Die kommunale Effizienzrevolution für den Klimaschutz in den deutschen Städten – „KomRev“

- Voraussetzungen, Transformationspfade und Wirkungen-

Abschlussbericht

FKZ 03KSE043
Förderung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Solar-Institut Jülich der FH Aachen (SIJ)
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI)
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Gefördert durch:
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

NATIONALE KLIMASCHUTZ INITIATIVE

SIJ | SOLAR-INSTITUT JÜLICH FH AACHEN UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Wuppertal Institut

DLR

Dieser Bericht ist Ergebnis des Forschungsvorhabens „Die kommunale Effizienzrevolution für den Klimaschutz in den deutschen Städten – KomRev“, welches unter dem Förderkennzeichen 03KSE043 mit Förderung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) durchgeführt wurde. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
SIJ, WI, DLR 2017: „Die kommunale Effizienzrevolution für den Klimaschutz in den deutschen Städten – KomRev“; Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben 03KSE043; gefördert vom Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; bearbeitet von Solar-Institut Jülich der FH Aachen (SIJ, Herausgeber), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR); Mai 2017
Projektlaufzeit: Nov. 2012 – Dez. 2016

Projektkoordination:
Solar-Institut Jülich der FH Aachen
Heinrich-Mußmann-Straße 5, 52428 Jülich
Kontakt: Anette Anthrakidis, anthrakidis@sij.fh-aachen.de
Projektpartner:
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Döppersberg 19, 42103 Wuppertal
Kontakt: Frank Merten, frank.merten@wupperinst.org

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart
Kontakt: Tobias Naegler, tobias.naegler@dlr.de

Impressum

Herausgeber
Solar-Institut Jülich der FH Aachen
Heinrich-Mußmann-Straße 5
52428 Jülich
www.sij.fh-aachen.de

Ansprechpartnerin
Anette Anthrakidis, Abteilungsleiterin Energiespeicher und Systemanalyse
Solar-Institut Jülich der FH Aachen
E-Mail: anthrakidis@sij.fh-aachen.de
Tel. +49 0241 6009 53507
Fax +49 0241 6009 53570

Stand
Juni 2017

Autorinnen und Autoren

WI:

Frank Merten

Mathis Buddeke

Valentin Espert

Ulrich Jansen

Tomke Janßen

Christine Krüger

Dietmar Schüwer

SIJ:

Mirjam Schöttler

Anette Anthrakidis

Barbara Fricke

Sebastian Steininger

DLR:

Tobias Naegler

Sonja Simon

weitere Projektmitarbeiterinnen und -mitarbeiter

Solar-Institut Jülich: Joachim Göttsche, Marc Schwarzenbart, Benedikt Ziegler, Stefan Peter

Wuppertal Institut: Clemens Schneider, Carolin Schäfer-Sparenberg, Sascha Eckstein, Marie-Christine Gröne, Johannes Venjakob, Thomas Hanke, mit Unterstützung durch Kristof Kamps, Stefan Lechtenböhmer Arjuna Nebel, Jan Nigge, Philipp Schaube und Ansgar Taubitz

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt Stuttgart: Christof Husenbeth, Evelyn Sperber, Steffen Stökler

Danksagung

Das Projektkonsortium bedankt sich beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) für die Ermöglichung der Durchführung des Projekts KomRev, beim Projektträger Jülich (PTJ) für die unterstützende Betreuung und beim Umweltbundesamt (UBA) für die wertvollen Anregungen während der Projektlaufzeit.

Des Weiteren bedankt sich das KomRev-Team bei der Stadt Rheine und den Technischen Betrieben Rheine AöR für die kooperative Zusammenarbeit und den regen Austausch sowie die Vermittlung der für die Durchführung wesentlichen kommunalen Informationen, hier insbesondere bei Michael Wolters (Projektleiter Klimaschutz), Guido Wermers (Klimaschutzmanager) und bei Christoph Ittermann (Stadtwerke Rheine). Für fachlichen Austausch und Rat bedanken sich die Autorinnen und Autoren beim Begleitkreis.

Das Konsortium bedankt sich außerdem für aufschlussreiche Gespräche bei L. Ovel und M. Beckmann (Kläranlage Nord), R. Hennig (Apetito), W. Beckmann (Mathias-Spital) und W. Bergmann (Jakobi-Krankenhaus), J. Schürmann (Renk AG Werk Rheine), R. Niermann (Gröning GmbH & Co. KG), B. Lechtenberg (Setex Textil GmbH), H. Pleimann (Kettelhack GmbH & Co. KG), W. Sasse (KLM Kühl- und Lagerhaus Münsterland GmbH), H. Ehling (Kalkwerke Otto Breckweg GmbH) und H. Bülter (Hermann Reckers GmbH & Co. KG), die mit wertvollen Daten und Diskussionen zum aktuellen Stand von Energiebedarf und –Versorgung sowie zu Flexibilitätspotenzialen in den jeweiligen Betrieben zum Projekterfolg beigetragen haben sowie bei Axel Zunker (Betriebsleiter der Verkehrsgesellschaft der Stadt Rheine).

Für die grafische Gestaltung von Piktogrammen und Präsentationen und ihre Geduld bedanken sich die Autorinnen und Autoren bei Eva Müller und für die gelungene Durchführung und Moderation von Workshops bei der Stadt Rheine, bei Hans J. Lietzmann, Helena Bennighaus und Mark Schwalm (Forschungsstelle Bürgerbeteiligung der Bergischen Universität Wuppertal) und bei Uwe Pfenning (DLR).

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung ... 22
1.1 Hintergrund und Zielsetzung ... 22
1.2 Studienstruktur und Vorgehensweise ... 23
2 Rahmenbedingungen für die kommunale Effizienzrevolution in Rheine ... 24
2.1 Masterplan ... 24
2.1.1 Masterplan-Kommunen MPK 2012 ... 24
2.1.2 Masterplan-Kommune Rheine ... 25
2.1.3 Anschlussvorhaben MPK 2016 ... 26
2.1.4 Abgrenzung Masterplan-Kommune und KomRev-Projekt ... 27
2.2 Topo- und demographische Rahmenbedingungen ... 28
2.3 Wirtschaftliche und strukturelle Rahmenbedingungen ... 30
2.3.1 Beschäftigungszahlen nach Branchen ... 31
2.3.2 Anzahl Betriebe, Beschäftigte und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen ... 31
2.3.3 Größte Energieverbraucher ... 32
2.3.4 Übersicht über strukturelle Aspekte des Energiesystems ... 33
2.4 Energetische Rahmenbedingungen ... 34
2.4.1 Übersicht über Energieverbräuche im Betrachtungsjahr ... 34
2.4.2 Technische Potenziale für erneuerbare Energien ... 35
2.5 Die verkehrliche Situation in Rheine ... 45
2.5.1 Rad- und Fußverkehr ... 45
2.5.2 ÖPNV-Erschließung der Stadt ... 45
2.5.3 Anbindung Rheines an den Schienenpersonennahverkehr ... 45
2.5.4 Anbindung Rheines an den Schienenpersonenfernverkehr ... 46
2.5.5 Verkehr und Siedlungsentwicklung ... 46
2.5.6 Derzeitige Verkehrsmittelverfügbarkeit und Verkehrsmittelnutzung ... 46
2.5.7 Fazit ... 47
2.6 Grundsätzliche Eckwerte für die Entwicklungen bis zum Jahr 2050 ... 47
3 Entwicklung der Zielkonzepte für das Jahr 2050 in Rheine ... 49
3.1 Vorgehen auf der Versorgungsseite ... 51
3.1.1 Maximal-Dezentrales Zielkonzept ... 51
3.1.2 Moderat-Dezentrales Zielkonzept ... 52
3.1.3 Granularität der Darstellung ... 54
3.2 Vorgehensweise auf der Bedarfsseite ... 55
3.2.1 Methodik für den Wärmebedarf der Haushalte ... 55
3.2.2 Methodik für den Strombedarf der Haushalte ... 59
3.2.3 Methodik für den Strom- und Wärmebedarf im Industrie- und Gewerbesektor ... 64
3.3 Raumbezogene Verteilung Warmwasser- und Raumwärmebedarf ... 69
3.4 Vorgehensweise im Verkehrssektor ... 72
3.4.1 Grenzen der Konzepte / Systemgrenzen ... 72
3.4.2 Vorgehensweise bei der Konzeptentwicklung und Grundannahmen ... 72
3.5 Zusammenfassung ... 78
4 Zielkonzept Maximal-Dezentral 2050 ... 82
4.1 Nachfrage nach Strom und Wärme im MAX-DEZ Konzept ... 82
4.1.1 Wärmebedarf der Haushalte im MAX-DEZ Konzept ... 82

