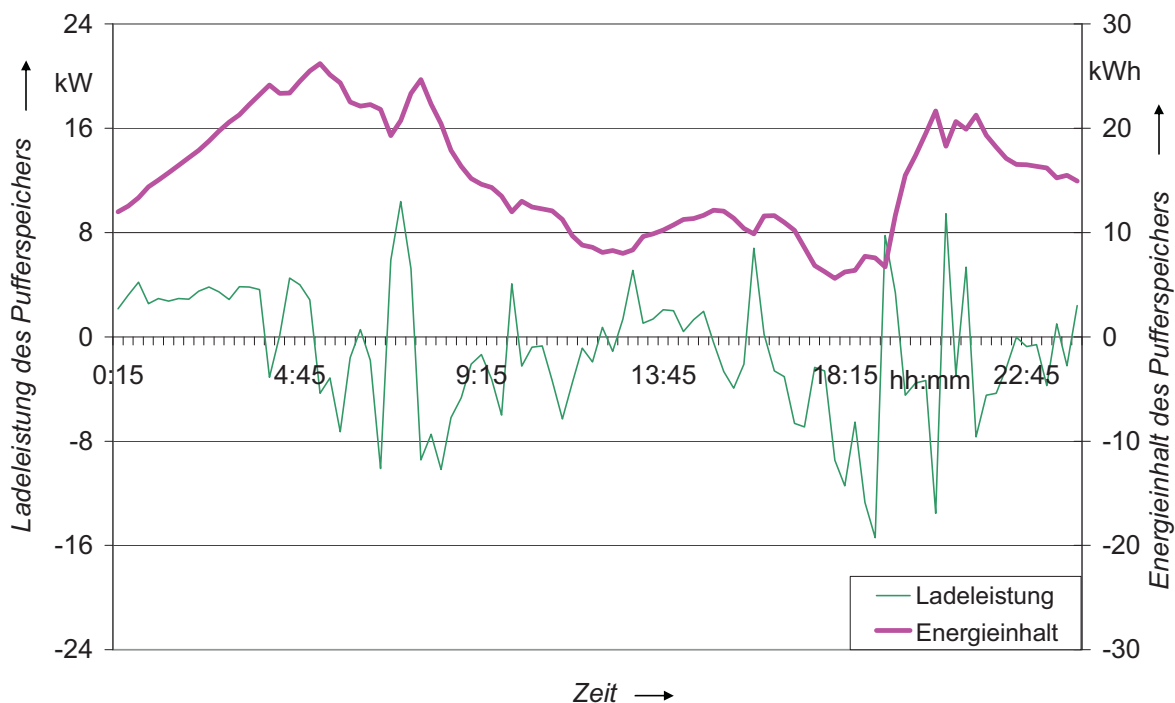


Abbildung 33: Arbeitsweise des Pufferspeichers an einem Winter-Werktag

Das Mini-BHKW wird in der Übergangszeit am thermischen Bedarf orientiert betrieben. Die Unterstützung des Gas-Kessels ist nur gelegentlich erforderlich. Der Erzeugungsplan eines Mini-BHKW und die thermischen Lastprofile an einem Übergangszeit-Werktag werden in Abbildung 34 dargestellt. Unter Berücksichtigung der Außentemperatur und dem Bewölkungsgrad des kommenden Tages wird ein Erzeugungsplan für das Mini-BHKW ermittelt. Die Lastprofile der Heizlast und des Trinkwarmwassers werden durch VDI 4655-Norm ermittelt. In der Übergangszeit ist die Betriebsdauer des Mini-BHKW niedriger als an Wintertagen, daher zeigt sich im Diagramm ein anderer Verlauf. Die Energiebedarfszeiten liegen über den

⁸⁴ Vgl. Schramek, 1997

Tag verteilt. Wie bereits zuvor beschrieben, wird für die Erhöhung der Betriebsstunden der Mini-BHKW ein Pufferspeicher verwendet. Während der Betriebsstunden der Mini-BHKW wird der Pufferspeicher gefüllt und nach Bedarf geleert. Ladeleistung und Energieinhalt des Pufferspeichers sind in Abbildung 35 dargestellt.

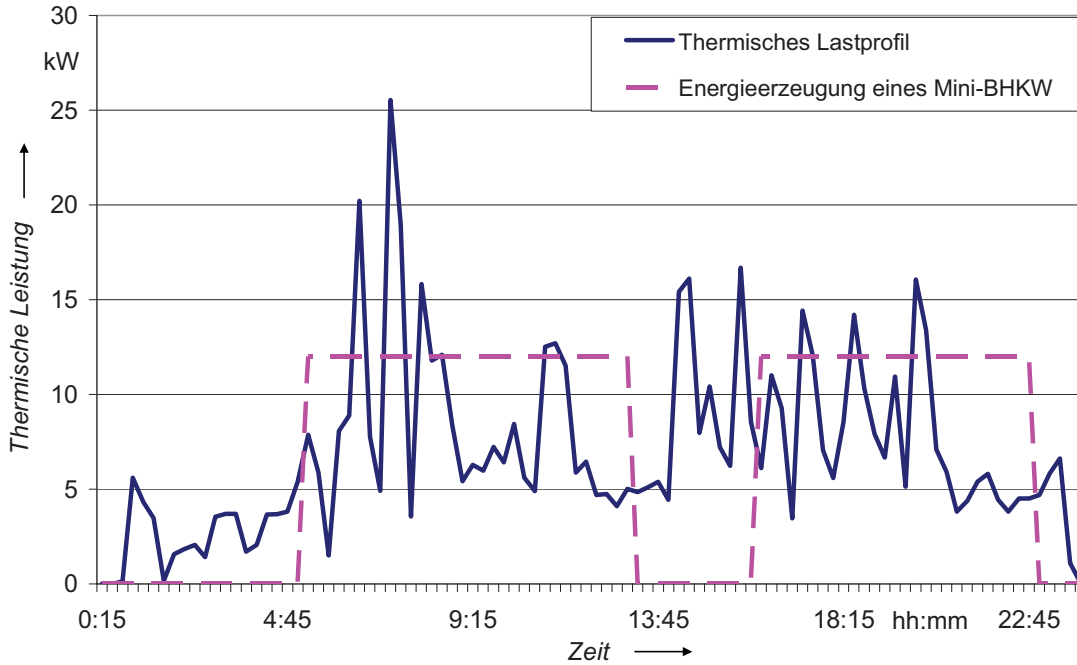


Abbildung 34: Darstellung der thermischen Lastprofile eines MFH und Erzeugungsplan eines Mini-BHKW an einem Übergangszeit-Werktag

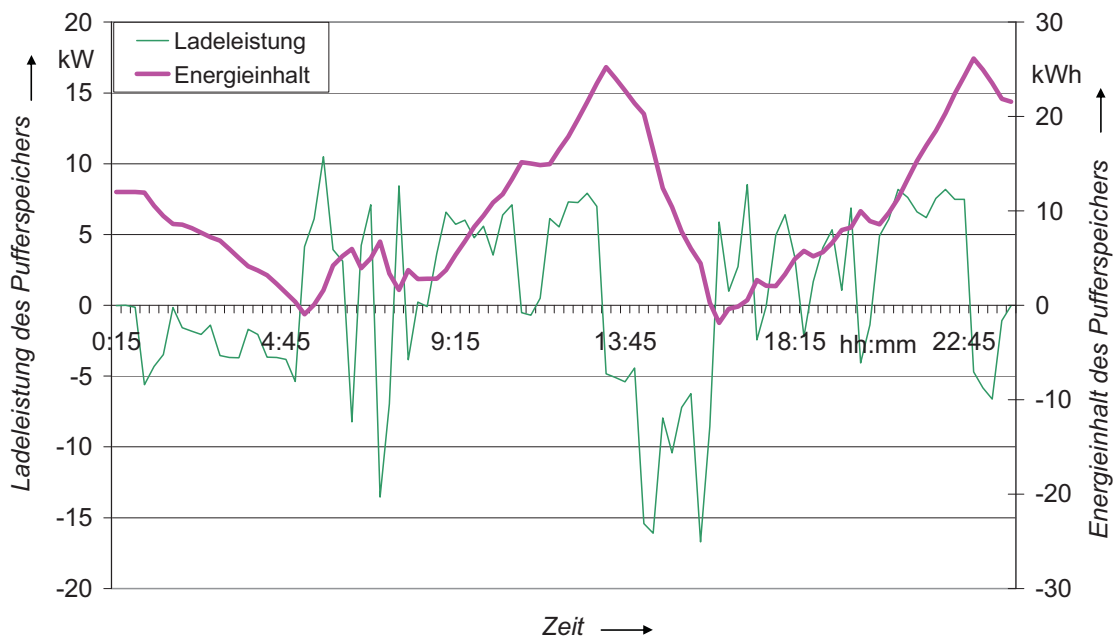


Abbildung 35: Arbeitsweise des Pufferspeichers an einem Übergangszeit-Werktag

Die kürzeste Betriebsdauer eines Mini-BHKW ergibt sich an Sommertagen, da lediglich der thermische Bedarf der Verbraucher nach Trinkwarmwasser besteht. Die Unterstützung durch den Gas-Kessel ist nicht erforderlich.

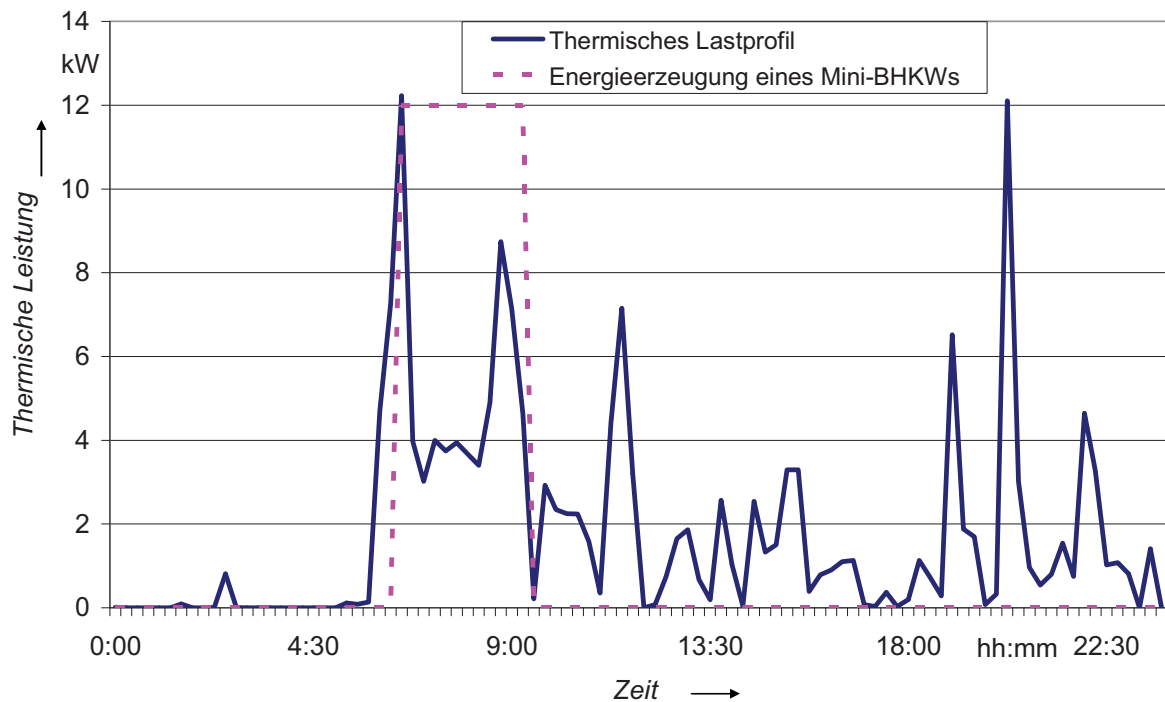


Abbildung 36: Thermische Lastprofile und Erzeugungsplan eines Mini-BHKW an einem Sommer-Werktag

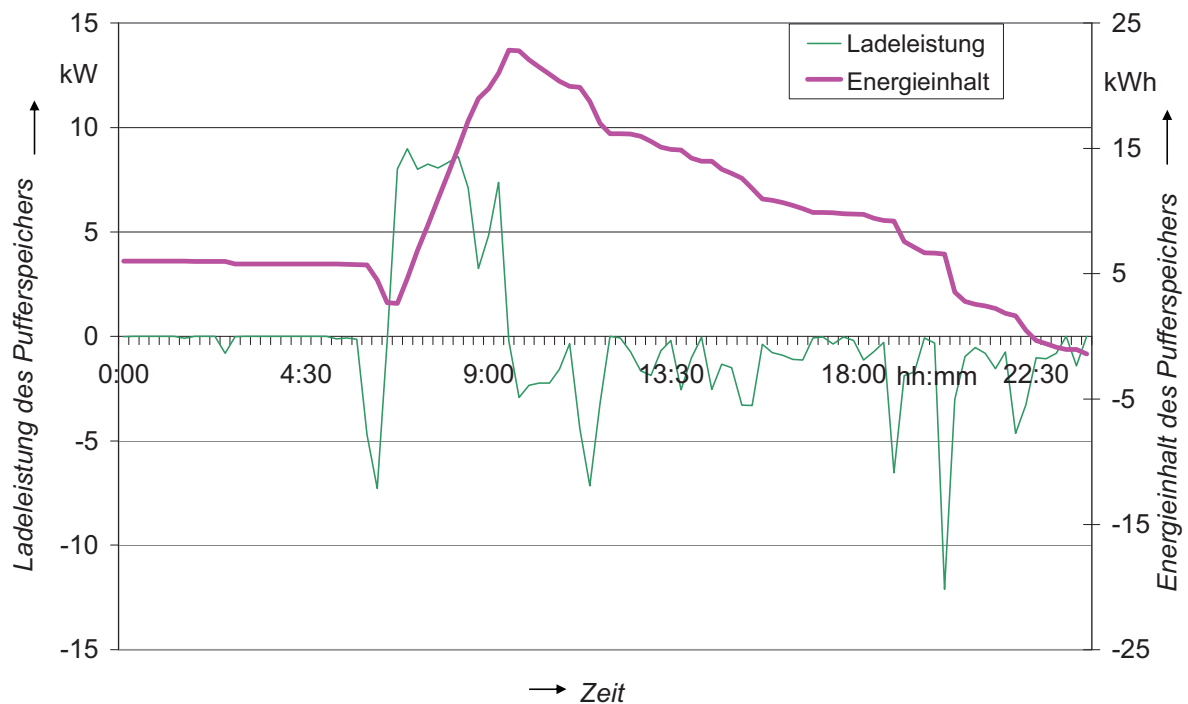


Abbildung 37: Arbeitsweise des Pufferspeichers an einem Sommer-Werktag

Der Erzeugungsplan eines Mini-BHKW und die thermischen Lastprofile an einem Sommer-Werktag werden in Abbildung 36, die Arbeitsweise des Pufferspeichers in Abbildung 37 dargestellt. Die Betriebszeiten ergeben sich bedarfsorientiert morgens und abends. Der Einsatz eines Mini-BHKW wird aus wirtschaftlichen Gründen für ein MFH vorgesehen. In den untersuchten Netzen werden vorhandene MFH ausgewählt und dort Mini-BHKW in die Simulation über ein Jahr eingebaut. Die Auswirkungen dieser eingespeisten elektrischen Energie auf das Niederspannungsnetz werden in den folgenden Abschnitten untersucht.

5.2 Die Untersuchung eines Niederspannungsnetzes in Deutschland

5.2.1 Die Untersuchung der Niederspannungsnetze ohne Berücksichtigung dezentraler Erzeuger

Für die Untersuchung der Niederspannungsnetze wird exemplarisch ein Netz nach zur Verfügung gestellten Daten der EN|BS in Deutschland ausgewählt. Eine schematische Darstellung des gesamten Netzes zeigt Abbildung 38.

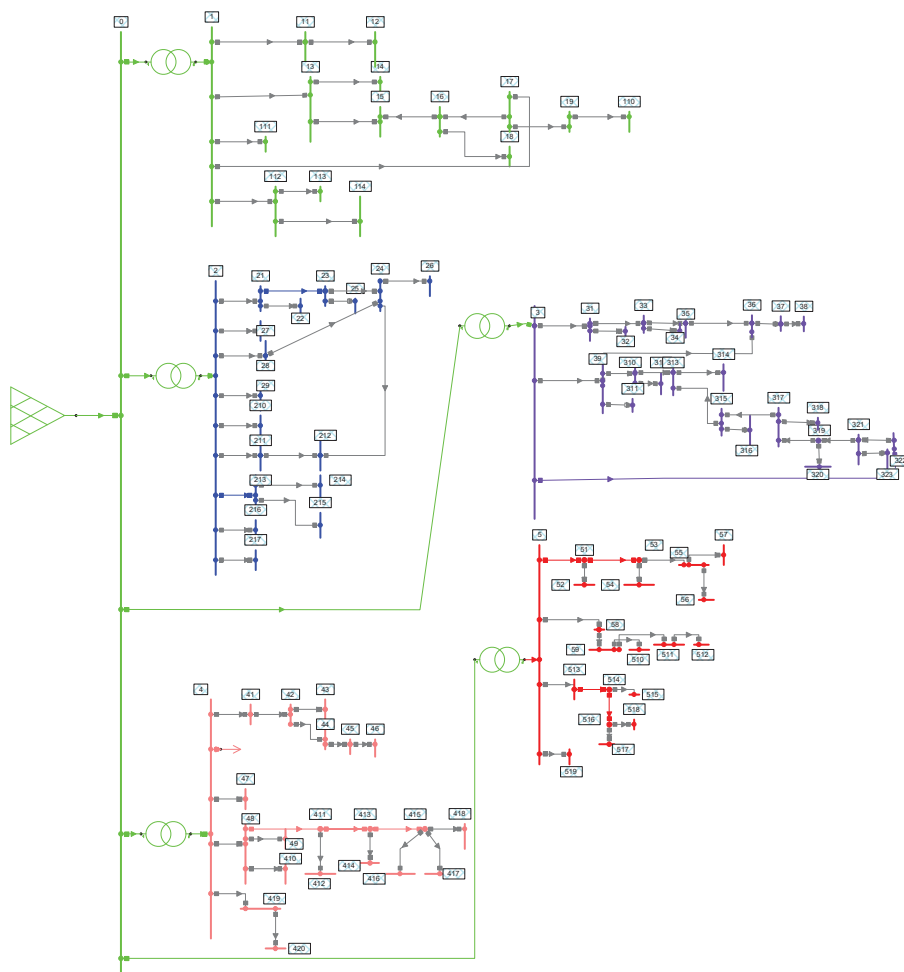


Abbildung 38: Darstellung des untersuchten Niederspannungsnetzes

Das untersuchte Niederspannungsnetz besteht aus fünf Teilnetzen. In Tabelle 21 wird die Anzahl der unterschiedlichen Arten der Häuser EFH, MFH, RH, RHE und Gewerbeobjekte (GO) sowie die Anzahl der Wohneinheiten (WE) mit Nachtspeicherheizungen (NSP) dargestellt.

Tabelle 21: Darstellung der Anzahl der Wohneinheiten in Teilnetzen

Teilnetze	Anzahl der Wohneinheiten					
	Insgesamt	EFH	MFH	RH/RHE	GO	WE mit NSP
1. Teilnetz	139	98	14	7	20	17
2. Teilnetz	106	59	3	44	0	0
3. Teilnetz	95	70	0	25	0	0
4. Teilnetz	123	25	67	21	10	7
5. Teilnetz	209	179	11	16	3	10

In drei Teilnetzen sind Häuser mit NSP installiert. Nach den Meseburger Beschlüssen wird angeregt, die NSP durch andere Heizungsarten zu ersetzen.⁸⁵ Deshalb wird in all diesen Netzen der Einfluss der NSP auf Netzverluste und Spannungshaltung untersucht. Durch Lastflussberechnungen werden die Höhe der Verluste und die Spannungshaltung für die Netze mit und ohne NSP bestimmt. Tabelle 22 stellt die errechneten Werte der Netzverluste mit und ohne NSP im Netz dar.

Tabelle 22: Spitzenleistung und Netzverluste mit und ohne NSP

Netze	P (kW)	Energie (MWh)	Netzverluste (MWh)	Anzahl der NSP
1. Teilnetz mit NSP	334,1	1184,9	22,0	17
1. Teilnetz ohne NSP	157,9	732,2	6,4	0
4. Teilnetz mit NSP	218,8	834,0	11,7	7
4. Teilnetz ohne NSP	137,9	640,0	10,7	0
5. Teilnetz mit NSP	285,2	938,6	9,5	12
5. Teilnetz ohne NSP	153,6	711,0	6,6	0

Die Spitzenleistung im Netz wird mit NSP während der Nacht, ohne NSP am Abend, erreicht. Nach der Deinstallation der NSP ändert sich die Spitzenleistung. Wie Tabelle 22 zeigt, sind die Netzverluste im Netz ohne NSP geringer als mit NSP. Die Netzverluste in elektrischen Niederspannungsnetzen in Deutschland liegen im Moment bei ca. 2 bis 3 %.⁸⁶

⁸⁵ Vgl. BMU, 2007

⁸⁶ Vgl. Oeding, 2004, S.487

Erwartungsgemäß ist der Einfluss der NSP auf das Netz von der Anzahl und dem Standort der NSP im Netz abhängig. Wie bereits im Kapitel 3 erwähnt, wird das 4. Teilnetz aufgrund der höheren Anzahl der MFH für die Simulation weiter verwendet.

Die Spannungshaltung an allen Knoten im 4. Teilnetz mit NSP wird über ein Jahr untersucht, die minimalen und maximalen der Spannungswerte sind in Abbildung 39 dargestellt.

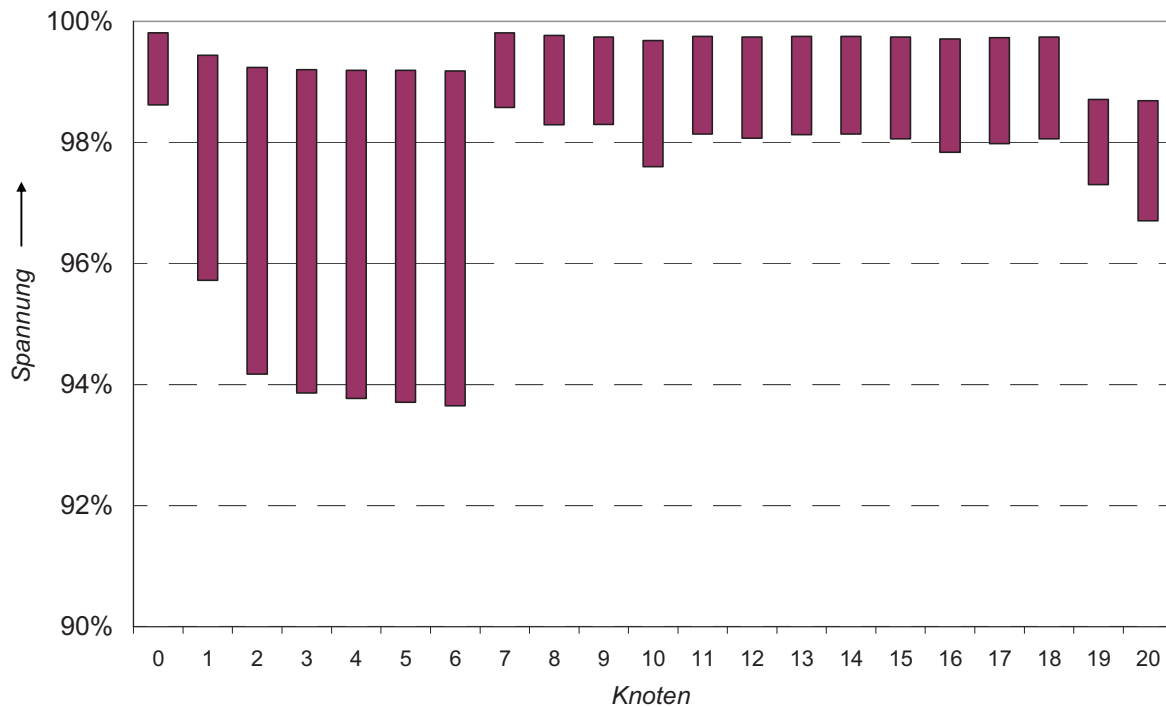


Abbildung 39: Spannungsänderung im 4. Teilnetz mit NSP

Die Abweichung der Nennspannungen werden in der internationalen Norm DIN IEC 60038 (VDE 0175) für das Niederspannungsniveau 400/230V auf +/-10 % festgelegt.⁸⁷

5.2.2 Ergebnisse der Lastflussberechnungen mit Mini-BHKW im Niederspannungsnetz in Deutschland

Nach den oben beschriebenen Rahmenbedingungen für den Einsatz eines Mini-BHKW wird das 4. Teilnetz ausgewählt, da hier eine größere Anzahl von MFH vorhanden ist als in anderen Teilnetzen. Dabei ersetzt am Knoten 19 ein Mini-BHKW in einem MFH die NSP und jeweils ein Mini-BHKW ergänzt in vier anderen MFH die Gas-Heizungen. Es wird untersucht, welche Veränderungen sich im elektrischen Netz zeigen. Die gemessenen Verbrauchsdaten der MFH pro Jahr vor der Integration der Mini-BHKW werden in folgender Tabelle 23 dargestellt.

⁸⁷ Vgl. VDE 0175, 2002

Tabelle 23: Verbrauchsdaten der MFH pro Jahr im städtischen Niederspannungsnetz vor der Integration der Mini-BHKW

Knotenbezeichnung	Anzahl der WE	Jahresstrombedarf (kWh)	Jahreswärmebedarf (kWh)
19	7	27580	63358
20	5	7155	59257
3	9	14959	105691
4	8	15195	107767
5	8	10737	91704

Die schematische Darstellung des 4. Teilnetzes wird in Abbildung 40 gezeigt. Dabei werden die Hausanschlüsse zwischen den Knoten in jeweils einer Strecke zusammengefasst. Insgesamt weist dieses reduzierte Netz zwanzig Knoten und einen Einspeisepunkt auf.

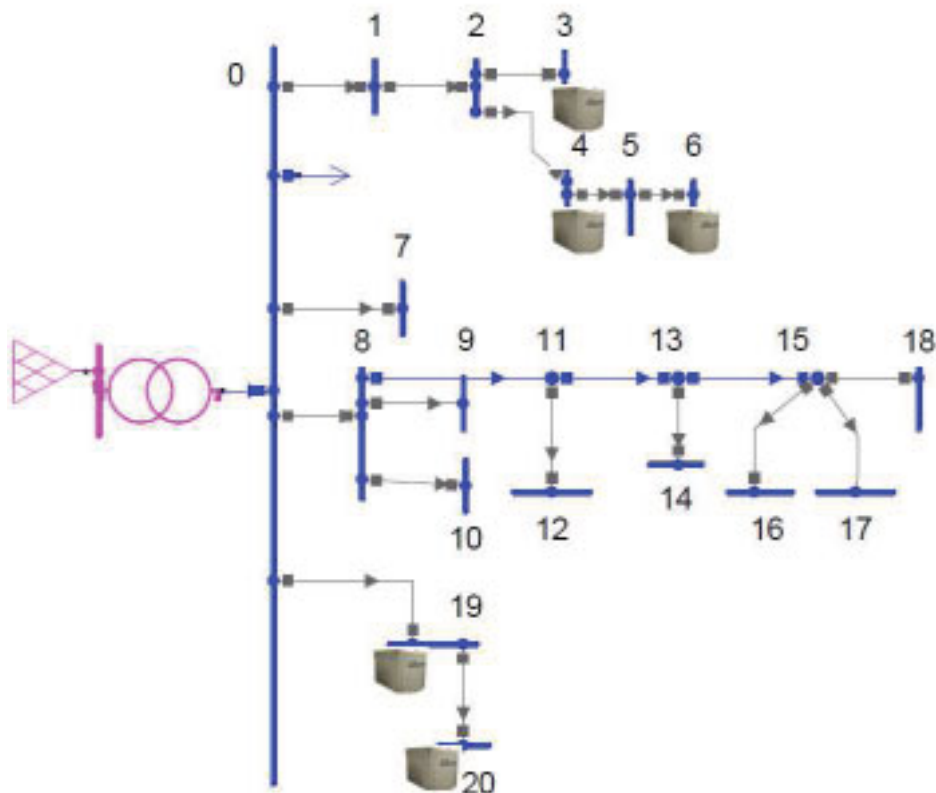


Abbildung 40: Schematische Darstellung des 4. Teilnetzes nach Integration der Mini-BHKW ins Niederspannungsnetz

In diesem Kapitel werden die Einflüsse der gleichzeitig mit der thermischen Energie erzeugten und ins Netz eingespeisten elektrischen Energien betrachtet. Nach der in Kapitel 3 durchgeführten positiven Korrelationsanalyse zwischen den gemessenen Daten von Netzen und standardisierten Lastprofilen werden für weitere Untersuchungen die standardisierten Lastprofile verwendet. Mit ihnen werden die Simulation der Niederspannungsnetze im Programm NEPLAN durchgeführt.

Die Einspeisung der erzeugten elektrischen Energie ins Netz kann positive Effekte im Hinblick auf die Spitzenleistung haben. Aufgrund des Dauerlastbetriebes an Wintertagen speisen alle Mini-BHKW elektrische Energie in das Niederspannungsnetz ein. Die Einflüsse der Anzahl der Mini-BHKW im Niederspannungsnetz werden in dieser Arbeit bei wärmegeführter Betriebsweise der Mini-BHKW, unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Typtage, untersucht.

Die Berechnungen zur Integration der Mini-BHKW ins Netz basieren auf Durchdringungsgrad des KWK-Stroms am elektrischen Gesamtenergiebedarf pro Jahr des Netzbezirkes interpretiert.⁸⁸

$$\text{Durchdringungsgrad der DEA} = \frac{W_{DEA}}{W_{Netz}} * 100\% \quad (22)$$

Mit

W_{DEA} - Elektrische Energieerzeugung der DEA (kWh)

W_{Netz} - Elektrischer Energiebedarf des Netzes (kWh)

Wie vorher beschrieben, wird an Wintertagen ein Mini-BHKW kontinuierlich 24 Stunden am Tag und an Übergangszeit- und Sommertagen je nach dem Bedarf gefahren. Wenn im Netz mehr als ein Mini-BHKW vorhanden ist, werden die Mini-BHKW nicht in gleicher Weise betrieben. Die Ursache dafür kann in dem Zustand des Pufferspeichers aller Mini-BHKW oder durch verschiedene thermische Bedarfe der MFH begründet sein. Unter Berücksichtigung der thermischen Bedarfe der MFH werden in den folgenden Abbildungen die Lastprofile des Netzes bei unterschiedlichen Betriebszeiten der Mini-BHKW an Winter-, Übergangszeit- und Sommertagen betrachtet. Die ermittelten Betriebsstunden und Durchdringungsgrade der Mini-BHKW sind in folgender Tabelle 24 dargestellt. Die Betriebszeiten der Mini-BHKW werden nach den thermischen Bedarfen festgelegt. Die verwendeten Mini-BHKW können mit Drehzahlen von 1200 bis 3600 1/min modulierend betrieben werden. In dieser Arbeit werden Maximalwerte mit 12,5 kW thermischer und 4,7 kW elektrischer Leistung verwendet.

⁸⁸ Siehe Schulz, 2007

Tabelle 24: Betriebsstunden und Durchdringungsgrade der Mini-BHKW

Typtage	Anzahl	1. Mini-BHKW	2. Mini-BHKW	3. Mini-BHKW	4. Mini-BHKW	5. Mini-BHKW
		Betriebsstunden pro Tag/Jahr				
WWH	28	24/672	24/672	24/672	24/672	24/672
WWB	83	24/1992	24/1992	24/1992	24/1992	24/1992
WSH	5	24/120	24/120	24/120	24/120	24/120
WSB	21	24/504	24/504	24/504	24/504	24/504
ÜWH	33	14/462	10/330	22/726	21/693	15,5/511,5
ÜWB	87	11/957	11/957	18/1566	18/1566	20/1740
ÜSH	8	12,5/100	12,5/100	18,5/148	18,5/148	16/128
ÜSB	19	12,5/237,5	10/190	18,5/351,5	18,5/351,5	16/304
SW	71	4/284	3/213	5,5/390,5	5/355	5/355
SS	10	3/30	3/30	3/30	3/30	3/30
Summe der Betriebsstunden		5359	5108	6500	6432	6357
Elektrische Energie (MWh)		25	24	31	30	30
Gesamte Energie des Netzes (MWh)		640				
Durchdringungsgrad der DEA (%)		4	8	12	17	22

Die folgende Abbildungen 41, 42 und 43 zeigen die Veränderungen der Lastprofile unter Berücksichtigung der Durchdringungsgrade der Mini-BHKW.

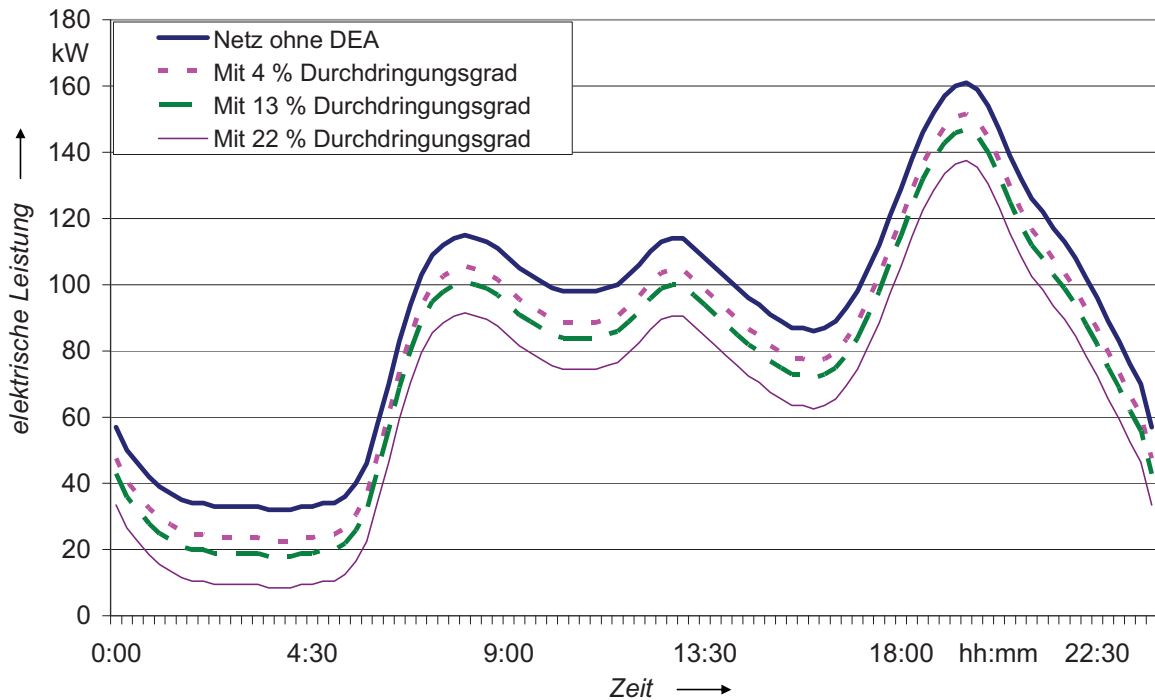


Abbildung 41: Einfluss der Durchdringungsgrade auf die Lastgänge an einem Winter-Werktag im untersuchten deutschen Niederspannungsnetz

In Abbildung 42 werden die Lastgänge des Teilnetzes bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden an einem Übergangszeit-Werktag als Ergebnis einer Simulation nach wärmegeführter Betriebsweise dargestellt.

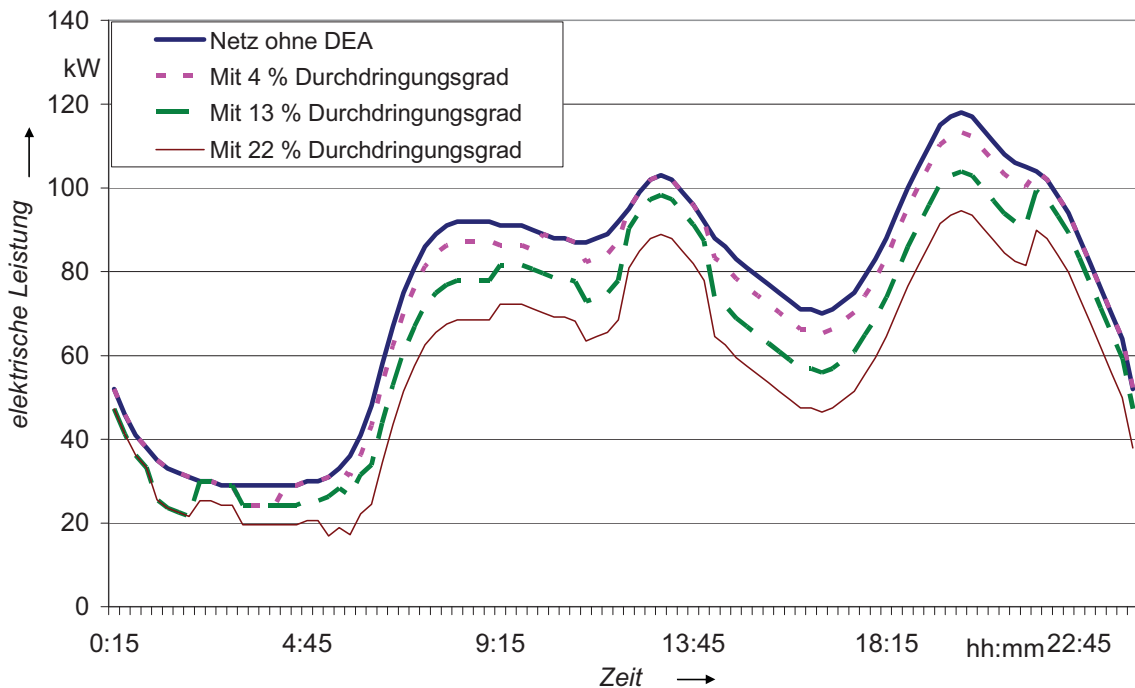


Abbildung 42: Einfluss des Durchdringungsgrades von DEA auf die Lastgänge an einem Übergangszeit-Werktag im deutschen untersuchten Niederspannungsnetz

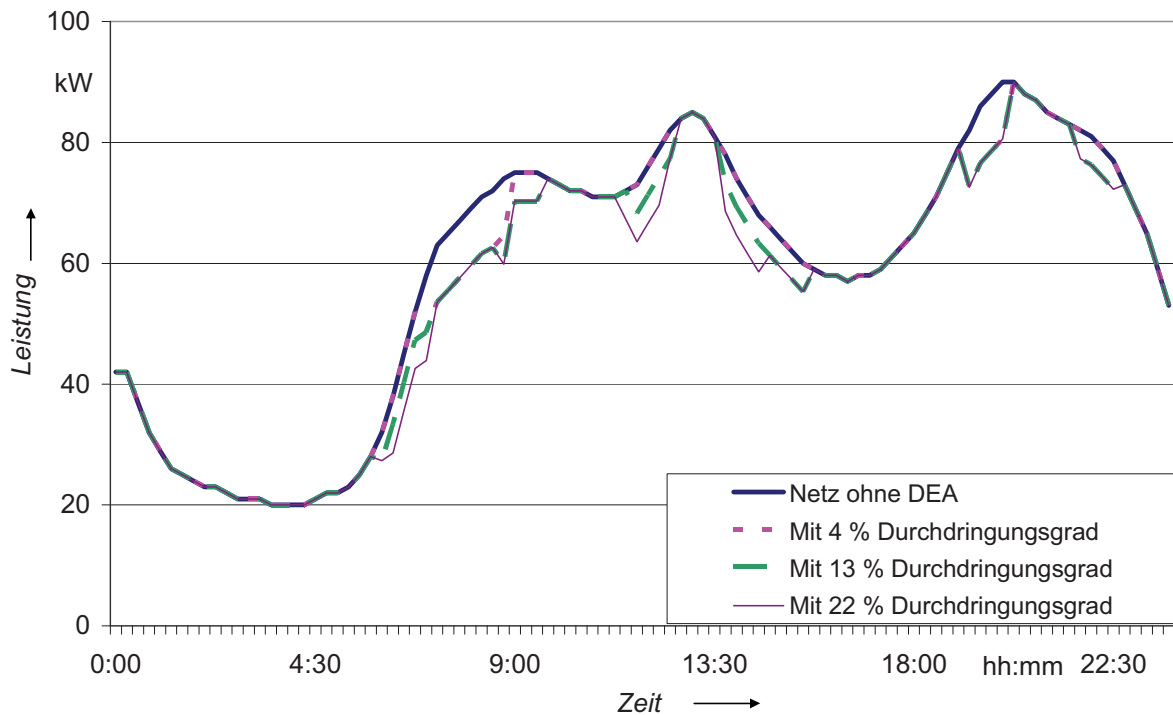


Abbildung 43: Einfluss der Durchdringungsgrade von DEA auf die Lastgänge an einem Sommer-Werktag im deutschen untersuchten Niederspannungsnetz

An Sommertagen besteht der niedrigste thermische Bedarf. Die Mini-BHKW können bei wärmegeführter Betriebsweise Spitzenleistungen reduzieren, wenn diese mit einem Pufferspeicher betrieben werden. Wenn der Pufferspeicher vollgeladen ist, wird das Mini-BHKW heruntergefahren.