4.1.2 Strombedarf der Haushalte im MAX-DEZ Konzept 85
4.1.3 Strom- und Wärmebedarf des Industrie- und Gewerbesektors im MAX-DEZ Konzept 87
4.2 Ergebnisse des MAX-DEZ Konzepts für das Handlungsfeld Verkehr 92
4.3 Dezentrale Energieversorgung im MAX-DEZ Konzept 92
4.3.1 Stromerzeugung 93
4.3.2 Biomasse 96
4.3.3 Wärmeversorgung 104
4.4 Zusammenfassung 116
5 Zielkonzept Moderat-Dezentral 2050 117
5.1 Nachfrage nach Strom und Wärme im MOD-DEZ Konzept 117
5.1.1 Wärmebedarf der Haushalte im MOD-DEZ Konzept 117
5.1.2 Strombedarf der Haushalte im MOD-DEZ Konzept 117
5.1.3 Strom- und Wärmebedarf des Industrie- und Gewerbesektors im MOD-DEZ Konzept 119
5.2 Ergebnisse des Moderat-Dezentralen Konzepts für das Handlungsfeld Verkehr 119
5.3 Dezentrale Energieversorgung im MOD-DEZ Konzept 120
5.3.1 Stromerzeugung 120
5.3.2 Biomasse 124
5.3.3 Wärmeversorgung 133
5.4 Vergleich wesentlicher Ergebnisse der Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ 143
6 Vertiefende Analyse von Systemausschnitten 147
6.1 Systemausschnitt 1: Modellierung und Simulation der Zielkonzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ 148
6.1.1 Modellaufbau und Simulationsumgebung 148
6.1.2 Simulation Strom- und Wärmebedarfe 150
6.1.3 Simulation Stromversorgung 152
6.1.4 Simulation Wärmeversorgung 154
6.1.5 Verbindung und Informationsfluss Strom- und Wärmemodell 156
6.2 Systemausschnitt 2: Modellierung des Einsatzes möglicher Ausgleichsoptionen zur Glättung der Residuallast – Fokus Lastmanagement 158
6.2.1 Einführung und Zielsetzung 158
6.2.2 Auswahl der spezifisch berücksichtigten Industriebetriebe 159
6.2.3 Erhebung bzw. Ableitung der DSM-Potenziale 161
6.2.4 Abbildung der DSM-Potenziale im Simulationsmodell 163
6.2.5 Das Simulationsmodell 164
6.2.6 Übersicht über berücksichtigte Potenziale und ihre Einsatzreihenfolge .. 165
6.2.7 Ergebnisse 166
6.3 Systemausschnitt 3: Detaillierte Simulation des Lastmanagements und der Abwärmenutzung ausgewählter Betriebe 170
6.3.1 Aufgabenstellung 170
6.3.2 Bestandsaufnahme: Energieversorgung und –bedarf bei Apetito, dem Mathias-Spital und dem Jakobi-Krankenhaus 171
6.3.3 Modellbeschreibung für die Apetito-Simulationen: 174
6.3.4 Ausgleichspotenziale durch Last- und Erzeugungsmanagement bei Apetito 186

6.3.5 Auswirkungen der erhöhten Flexibilität auf den Endenergieverbrauch bei Apetito189
6.3.6 Möglichkeiten zukünftiger Abwärmenutzung bei Apetito 190
6.3.7 Zusammenfassung der Simulation und Ergebnisse für das Mathias-Spital und das Jakobi-Krankenhaus 192
6.3.8 Fazit: Simulation Systemausschnitte Apetito und Krankenhäuser 196
7 Transformationspfade zu den Zielkonzepten 198
7.1 Nachfrage 198
7.1.1 Haushalte 198
7.1.2 Verkehr 203
7.1.3 Industrie 209
7.2 Versorgung 213
7.2.1 Stromversorgung 213
7.2.2 Raumwärme und Warmwasser 224
7.2.3 Brenn- und Kraftstoffversorgung 231
7.3 Exergetische Bewertung 235
7.3.1 Berechnungsansatz Exergetischer Wirkungsgrad Stromversorgung 236
7.3.2 Exergetischer Wirkungsgrad Stromsystem MOD-DEZ und MAX-DEZ. 236
7.3.3 Berechnungsansatz Exergetischer Wirkungsgrad der Wärmeversorgung 237
7.3.4 Exergetischer Wirkungsgrad Wärmesystem MOD-DEZ und MAX-DEZ 238
7.3.5 Entwicklung der exergetischen Effizienz in MAX-DEZ 239
7.3.6 Entwicklung der exergetischen Effizienz in MOD-DEZ 239
7.3.7 Fazit 240
7.4 Bewertung der Treibhausgasemissionen in Rheine 240
7.4.1 Bilanzgrenzen 241
7.4.2 Ökobilanzdaten für Hintergrundprozesse 242
7.4.3 Verminderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Basisjahr243
7.4.4 Berechnung der Treibhausgasemissionen in den Stützjahren 244
7.4.5 Entwicklung der Emissionen in MAX-DEZ 245
7.4.6 Entwicklung der Emissionen in MOD-DEZ 246
7.5 Kosten-Schätzungen 247
7.5.1 Ziele, Vorgehensweise und Grundannahmen 247
7.5.2 Kostenschätzungen zur kommunalen Stromwende 252
7.5.3 Kostenschätzung zur lokalen Wärmwende 255
7.5.4 Kostenvergleich von MOD-DEZ und MAX-DEZ für den Strom- und Wärmesektor 256
7.5.5 Kostenschätzungen zur lokalen Verkehrswende 258
7.6 Zusammenfassung Transformationspfade, Exergie, Treibhausgasemissionen und Kosten 267
8 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Kommunen 274
8.1 Handbucherstellung 274
8.2 Robuste Entscheidungselemente 275
8.2.1 Übergeordnete Fragestellungen 275
8.2.2 Brennstoffwende 276
8.2.3 Wärmewende 278
8.2.4 Stromwende 282
9 Schlussbetrachtungen 286

10 Literaturverzeichnis 289
11 Anhang 298
11.1 Workshop 1 298
11.2 Workshop 2 300
11.3 Workshop 3 300
11.4 Workshop 4 301
11.5 Expertenaustausch 302
11.5.1 Begleitkreis 302
11.5.2 Handbucherstellung 302
11.5.3 Qualitätssicherungsworkshop Handbuchbetreuung 302
11.6 Im Projektverlauf genutzte Fragebögen 304
11.6.1 Fragebogen zur Erhebung der Energiebedarfe und Abwärme-Potenziale 304
11.6.2 Fragebogen zur Erhebung der prozessspezifischen Lastmanagementpotenziale 309

Abbildungen

Abbildung 2-1: Das Akteursnetzwerk Klimaschutz Rheine 26

Abbildung 2-2: Städtisch und ländlich geprägte Stadtteile von Rheine mit jeweiliger Einwohnerzahl 28

Abbildung 2-3: Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung in Rheine in Anlehnung an Prognosen für den Kreis Steinfurt 29

Abbildung 2-4: Fortschreibung der Haushaltsgrößen für Rheine (Basisjahr: Zensus 2011 / Fortschreibung nach it.NRW) 30

Abbildung 2-5: Stromerzeugung bzw. Import in Rheine im Jahr 2010 34

Abbildung 2-6: Übersicht über sektorale Energieverbräuche in Rheine 2010 35

Abbildung 2-7: Ausschnittsweise Darstellung verschiedener Versorgungsgebiete im GIS-Tool (Schotthock-Sued, Schotthock-Ost_1, Schotthock-Ost_2, City-rechts_2) mit den darin liegenden solaren Dachflächenpotenzial-Punkten in grün; Quelle: eigene Darstellung (SIJ) 38

Abbildung 2-8: Ergebnis Potenzialflächennutzung nach dem optimistischen Ansatz; Quelle: Eigene Darstellung (SIJ) in Google Maps (Violett: 7 ha/MW; Rot: 5 ha/MW; Blau: 3 ha/MW) 40

Abbildung 3-1: Methodik der Wärmebedarfsmodellierung im Bereich der Wohngebäude 56

Abbildung 3-2: Vorgehen bei der Abschätzung des Energiebedarfs von Industrie und Gewerbe im Jahr 2050 65

Abbildung 3-3: Anwendungsbilanzen für den Gewerbesektor nach (Schlomann u. a. 2013) 66

Abbildung 3-4: Anwendungsbilanzen für die Industrie 67

Abbildung 3-5: Synthetische Lastprofile und Außentemperatur 69

Abbildung 3-6: Verkehrsmittelwahl nach Entfernungsklassen im Kreis Steinfurt in 2010 (Quelle: Kreis Steinfurt 2011) 75

Abbildung 3-7: Verkehrsmittelwahl nach Entfernungsklassen in Rheine in 2050 (MOD-DEZ Konzept) 75

Abbildung 3-8: Verkehrsmittelwahl nach Entfernungsklassen in Rheine in 2050 (MAX-DEZ Konzept) 76

Abbildung 3-9: Systemgrenzen und Basisentscheidungen in den Zielvisionen, © Solar-Institut Jülich, Eva Müller 78

Abbildung 4-1: Strom-, Wärme- und Brennstoffbedarfe in Industrie und Gewerbe 2010 88