Die Spitzenleistungssenkung beeinflusst die Niederspannungsnetzparameter, wie Verluste und Spannungshaltung. Dieser Einfluss wird im folgenden Abschnitt näher analysiert.

5.2.3 Netzverluste und Spannungshaltung im Niederspannungsnetz in Deutschland

Wie bereits in Kapitel 3.1.3 beschrieben, wird das 4. Teilnetz für die Integration der Mini-BHKW verwendet. Dafür wird dieses Netz mit und ohne Mini-BHKW auf Netzverluste und Spannungshaltung untersucht. Die Ergebnisse werden in Abbildung 44 dargestellt.

Tabelle 25: Netzverluste und Spitzenleistung ohne und mit Mini-BHKW

	Teilnetz ohne Mini-BHKW	Teilnetz mit 5 Mini-BHKW
Energie (MWh)	640,0	507,9
Spitzenleistung (kW)	137,9	118,6
Netzverluste (MWh)	10,7	8,4

Mit der Integration der fünf Mini-BHKW im untersuchten Netz sinkt die elektrische Spitzenleistung um ca. 14 %, bezogen auf das gesamte Kalenderjahr, dagegen zeigen sich keine große Veränderungen im Hinblick auf die Netzverluste.

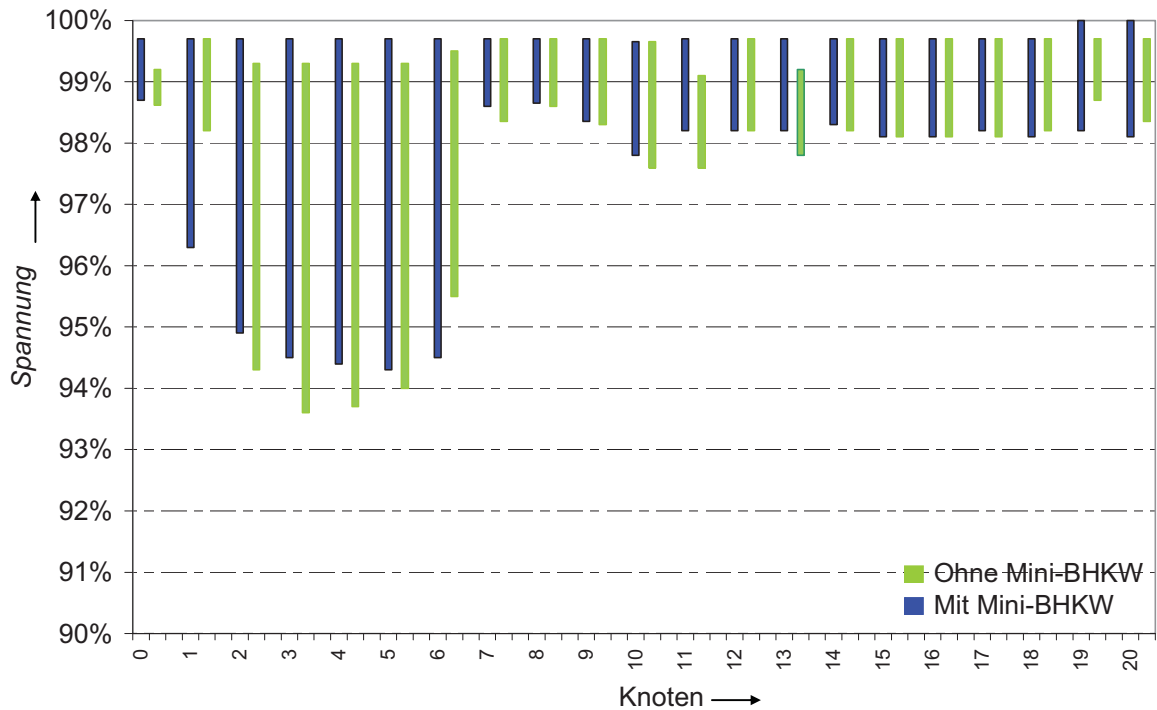


Abbildung 44: Spannungshaltung an Knoten des 4. Teilnetzes vor und nach der Integration der fünf Mini-BHKW

Abbildung 44 stellt die Spannungshaltung im Netz vor und nach der Integration der fünf Mini-BHKW, bei einem Durchdringungsgrad von 22 %, dar. Die Integration der fünf Mini-BHKW in das untersuchte deutsche Netz überschreitet nicht das 2 %-Kriterium der Spannungshaltung an Knoten bei der Einspeisung elektrischer Energie ins Niederspannungsnetz.

Das untersuchte deutsche, städtische Niederspannungsnetz zeigt im Hinblick auf Netzverluste und Spannungshaltung gute Ergebnisse. Dies ist durch den Querschnitt der Leitungen und die hohe Netzdichte begründet. Zum Vergleich wird ein ländliches Netz aus Kasachstan untersucht.

5.3 Die Untersuchung eines Niederspannungsnetzes in Kasachstan

5.3.1 Die Untersuchung der Niederspannungsnetze ohne Berücksichtigung der dezentralen Erzeuger

Für eine zuverlässige Energieversorgung müssen, wie in den Grundlagen beschrieben, die Mengen der erzeugten und verbrauchten Energien miteinander übereinstimmen. Die Werte für erzeugte und verbrauchte elektrische Energie in Kasachstan werden nach Analyse der Jahre 2004 bis 2006 bzw. der Prognose von 2008 bis 2012 in Abbildung 45 dargestellt. Zur Deckung des zu erwartenden elektrischen Energiebedarfs wird der Aufbau eines thermischen Kraftwerks in Pawlodar geplant.⁸⁹ Die Integration der Mini-BHKW könnte, durch die zusätzliche elektrische Energieerzeugung, hilfreich für die Netzunterstützung sein.

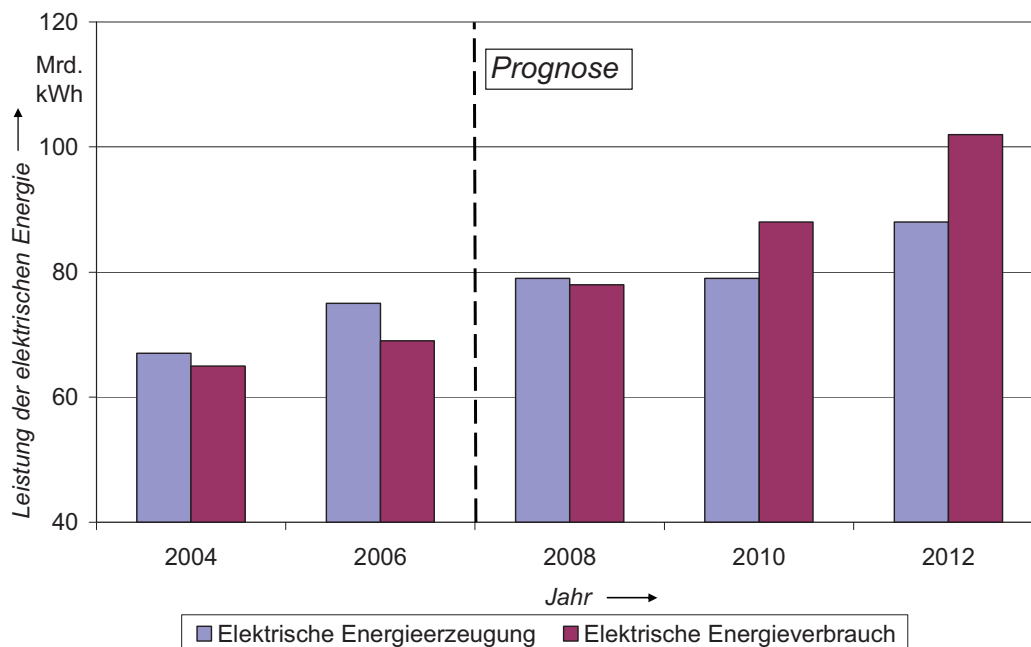


Abbildung 45: Vergleich von Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie in Kasachstan (Stand 2006)⁹⁰

Das untersuchte ländliche Netz aus Kasachstan wird in Abbildung 46 schematisch dargestellt. Es handelt sich um ein Strahlennetz im Niederspannungsbereich von 0,38 kV, das von einem Transformator mit einer elektrischen Leistung von 630 kVA und einer Spannung von 10 kV/0,38 kV gespeist wird. Die Verbraucher sind über Freileitungen mit dem Transformator verbunden.

⁸⁹ Vgl. Power Kazakhstan, 2009

⁹⁰ Vgl. Programm für Minimierung der Netzverluste, 2007

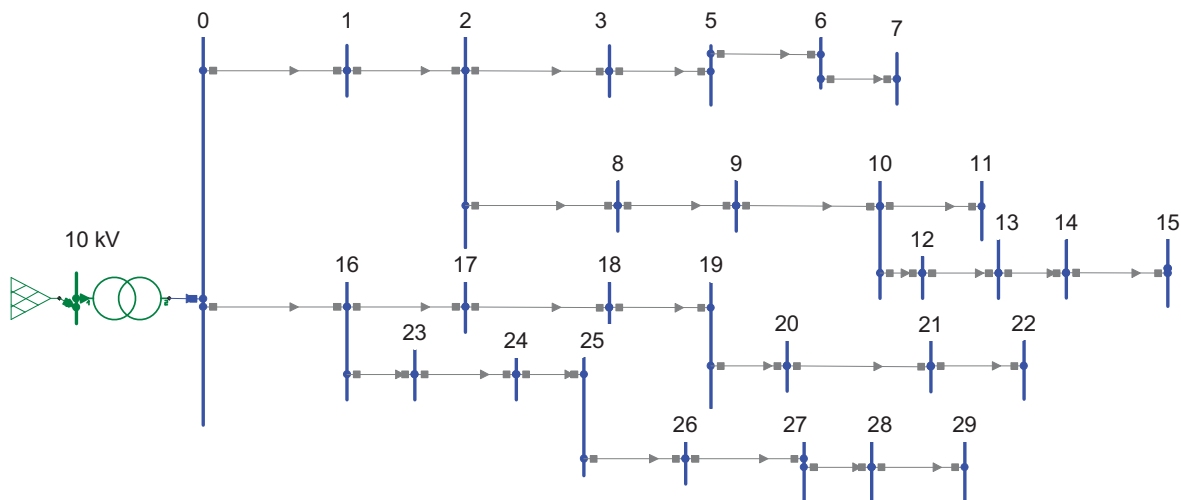


Abbildung 46: Schematische Darstellung des kasachischen, ländlichen Netzes

In fünf MFH werden die einzelnen Kohleheizungsanlagen durch jeweils ein Mini-BHKW ersetzt. Die zusätzliche Infrastruktur, z. B. Leitungsnetz mit Speicher oder Lieferung von Transportbehältern unterschiedlicher Größe für die Gasversorgung, muss installiert werden. Die Verbraucherdaten der MFH in diesem Netz werden in Tabelle 26 gezeigt.

Tabelle 26: Gemessene Daten elektrischer Energie und errechnete Daten thermischer Energie der MFH im ländlichen Niederspannungsnetz

Knotennummer	Anzahl der WE	Jahresstrombedarf (kWh)	Jahreswärmebedarf (kWh)
6	12	20340	270528
15	4	11676	90176
27	6	15660	135264
28	4	12288	90176
29	6	13506	135264

Der Jahresbedarf der elektrischen Energie der MFH wird nach den Verbrauchsdaten des Netzbetreibers festgelegt. Für die Häuser, die bis zum Jahr 1991 aufgebaut sind, beträgt der Energiebedarf anhand der Normen 148 kWh/m^2 .⁹¹ Jahresenergiebedarf der MFH wird unter Berücksichtigung der Anzahl der Wohneinheiten, der Wohnflächen sowie der klimatischen Daten des Ortes ermittelt. Aufgrund der gleichen Flächen und der Anzahl der Wohneinheiten werden in den MFH Nr. 127 und Nr. 4 sowie in den MFH Nr. 25 und Nr. 89 die Jahresbedarfe für thermische Energie jeweils gleich gesetzt.

Für die Netzberechnungen werden die Spitzenleistungen, entsprechend der Verbrauchergruppe und der Netzart (ländliches) für das kasachische Netz, mit 6 kW vorausgesetzt. Nach der VDI 4655-Norm werden als Jahresstrombedarf für eine Wohneinheit 2250 kWh und der

⁹¹ Vgl. Norm SNIP II - A-6-72

Trinkwarmwasserbedarf für eine Wohneinheit mit 1000 kWh angenommen. Als Heizlast der MFH werden errechnete Daten für das kasachische Netz verwendet.

Unter Berücksichtigung elektrischer und thermischer Lastprofile der Verbraucher und Netze ohne und mit Mini-BHKW werden Lastflussberechnungen durchgeführt, die Ergebnisse zeigen die Spannungsänderungen an den Knoten. In Abbildung 47 werden die Spannungsänderungen aller Knoten dieses Netzes ohne Mini-BHKW gezeigt.

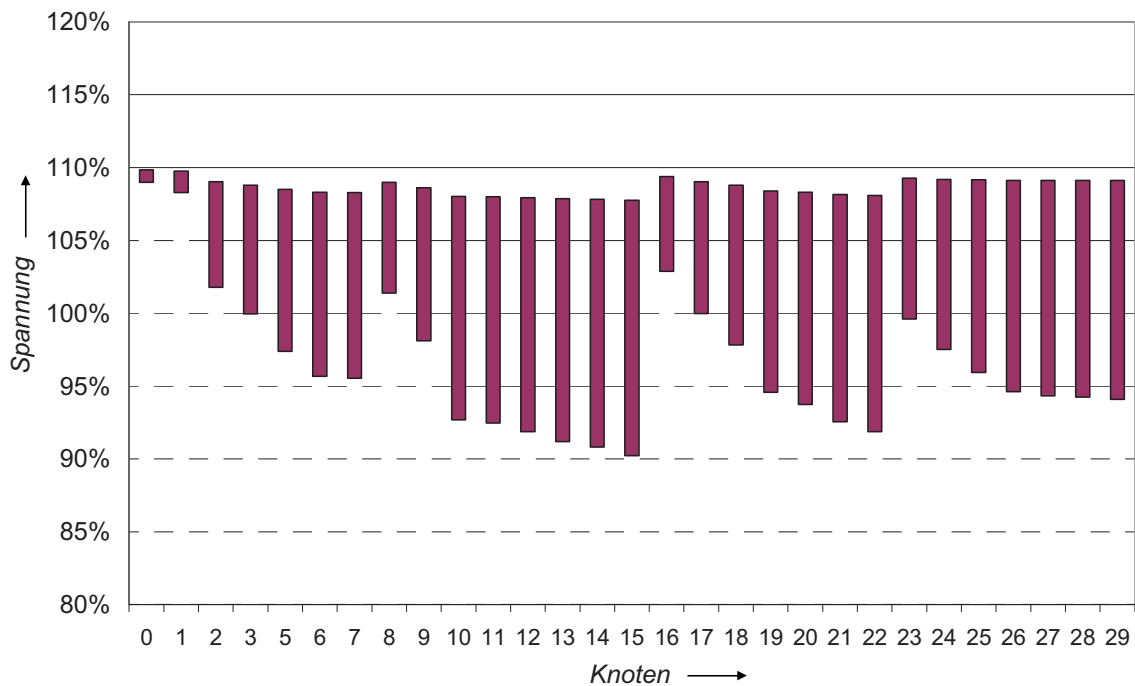


Abbildung 47: Simulierte Spannungen an den Knoten im Netz ohne Mini-BHKW bezogen auf das ganze Jahr

Wie bereits beschrieben, werden die Spannungsabweichungen der Nennspannungen in der internationalen Norm DIN IEC 60038 für das Niederspannungsniveau 400/230V in Deutschland (VDE 0175) und in Kasachstan (GOST 13109-97) auf $\pm 10\%$ festgelegt.^{92 93} Die geringsten Spannungsabweichungen treten in der Winterzeit auf. Dabei wirkt sich der Dauerbetrieb der Mini-BHKW an Wintertagen vorteilhaft auf die Spannungshaltung aus. Wie Abbildung 47 zeigt, liegt die Spannung in dem untersuchten ländlichen Netz Kasachstans in zulässigen Bereichen, wenn die Regelstufe der Spannung am Transformator auf 110 % der Nennspannung eingestellt ist. Nach den technischen Bedingungen der Transformatoren für Spannungen mit 6 und 10 kV ist lediglich eine Regulierung der Spannungen bis zu + 5 % in Stufen von 2,5 % vorgesehen. Die Regulierung wird bei vollständig abgeschalteten Trans-

⁹² Vgl. VDE 0175, 2002

⁹³ Vgl. GOST 13109-97, 1997

formatoren durchgeführt.⁹⁴ Welche Einflüsse der dezentralen Erzeuger im elektrischen Netz durch Umstellung auf 105 % auftreten, wird im folgenden Abschnitt behandelt.

5.3.2 Ergebnisse der Lastflussberechnungen mit Blockheizkraftwerk im Niederspannungsnetz in Kasachstan

Die Integration der Mini-BHKW als dezentrale Energieerzeuger im Niederspannungsnetz wird in einem Strahlennetz in fünf Knoten des Netzes, in sechs MFH realisiert. Dies wird in Abbildung 48 dargestellt.