Abbildung 4-2: Entwicklung der Energiebedarfe zwischen 2010 und 2050 nach Branchen (a: Strom, b: Raumwärme & Warmwasser, c: Brennstoffe) 91

Abbildung 4-3: Abschätzung der jährlichen intern genutzten und freien Abwärmemengen in 2050 91

Abbildung 4-4 Biogasaufbereitung Verfahrensvergleich; Quelle (Fraunhofer Umsicht 2009) 99

Abbildung 4-5 Mögliche Nutzungspfade weiteres Biogaspotenzial; eigene Berechnungen 101

Abbildung 4-6 Schematische Darstellung eines Holzvergasungssystems; Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. 102

Abbildung 4-7: Notwendige Vorüberlegungen und Arbeitsschritte zur Erstellung solar versorgter Nahwärmegebiete mit saisonalen Speichern 104

Abbildung 4-8 Inputdaten zur Simulation saisonaler Wärmespeicher für ein Nahwärmeversorgungsgebiet 105

Abbildung 4-9 Übersicht der bis 2010 gebauten solar unterstützten Nahwärmesysteme in Deutschland (Mangold et al. 2012). 108

Abbildung 4-10 Speichertemperaturverlauf im Probeversorgungsgebiet Wadelheim bei einer Vakuumkollektorfläche von 13.500m² und einer Speichergröße von 85.000m³ 110

Abbildung 4-11: Farbliche Abgrenzung der Versorgungsgebiete; eigene Darstellung mittels GIS 111

Abbildung 5-1 Verfahrensschema Bioethanolherstellung mit gekoppelter Biogasfermentation (Senn und Lucà 2002) 130

Abbildung 5-2 Gekoppelte Kraftstoffbereitstellung aus Anbaubiomasse im MOD-DEZ Konzept 130

Abbildung 5-3 Vereinfachtes Sankey-Diagramm des cEF-D Konzepts nach (DaimlerChrysler u. a. 2006), alle Werte in MW 131

Abbildung 5-4 Kraftstoffbereitstellung aus holzartiger Biomasse im MOD-DEZ Konzept 132

Abbildung 5-5 20m³ Pufferspeicher der Firma FSAVE Solartechnik (Zaß u. a. 2012) 137

Abbildung 6-1: Subtraktion Lastverlauf WW von der Summenlast zur Erzeugung Lastgang RW 151

Abbildung 6-2: Zweistufige Erzeugung separater Lastgänge für RW und WW aus der Summenlast 152

Abbildung 6-3 Verläufe der Leistungskennlinien ausgewählter WEA. Quelle: Energiestudie 2010 153

Abbildung 6-4: (a) Ganglinie und (b) Jahresdauerlinie der Residuallast für das Konzept MOD-DEZ 158

Abbildung 6-5: Methodik zur Auswahl der spezifisch berücksichtigten Industriebetriebe. 160

Abbildung 6-6: Jahresdauerlinie vor und nach DSM-Einsatz (MAX-DEZ). Oben: Gesamter Simulationszeitraum. Unten: vergrößerter Ausschnitt 167

Abbildung 6-7: Jahresdauerlinie vor und nach DSM-Einsatz (MOD-DEZ). Oben: Gesamter Simulationszeitraum. Unten: vergrößerte Ausschnitte 169

Abbildung 6-8: geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast für die Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ 170

Abbildung 6-9: Struktur Energieverbrauch und Energieversorgung bei Apetito..... 172

Abbildung 6-10: Struktur Energieverbrauch und Energieversorgung im Mathias-Spital 173

Abbildung 6-11: Struktur Energieverbrauch und Energieversorgung im Jakobi-Krankenhaus 174

Abbildung 6-12: Struktur und wichtige technische Kenngrößen für das Apetito-Modell 175

Abbildung 6-13: Illustration der flexiblen Fahrweise der Kältemaschine des Frosters (oberes Panel), des Füllstands des Kältespeichers (mittleres Panel) und die residuale Last (unteres Panel) für jeweils eine ausgewählte Defizit- bzw. Überschuss-Periode (gelb unterlegt); die Vorbereitung des Speichers auf die Überschuss- bzw. Defizit-Periode ist blau unterlegt. Erläuterung der Punkte (1) – (5): siehe Text. 179

Abbildung 6-14: Illustration der flexiblen Fahrweise der Kältemaschine des Kühlhauses (oben) und der Kühlhaustemperatur (Mitte); residuale Last (unten); gelb unterlegt: Defizit/Überschuss-Periode, blau unterlegt: Vorbereitung auf Defizit/Überschuss; Erläuterung der Punkte (1) – (5): siehe Text 180

Abbildung 6-15: Illustration der flexiblen Fahrweise des E-Heizer (oben) und des BHKW (Mitte oben) und des Füllstands des Wärmespeichers (Mitte unten). Unten: Residuallast; gelb unterlegt: Defizit/Überschuss-Periode, blau unterlegt: Vorbereitung auf Defizit/Überschuss; Erläuterung der Punkte (1) – (5): siehe Text 182

Abbildung 6-16: Normiertes Lastprofil (Jahressumme = 1000) für Prozesswärmebedarf für Apetito (Ausschnitt für Januar)..... 183

Abbildung 6-17: Ausgleichspotenziale bei Apetito (realisierbar, technisch, theoretisch) für die Wärmepumpe (WP), das Kühlhaus (KH), den Froster (FRO) den Elektroheizer (EH) und die KWK-Anlage sowie der kombinierte Effekt (SUMME) für Defizit- und Überschuss-Situationen im Standard-Lauf (STA)..... 186

Abbildung 6-18: Ausgleichspotenziale bei Apetito: Ergebnisse der Sensitivitätstests bzgl. Speichergröße. STOR_6h ist identisch mit SUMME des Standard-Laufs STA aus Abbildung 6-17. 188

Abbildung 6-19: Häufigkeitsverteilung von Überschuss- und Defizit-Situationen unterschiedlicher Länge für Residuallast aus MAX-DEZ und MOD-DEZ 188

Abbildung 6-20: relative Änderung des Endenergieverbrauchs (Strom und Gas) mit der Speichergröße (Referenz: Standard-Simulation STA mit 6h Speichergröße)..... 190

Abbildung 6-21: Schema der Abwärmeerzeugung und -nutzung für Apetito..... 191

Abbildung 6-22: Zusammenfassung Abwärmeerzeugung bzw. -Veredelung und -Nutzung für Apetito (STA-Simulation)..... 192

Abbildung 6-23: Ausgleichspotenziale des Mathias-Spitals (MSP) und des Jakobi-Krankenhauses (JKH) für MAX-DEZ und MOD-DEZ 194

Abbildung 7-1: Transformationspfad des mittleren jährlichen Haushaltsstrombedarfs im MOD-DEZ Konzept 200

Abbildung 7-2: Entwicklung des mittleren jährlichen Strombedarfs aller Haushalte in Rheine für MOD-DEZ und MAX-DEZ von 2010 bis 2050 200

Abbildung 7-3: Gebäudespezifische Energiekennzahlen Raumwärme für die drei betrachteten Gebäudetypen und Sanierungstiefe für die zeitliche Entwicklung des Raumwärmebedarfs bis 2050 201

Abbildung 7-4: Annahmen zur zeitlichen Entwicklung des sanierten Wohngebäudebestandes nach Gebäudetypen und Sanierungstiefe bis 2050 202

Abbildung 7-5: Annahmen zur zeitlichen Entwicklung des spezifischen Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden bis 2050..... 202

Abbildung 7-6: Transformationspfad für den Wärmebedarf von Wohngebäuden in Rheine von 2010 – 2050..... 203

Abbildung 7-7: Transformationspfad des Energiebedarfs des Straßenpersonenverkehrs im Moderat-Dezentralen Konzept 208

Abbildung 7-8: Transformationspfad des Energiebedarfs des Straßenpersonenverkehrs im Maximal-Dezentralen Konzept 208

Abbildung 7-9: Übersicht über Strom-, Brennstoff-, Raumwärme-, und Warmwasserbedarfe aller Industriebeitriebe in Rheine und der zur Verfügung stehenden freien Abwärme bis 2050 210

Abbildung 7-10: Zeitliche Entwicklung von Strom-, Brennstoff-, Raumwärme- und Warmwasserbedarfen für die größten industriellen Verbraucher des Untersuchungsgebietes 212

Abbildung 7-11: Lokale Stromerzeugung und Importbedarfe in den Stützjahren für MAX-DEZ..... 214

Abbildung 7-12: Lokale Stromerzeugung und Importbedarfe in den Stützjahren für MOD-DEZ..... 214

Abbildung 7-13: Gesamtleistung der PV-Bestandsanlagen in Rheine in den jeweiligen Stützjahren..... 215

Abbildung 7-14: Installierte PV-Leistung und zugehöriger Zubaubedarf im Zeitraum 2010-2050..... 216

Abbildung 7-15: WKA-Gruppierungen A bis G (ab 2020), I bis IV (vor 2017) und R (Repowering) der Transformationspfadentwicklung; Bild: Google Maps..... 217

Abbildung 7-16: Zubau und installierte Leistung Windkraft in den Stützjahren..... 218