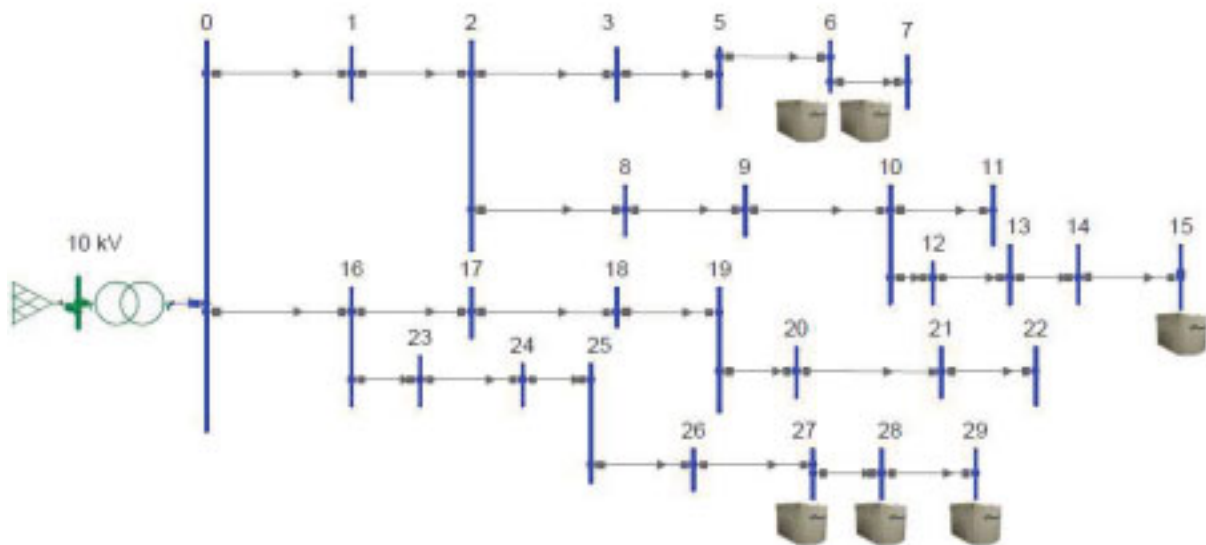


Abbildung 48: Integration der Mini-BHKW ins kasachische ländliche Niederspannungsnetz

Für die Mini-BHKW im untersuchten kasachischen Netz werden die gleichen Rahmenbedingungen wie für das deutsche Netz angenommen. Das Mini-BHKW wird an Wintertagen mit Unterstützung eines Pufferspeichers und eines Gas-Kessels betrieben. An Übergangszeit- und Sommertagen wird das Mini-BHKW nach thermischem Bedarf ohne Unterstützung eines Gas-Kessels gefahren. Bei dem thermischen Bedarf ergeben sich Unterschiede in der Betrachtung des ganzen Jahres, da die Anzahl der heiteren Tage in Kasachstan größer ist als in Deutschland. Trotzdem ist der Energiebedarf in Kasachstan, aufgrund der Bauweise der Bestandshäuser und der dort fehlenden Energiesparmaßnahmen (z. B. keine Thermostatventile), größer als in Deutschland.

Die Betriebsstunden der Mini-BHKW im Netz werden unter Berücksichtigung der Anzahl der Typtage nach VDI 4655-Norm für jede Wohneinheit entsprechend des Bedarfes ermittelt und in folgender Tabelle 27 dargestellt.

⁹⁴ Vgl. NVA

Tabelle 27: Betriebsstunden der Mini-BHKW nach VDI 4655-Norm

Typtage		WWH	WWB	WSH	WSB	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB	SW	SS	Summe
Anzahl der Typtage		130	4	4	16	38	35	7	6	106	19	
1. Mini-BHKW	Betriebsstunden pro Tag	24	24	24	24	14,3	17	14,3	16,3	5	1,8	
	Gesamt pro Typtage	3120	96	96	384	542	595	100	97,5	530	33	5593
2. Mini-BHKW	Betriebsstunden pro Tag	24	24	24	24	14,3	17	14,3	16,3	5	1,8	
	Gesamt pro Typtage	3120	96	96	384	542	595	99,8	97,5	530	33	5593
3. Mini-BHKW	Betriebsstunden pro Tag	24	24	24	24	9,5	13,5	11	11,5	5	1,5	
	Gesamt pro Typtage	3120	96	96	384	361	472,5	77	69	530	29	5234
4. Mini-BHKW	Betriebsstunden pro Tag	24	24	24	24	14,5	20	17	17	5	1,5	
	Gesamt pro Typtage	3120	96	96	384	551	700	119	102	530	29	5726
5. Mini-BHKW	Betriebsstunden pro Tag	24	24	24	24	9,5	13,5	11	11,5	5	1,5	
	Gesamt pro Typtage	3120	96	96	384	361	472,5	77	69	530	29	5234
6. Mini-BHKW	Betriebsstunden pro Tag	24	24	24	24	14,5	20	17	17	5	1,5	
	Gesamt pro Typtage	3120	96	96	384	551	700	119	102	530	29	5727

Die Durchdringungsgrade dezentraler Erzeuger durch Mini-BHKW werden in Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 28: Durchdringungsgrade der Mini-BHKW im Netz

Mini-BHKW	Gesamte Netzenergie (MWh)	Betriebsstunden der Mini-BHKW	Erzeugte elektrische Energie durch Mini-BHKW (MWh)	Durchdringungsgrad (%)
1. Mini-BHKW	768,9	5593	26,3	3
2. Mini-BHKW		5593	26,3	7
3. Mini-BHKW		5234	24,6	10
4. Mini-BHKW		5727	26,9	14
5. Mini-BHKW		5234	24,6	17
6. Mini-BHKW		5727	26,9	20

Die Untersuchungen des kasachischen Netzes werden anhand der standardisierten Lastprofile durchgeführt. Die Einflüsse auf das Niederspannungsnetz in Kasachstan werden unter gleichen Rahmenbedingungen wie für das deutsche Netz bewertet. Um die Unterschiede oder Ähnlichkeiten vergleichen zu können, wird für die Simulation das Programm NEPLAN

verwendet. Die Schwerpunkte dieser Arbeit sind die Feststellungen der Netzverluste und der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz. Deshalb werden die Veränderungen der Netzverluste und Spannungshaltung im Netz nach der Integration von DEA beurteilt. Die Netzverluste und die Spannungshaltung werden mit unterschiedlichen Durchdringungsgraden in Abhängigkeit von der Anzahl der DEA betrachtet. Dafür werden ein heiterer Winter-, Übergangszeit-Werktag und ein Sommer-Werktag gewählt. Im Unterschied zum deutschen Netz werden sechs Mini-BHKW betrachtet. Es ergeben sich andere Werte für die Durchdringungsgrade im kasachischen Netz. Die Erzeugungspläne des Mini-BHKW und die Arbeitsweise des Pufferspeichers werden nach dem thermischen Bedarf, wie im deutschen Netz, verwendet. Zur Ansteuerung werden die Kennwerte des Zustands des Pufferspeichers, unter Berücksichtigung der Tagestemperatur und der Typtage nach VDI 4655-Norm, herangezogen. Die Werte werden kontinuierlich im 15-Minuten-Intervall erfasst.

Die Verringerung der Netzverluste und Verbesserung der Spannungshaltung im Niederspannungsnetz wird durch die Absenkung der Spitzenleistung hervorgerufen. Der Betrieb der Mini-BHKW kann in Spitzenleistungszeiten Verluste verringern und die Spannungshaltung im untersuchten kasachischen Netz verbessern. Die elektrische Spitzenleistung im untersuchten Netz sinkt in den Abendzeiten durch die Integration der sechs Mini-BHKW um etwa 15,4 %, bezogen auf die höchste Spitzenleistung eines Jahres.

Die Einflüsse auf das Niederspannungsnetz werden in folgendem Abschnitt betrachtet. Wie in Kapitel 4.3.3 beschrieben, sind die Probleme im kasachischen Netz in allen Spannungsebenen mehr oder weniger auf Netzverluste zurückzuführen. Für die Unterstützung eines ländlichen Niederspannungsnetzes in Kasachstan wird die erzeugte elektrische Energie der DEA ins Netz eingespeist. Wie Tabelle 29 zeigt, werden die Netzverluste durch die Integration der Mini-BHKW deutlich reduziert.

Tabelle 29: Ergebnisse der Jahresnetzverluste im ländlichen Niederspannungsnetz

	Spitzenleistung (kW)	Energie (MWh)	Netzverluste (MWh)
Ohne DEA	226	768,6	6,7
3,4 % DG	220	742,3	6,7
7 % DG	215	716,0	6,6
10 % DG	209	691,4	6,5
14 % DG	202	664,5	6,4
17 % DG	197	639,9	6,3
20 % DG	191	613,0	6,0

Im städtischen Netz in Deutschland ohne DEA liegen die Netzverluste bei ca. 2 %. Mit ca. 7 % im kasachischen Netz zeigt sich im Vergleich eine deutliche Differenz zwischen den Netzen beider Länder.

Durch die Integration der sechs Mini-BHKW werden Netzverluste von 6,7 MWh auf 6,0 MWh verringert. Damit wird durch die Integration von Mini-BHKW eine Möglichkeit geschaffen, die Netzverluste im kasachischen Netz zu reduzieren.

Die Verbesserung der Spannungshaltung in ländlichen Netzen, die weit entfernt von Energiequellen betrieben werden, ist Gegenstand der weiteren Betrachtungen. Bei gleicher Netzform (Strahlennetz) gibt es Unterschiede bei den Spannungswerten in Deutschland und Kasachstan. Die Spannungshaltung an den Knoten wird durch die Integration von DEA in das Netz beeinflusst. Besonders zu beachten sind die Verbraucher an den letzten Knoten eines Zweiges im Strahlennetz. Das ländliche Netz aus Kasachstan ist in Abbildung 48 dargestellt. Aber in diesem Fall werden für die Integration der DEA nur MFH ausgewählt. Die Spannungsänderungen nach der Integration der DEA ins Niederspannungsnetz werden in Abbildung 49 dargestellt.

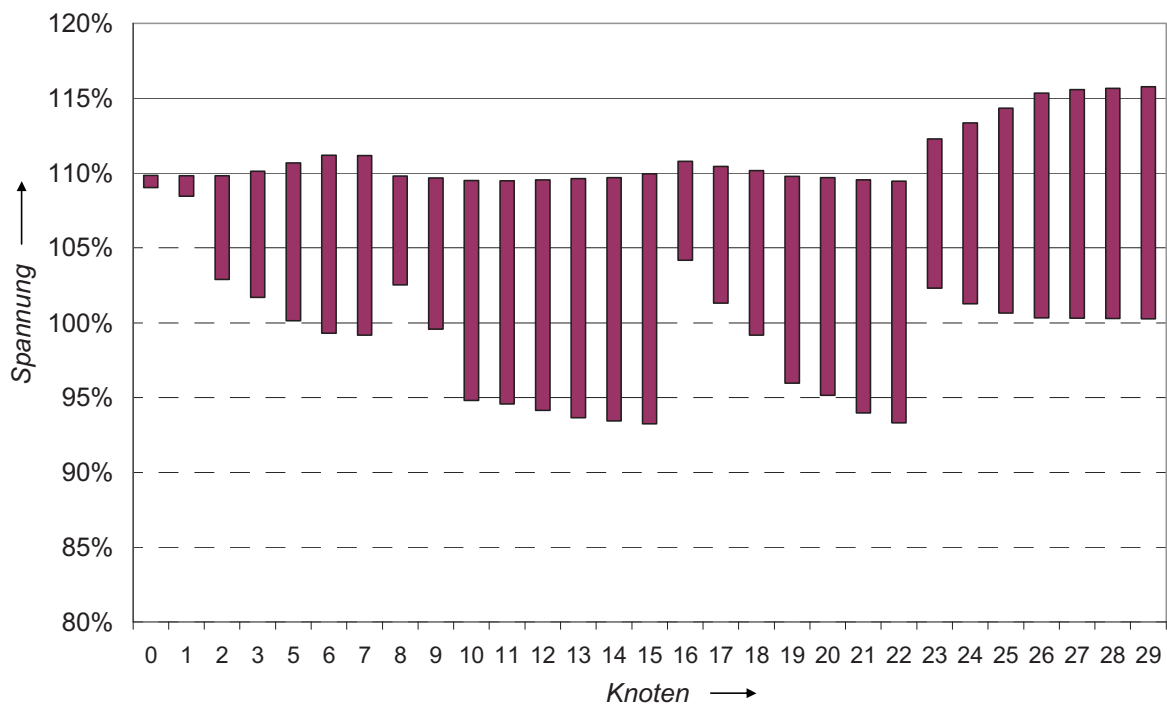


Abbildung 49: Spannungsänderung im kasachischen Netz mit sechs Mini-BHKW, bezogen auf ein ganzes Jahr bei Transformatoreinstellung 110 % der Nennspannung

Im untersuchten ländlichen Netz aus Kasachstan wird die Sekundärspannung am Transformator auf 110 % der Nennspannung eingestellt. Nach DIN IEC 60038 (VDE 0175) sind die Spannungsabweichungen im Niederspannungsnetz 400/230 V auf +/-10 % beschränkt.

Nach der Integration der sechs Mini-BHKW liegt der niedrigste Spannungswert bei 93,2 % der Nennspannung, das ist eine Erhöhung um ca. 3 %, bezogen auf die Werte vor der Integration. Der höchste Spannungswert liegt bei 115,8 % der Nennspannung, das ist eine Erhöhung um ca. 6 % und befindet sich damit im unzulässigen Bereich, solange die Spannung am Transformator auf 110 % eingestellt ist. Deshalb wird die Spannung am Transformator

auf 105 % umgestellt. Die Spannungsänderung im kasachischen Netz wird nach der Umstellung der Abzweigung am Transformator auf 105 % der Nennspannung und Integration der sechs Mini-BHKW in folgender Abbildung 50 dargestellt.

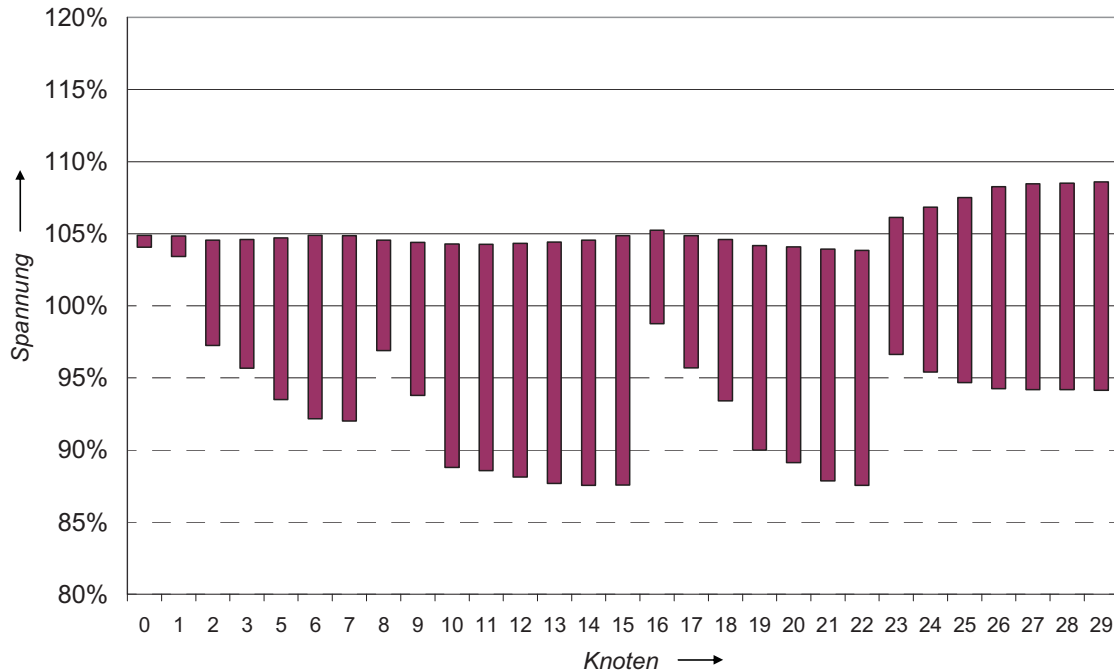


Abbildung 50: Spannungsänderung im kasachischen Netz mit sechs Mini-BHKW, bezogen auf ein ganzes Jahr bei Transformatoreinstellung 105 % der Nennspannung

Die Integration der DEA (Mini-BHKW) an den Einspeiseknoten eines Mini-BHKW hat einen positiven Einfluss auf die Spannungshöhe. Wenn die Sekundärspannung am Transformator 105 % der Nennspannung beträgt, wird der höchste Spannungswert mit 108,6 % im zulässigen und der niedrigste Spannungswert mit 87,6 % im unzulässigen Bereich liegen. Um geeignete Spannungswerte zu erreichen, werden daher noch weitere Spannungshaltungskonzepte betrachtet. Die Umstellung der Spannung am Transformator von 110 % auf 105 % hat positive Einflüsse auf die Lebensdauer der Transformatoren.

Für die Unterstützung der Spannungshaltung im Netz werden im folgenden Abschnitt einige Spannungshaltungskonzepte dargestellt.

5.3.3 Spannungshaltungskonzepte

Die Spannungsabweichung ist im elektrischen Netz eines der wichtigsten Parameter für die Netz Zuverlässigkeit. Die Spannungshaltung im untersuchten kasachischen Netz liegt bei der Integration der sechs Mini-BHKW bei der Einstellung des Transformators auf 110 % und auch bei 105 % außerhalb des zulässigen Bereichs. Auf diesem Grund werden folgende Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungsqualität bei Einstellung des Transformators auf 105 % durchgeführt.

Maßnahme 1:

Erzeugung der Blindleistung im Netz durch Auswahl der Mini-BHKW mit geringerem Leistungsfaktor (z. B. $\cos \varphi = 0,9$ statt $1,0$)

Mit Erzeugung der Blindleistung durch Mini-BHKW wird eine Erhöhung des Blindwiderstandes in den Leitungen des Niederspannungsnetzes erreicht und eine Spannungserhöhung an den Knoten hervorrufen. Dafür werden alle Mini-BHKW mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 0,9$ gefahren. Die Ergebnisse werden in Abbildung 51 dargestellt.