Abbildung 7-17: Stromerzeugung aus Biomasse im MAX-DEZ Konzept..... 220

Abbildung 7-18: Stromerzeugung aus Biomasse im MOD-DEZ Konzept..... 221

Abbildung 7-19: Wärmeversorgung im MAX-DEZ Konzept..... 229

Abbildung 7-20: Wärmeversorgung im MOD-DEZ Konzept 231
Abbildung 7-21: Prozesswärmeversorgung im MAX-DEZ Konzept 232
Abbildung 7-22: Prozesswärmeversorgung im MOD-DEZ Konzept 233
Abbildung 7-23 Bilanzgrenze Emissionsberechnung der Energiebereitstellung in MAX-DEZ und MOD-DEZ 241
Abbildung 7-24: Emissionsentwicklung 2020 bis 2050 im MAX-DEZ Konzept 245
Abbildung 7-25: Emissionsentwicklung 2020 bis 2050 im MOD-DEZ Konzept 246
Abbildung 7-26: Auswahl eines Kostenfaktors mittels Metaanalyse am Beispiel Photovoltaik 249
Abbildung 7-27: Zentrale Annahmen für die Kostenschätzungen im Strom- (blau) und Wärmesektor (orange) 249
Abbildung 7-28: Systemgrenzen für die Kostenschätzungen 251
Abbildung 7-29: Resultierende Investitionen in die lokale Stromerzeugung (links) und den lokalen Ausbau von Stromnetz und Stromspeichern (rechts) 254
Abbildung 7-30: Kostenvergleich der beiden Effizienzpfade von Haushaltsgeräten von heute (2010) bis zum Jahr 2050 255
Abbildung 7-31: Resultierende Investitionen in die lokale Stromerzeugung (links) und den lokalen Ausbau von Stromnetz und Stromspeichern (rechts) 256
Abbildung 7-32: Resultierende Investitionen in den Strom- und Wärmesektor in MAX-DEZ und MOD-DEZ (links) und die damit verbundenen Jahreskosten (rechts) . 257
Abbildung 7-33: Gesamtkosten Pkw MOD-DEZ Konzept (Mio. Euro) 261
Abbildung 7-34: Gesamtkosten Pkw MAX-DEZ Konzept (Mio. Euro) 262
Abbildung 7-35: Kosten der Versorgungsinfrastruktur MOD-DEZ Konzept (Mio. Euro) 263
Abbildung 7-36: Kosten der Versorgungsinfrastruktur MAX-DEZ Konzept (Mio. Euro) 264
Abbildung 7-37: Zusammenfassender Vergleich des MOD-DEZ und des MAX-DEZ Konzepts (Angaben in Mio. Euro) 266
Abbildung 8-1: Auszug Arbeitsschritte der Masterplan-Erstellung 275
Abbildung 8-2: Entscheidungsdiagramm zur Strategieentwicklung einer Brennstoffwende 277
Abbildung 8-3: Entscheidungsdiagramme zur Strategieentwicklung einer Wärmewende 280
Abbildung 8-4: Entscheidungsdiagramme zur Strategieentwicklung einer Stromwende 284
Abbildung 8-5 Schematische Darstellung der Jahresdauerlinie und beispielhafte Einsatzmöglichkeiten von Flexibilisierungsmaßnahmen zur qualitativen Bewertung ihrer Eignung innerhalb der MP-Region 285

Abbildung 11-1: Ergebnis der Bewertung zum Thema „Erleichterungen im Verkehr“ 299
Abbildung 11-2: Beispiel Vortragsfolie zum Workshop am 2. Juli 2014 301
Abbildung 11-3: Beispiel Sprecherfolie zum Workshop am 2. Juli 2014 301

Tabellen

Tabelle 2-1: Masterplan-Kommunen der ersten Runde (MPK 2012) 25

Tabelle 2-2: Anzahl Betriebe, Beschäftigte und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden 2015 nach Wirtschaftszweigen 32

Tabelle 2-3: Legende zur Darstellung des GIS-Ergebnisses für die Windkraftpotenzial-Abschätzung 40

Tabelle 2-4: Jährlich verfügbare Biomasse in Rheine, Erhebung SIJ auf Basis bereits für Rheine durchgeführter (Biomasse-)Analysen 42

Tabelle 2-5: Übersicht über wichtige Eckdaten in Rheine im zugrundeliegenden Betrachtungsjahr 47

Tabelle 3-1: Konzeptionelle Entscheidungen der beiden Zielvisionen für Rheine 50

Tabelle 3-2: Gebäudetypen der Wärmebedarfsmodellierung im Ausgangsjahr 2010 und Zieljahr 2050 58

Tabelle 3-3: Entwicklung der mittleren Haushaltsgröße in Rheine 60

Tabelle 3-4: Kategorisierung von Haushaltsgeräten 61

Tabelle 3-5: Verbrauchsanteile der Gerätekategorien in 2010 62

Tabelle 3-6: Konzeptrahmen, zugrundeliegende Annahmen und Methodiken zur Entwicklung der Energieversorgungs- und Bedarfskonzepte der beiden Konzepte. 79

Tabelle 4-1: Gebäudetypologie und Energiekennzahlen für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs 2010 83

Tabelle 4-2: Gebäudetypologie und Energiekennzahlen für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs 2050 84

Tabelle 4-3: Energiekennzahlen Warmwasserbedarf 2010 / 2050 (kWh/(Person*a)) ... 84

Tabelle 4-4: Wärmebedarf der privaten Haushalte 2010 und 2050 85

Tabelle 4-5: Verbrauchsanteile der Gerätekategorien in 2050 86

Tabelle 4-6: Zusammensetzung der Branchen 87

Tabelle 4-7: Entwicklung der Energieaufwendungen von Gewerbebetrieben 89

Tabelle 4-8: PV-Modulflächen nach Ausrichtungsgruppe; eigene Berechnungen 93

Tabelle 4-9: Stromerzeugung MAX-DEZ Konzept 95

Tabelle 4-10: Strombedarfe MAX-DEZ Konzept 96

Tabelle 4-11: Biomassepotenziale zur Biogaserzeugung 99

Tabelle 4-12 Holzgas BHKW Spanner RE²; Quelle Spanner RE² 103

Tabelle 4-13 Abwärmequellen von Großverbrauchern in Rheine, Nutzung in MAX-DEZ, Gruppierung nach nutzbarem Temperaturniveau der Abwärme 112

Tabelle 4-14 Nutzung Abwärmequellen Gruppe 1 und 2 zur Klimatisierung 115
Tabelle 5-1: Lebenszyklen einzelner Gerätekategorien von 2010 bis 2050..... 118
Tabelle 5-2: Verbrauchsanteile der Gerätekategorien in 2050 (MOD-DEZ)..... 118
Tabelle 5-3: PV-Modulflächen nach Ausrichtungsgruppe; Berechnungen SIJ..... 120
Tabelle 5-4: Stromerzeugung MOD-DEZ Konzept 122
Tabelle 5-5: Strombedarfe MOD-DEZ Konzept (inkl. Leitungsverluste) 123
Tabelle 5-6 Energetische Biomassenutzung MOD-DEZ Konzept mit und ohne KWK 125
Tabelle 5-7 Endenergiemengen Brennstoffbedarf MOD-DEZ Konzept mit und ohne KWK..... 127
Tabelle 5-8 Externe Brennstoffbezüge im MOD-DEZ Konzept mit und ohne KWK . 128
Tabelle 5-9 Treibstoffbedarfe im Moderat-Dezentralen Verkehrskonzept (Endenergie) 129
Tabelle 5-10 Wärmeversorgung Moderat Dezentral, Inputdaten und Simulationsergebnisse Wohngebäude für 2050 (Definition RWK1 und RWK 2 siehe 4.1.1)..... 134
Tabelle 5-11 Wärmeversorgung Moderat Dezentral, Inputdaten und Simulationsergebnisse GHD + Industrie 135
Tabelle 5-12 Abwärmequellen von Großverbrauchern in Rheine, Nutzung in MOD-DEZ 139
Tabelle 5-13 Simulationsergebnisse der Wärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) Moderat-Dezentrales Konzept..... 142
Tabelle 5-14: Gegenüberstellung wichtiger Parameter für MAX-DEZ 2050 und MOD-DEZ 2050 143
Tabelle 6-1:Übersicht über die berücksichtigten Potenziale in den beiden Nachfragekonzepten 165
Tabelle 6-2: Verschobene Energiemenge durch Lastausgleichsmaßnahmen im MAX-DEZ Konzept..... 166
Tabelle 6-3: Verschobene Energiemenge durch die am WI betrachteten Lastausgleichsmaßnahmen im MOD-DEZ Konzept..... 168
Tabelle 6-4: jährlicher Nutzenergiebedarf sowie Spitzenlast einzelner Anwendungsgruppen bei Apetito für 2050 177
Tabelle 6-5: Endenergieverbrauch (EEV), interne Abwärmenutzung, ungenutzte Abwärme und interne Bruttostromproduktion (jeweils in GWh/a) in den Apetito-Simulationen für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Referenz-Simulation INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement) 177
Tabelle 6-6: jährlicher Nutzenergiebedarf sowie Spitzenlast einzelner Anwendungsgruppen im Mathias-Spital im Modell für 2050..... 193