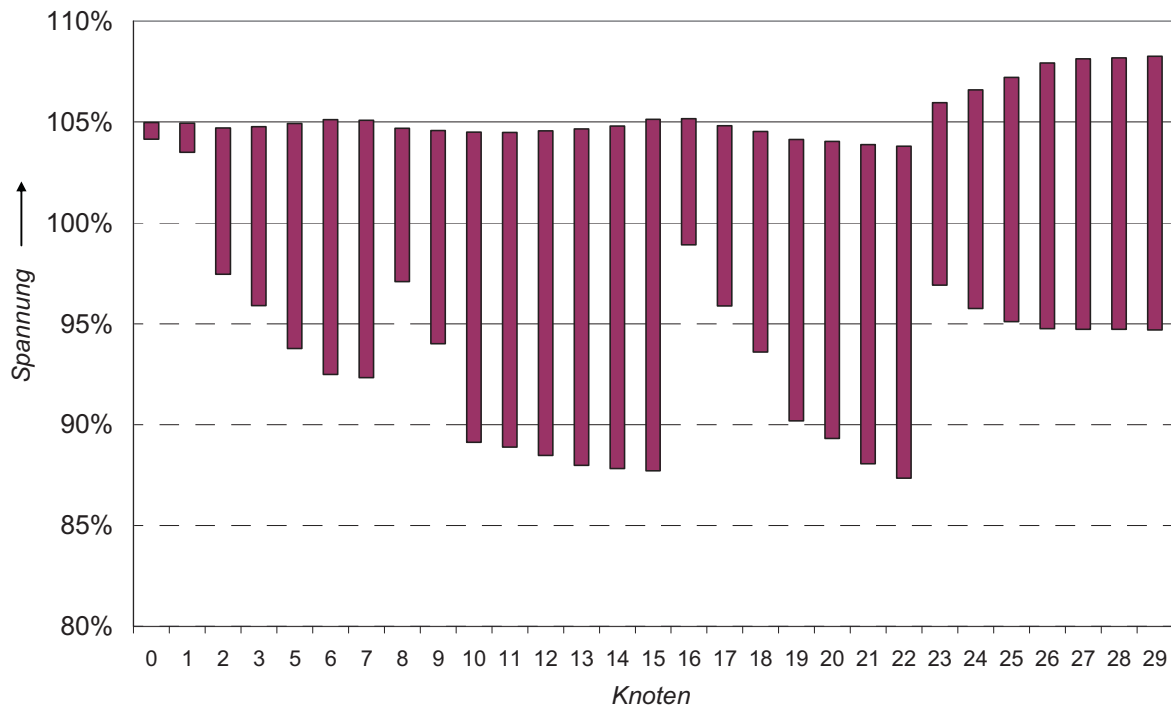


Abbildung 51: Spannung an allen Knoten nach Änderung des Leistungsfaktors

Ergebnis der Maßnahme: Die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 108,3 % reduziert und bleibt im erlaubten Bereich. Die niedrigste Spannung wird von 87,6 % auf 87,4 % gesenkt und zeigt damit keine wesentliche Verbesserung gegenüber dem Betrieb der sechs Mini-BHKW mit dem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 1$. Die gesamte erzeugte Blindleistung, durch die sechs Mini-BHKW, beträgt ca. 3 kVAr, diese ist nicht ausreichend um die erforderliche Spannungshöhe zu erreichen.

Maßnahme 2:

Veränderung der Netzstruktur

Die Veränderung der Netzstruktur vom Strahlennetz zum Ringnetz wird durch die Installation der zwei zusätzlichen Leitungen (AL-50) von Knoten 7 zu 16 mit 200 m Länge und von Knoten 22 zu 29 mit 120 m Länge erreicht. Die installierten Leitungslängen betragen 10 % der gesamten Leitungslängen im untersuchten Netz.

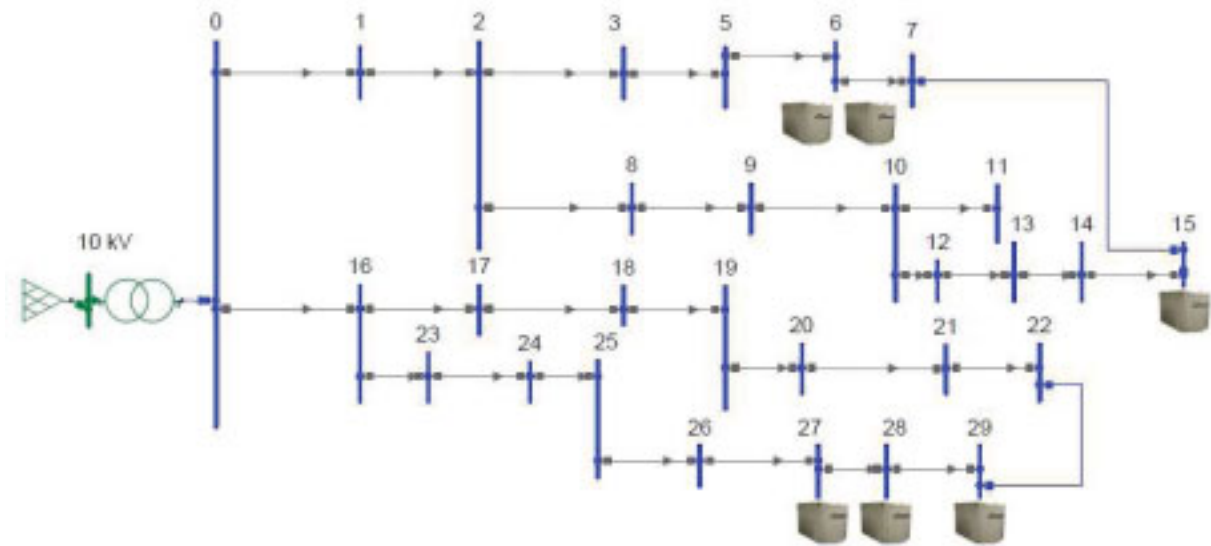


Abbildung 52: Veränderung der Netzstruktur vom Strahlennetz zum Ringnetz

Die Spannungshaltung bei der Veränderung der Netzstruktur wird in folgender Abbildung 53 dargestellt.

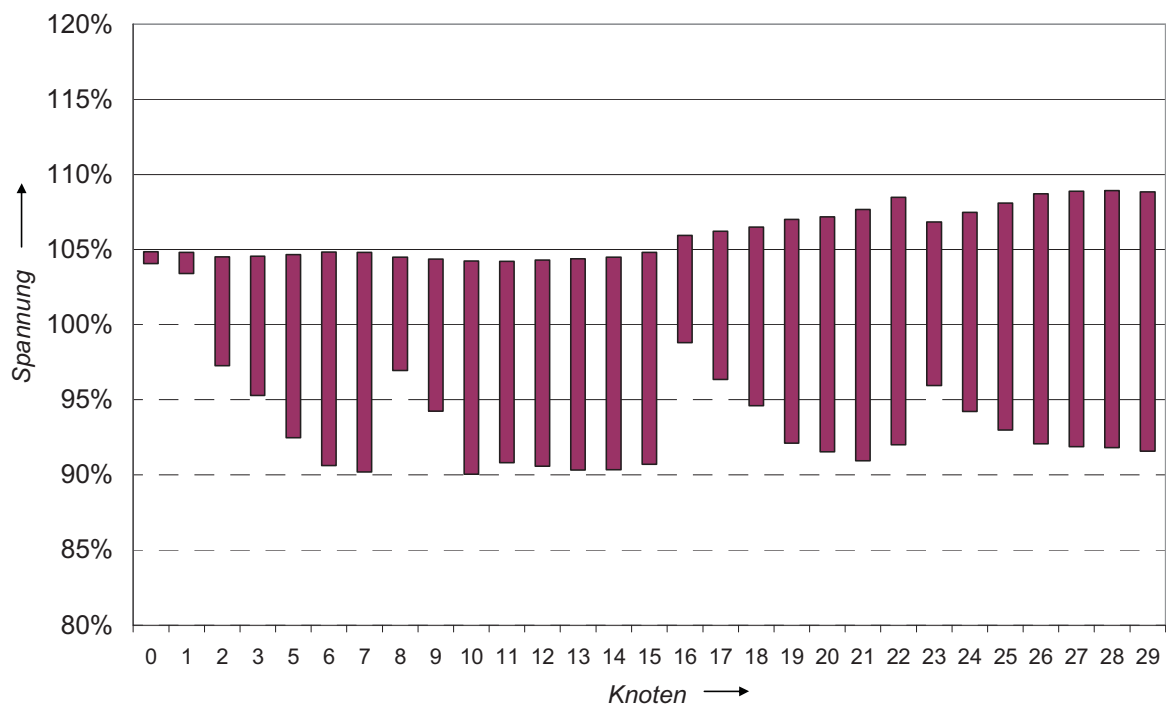


Abbildung 53: Spannung an allen Knoten nach der Veränderung der Netzstruktur

Ergebnis der Maßnahme: Die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 108,9 %, die niedrigste Spannung durch Veränderung der Netzstruktur von 87,4 % auf 90,0 % erhöht. Beide Spannungswerte liegen damit im zulässigen Bereich.

Maßnahme 3:

Integration einer Mini-BHKW-Anlage mit elektrischer Leistung von 28 kW ins Netz

In das Netz wird ein Mini-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 28 kW integriert, dies entspricht der Summe der erzeugten Leistungen der sechs untersuchten Mini-BHKW. Die Anlage wird am Knoten 15 installiert, wo die niedrigsten Spannungswerte, bezogen auf das ganze Jahr, gemessen wurden.

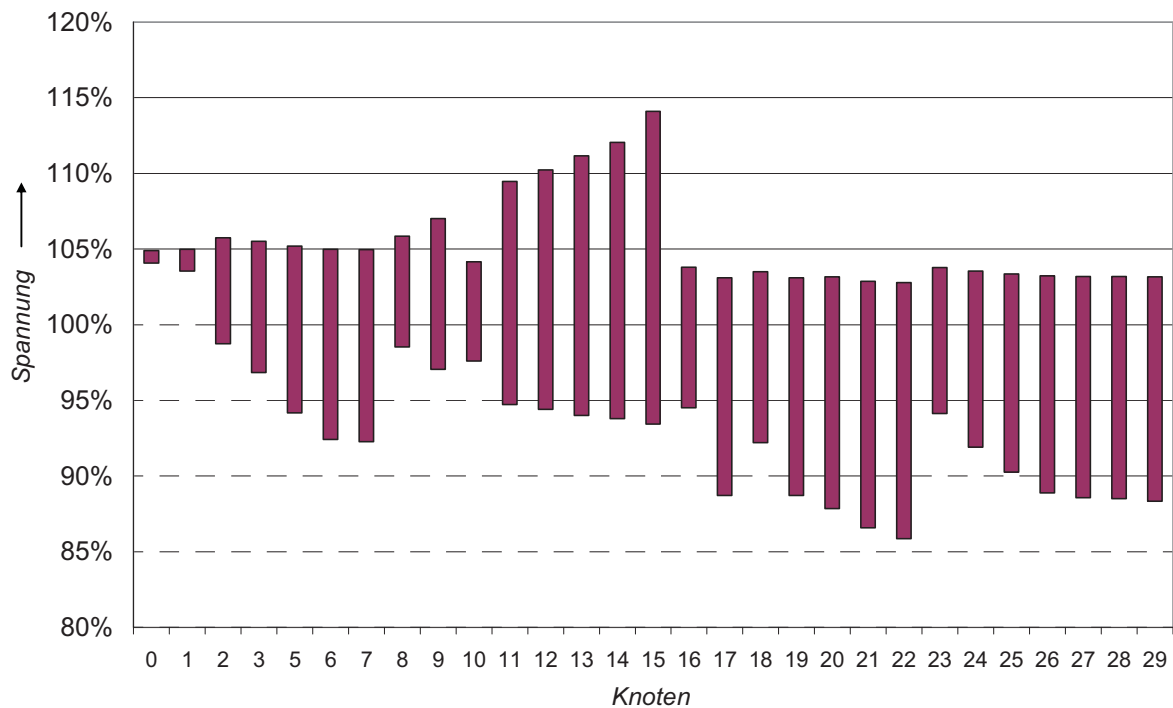


Abbildung 54: Spannung an allen Knoten nach der Integration eines Mini-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 28 kW

Ergebnis der Maßnahme: Die niedrigste Spannung wird durch Integration eines Mini-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 28 kW von 87,6 % auf 85,9 % weiter reduziert, die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 114,1 % erhöht. Die Integration dezentraler Erzeuger im Netz wird durch ein großes Mini-BHKW oder mehrere kleine Mini-BHKW erreicht, dabei hat ein großes Mini-BHKW einen negativen Einfluss auf die Spannungshaltung im Netz, die Spannungshöhe in unteren und oberen Niveaus zeigt unerwünschte Ergebnisse.

Maßnahme 4:

Verwendung von Leitungen mit größerem Querschnitt

Im betrachteten Netz wird die gesamte Freileitung A-50 gegen eine Leitung A-95 ausgetauscht.

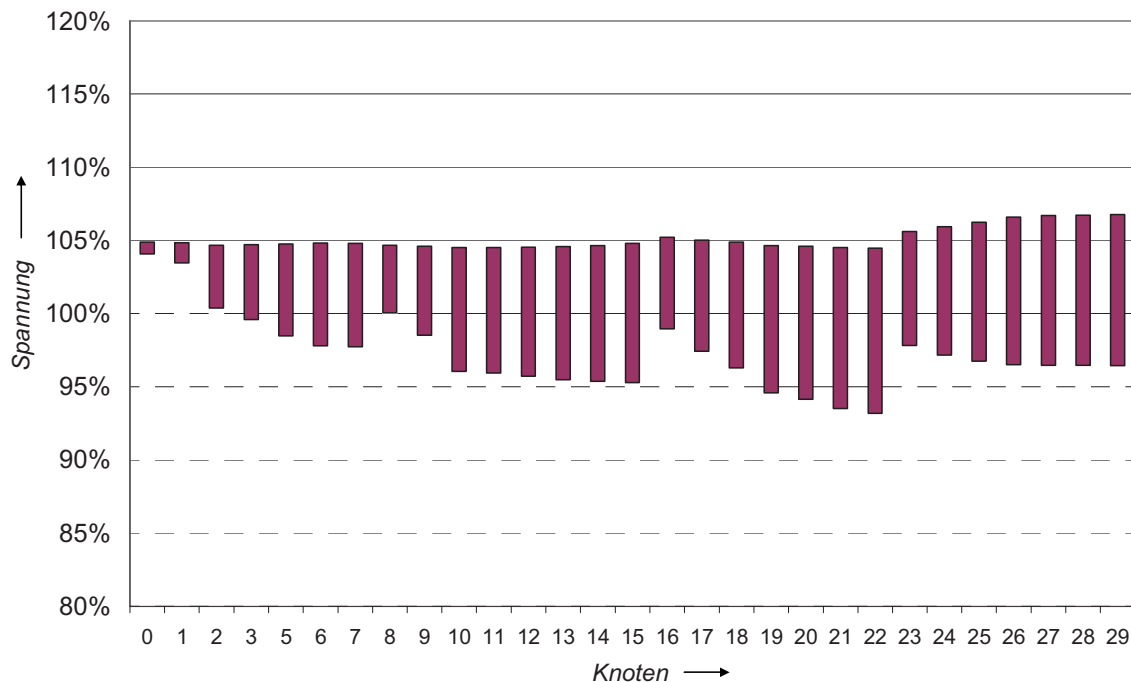


Abbildung 55: Spannung an allen Knoten nach der Verwendung der Leitung mit größerem Querschnitt

Ergebnis der Maßnahme: Bei gleicher Last wird, durch die Verringerung des ohmschen Widerstands der Leitung, eine Erhöhung des niedrigsten Spannungswertes von 87,6 % auf 93,2 % dem zulässigen Bereich erreicht. Die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 106,8 % reduziert. Die Verwendung der Leitung mit größerem Querschnitt hat einen positiven Einfluss auf die Spannungshaltung im Netz, die Spannungshöhe im unteren und oberen Niveau zeigt gute Ergebnisse.

Die Analyse der Einflüsse der oben dargestellten Maßnahmen auf das Niederspannungsnetz wird wie folgt zusammengefasst:

- Die Veränderung des Leistungsfaktors der Mini-BHKW auf $\cos \varphi = 0,9$ zeigt keine signifikanten Einflüsse. Die gesamte erzeugte Blindleistung, durch die sechs Mini-BHKW, beträgt ca. 3 kVAr, diese ist nicht ausreichend um die erforderliche Spannungshöhe zu erreichen.

- Die Änderung der Netzstruktur von Strahlen- auf Ringnetz ist geeignet, die Werte sowohl im oberen als auch im unteren Spannungsbereich auf dem gewünschten Niveau zu halten. Die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 108,9 %, die niedrigste Spannung durch Veränderung der Netzstruktur von 87,4 % auf 90,0 % erhöht.
- Die Integration eines großen Mini-BHKW statt sechs kleiner Anlagen zeigt einen negativen Einfluss auf die Spannungshaltung im Netz, die Spannungswerte im unteren und oberen Niveau zeigen unerwünschte Ergebnisse. Die niedrigste Spannung wird durch Integration von 87,6 % auf 85,9 % weiter reduziert, die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 114,1 % erhöht.
- Mit der Erhöhung des Leitungsquerschnitts ist eine ausreichende Spannungsverbesserung in oberen und unteren Spannungsniveaus zu erreichen. Bei gleicher Last wird durch die Verringerung des ohmschen Widerstands der Leitung eine Erhöhung des niedrigsten Spannungswertes von 87,6 % auf 93,2 % dem zulässigen Bereich erreicht. Die höchste Spannung wird von 108,6 % auf 106,8 % reduziert.

Alle Ergebnisse werden in folgender Tabelle 30 zusammengefasst.

Tabelle 30: Spannungsgrenzen bei unterschiedlichen Konzepten

Konzepte		Minimale Spannung	Maximale Spannung
Ohne Mini-BHKW, 110 % der Nennspannung am Transformator		90 %	110 %
6 Mini-BHKW, 110% der Nennspannung am Transformator		93 %	116 %
6 Mini-BHKW, 105% der Nennspannung am Transformator		87 %	109 %
Zusätzliche Maßnahmen, 105 % der Nennspannung am Transformator	6 Mini-BHKW mit $\cos \varphi = 0,9$	88 %	109 %
	Netzstrukturänderung	90 %	109 %
	Mini-BHKW mit elektrischer Leistung von 28 kW am Knoten 15	86 %	114 %
	Verwendung einer Leitung mit größerem Querschnitt	94 %	107 %

Mit der Integration der sechs Mini-BHKW werden positive Einflüsse auf das Niederspannungsnetz durch Verringerung der Netzverluste und Erhöhung der Spannungswerte erreicht. Negativ wirkt sich die Integration auf die Spannungshaltung aus, daher müssen gleichzeitig weitere Maßnahmen durchgeführt werden. Eine Netzstrukturänderung oder die Verwendung von Leitungen mit größerem Querschnitt ist dazu geeignet, die Spannung im zulässigen Bereich zu halten. Die Auswirkungen auf das Klima durch Verminderung der CO₂-Emissionen durch die Erzeugung der elektrischen und thermischen Energie mit KWK-Anlagen werden im nächsten Abschnitt behandelt.

5.4 CO₂-Emissionen im Niederspannungsnetz durch KWK-Anlagen

Zur Verbesserung des Klimaschutzes und der Minimierung der CO₂-Emissionen wurde am 11. Dezember 1997 in Kyoto das Zusatzprotokoll (Kyoto-Protokol) zur Ausgestaltung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) beschlossen.

5.4.1 Kyoto-Protokoll

In dem Protokoll von Kyoto hat sich die internationale Staatengemeinschaft erstmals auf verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz geeinigt. Dies ist ein erster Schritt, um einer der größten umweltpolitischen Herausforderungen der Menschheit zu begegnen. Das "Gesetz zu dem Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 wurde zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen" am Jahr 2002 erstellt.⁹⁵

Die Industriestaaten haben sich im Kyoto-Protokoll verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bis 2012 um insgesamt ca. 5 % - im Vergleich zu 1990 - zu verringern. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die einzelnen Staaten unterschiedliche Beiträge leisten. Im Rahmen der EU-Lastenteilung hat Deutschland zugesagt, bis 2012 insgesamt 21 % weniger klimatische Gase zu produzieren als 1990. Die Bundesregierung hat sich ferner das Ziel gesetzt, die Treibhausmissionen bis 2020 – im Vergleich zu 1990 – um 40 % zu senken.⁹⁶

Im Gegensatz zu Deutschland hat Kasachstan zwar im Jahr 1999 das Kyoto-Protokoll unterschrieben, aber es wurde bis heute noch nicht ratifiziert.⁹⁷ Unabhängig davon werden bereits Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausmissionen durchgeführt.