Tabelle 6-7: Endenergieverbrauch (EEV), interne Abwärmenutzung, ungenutzte Abwärme und interne Bruttostromproduktion (jeweils in GWh/a) in den Simulationen des Mathias-Spitals für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Referenz-Simulation INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement) 195

Tabelle 6-8: Jährlicher Nutzenergiebedarf sowie Spitzenlast einzelner Anwendungsgruppen im Jakobi-Krankenhaus im Modell für 2050 195

Tabelle 6-9: Endenergieverbrauch (EEV), interne Abwärmenutzung , ungenutzte Abwärme und interne Bruttostromproduktion (jeweils in GWh/a) in den Simulationen des Jakobi-Krankenhaus- für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Referenz-Simulation INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement) 196

Tabelle 7-1: Entwicklung des Modal Split im Maximal-Dezentralen Konzept 205

Tabelle 7-2: Entwicklung des Modal Split im Moderat-Dezentralen Konzept 206

Tabelle 7-3: Entwicklung der Tagesmobilität im Moderat-Dezentralen Konzept 207

Tabelle 7-4: Entwicklung der Tagesmobilität im Maximal-Dezentralen Konzept 207

Tabelle 7-5: Strombedarfe in den Stützjahren im MAX-DEZ Konzept 221

Tabelle 7-6: Strombedarfe in den Stützjahren im MOD-DEZ Konzept 222

Tabelle 7-7: Sanierungsanteile EFH, GFH und MFH sowie rechnerischer Mittelwert 225

Tabelle 7-8: Anteile und Wärmemengen Wärmeversorgung über Wärmepumpen, MAX-DEZ 227

Tabelle 7-9: Wärmeversorgung über Biomasse im MAX-DEZ Konzept 228

Tabelle 7-10: Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe, MAX-DEZ 228

Tabelle 7-11: Wärmeversorgung über Wärmepumpe im MOD-DEZ Konzept 229

Tabelle 7-12: Wärmeversorgung über Biomasse im MOD-DEZ Konzept 230

Tabelle 7-13: Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe, MOD-DEZ 230

Tabelle 7-14: Kraftstoffversorgung im MAX-DEZ Konzept 233

Tabelle 7-15: Kraftstoffversorgung im MOD-DEZ Konzept 234

Tabelle 7-16: Entwicklung jährliche Gasvolumina in MAX-DEZ 235

Tabelle 7-17: Entwicklung jährlicher Gasvolumina in MOD-DEZ 235

Tabelle 7-18: Ergebnisse der exergetischen Betrachtung der Stützjahre in MAX-DEZ 239

Tabelle 7-19: Ergebnisse der exergetischen Betrachtung der Stützjahre in MOD-DEZ 240

Tabelle 7-20 Erzielbare Emissionsminderungen der Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ (links mit, rechts ohne Stromerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen) 244

Tabelle 7-21: Grundannahmen für die Investitionskostenberechnung im Strom- und Wärmesektor 250

Tabelle 7-22: Input und Output Parameter für die Kostenschätzungen 250

Tabelle 7-23: Grundlegende Annahmen zur Vollkostenrechnung im Verkehrssektor 258
Tabelle 7-24: gewichte Kosten der Fahrzeugtechnologien (MIV) für das Jahr 2016 .. 259
Tabelle 7-25: Aufgeschlüsselter Fahrzeugbestand des MIV für MAX-DEZ und MOD-DEZ 259
Tabelle 11-1: Ergebnisse wichtiger Erleichterungen bzw. Hemmnissen aus Sicht der TeilnehmerInnen..... 299

Abkürzungen

ADKM	Adsorptionskältemaschine
AEL	Alkalische Elektrolyse
AKM	Absorptionskältemaschine
AW	Abwärme
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BWK	Brennwertkessel
DEA	Diethanolamin
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DSM	Demand-Side Management (Lastmanagement)
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
el.	elektrisch
EnEV	Energieeinsparverordnung
E-KFZ	Elektrofahrzeug
FH	Fachhochschule
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GMH	Großes Mehrfamilienhaus
HH	Haushalt
HTC	Hydrothermale Karbonisierung
H_u	(unterer) Heizwert
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologie
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
Kfz	Kraftfahrzeug
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
MAX-DEZ	Konzept “Maximal Dezentral”
MCA	Multi-Criteria Analysis
MEA	Monoethanolamin
MFH	Mehrfamilienhaus
MOFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle)
MVA	Müllverbrennungsanlage
NRW	Nordrhein-Westfalen
NT	Niedertemperatur
o. g.	oben genannt
ÖPNV	Öffentlicher Personen-Nahverkehr
p.a.	per annum (pro Jahr)
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PSA	Druckwasserwechseladsorption
PV	Photovoltaik
PW	Prozesswärme
RW	Raumwärme

RVM	Regionalverkehr Münsterland
RWK	Raumwärmeklasse
SIJ	Solar Institut Jülich
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxid-Brennstoffzelle)
ST	Solarthermie
Tab.	Tabelle
th.	thermisch
THG	Treibhausgas
TV	Television
WKA	Windkraftanlage
WI	Wuppertal Institut für Klima Umwelt, Energie GmbH
WW	Warmwasser

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	annum / Jahr
bar	Bar
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2-Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
FM	Festmeter
GWh	Gigawattstunde
GWh_{el}	Gigawattstunde (elektrisch)
GWh_{th}	Gigawattstunde (thermisch)
h	Stunde
ha	Hektar
H_2	Wasserstoff
K	Kelvin
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m	Meter
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
Mio.	Million
MJ	Mega-Joule
Mrd.	Milliarde
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh_{el}	Megawattstunde (elektrisch)
MWh_{th}	Megawattstunde (thermisch)
MW_{peak}	Megawatt Peak
η	Effizienz
Nm^3	Normkubikmeter
Pkm	Personenkilometer
srm	Schüttraummeter
t	Tonne
TJ	Tera-Joule
W	Watt

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Nach dem aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung liegt das Treibhausgas-Minderungsziel auf Bundesebene bis zum Jahr 2050 bei mindestens 80 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 (BMUB 2014), (BMWi 2010). Um dieses Ziel erreichen zu können, müssen in allen Sektoren ambitionierte Maßnahmen auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene umgesetzt werden.

Insbesondere auf kommunaler Versorgungsebene, auf der die weit überwiegende Anzahl der erneuerbaren Energie (EE) Anlagen angeschlossen ist, bietet die grundlegende Veränderung von Verbrauchsstrukturen und Versorgungssystemen neben der Möglichkeit hoher CO_2-Einsparungen Chancen für eine deutliche Minderung des Bedarfs an überregionalen Stromerzeugungskapazitäten sowie ggf. auch an Netz- und Speicherkapazitäten.

Aus der Vielzahl verschiedener Energiebedarfs-Bereiche sowie deren Versorgungs- und Vernetzungsmöglichkeiten ergibt sich eine aus heutiger Perspektive schwer überschaubare Vielfalt von Kombinations- und Entwicklungsmöglichkeiten. Die Zielrichtung einer nachhaltigen Energieversorgungsstruktur sollte nicht durch die Gegebenheiten des im Jahr 2012 in die Einzelbereiche Strom, Wärme und Verkehr fragmentierten Energieversorgungsystems begrenzt sein. Zwischen dem aktuell existierenden, teils sehr fraktionierten Energieversorgungssystem und einem zukünftigen erneuerbaren, hocheffizienten und regional anders bzw. stärker als heute miteinander vernetztem System ist ein Paradigmenwechsel zu bewältigen.

Ziel des Projekts KomRev war es daher, am Beispiel der Stadt Rheine Zielvisionen und richtungssichere Transformationspfade für die weitreichende CO_2-Minderung eines kommunalen Energiesystems für das Jahr 2050 zu entwickeln. Die Stadt Rheine zeichnet sich durch langjährigen engagierten Einsatz in der nachhaltigen Weiterentwicklung der kommunalen Energieversorgung aus. Sie bringt aus einer Reihe bereits erfolgter Untersuchungen und Konzeptentwicklungen und aufgrund des laufenden Masterplan-100%-Projekts eine sehr gute Datenverfügbarkeit, hochwertige Informationsstrukturen und aktive lokale Netzwerkpartner in das Projekt ein und wurde daher für das Projekt ausgewählt. Wesentliche Grundelemente der Zielvisionen und richtungssicheren Transformationspfade sollten die Einbindung sehr hoher Anteile kommunaler erneuerbarer Energien, die Senkung des kommunalen Energiebedarfs sowie die effizienzsteigernde Kopplung der sektoralen Versorgungsebenen (Strom, Wärme und Verkehr) sein. Als Minderungsziele für die CO_2-Emissionen und den Energieverbrauch sind dabei die Ziele des Masterplans in Rheine (siehe Kapitel 2.1) mit 95% CO_2-Minderung und 50% Verbrauchsreduktion (Bezugsjahr 1990) zu erreichen. Ein wichtiges Teilziel war außerdem die Darstellung und anschließende Analyse der kommunalen Residuallast als Differenz des zukünftigen kommunalen Lastverlaufs und dem Leistungsverlauf der Stromerzeugung aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien mittels Simulationen. So können mögliche Ent- und Belastungswirkungen der dezentralen Zielkonzepte auf das übergeordnete Stromsystem sowie Handlungsfelder (kommunale Ausgleichsmöglichkeiten für Fluktuationen der residualen Last) verdeutlicht werden. Die Entwicklung von robusten Transformationspfaden zur Erreichung der Zielvisionen können überdies auf lange Sicht richtungssichere Investitionsentscheidungen unterstützen (Vermeidung von stranded investment[1]).