5.4.2 Einsparung der CO₂-Emissionen durch Integration von Mini-BHKW in das untersuchte ländliche Netz Kasachstans

Die Entwicklung der erzeugten Treibhausmissionen wird in Abbildung 56 dargestellt.

⁹⁵ Siehe: BMU, 2009

⁹⁶ Vgl. BMU, Klimaschutz und Klimapolitik, 2009

⁹⁷ Vgl. Übersichten der Produktivität der ökologischen Tätigkeit, 2008

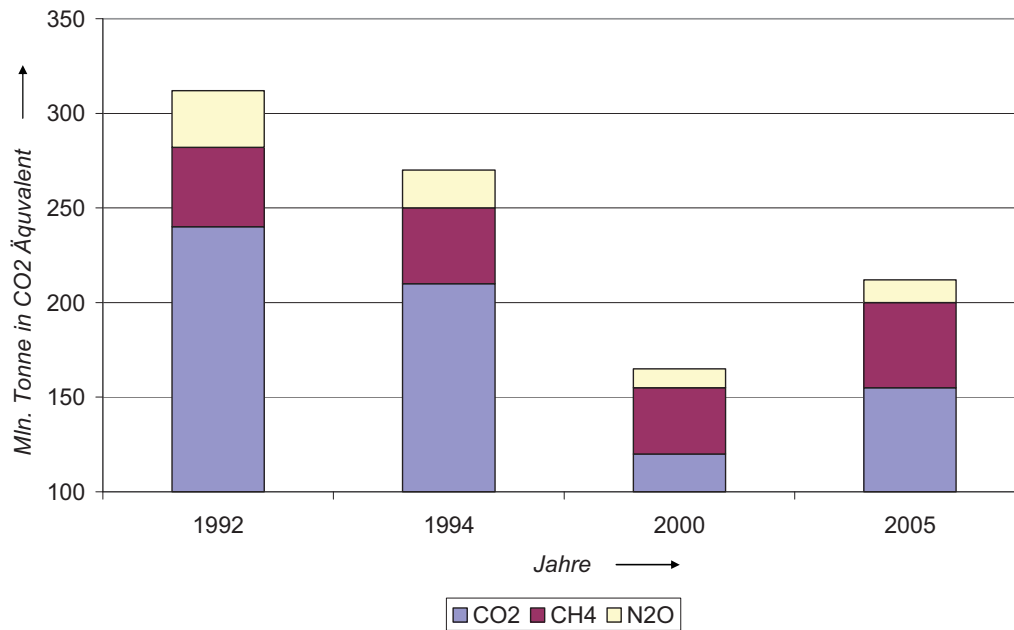


Abbildung 56: Treibhausemissionen in Kasachstan im Jahr 1992-2005⁹⁸

Mini-Blockheizkraftwerke können für den Hausbereich eine interessante Option sein, um Primärenergie einzusparen und CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Die untersuchte Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (Mini-BHKW) wird mit Brennstoffen (Öl oder Gas) betrieben. Die Bestandteile CO₂ in Brennstoffen wie Kohle, Öl und Gas werden in Abbildung 57 dargestellt. Die Erzeugung elektrischer und thermischer Energie wird in Kasachstan am häufigsten durch Kohle verwirklicht.

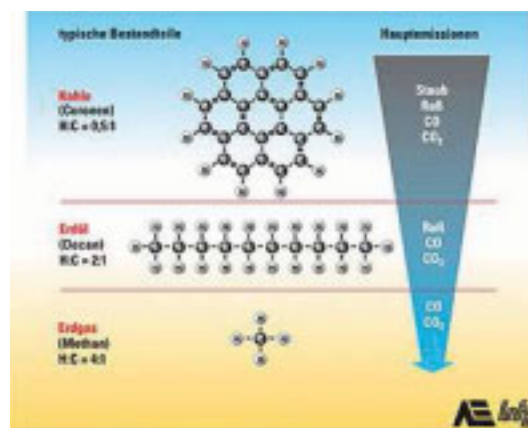


Abbildung 57: Anteile von Wasserstoff und Kohlenstoff in Brennstoffen⁹⁹

Im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen hat Erdgas von allen fossilen Energieträgern den höchsten Wasserstoff- und den niedrigsten Kohlenstoffanteil. Danach folgt Erdöl mit einem Verhältnis vom 2:1 von Wasserstoff zu Kohlenstoff. An letzter Stelle steht die Kohle

⁹⁸ Vgl. Umweltschutzministerium, 2005, S.149

⁹⁹ Vgl. ASUE, 2009

mit einem Verhältnis vom 0,5:1. Für die Berechnung des Anteils der CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung werden CO₂-Emissionsfaktoren benötigt, für die wichtigsten Primärenergieträger werden diese in Tabelle 31 dargestellt.

Tabelle 31: CO₂-Emissionsfaktoren bei Kohle und Erdgas¹⁰⁰

Brennstoff	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
Emissionsfaktor (g CO ₂ /kWh _{th})	378	342	202

Die Auswirkungen auf die CO₂-Emission bei der Erzeugung thermischer und elektrischer Energie durch Integration von Mini-BHKW können anhand von CO₂-Berechnungen vor und nach der Integration festgestellt werden.

Die Wirkungsgrade der Wärmekraftwerke in Kasachstan liegen bei der Stromerzeugung zwischen 34 und 35 %.¹⁰¹ Im untersuchten Gebiet in Kasachstan wird elektrische Energie durch Steinkohle erzeugt. Für diesen Wirkungsgrad beträgt der Emissionsfaktor in g CO₂/kWh_{el} gleich 1006. In der Tabelle 32 werden die CO₂-Emissionen bei der Erzeugung thermischer und elektrischer Energie mit unterschiedlichen Energiequellen dargestellt.

Tabelle 32: CO₂-Emissionen im untersuchten ländlichen Niederspannungsnetz in Kasachstan vor der Integration der Mini-BHKW

Knotennummer	Energiearten	Energiequelle	Energie (kWh)	Erzeugte CO ₂ (kg)
6	Elektrische Energie	Netz	20340	20462
	Thermische Energie	Kohlekessel	270528	92520
15	Elektrische Energie	Netz	11676	11746
	Thermische Energie	Kohlekessel	90176	30840
27	Elektrische Energie	Netz	15660	15754
	Thermische Energie	Kohlekessel	135264	46260
28	Elektrische Energie	Netz	12288	12362
	Thermische Energie	Kohlekessel	90176	30840
29	Elektrische Energie	Netz	13506	13587
	Thermische Energie	Kohlekessel	135264	46260
			Gesamt	320632

¹⁰⁰ Vgl. BMWA, 2003

¹⁰¹ Vgl. Dukenbaev, 2001, S.116

Tabelle 33: CO₂-Emissionen im untersuchten ländlichen Niederspannungsnetz in Kasachstan nach der Integration der sechs Mini-BHKW

Energiequelle	Energieart	Energie (kWh)	Erzeugte CO ₂ -Emissionen (kg)	Erzeugte CO ₂ -Emissionen durch Gas-Kessel (kg)	CO ₂ -Einsparpotenzial durch einspeiste elektrische Energie (kg)
1. und 2. Mini-BHKW	Elektrisch	27692,4			-35255,1
	Thermisch	141408,0	43977,9	44159,0	
3. Mini-BHKW	Elektrisch	23807,9			-12204,6
	Thermisch	60786,0	18904,5	10051,4	
4. Mini-BHKW	Elektrisch	26914,6			-11322,1
	Thermisch	68718,0	21371,3	22758,7	
5. Mini-BHKW	Elektrisch	23807,9			-11589,0
	Thermisch	60786,0	18904,4	10051,4	
6. Mini-BHKW	Elektrisch	26914,6			-13489,0
	Thermisch	68718,0	21371,3	22758,7	
			124529,0	109779,0	-83860,0
Gesamt			150448,0		

Die erzeugten CO₂-Emissionen durch die Integration der Mini-BHKW wird in Tabelle 33 dargestellt. Nach der Integration der sechs Mini-BHKW ins ländliche Netz werden ca. 170 Tonnen CO₂ pro Jahr bei der Stromerzeugung eingespart, sofern als zusätzliche Energiequelle zur Erzeugung thermischer Energie Erdgas-Kessel gewählt werden, das entspricht ca. 17 % der gesamten CO₂-Emissionen vor der Integration. Gemäß der Ziele des Programms zur Entwicklung der Elektroenergetik bis zum Jahr 2030 wird thermische Energie durch Gas erzeugt.

In diesem Kapitel wurden die Einflüsse auf Spannungshaltung und Netzverluste durch die Integration der Mini-BHKW betrachtet. Das untersuchte deutsche, städtische Niederspannungsnetz zeigt aufgrund der Leitungsquerschnitte und der hohen Netzdichte gute Ergebnisse im Hinblick auf Netzverluste und Spannungshaltung. Im untersuchten kasachischen ländlichen Niederspannungsnetz werden mit der Integration positive Einflüsse durch Verringerung der Netzverluste und Erhöhung der Spannungswerte sowie eine Reduktion der CO₂-Emissionen erreicht. Negativ wirkt sich die Integration auf die Spannungshaltung aus, daher müssen gleichzeitig flankierende Maßnahmen durchgeführt werden.

Nach den Untersuchungen der Auswirkungen der Mini-BHKW auf die Niederspannungsnetze in Deutschland und Kasachstan wird im folgenden Kapitel die Integration der alternativen DEA in das Niederspannungsnetz von Kasachstan beschrieben.

6 ASPEKTE FÜR DIE INTEGRATION DEZENTRALER ERZEUGUNGSANLAGEN

6.1 Nutzungskonzepte von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Neben den bisher betrachteten Mini-BHKW können weitere energieeffiziente DEA und erneuerbare Energieanlagen eingesetzt werden. In diesem Kapitel werden die Rahmenbedingungen zur Einführung dieser Anlagen in das Niederspannungsnetz beleuchtet und einige Fördermaßnahmen beschrieben.

Die Simulation der Einführung der Mini-BHKW ins kasachische ländliche Niederspannungsnetz hat gute Ergebnisse durch die Verringerung der Netzverluste gezeigt. Entsprechend der Rahmenbedingungen zur Einführung der Mini-BHKW in das Niederspannungsnetz wurden die wichtigsten Gesichtspunkte, wie Gaslieferung zum Verbraucher und gleichzeitige Erzeugung thermischer und elektrischer Energie, berücksichtigt. Die Fahrweise der Mini-BHKW orientierte sich am thermischen Bedarf des MFH und verfolgte die Reduzierung der Spitzenleistungen. Zur Integration müssen weitere Randbedingungen erfüllt werden:

Organisatorische Randbedingungen:

- Vertragliche Vereinbarung mit allen Wohnungseigentümern über die Installation von Mini-BHKW
- Vertragliche Vereinbarung mit regionalem EVU über die Einspeisung der überschüssigen elektrischen Energie ins Netz (Projekt nach dem Energieeffizienzgesetz)

Technische Randbedingungen:

- Sicherstellung der Gasversorgung
- Vermeidung ungewünschter Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz
- Service, Installationspersonal

Wirtschaftliche Randbedingungen:

- Beantragung der staatlichen Förderung zur Finanzierung der Anlageninvestition
- Kostengünstige Anlagen

Erst unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen können Mini-BHKW und andere DEA ins Niederspannungsnetz integriert werden. In folgendem Abschnitt werden Mini-BHKW mit Biogas und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Anlage betrachtet.

6.1.1 Mini-BHKW mit Biogas

Dezentrale Energieerzeugungsanlagen können auch mit erneuerbaren Energiequellen betrieben werden, z. B. werden in Deutschland seit einiger Zeit Biogasanlagen untersucht und zum Betrieb von Biogas-BHKW verwendet. Laut aktueller Erhebung des Fachverbandes Biogas e.V. sind derzeit in Deutschland 4.344 Biogasanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 1.597 MW in Betrieb.

Dagegen steht die Entwicklung von Biogas-Anlagen in Kasachstan in der Anfangsphase. In der Stadt Karagandy ist ein BiogASForschungszentrum seit 15.11.1997 im Betrieb, in dem die Universität Karagandy mit den Universitäten anderer Länder, z. B. TU Berlin in Deutschland, zusammenarbeitet.¹⁰² Das zeigt, dass es Möglichkeiten gibt, Biogas-BHKW für weitere Untersuchungen zu verwenden.

6.1.2 Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Anlage (KWKK-Anlage)

Um die Anzahl der Betriebsstunden von Mini-BHKW zu erhöhen und positive Einflüsse auf Verluste und Spannungshaltung zu erreichen, werden Mini-BHKW mit Absorptionskältemaschinen zusammen betrieben. Der Kältebedarf ist in Kasachstan an Sommertagen sehr hoch, laut Tabelle 17 betragen die Sommertage ein Drittel der gesamten Jahrestage, die höchste Temperatur erreicht +35 C.

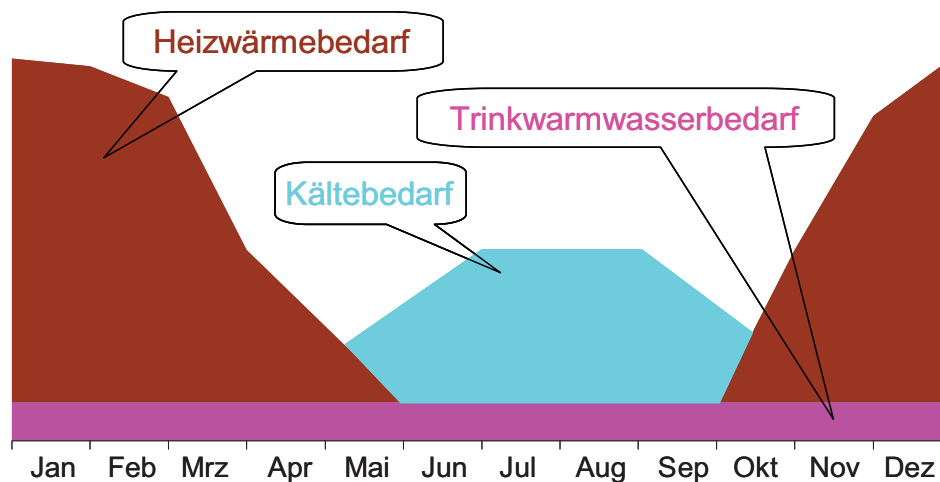


Abbildung 58: Darstellung des Jahresbedarfs von Wärme, Kälte und Trinkwarmwasser¹⁰³

Die Zusammenarbeit von Mini-BHKW und Absorptionskältemaschine wird als KWKK-Anlage bezeichnet. Das Prinzip der KWKK-Anlage wird in Abbildung 59 dargestellt.

¹⁰² Vgl.: Biogas, 2005

¹⁰³ Siehe: FEN, S.53, 2008

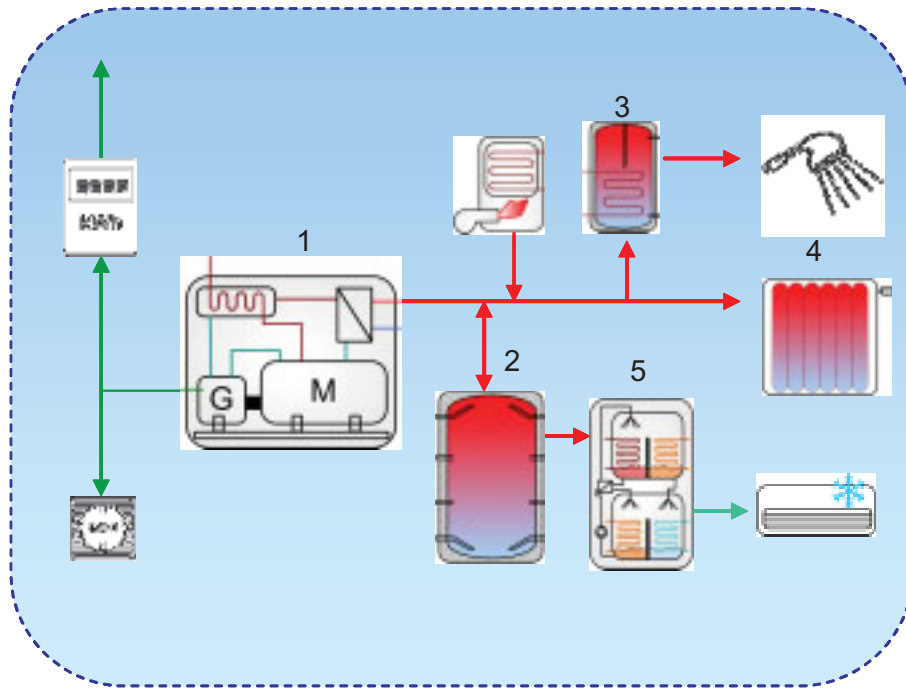


Abbildung 59: Integration eine KWKK-Anlage¹⁰⁴

Abbildung 59 zeigt die Bestandteile einer KWKK-Anlage:

Mini-BHKW (1), Pufferspeicher (2), Trinkwarmwasservorbereiter (3), Heizung (4), Absorptionskältemaschine (5)

Es handelt sich um die Umwandlung der durch Mini-BHKW erzeugten Wärme in Kälte. Diese wird mit der Absorptionskältemaschine erzeugt und kann in der Sommerzeit für Klimatisierung verwendet werden. Kennzeichnend für die Absorptionskältemaschine ist das Zweistoffsystem, in dem eine Flüssigkeit eine andere absorbiert und wieder von ihr getrennt wird. In den meisten Fällen ist es Lithiumbromid, das Wasser absorbiert oder Wasser, das Ammoniak absorbiert. Der absorbierte Stoff hat die Funktion des Kältemittels, während der andere Stoff als Lösungsmittel bezeichnet wird. Kältemittel und Lösungsmittel werden zusammen als Arbeitspaar bezeichnet.¹⁰⁵

Zusätzlich zum Betrieb von Mini-BHKW oder KWKK-Anlagen können auch andere DEA ins Niederspannungsnetz integriert werden. Diese werden in folgendem Abschnitt dargestellt.

6.2 Alternative dezentrale Energieerzeuger

6.2.1 Klimadaten und erneuerbare Energiequellen

Als Alternative oder Ergänzung für BHKW können für die elektrische Energieerzeugung auch Fotovoltaik- und Windkraftanlagen genutzt werden.

¹⁰⁴ Siehe: FEN, S.27, 2008

¹⁰⁵ Siehe: KWKK

Eine Herausforderung der Energieversorgungssysteme des 21. Jahrhunderts stellt die Umstellung auf die elektrische Energieerzeugung durch Erneuerbare Energien dar.

Erneuerbare Energien werden unter Berücksichtigung der Klimadaten betrachtet. Wie schon beschrieben, herrscht in Kasachstan ein kontinentales Klima mit kalten Wintern und heißen Sommern. Deshalb wird für die Nutzung von Solarkollektoren und Fotovoltaikanlagen die durchschnittliche solare Strahlungsenergie eines Jahres berücksichtigt. Die durchschnittliche über einen Zeitraum von 10 Jahren aufgezeichnete solare Strahlungsleistung wird in Abbildung 60 dargestellt.