[1] Unter „stranded investment“ werden Investitionen verstanden, die sich aufgrund geänderter Rahmenbedingungen nachträglich als unnötig bzw. unwirtschaftlich erweisen.

1.2 Studienstruktur und Vorgehensweise

Die Ausgangsbasis für die Entwicklung der Zielvisionen und der Transformationspfade bildet eine umfangreiche Erhebung der Rahmenbedingungen und energiewirtschaftlichen Ausgangslage in der Masterplan-Kommune (MPK) Rheine (siehe Kapitel 2). Darunter fällt insbesondere die Erfassung der heutigen lokalen Energiebedarfe (Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie Industrie und Verkehr), der bestehenden Energieversorgung und Infrastruktur sowie die Erhebung der Potenziale für erneuerbaren Energien in Rheine.

Darauf aufbauend werden für Rheine folgende zwei, aus heutiger Sicht technisch machbare, Zielkonzepte einer effizient vernetzten Gesamtversorgung für das Zieljahr 2050 entwickelt und die Rahmenbedingungen dafür festgelegt: 1) das Maximal-Dezentrale (MAX-DEZ) Zielkonzept und 2) das Moderat-Dezentrale (MOD-DEZ) Zielkonzept (siehe Kapitel 3).

Für die beiden Zielkonzepte (Details siehe Kapitel 4 und 5) wird jeweils ein Energiebedarfsmodell und ein Versorgungsmodell für das Gesamtenergiesystem Rheine erstellt. Diese werden in iterativen Bearbeitungszyklen zwischen den Forschungspartnern abgestimmt, da sich zum einen Entscheidungen auf der Versorgungsseite auf der Bedarfsseite wiederspiegeln (z.B. führt die Elektrifizierung von Prozesswärme zu einem höheren Strombedarf) und zum anderen Entscheidungen auf der Bedarfsseite zu den versorgungsseitigen Potenzialen der Kommune passen müssen (z.B. Sanierungsstand 2050 passend zur Größenordnung des solarthermischen Potenzials).

Durch Modellierung sowie Simulation von Systemausschnitten werden anschließend exemplarisch vertiefende Analysen der gekoppelten Bedarfs- und Versorgungskonzepte vorgenommen (siehe Kapitel 6).

In diesem Kontext wurde ausgehend von der aktuellen Energiebedarfs- und Versorgungsstruktur jeweils ein Transformationspfad zu den beiden Zielkonzepten (MAX-DEZ und MOD-DEZ) entwickelt (siehe Kapitel 7). Beide Zielkonzepte werden abschließend hinsichtlich ihrer Kosten, der exergetischen Wirkungsgrade für die Strom- und Wärmeversorgung und ihrer CO_2-Minderung bewertet (siehe Kapitel 7.3, 7.4 und 7.57).

Im Rahmen des Projektes KomRev entstand zudem das „Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung“[2] einschließlich ergänzender Handreichungen, die es Kommunen ermöglichen, auf Basis der in KomRev entwickelten Ansätze eigene zukunftsfähige Energieversorgungssysteme auf konsistente und systematische Art und Weise zu entwickeln (siehe auch Kapitel 8.1 und 8.2).

[2] https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/page/downloads/handbuch_methodischer_grundfragen_bf_cps_final.pdf

2 Rahmenbedingungen für die kommunale Effizienzrevolution in Rheine

Im Folgenden sind die Rahmenbedingungen aufbereitet, welche für die Analysen im Rahmen des Projektes KomRev maßgeblich sind. Zunächst wird der Zusammenhang bzw. die Abgrenzung der Projektarbeiten zu den im Kontext des „Masterplan“ stattfindenden Aktivitäten dargestellt (vgl. Kapitel 2.1). Anschließend werden die topographischen und demographischen (vgl. Kapitel 2.2), die wirtschaftlichen (Kapitel 2.3) und energetischen (Kapitel 2.4) Rahmenbedingungen sowie die verkehrliche Situation in Rheine dargestellt (vgl. Kapitel 2.5). Abschließend sind zusammenfassend nochmals in tabellarischer Form die grundsätzlichen Eckwerte für die Entwicklung bis zum Jahr 2050 zusammengefasst.

2.1 Masterplan

Wuppertal Institut

2.1.1 Masterplan-Kommunen MPK 2012

Der „Masterplan 100% Klimaschutz“ ist ein Förderprogramm der Nationalen Klimaschutzinitiative (NKI) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Auf Basis der „Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative vom 1. Dezember 2010“ (BMU 2013) konnten sich Kommunen in einer ersten Förderrunde bewerben.

Der Status als Masterplan-Kommune (MPK 2012) wurde im Mai 2012 an 19 Städte und Gemeinden unterschiedlicher Größe und Struktur aus ganz Deutschland verliehen (vgl. Tabelle 2-1). In den darauf folgenden vier Jahren wurden sie vom BMUB darin unterstützt, unter intensiver Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben, in Energieeffizienz, Gebäudesanierung, Elektromobilität oder in den Klimaschutz zu investieren und diese Maßnahmen in einem strategischen Gesamtkonzept, einem "Masterplan", zusammenzuführen. Ziel ist es, auf kommunaler Ebene Strategien für die Senkung

- der **CO_2**-Emissionen um **95 Prozent** und
- des **Endenergie**-Verbrauchs um **50 Prozent**

bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 zu entwickeln[3].

Neben diesen quantitativen Zielen wird angestrebt, den zivilgesellschaftlichen Prozess zur Bewusstseinsbildung der Bürgerinnen und Bürger und die Einbindung von Unternehmen vor Ort sowie weiterer relevanter Beteiligter zu stärken. Dazu sollen sowohl die Akzeptanz für den Masterplan-Prozess und die damit einhergehende Umsetzung der Maßnahmen gesteigert als auch der Ausbau des Klimaschutz-Engagements in der Kommune und die langfristige Einbeziehung der Zivilgesellschaft in die Klimaschutz-Aktivitäten vor Ort vorangetrieben werden.

[3] PtJ: https://www.ptj.de/klimaschutzinitiative-kommunen/masterplan
BMUB: https://www.klimaschutz.de/de/zielgruppen/kommunen/foerderung/masterplan-kommunen

Tabelle 2-1: Masterplan-Kommunen der ersten Runde (MPK 2012)

Gemeinden	Kreise / Landkreise	Region	Städte
Gemeinde Burbach Gemeinde Nalbach Ortsgemeinde Enkenbach-Alsenborn	Kreis Steinfurt Landkreis Marburg-Biedenkopf Landkreis Osnabrück	Region Hannover	Bensheim Flensburg Frankfurt/Main Göttingen Landeshauptstadt Hannover Heidelberg Herten Kempten (Allgäu) Neumarkt i.d. Oberfpfalz Osnabrück **Rheine** Hansestadt Rostock St. Ingbert

2.1.2 **Masterplan-Kommune Rheine**

Die Stadt Rheine hat sich erfolgreich mit dem Konzept „Masterplan 100% Klimaschutz für Rheine – Vom Modell zur Masse“ (Förderkennzeichen 03KSP011) beworben. Dieser Masterplan zeigt auf 160 Seiten auf, wie sich die Stadt Rheine in der Vergangenheit (in den Jahren 1990 bis 2010) entwickelt hat, welche weitere Entwicklung erwartet wird und welche Maßnahmen kurz-, mittel- und längerfristig umgesetzt werden sollen (Stadt Rheine 2013). Mit Hilfe von Fördermitteln in Höhe von 498.000 € wurde in der Projektlaufzeit vom 1. Mai 2012 bis zum 30. April 2016 aufgezeigt, wie die Energiewende in Deutschland in der Praxis auf kommunaler Ebene in Rheine umgesetzt werden kann[4].

Neben den oben genannten verbindlichen Masterplan-Vorgaben hat sich Rheine zum Ziel gesetzt, eine effiziente, regionale und klimafreundliche Energieversorgung aufzubauen und dadurch auch Wertschöpfung in der Region durch Optimierung der regionalen Energie-, Finanz- und Stoffströme zu generieren. Dies erfordert einen „umfassenden Strukturwandel unter Ausschöpfung aller Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Energiesparen ebenso wie einen grundlegenden Bewusstseinswandel zur Entwicklung eines nachhaltigen Lebensstiles. Die Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere aus regionalen Quellen, und zur Schließung von Stoffkreisläufen steht im Zentrum der Anstrengungen.“ (Stadt Rheine 2013, 4) Die Einführung eines systematischen Managementprozesses soll das Erreichen der Ziele gewährleisten. Beispielhaft seien hier verschiedene Ansatzpunkte genannt, in welchen Bereichen und mit welchen Mitteln die Ziele konkret erreicht werden sollen:

Gebäude

- Gebäude sollen so gut gedämmt werden, dass sie kaum mehr beheizt werden müssen.

Verkehr:

- Öffentliche Verkehrsmittel sollen gefördert werden,
- neue Mobilitätskonzepte entwickelt und der
- Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen drastisch reduziert werden.

[4] Quelle: http://www.unser-plan.de/masterplan-100-klimeschutz

Stromerzeugung:

- Effiziente Kraft-Wärme-Kopplung soll zum Einsatz kommen,
- Nahwärmenetze ausgebaut,
- die Potenziale der Abwärmenutzung aus Abwasserkanälen und von Industrie- und Gewerbeunternehmen entwickelt und ein
- intelligent gesteuerter, dezentraler Mix von erneuerbaren Energien etabliert werden.

Abbildung 2-1 zeigt das Akteursnetzwerk der Stadt Rheine für seine Klimaschutz-Aktivitäten im Rahmen der Masterplan-Kommunen.

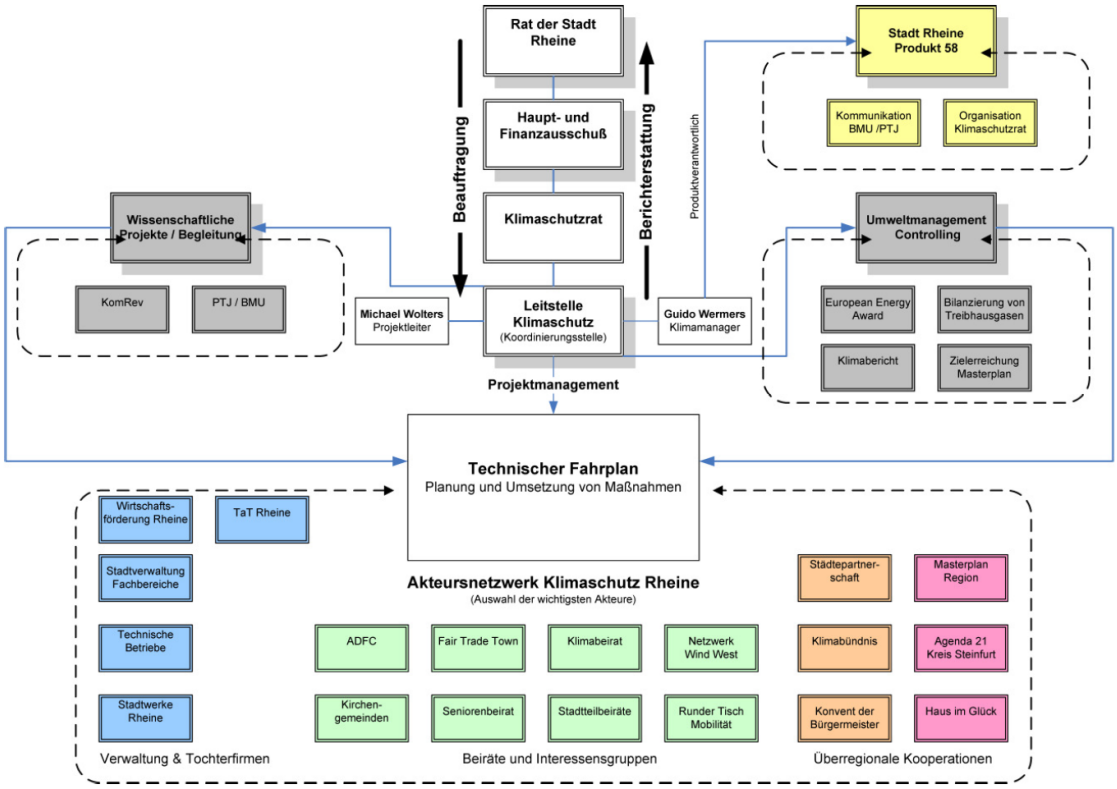


Abbildung 2-1: Das Akteursnetzwerk Klimaschutz Rheine

Quelle: (Stadt Rheine 2013, 24)

Ansprechpartner vor Ort ist die Leitstelle Klimaschutz in der Klosterstraße 14 in 48431 Rheine (www.unser-plan.de / klimaschutz@rheine.de).

2.1.3 Anschlussvorhaben MPK 2016

Seit dem 1. Juli 2016 werden in einer zweiten Runde 22 neue Masterplan-Kommunen gefördert, die ebenfalls ihre Treibhausgasemission bis 2050 um 95 Prozent und ihre Endenergie um 50 Prozent gegenüber 1990 senken wollen. Für diese neue Förderrunde wurde ein verbindlich anzuwendendes „Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung“ (siehe hierzu auch Kapitel 8.1) entwickelt. Dieses soll Masterplan-Kommunen sowie ihre Managern

und externen Dienstleister darin unterstützen, ihre Masterpläne strukturiert, methodisch und einheitlich zu erstellen[5].

Darüber hinaus gibt es für die bereits in 2012 gestarteten Masterplan-Kommunen (MPK 2012) die Möglichkeit, nach Ablauf ihrer Projektlaufzeit eine zweijährige Anschlussförderung zu erhalten.[6] Das Anschlussvorhaben dient der Verstetigung des Masterplan-Prozesses und der Umsetzung folgender Ziele (BMUB 2015, 2):

- Vernetzung mit den MPK 2016 und weitere Unterstützung,
- Stärkung der Identität der Kommune als Masterplan-Kommune,
- Stärkung der zivilgesellschaftlichen Prozesse auf dem Weg zu 100 % Klimaschutz.

Im September 2015 hat auch die Stadt Rheine einen Antrag auf Folgeförderung gestellt, der im März 2016 positiv beschieden wurde. Das Anschlussvorhaben (FKZ: 03KSP011-1) begann am 1. Mai 2016 und endete am 30. April 2018. Das gesamte zuwendungsfähige Projektvolumen beträgt rund 150.000 € und wird zu 40 % durch das BMUB gefördert. Gefördert werden die Personalstelle des Masterplan-Managers sowie Maßnahmen zum zivilgesellschaftlichen Prozess.[7]

2.1.4 Abgrenzung Masterplan-Kommune und KomRev-Projekt

Das KomRev-Projekt[8] wurde von dem Solar-Institut Jülich der FH Aachen (SIJ), dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) und dem Institut für Technische Thermodynamik am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung durchgeführt (vgl. Abbildung 2-1). Gleichwohl dieses Projekt weitgehend parallel und unabhängig von dem eigentlichen Masterplan-Prozess durchgeführt wurde, sind bereits einige Zwischenergebnisse aus der KomRev-Studie in den Masterplan mit eingeflossen. Dies betrifft insbesondere die Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien, die in das Kapitel 6 des Masterplans als Grundlagen für Szenarienberechnungen eingingen (Stadt Rheine 2013, 44 ff.). Die Energieeinsparpotenziale wurden sowohl für den Wohngebäudebereich (private Haushalte) als auch für verschiedene Wirtschaftszweige (GHD und Industrie) sowie kommunale Liegenschaften und den Verkehr ermittelt. Die erneuerbaren Energien Potenziale wurden differenziert nach Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik, Geothermie und Solarthermie.

Der „Masterplan 100%“ setzt vorrangig den gesellschaftlichen Lernprozess in Richtung Nullemissionen an Treibhausgasen in Gang. Zentrale Elemente dieses Prozesses sind:

- Institutionalisierung langfristiger Managementprozesse durch die Kommune,
- Entwicklung der Qualitätssicherung,
- Monitoring der realen Entwicklung in den ersten Jahren,
- Regionale Wertschöpfung,
- Partizipation der lokalen Bevölkerung und Unternehmen,
- Ziel- und Pfadentwicklung der regionalen Energieversorgung (Technischer Fahrplan).

---

5 https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/page/downloads/handbuch_methodischer_grundfragen_bf_cps_final.pdf

6 https://www.klimaschutz.de/de/zielgruppen/kommunen/foerderung/masterplan-richtlinie

7 www.unser-plan.de/anschlussvorhaben-masterplanmanagement

8 Langtitel: „Die kommunale Effizienzrevolution für den Klimaschutz in den deutschen Städten – Voraussetzungen, Transformationspfade und Wirkungen“

Die in diesem Kontext entwickelten Klimaschutz-Maßnahmen (Stadt Rheine 2013, 114 ff.) sind vorwiegend an einem kurzfristigen (bis 2016) bis mittelfristigen (bis 2020) Zeithorizont ausgerichtet und weitgehend losgelöst von den parallel ausgearbeiteten Ergebnissen aus dem KomRev-Projekt.