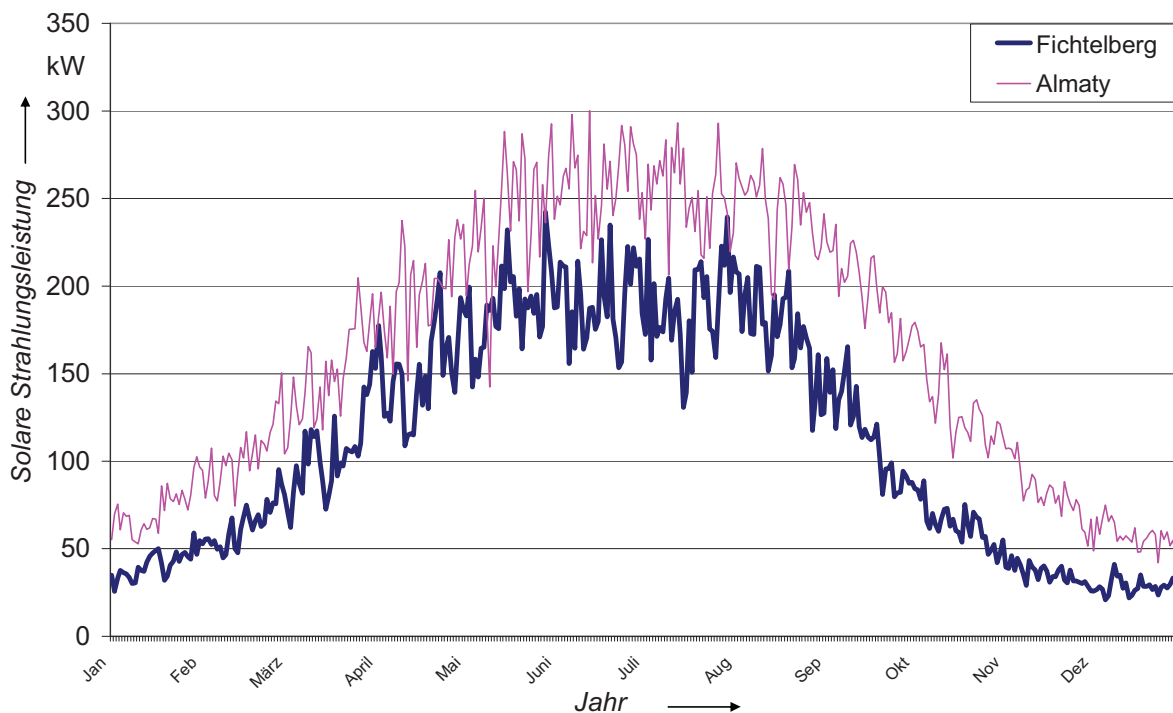


Abbildung 60: Solare Strahlungsleistung im untersuchten Ort Fichtelberg in Deutschland zum Vergleich mit Almaty in Kasachstan, bezogen auf eine Fläche von 1 m²

Wie Abbildung 60 zeigt, ist die Energiegewinnung durch die größere Anzahl der Sonnenscheinstunden in Almaty in Kasachstan größer als in Fichtelberg in Deutschland. Aus diesem Grund bilden Fotovoltaikanlagen eine gute Alternative zur elektrischen Energieerzeugung. Eine Basis für die Herstellung der Fotovoltaikanlagen ist Silizium. Kasachstan verfügt über große Vorräte dieses Elements. Aus diesem Grund wird in Kasachstan ein Siliziumwerk durch die Firma „Silizium Kasachstan GmbH“ aufgebaut.¹⁰⁶

Momentan erzeugen die Windkraftanlagen in Deutschland eine elektrische Gesamtleistung von ca. 24 GW.¹⁰⁷ Entsprechend des Entwicklungsprogramms der Energetik in Kasachstan werden bis zum Jahr 2030 neue Windkraftanlagen mit einer Leistung von 520 MW instal-

¹⁰⁶ Vgl.: Chekanova, 2005

¹⁰⁷ Vgl.: BMWi, 2009

liert.¹⁰⁸ Kasachstan ist damit auf dem Wege die Energiegewinnung durch Erneuerbare Energien umzusetzen. Anhand der Windkraftdaten Kasachstans könnte man mehr erneuerbare Energiequellen bzw. Windkraftanlagen nutzen. Die Zielsetzung der Energieerzeugung durch Windkraftanlagen bis zum Jahr 2030 ist im Vergleich mit Deutschland sehr niedrig angesetzt.

6.2.2 Einfluss auf Netzlastprofile

Zielsetzung dieser Arbeit ist der Einfluss dezentraler Erzeuger auf Netzlastprofile. Wie Abbildung 61 zeigt, können in das Niederspannungsnetz neben Mini-BHKW auch Fotovoltaik- und Windkraftanlagen integriert werden.

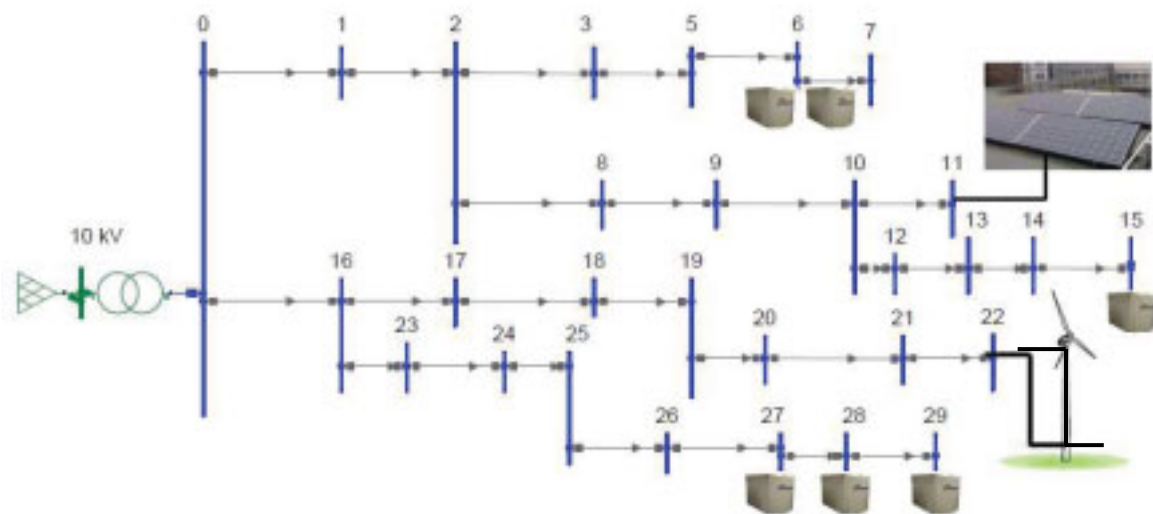


Abbildung 61: Netzdarstellung mit Mini-BHKW, Fotovoltaik- und Windanlagen

Die durch Fotovoltaikanlagen erzeugte elektrische Energie ist nicht kontinuierlich verfügbar, dennoch kann die Zuschaltung von Fotovoltaikanlagen zur Verringerung der Spitzenleistung in der Mittagszeit beitragen. Windkraftanlagen haben je nach Windgeschwindigkeit verschiedene elektrische Leistungen und können damit Netzlastprofile beeinflussen. Die nach Erzeugungsplan betriebenen sechs Mini-BHKW erzeugen elektrische Energie nach den Bedarfszeiten für Trinkwarmwasser. In Abbildung 62 werden die Einflüsse der oben genannten Energieerzeuger an einem Sommerwerktag dargestellt. Für das Beispiel der Integration von Fotovoltaik- und Windkraftanlagen wird eine maximale elektrische Leistung von jeweils 30 kW ausgewählt. Bei intelligenter Zusammenarbeit durch Steuerung aller dezentralen Erzeuger können positive Einflüsse auf Netzlastprofile gewonnen werden.

¹⁰⁸ Vgl.: Power Kazakhstan, 2009

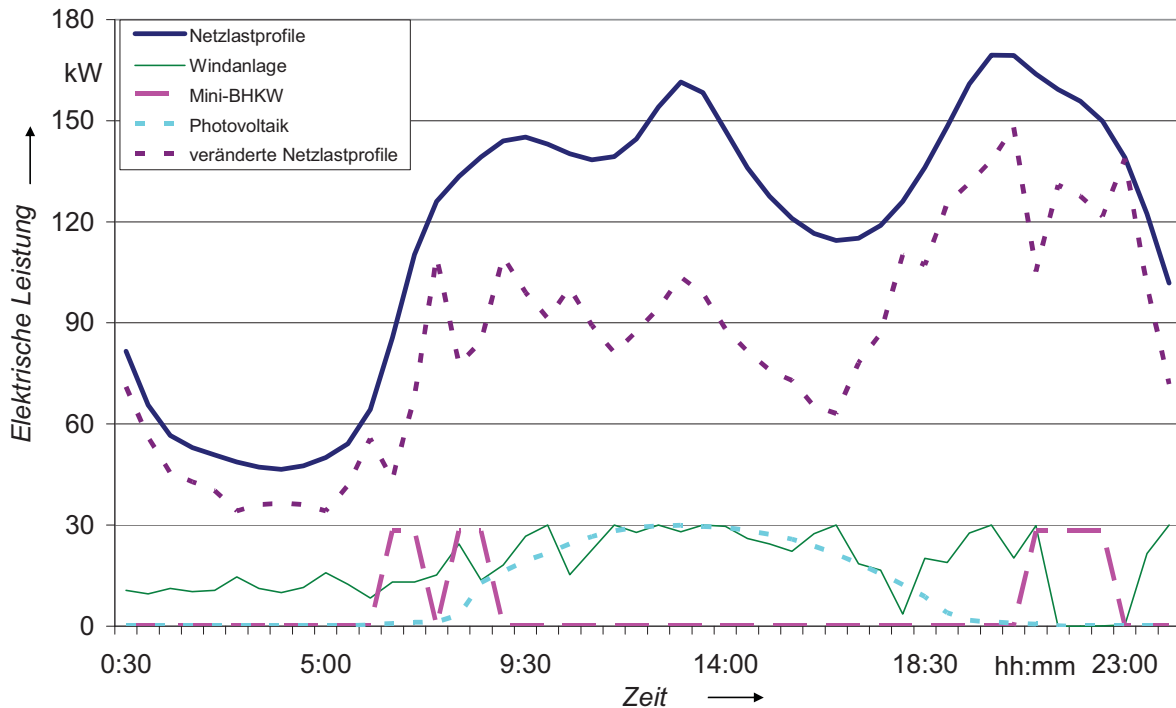


Abbildung 62: Einfluss von Fotovoltaik-, Windkraftanlagen und Mini-BHKW auf die Netzlastprofile im 30-Minutenintervall an einem Sommerwerktag

Nachdem die Betrachtung der Klimadaten von Kasachstan gezeigt hat, dass Erneuerbare Energien zu Energiegewinnung beitragen können und, wie bereits beschrieben, eine Steigerung des Energieverbrauchs in der Zukunft zu erwarten ist, wird empfohlen, die dezentrale Energieerzeugung als zusätzliche Unterstützung des Netzes einzusetzen. Ein Hindernis für die Integration dezentraler Erzeuger bilden die hohen Investitionen für neue Anlagen. Daher sind für die umweltfreundliche Energieversorgung durch Erneuerbare Energien finanzielle Förderprogramme des Landes notwendig.

6.3 Förderung Erzeugungsanlagen in Deutschland und Kasachstan

6.3.1 Gesetze in Deutschland

Die Errichtung von BHKW, Mini-BHKW und Erneuerbaren Energieanlagen wird in Deutschland durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) unterstützt.

6.3.1.1 KWKG

Das KWKG trat am 1. April 2002 in Kraft. Am 6. Juni 2008 wurde im Deutschen Bundestag die Novellierung des KWKG beschlossen. Das KWKG wurde am 1. Januar 2009 novelliert.¹⁰⁹ Zweck des Gesetzes ist es, den Beitrag der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 Prozent auszubauen sowie Modernisierung und Neubau von Wärmenetzen zu fördern. Die Höhe und Dauer der Vergütung für 1 kWh elektrische Energie wird in folgender Tabelle 34 dargestellt.

Tabelle 34: Höhe der Vergütung und Dauer der Zahlung für erzeugte elektrische Energie

Jahr	Elektrische Leistung	Höhe der Vergütung	Dauer der Zahlung
2009	P > 50 kW, aber < 2 MW	2,10 €Cent/kWh	6 Jahre, bis 30.000 Vollbenutzungsstunden
	< 50 kW	5,11 €Cent /kWh	10 Jahre ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage

Die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen durch KWKG ist wie folgt festgesetzt: Die Vergütung beträgt je Millimeter Nenndurchmesser neu verlegter Wärmeleitung einen Euro pro Meter Trassenlänge. Die Gesamtsumme der Vergütungszahlungen für Wärmenetze ist auf 150 Millionen Euro je Kalenderjahr und jeweils auf 20 % der Projektkosten begrenzt.

6.3.1.2 Erneuerbare Energie Gesetz

Das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) wurde zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eingeführt. Die letzte Fassung des Gesetzes wurde am 25. Oktober 2008 vom Deutschen Bundestag beschlossen und ist am 1. Januar 2009 in Kraft getreten. Gefördert wird die Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solarer Strahlungsenergie (z. B. Fotovoltaik). Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger, externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zu Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern. Das Ziel ist den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen.¹¹⁰ Beispielhaft werden die Höhe der Vergütung und die Dauer der Zahlung für Wind- und Solaranlagen in Tabelle 35 dargestellt.

¹⁰⁹ Siehe: KWKG, 2008

¹¹⁰ Siehe: EEG, 2009

Tabelle 35: Höhe der Vergütung und Dauer der Zahlung für erzeugte elektrische Energie durch erneuerbare Energieanlage, Stand 2009¹¹¹

Energiequelle	Elektrische Leistung	Höhe der Vergütung	Dauer der Zahlung
Windenergie onshore		9,20 €Cent/kWh	Anfangsvergütung (Erste 5 Jahre)
		5,02 €Cent/kWh	Grundvergütung (Weitere 15 Jahre)
Windenergie offshore		15,00 €Cent/kWh	Anfangsvergütung (Erste 12 Jahre)
		3,50 €Cent/kWh	Grundvergütung (Weitere 8 Jahre)
Solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden	Bis 30 kW	43,01 €Cent/kWh	20 Jahre
	Bis 100 kW	40,91 €Cent/kWh	20 Jahre
	Bis 100 MW	39,58 €Cent/kWh	20 Jahre
	Ab 100 MW	33,00 €Cent/kWh	20 Jahre

6.3.2 Gesetze in Kasachstan

Die gezielte Modernisierung des Netzes in Kasachstan wird durch unterschiedliche Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien unterstützt.¹¹² Dies wird auch in folgenden Gesetzen betrachtet: das Gesetz über Energieeffizienz und das Gesetz für die Unterstützung bei der Nutzung der erneuerbaren Energiequellen. Die Gesetze sind zurzeit in der Bearbeitung.

6.3.2.1 Programm für Energieeffizienz

Das Programm für Energieeffizienz bis zum Jahr 2015 wird bereits angewendet. Das Ziel des Programms ist „Die Realisation einer Strategie der effektiven Nutzung der Energieresourcen bei Steigerung der Wirtschaftskraft und für die Erhöhung der Lebensqualität und der hergestellten Produkte sowie die Beibehaltung des gesunden Klimas in der Republik Kasachstan“.¹¹³

¹¹¹ Vgl.: EEG, 2009

¹¹² Vgl.: KEGOC, 2009

¹¹³ Vgl.: Ministerium für Energetik und Mineralressourcen, 2008

6.3.2.2 Gesetzentwürfe

Nach dem Projekt des Gesetzes „Über Energieeffizienz“ in Kasachstan werden unterschiedliche Maßnahmen zur Energieeffizienz von der Regierungsseite durchgeführt. Die Nutzung der Erneuerbaren Energien wird durch dieses Gesetz unterstützt.¹¹⁴

Die Einführung in das kasachische Netz der erneuerbaren Energiequellen wird durch das Gesetz „Unterstützung bei der Nutzung der erneuerbaren Energiequellen“ gefördert.¹¹⁵ Gemäß der Entwicklungsplanung der Energetik sollen zum Jahr 2030 in Kasachstan sieben Windparks mit einer Gesamtleistung von 520 MW errichtet werden.¹¹⁶ Als Erstes wird ein Windpark mit speziellen Windanlagen in Dzhungar-Toren bis 2010 geplant. Dort ist die Windgeschwindigkeit mit ca. 35 bis 40 m/s relativ stabil.¹¹⁷

Im Bereich der Erneuerbaren Energie und der dezentralen Erzeuger kann Kasachstan viele Erfahrungen von Deutschland nutzen.

¹¹⁴ Vgl.: Ministerium für Energetik und Mineralressourcen, 2009

¹¹⁵ Vgl.: Projekt des EEG in Kasachstan, 2009

¹¹⁶ Vgl.: Programm 2030, 2003

¹¹⁷ Vgl.: Baitenov, 2004

7 ZUSAMMENFASSUNG

Diese Arbeit befasst sich mit der Untersuchung von ausgewählten Niederspannungsnetzen in Deutschland und Kasachstan. Verschiedene Energieversorgungskonzepte mit großen Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Mini-Blockheizkraftwerken werden dabei beleuchtet. Mini-BHKW können als Bausteine der Energieversorgung zur Ergänzung der konventionellen Energieerzeugung verwendet werden. Sie verfügen durch die gleichzeitige Erzeugung elektrischer und thermischer Energie über ein deutliches Einsparpotenzial fossiler Energien.

Nach der Darstellung möglicher Energieversorgungskonzepte wird die Energieversorgung Deutschlands und Kasachstans, zur Vorbereitung der Betrachtungen zur Integration von Mini-BHKW ins Niederspannungsnetz, gegenübergestellt. Im Vergleich der Energieversorgungssysteme, Primär- und Endenergieträger, Netzstrukturen sowie Klimadaten beider Länder werden folgende Erkenntnisse gewonnen: Die elektrischen Energieversorgungssysteme beider Länder sind mit den Systemen der Nachbarländer verbunden. Kasachstan verfügt, im Gegensatz zu Deutschland, über viele Primärenergieträger wie Kohle, Erdgas und Erdöl, dafür sind die erneuerbaren Energieanlagen, außer Wasserkraftanlagen, nicht entwickelt. Die Netzdichte für die elektrische Energieversorgung steht im Zusammenhang mit der Bevölkerungsdichte, die in Deutschland 230 Einwohner/km² und in Kasachstan 37 Einwohner/km² beträgt. Damit ist die Bevölkerungsanzahl in Deutschland fast fünf Mal größer und die Fläche fast acht Mal kleiner als in Kasachstan. Prognosen in Deutschland für die Entwicklung des Verbrauchs der Primärenergie aus fossilen Brennstoffen zeigen, dass dieser Primärenergieverbrauch, aufgrund der Zielsetzung im EEG-Gesetz, mit der die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 auf 30 % der Gesamterzeugung erhöht werden soll, sinken wird. Dagegen stieg in Kasachstan der Primärenergieverbrauch fossiler Brennstoffe bis 2007, bezogen auf 1997, auf 150 % an. Die Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie sowie die Daten des elektrischen Energieverbrauchs werden als Voraussetzungen im Rahmen der weiteren Untersuchungen der privaten Haushalte in beiden Ländern betrachtet.

Die Untersuchung der elektrischen und thermischen Bedarfe wird unter Berücksichtigung der Verbrauchergruppen durchgeführt. Die elektrischen Verbrauchergruppen in beiden Netzen werden als teilelektrisch angenommen. Als Spitzenleistung für eine Wohneinheit im untersuchten städtischen Netz in Deutschland werden 8 kW und für das untersuchte ländliche Netz in Kasachstan 6 kW vorausgesetzt. Mit diesen Daten werden die Spitzenleistungen der Netze mit Unterstützung der Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt. Nach positiver Korrelationsanalyse der gemessenen elektrischen Lastprofile der untersuchten deutschen und kasachischen Netze mit standardisierten Lastprofilen werden Letztere als alternative elektrische Netzlastprofile weiter verwendet. Da keine gemessenen Daten von kasachischen Verbrauchern vorliegen, werden zur Ermittlung der thermischen Lastprofile der Häuser Klimadaten der beiden Länder verglichen und im weiteren das deutsche Netz in Braunschweig als Testreferenzzone 3 und das ländliche Netz aus dem Almaty-Gebiet in Südkasachstan als Testreferenzzone 11 nach VDI 4655-Norm betrachtet. Für weiterführende Untersuchungen ist die

Verwendung gemessener elektrischer und thermischer Daten der Verbraucher zu empfehlen.

Niederspannungsnetze werden grundsätzlich in städtische und ländliche Netze sowie nach Netzformen, wie Strahlen-, Maschen- und Ringnetze, unterschieden. Ländliche Netze sind durch große Entfernungen zwischen Erzeuger und Verbraucher, geringere Anzahl der Zähler pro Kilometer und wesentlich kleinerem Energieverbrauch pro Kilometer im Netz im Vergleich zu städtischen Netzen gekennzeichnet. Die untersuchten Netze gehören zu den Strahlennetzen und sind unterschiedlich ausgeführt (städtisches Kabelnetz in Deutschland und ländliches Freileitungsnetz in Kasachstan). Dabei sind die Leitungslängen im kasachischen Netz, bei vergleichbaren Querschnitten, doppelt so groß, worin die Probleme der Spannungshaltung und der Netzverluste im kasachischen Niederspannungsnetz begründet sind.

Die Integration der Mini-BHKW in MFH dient zur Versorgung mit thermischer und elektrischer Energie. In dieser Arbeit stehen die Mini-BHKW für die Deckung des thermischen Bedarfs der MFH im Vordergrund. So werden an Winter-, Übergangszeit- und Sommertagen die Mini-BHKW nach der wärmegeführten Betriebsweise in den ausgewählten MFH mit Unterstützung eines Pufferspeichers betrieben.

Zur Bestimmung der Spitzenleistung, der Netzverluste und der Spannungshaltung in beiden Netzen, mit Nachtspeicherheizungen im deutschen Netz sowie ohne und mit der Integration der Mini-BHKW in beiden untersuchten Netzen, werden im Weiteren Lastflussberechnungen mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN durchgeführt.

Um die Auswirkungen auf ein Niederspannungsnetz zu ermitteln, wurden die Daten von einem deutschen städtischen Niederspannungsnetz mit fünf Teilnetzen zur Verfügung gestellt. Davon wurde das Teilnetz ausgewählt, das die größte Anzahl von MFH aufweist. Dabei ersetzt ein Mini-BHKW in einem MFH die NSP und jeweils ein Mini-BHKW ergänzt in vier anderen MFH die Gas-Heizungen. Der Ersatz der NSP durch Mini-BHKW ist zu empfehlen, da neben der Erzeugung der thermischen Energie auch elektrische Energie zur Verfügung gestellt werden kann. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen im deutschen untersuchten Netz zeigen, dass der Einfluss der NSP auf das Netz von der Anzahl und dem Standort der NSP im Netz abhängig ist. Nach der Integration der Mini-BHKW wird in den Abendzeiten ein Rückgang der Spitzenleistung im Netz von etwa 14 %, bezogen auf ein Jahr, erzielt. Netzverluste und Spannungshaltung zeigen gute Ergebnisse. Dies ist durch den Querschnitt der Leitungen und die hohe Netzdichte begründet. Das 2%-Kriterium der Spannungshaltung an den Knoten bei der Einspeisung elektrischer Energie ins Niederspannungsnetz wird erfüllt.

Zum Vergleich wird ein ländliches Netz aus Kasachstan untersucht. Die Verbraucher sind über Freileitungen mit dem Transformator verbunden. In fünf MFH werden die einzelnen Kohleheizungsanlagen durch jeweils ein Mini-BHKW ersetzt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen im untersuchten kasachischen Netz zeigen, dass die elektrische Spitzenleistung in den Abendzeiten um etwa 15,4 %, bezogen auf ein Jahr, sinkt. Mit der Integration der sechs Mini-BHKW werden positive Einflüsse auf das Niederspannungsnetz durch Verringe-

rung der Netzverluste und Erhöhung der Spannungswerte erreicht. Negativ wirkt sich die Integration auf die Spannungshaltung aus. Der höchste Spannungswert liegt bei 115,8 % der Nennspannung, das ist eine Erhöhung um ca. 6 % und befindet sich damit im unzulässigen Bereich, solange die Spannung am Transformator auf 110 % eingestellt ist. Deshalb wird die Spannung am Transformator auf 105 % umgestellt. Danach liegt der niedrigste Spannungswert mit 87,6 % außerhalb der Norm. Um geeignete Spannungswerte zu erreichen, müssen gleichzeitig weitere Maßnahmen durchgeführt werden. Eine Netzstrukturänderung oder die Verwendung von Leitungen mit größerem Querschnitt ist geeignet, die Spannung im zulässigen Bereich zu halten.

Nach der Integration der sechs Mini-BHKW in das untersuchte ländliche Netz Kasachstans werden ca. 150 Tonnen CO₂ pro Jahr bei der Stromerzeugung eingespart, sofern als zusätzliche Energiequelle zur Erzeugung thermischer Energie Erdgas-Spitzenlastkessel gewählt werden. Das entspricht ca. 17 % der gesamten CO₂-Emissionen vor der Integration.

Die erzeugte thermische Leistung eines Mini-BHKW ist mehr als doppelt so groß wie die erzeugte elektrische Leistung (z. B. 12 kW thermische Leistung zu 4,7 kW elektrischer Leistung). Mit diesen Merkmalen sind diese Anlagen für den Einsatz in Zentral- und Nordkasachstan besonders geeignet, da die Klimabedingungen dort kontinental sind. Im Winter und in der Übergangszeit ist der thermische Bedarf höher als der elektrische, im Sommer entsteht ein großer Kältebedarf aufgrund der hohen Außentemperaturen bis zu +35°C. Das zeigt, dass Mini-BHKW oder BHKW mit höheren Leistungen wirtschaftlich eingesetzt werden können. Überschüssige thermische Energie kann für die Umwandlung in Kälte für Klimaanlage (KWKK-Anlagen) verwendet werden.

Nachdem die Betrachtung der Klimadaten von Kasachstan gezeigt hat, dass Erneuerbare Energien zu Energiegewinnung in Kasachstan beitragen können und wie bereits beschrieben, eine Steigerung des Energieverbrauchs in der Zukunft zu erwarten ist, wird empfohlen, die dezentrale Energieerzeugung als zusätzliche Unterstützung des Netzes einzusetzen. Ein Hindernis für die Integration dezentraler Erzeuger bilden die hohen Investitionen für neue Anlagen. Daher sind für die umweltfreundliche Energieversorgung durch Erneuerbare Energien finanzielle Förderprogramme des Landes notwendig.

LITERATURVERZEICHNIS

Abramova (2002): E.Abramova, C.Aleshina Lastberechnungen in ländlichen Netzen, Orenburg, 2002 (auf Russisch)

ASUE (2007): Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., BHKW Checkliste 2007, Kaiserslautern 2007.

ASUE (2009): Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., online abrufbar unter <http://www.asue.de/themen/index.html> (Stand: August 2009)

Baitenov (2004): K.Baitenov, Projekt „Dzhungar-Toren in Kasachstan“, 2004, im Internet abrufbar <http://www.sos220.ru/Vse-pro-vetrogenerator/Statuya4.html> (auf russisch) (Stand: August 2009)

BDE: Bund der Energieverbraucher e.V., online abgerufen unter www.energieverbraucher.de, undatiert

BDEW (2006): Stromwirtschaft investiert in Versorgungsqualität, www.strom.de 2006

Biogas(2005): Biogas, was ist das? Verlag: Industrielle Karagandy, Oktober, 2005 (auf russisch)

BMU (2007): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Meseberger Beschlüsse:
http://www.bmu.de/energieeffizienz/nationaler_energieeffizienzplan/doc/39909.php (Stand 23 August 2007)

BMU, Klimaschutz und Klimapolitik (2009): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Klimaschutz, im Internet abrufbar unter:
http://www.bmu.de/dossier_klimaschutz/doc/43373.php (Stand: März 2009)

BMU, Kyoto-Protokol (1997): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Kyoto-Protokoll zum internationalen Klimaschutz (Protokoll und Gesetz), im Internet abrufbar:
http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/kyoto_protokoll/doc/5802.php (Stand: August 2009)

BMWA (2003): Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA): Energie Daten 2003: nationale und internationale Entwicklung; Berlin: o.V., 2003

BMWi (2009): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Energieversorgung für Deutschland), im Internet abrufbar:
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html> (Stand: August 2009)

BP Statistical Review of world Energy (2008): OECD Energy Balances, Weltbevölkerung

(UNFPA), LBST-Analyse, Juni 2008, im Internet abrufbar: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf (Stand: August 2009)

Bronstein (1999): I. Bronstein: Taschenbuch der Mathematik, Frankfurt a M., 1999

Chekanova (2005): S. Chekanova, Sonne, Wind und Methan, Verlag Gazeta.kz, im Internet abrufbar: <http://www.gazeta.kz/print.asp?aid=67547> (Stand: August 2009)

CIA (2008): Central Intelligence Agency, The World Factbook. URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook>. Stand: 01.11.2008.

Cichowski (1984): R.R.Cichowski: Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze, ISBN: 3-8022-0073, VDEW-Verlag Frankfurt am Main, 1984

Dubielzig (2007): G.Dubielzig, et al.: Fortschrittsbericht „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Fortschritt-Bericht VDI, Düsseldorf 2007

Dukenbaev (2001): K.Dukenbaev, E. Nureken, Energetik Kasachstans, technische Aspekte (auf kasachisch), ISBN 9965-00-069-7, Almaty, 2001

Dyussembekova (2008): N.Dyussembekova, et al.: Untersuchung der Lastprofile von Niederspannungsnetzbezirken. Im Internet abrufbar: http://www.htee.tu-bs.de/forschung/veroeffentlichungen/Dyussembekova_10Symposium_energieinnovation.pdf (Stand: August 2009)

ecopower: PowerPlus Technologies GmbH, im Internet abrufbar: <http://www.ecopower.de/ecopower-mini-bhkw/wie-funktioniert-ein-bhkw.html> (Stand: August 2009)

EEG (2009): Erneuerbare Energie Gesetz, Bundesministeriums der Justiz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH -www.juris.de, Abrufbar im Internet: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf (Stand August 2009)

Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (1998): Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2. Aufgabe, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H. –VWEW, 1998

FEN (2008): Forschungsverbund Energie Niedersachsen, Tagungsband zum 2. Statusseminar des FEN, 29. und 30. Mai 2008

Fischer (2007): Der Fischer Weltalmanach 2008, Frankfurt am Main 2007

Francisco (2007): Francisco M. Gonzalez-Longatt, Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System, 9th International Conference, Electrical Power Quality

and Utilisation, Barcelona, 9-11 October, 2007

Fronde (2008): M. Fronde, Ch. Schmidt: Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland: eine empirische Analyse, ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen ISSN 0720-6240, 2008, S. 8-14

Fünfgeld (2000): C.Fünfgeld, R.Tiedemann,: Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step – by – step, VDEW Materialien M-05/2000, Cottbus, 2000

Fünfgeld (2002): C.Fünfgeld, C.Fiebig: Abschlussbericht „Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“, VDEW Materialien M-24/2002, Cottbus 2002

GOST 13109-97: Elektrische Energie, Normen für Qualität elektrischer Energie im Energieversorgungssystem, 1997 (auf Russisch)

Gruppe der elektrotechnischen Company: Gruppe der elektrotechnischen Company „Majak“, Transformatoren, abrufbar unter: <http://oomayak.ru/transformatory> (Stand: September 2009)

Heuck (1999): K.Heuck, K.-D. Dettmann: Elektrische Energieversorgung, ISBN 3-528-38547-2, 4. Auflage, der Verlag Vieweg&Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig/Wiesbaden, 1999

Kaufmann (1995): W. Kaufmann, Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, VDE-Verlag GMBH, 1995

KEGOC (2009): Kazakhstan Electricity Grid Operating Company, abrufbar im Internet: <http://www.kegoc.kz/page.php?lang=3> (Stand: August 2009)

Kuchling (1995): H.Kuchling: Taschenbuch der Physik, Leipzig, 1995

KWKG (2008): Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz http://www.bhkw-Infozentrum.de/download/kwkg_2009_bundesgesetzblatt.pdf

KWKK: Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, im Internet abrufbar: <http://www.bhkw-Info.de/kwkk/funktion.html>

LEXAS: LEXAS Company: Länderinformationen, im Internet abrufbar: http://www.lexas.net/geographie/klima/staaten_nach_klimazonen.asp (Stand: August 2009)

Mehlhorn (2008): K.Mehlhorn, Analyse von Einflussfaktoren auf Netzverluste in Niederspannungsnetzen, ew, 2008 (Heft 21)

Ministerium für Energetik und Mineralressourcen (2008): Programm für Energieeffizienz im Zeitraum bis Jahr 2015

http://www.memr.gov.kz/?mod=news&lng=rus&cat_id=46&id=1649 (auf russisch) (Stand: August 2009)

Ministerium für Energetik und Mineralressourcen (2009): Ministerium für Energetik und Mineralressourcen: http://www.memr.gov.kz/?mod=news&lng=rus&cat_id=46&id=1648 (Stand Juni 2009)

NASA: Surface Meteorology and Solar Energy, im Internet abrufbar: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>. (Stand: August 2009)

NEPLAN: Netzberechnungsprogramm NEPLAN, User's Guide V5, Lastfluss

NVA: Elektrotechnische Werk, abrufbar unter: http://zavod-nva.com/index.php?id=pr_5_3 (auf russisch), (Stand September 2009)

Oeding (2004): D.Oeding, B.R.Oswald Elektrische Kraftwerke und Netze, ISBN 3-540-00863-2, 6. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2004

Official site of the President of the Republik of Kazakhstan (2007): Im Internet abrufbar: http://www.akorda.kz/www/www_akorda_kz.nsf/sections?OpenForm&id_doc=BC3DF7C6FB65732E46257291002A9331&lang=en (Stand: August 2009)

Power Kazakhstan (2009): Energetische Ressource Kasachstans, abrufbar im Internet: <http://www.powerexpo.kz/ru/resources> (auf Russisch), (Stand: August 2009)

Programm 2030 (2003): Entwicklung der Windressourcen in Kasachstan, im Internet abrufbar: <http://www.expert.ru/printissues/kazakhstan/2004/03/03ka-kekonom/> (auf russisch) (Stand: August 2009)

Programm der Entwicklung der Elektrotechnik bis Jahr 2030 (1999): Programm der Entwicklung der Elektrotechnik bis Jahr 2030, 1999, im Internet abrufbar unter: <http://dostykenergo.kz/2008/04/22/programma-razvitija-jelektrojenergetiki.html> (Stand August 2009)

Programm für Minimierung der Netzverluste (2007): Programm für Minimierung der Netzverluste in Zeitraum 2008-2012 in Stadtwerk Karagandy (auf russisch)

Projekt des EEG in Kasachstan (2009): „Unterstützung bei der Nutzung der Erneuerbare Energiequellen“, im Internet abrufbar: http://www.windenergy.kz/files/1236336134_file.pdf (Stand August 2009) (auf russisch)

Ralf (2001): H. Ralf, Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im Privatkundenbereich, Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2001
RWETRANSPORTNETZSTROM:
<http://www.rwetransportnetzstrom.com/web/cms/de/103896/rwe-transportnetzstrom/netzwelt/regelung-der-netze/grundlast-mittellast-spitzenlast/>

Scharemaker (2008): Pieter Scharemaker, Electrocacal power system essentials, John Wiley&Sons Ltd, 2008, ISBN 978-0470-51027 (H/B)

Schieferdecker (1999): B.Schieferdecker, H.Meier, C.Fünfgeld, F.Adam: Repräsentative VDEW Lastprofile, VDEW Materialien M-28/99, Frankfurt a. M. 1999

Schramek (1997): E.-R.Schramek: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik, Dortmund 1997

Schulz (2007): Ch.Schulz, Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz, Dissertation, Technische Universität Braunschweig, 2007

SNIP II – A-6-72: Normen für Bauklimatologien und Geophysik, 1972 (auf Russisch)

Strom NZV (2005): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV), Bundesgesetzblatt, Bonn, 2005

Übersichten der Produktivität der ökologischen Tätigkeit (2008): Übersichten der Produktivität der ökologischen Tätigkeit, Kasachstan, Europäische Wirtschaftskommission, Organisation der Vereinten Nationen, New-York und Genf, 2008 (auf russisch), im Internet abrufbar: http://www.unece.org/env/epr/epr_studies/kazakhstan%20II%20r.pdf (Stand: August 2009)

Umweltschutzministerium (2005): Übersichten der Produktivität der ökologischen Tätigkeit, Kasachstan, Europäische Wirtschaftskommission, Organisation der Vereinten Nationen, New-York und Genf, 2008 (auf russisch), S. 149, im Internet abrufbar: http://www.unece.org/env/epr/epr_studies/kazakhstan%20II%20r.pdf (Stand: August 2009)

VDE 0175 (2002): IEC-Normspannungen, DIN IEC 60038 (VDE 0175): 2002-11, VDE Verlag GmbH

VDE 0276-603 (2005): DIN VDE 0276-603: Energieverteilungskabel mit Nennspannungen U0/U 0,6/1 kV , 2005

VDI (2007): Verein Deutscher Ingenieure, Richtlinie VDI 4655, Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Düsseldorf 2007

VDN-Plan „Deutsches Höchstspannungsnetz“: Im Internet abrufbar (Stand September 2009): <http://www.snarq.de/index.php?lastcate=11&cateto=1009&open=31>

Verband der Netzbetreiber e.V. (2002): Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [online]. Letzte Aktualisierung: April 2002, erhältlich im Internet unter <http://www.vdn-berlin.de/regelzonen.asp> (Stand: August 2009)

LEBENS LAUF

Nassipkul Dyusseembekova

Geburtsdatum 23.06.1977
Geburtsort Karagandy-Gebiet, Kasachstan



Ausbildung und berufliche Tätigkeit

- 10/2006-12/2009** Promotion als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen an der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Deutschland
- Fach** Elektrotechnik
Thema Integration von Mini-BHKW in die Niederspannungsnetze von Deutschland und Kasachstan
- 11/2007-11/2007** Praktikum bei der „Energienetze Braunschweig GmbH“
- 04/2006 – 09/2006** Deutschintensivkurs für Regierungsstipendiaten „Bolaschak“ bei interDaF e.V. am Herder-Institut der Universität Leipzig, Deutschland
- 09/2002 – 03/2006** Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Energieversorgung und Elektrotechnik an der Staatlichen Technischen Universität Karagandy, Kasachstan
- 09/2004 – 01/2006** Master-Studiengang an der Staatlichen Technischen Universität Karagandy
- Fach** Elektroenergetik
Thema Modellierung der Betriebsbedingungen von elektrischen Hochspannungsanlagen
- 09/1999 - 08/2002** Lehrerin für Energetikfächer beim polytechnischen College in Karagandy, Kasachstan
- 07/1994 – 07/1999** Diplom-Studiengang an der Staatlichen Universität M. H. Dulaty zu Taras
- Fach** Energieversorgung und Elektrifizierung der Landwirtschaft
Thema Elektroversorgung der Werkstatt der „Chimprom AG“ mit der Automatisierung der optimalen Temperaturhaltung
- 09/1984 – 07/1994** Besuch der allgemeinbildenden Schule in Bosaga, Kasachstan