Das KomRev-Projekt entwickelt darüber hinausgehend zwei optimierte, vernetzte Versorgungssystem-Konzepte (MOD-DEZ und MAX-DEZ) auf Grundlage folgender weiterführender Fragestellungen (Stadt Rheine 2013, 130 f.):

- Zukünftig zu erwartende Energiebedarfe, losgelöst von Begrenzungen gegenwärtiger Rahmenbedingungen des Versorgungssystems,
- Integration des Indikators Exergieeffizienz in die Beurteilung der Zukunftsfähigkeit,
- Modellierung und Simulation potenzieller Problembereiche / System-Engpässe als Machbarkeitsüberprüfung und Optimierungsansatz,
- Iterative Transformationspfadentwicklung als rückkoppelnder Prozess zwischen Zielvision und Gegenwartssystem (Ex-Ante-Perspektive),
- Entwicklung systematischer Entscheidungsmuster für zukunftsfähige kommunale Energieversorgungskonzepte am Beispiel Rheine.

2.2 Topo- und demographische Rahmenbedingungen

Wuppertal Institut

Das Mittelzentrum Rheine ist - nach Münster - die zweitgrößte Stadt des Münsterlandes und liegt im Kreis Steinfurt im Norden von Nordrhein-Westfalen, an der Grenze zu Niedersachsen. Sowohl die Ems als auch der Dortmund-Ems-Kanal verlaufen durch Rheine (s. Abbildung 2-2).

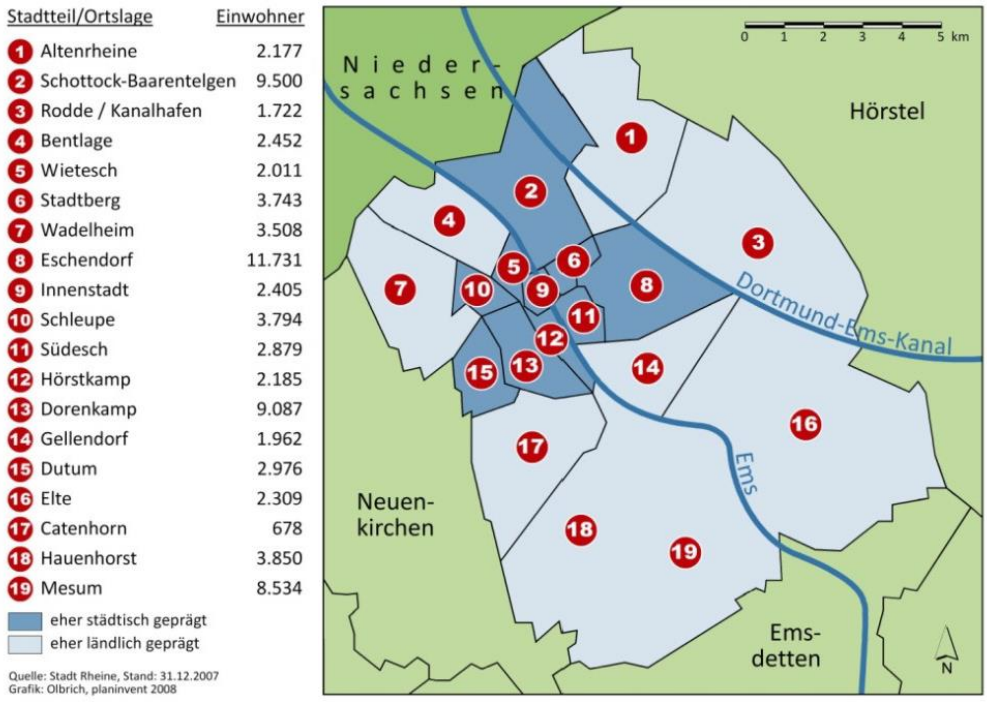


Abbildung 2-2: Städtisch und ländlich geprägte Stadtteile von Rheine mit jeweiliger Einwohnerzahl

Quelle: (Stadt Rheine 2013, 10)

In Rheine lebten im Jahr 2010 knapp 73.000 Einwohner auf einer Fläche von rund 145 km^2 in insgesamt siebzehn Stadtteilen städtischer oder ländlicher Ausprägung (vgl. Abbildung 2-2). Etwa ein Viertel der Kommunalfläche von Rheine entfällt auf Siedlungs- und Verkehrsflächen, die übrigen drei Viertel sind Freiflächen. Große Nutzungsanteile weisen Agrarflächen (53 %), Waldflächen (17 %) sowie Wasserflächen (knapp 2 %) aus. (Stadt Rheine 2013, 9 f.)

Legt man für das Ausgangsjahr die Bevölkerungszahlen aus dem Zensus für Rheine aus dem Jahr 2011 zugrunde und postuliert bis zum Jahr 2030 die gleiche Entwicklung wie von IT.NRW[9] (Chicolas und Ströker 2009) für den Kreis Steinfurt prognostiziert wird, so erhält man den in Abbildung 2-3 dargestellten Verlauf der Einwohnerzahlen. Ab dem Jahr 2030 wurde für Rheine eine Entwicklung analog zur IT.NRW-Prognose für das Land NRW unterstellt, da für die kommunale bzw. Kreis-Ebene solche Angaben nicht vorliegen. Demnach reduziert sich gegenüber 2010 bis 2030 die Einwohnerzahl nur leicht von 72.750 auf rund 72.000 (-1,0%). Im weiteren Verlauf bis zum Jahr 2050 wird ein stärkerer Rückgang (-9,6%) auf 65.770 Einwohner erwartet.

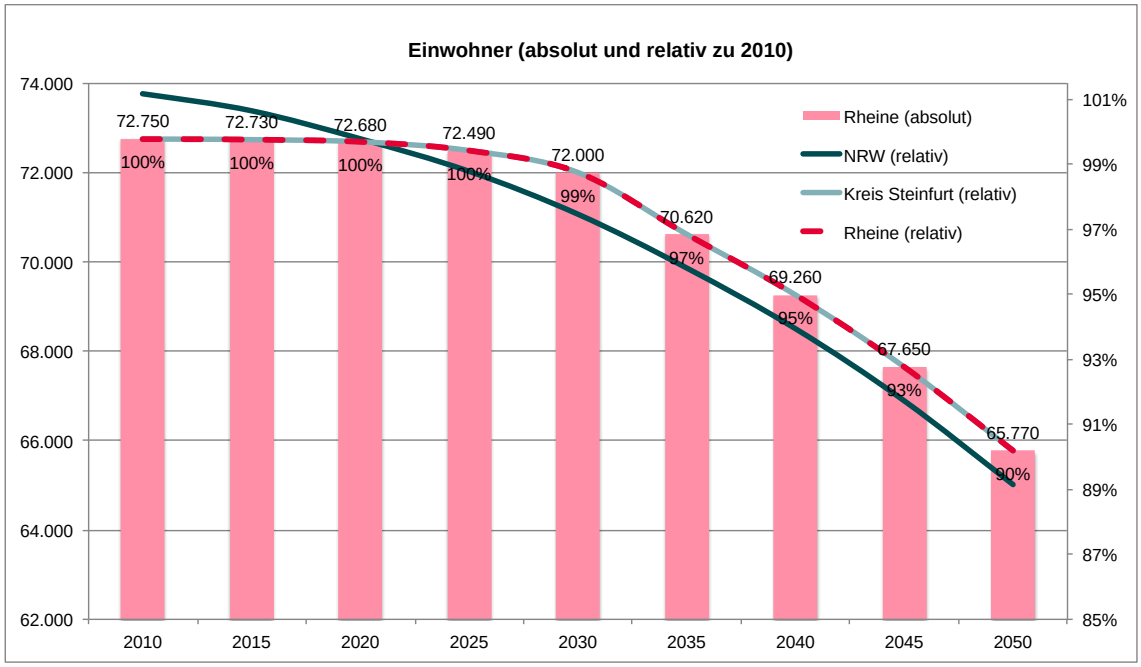


Abbildung 2-3: Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung in Rheine in Anlehnung an Prognosen für den Kreis Steinfurt

Quelle: Eigene Darstellung nach Zensusdaten von Rheine für 2011; Prognosen für Steinfurt & NRW von IT.NRW (Chicolas und Ströker 2009)

Bevölkerungsdichte und Altersverteilung liegen etwa im Landesdurchschnitt: Auf einem Quadratkilometer wohnen durchschnittlich 530 Einwohner, wobei der Anteil der unter 18-Jährigen 14% und der Anteil der über 60-Jährigen 19,4% beträgt. Die Altersverteilung wird sich nach Angaben der Bezirksregierung Münster bis zum Jahr 2025 dahingehend ändern, dass bei nur geringfügig abnehmender Gesamtbevölkerung die Gruppe der über 65-Jährigen um über 5% zunimmt und die Gruppe der unter 18-Jährigen um etwa 3% abnimmt.

In Abbildung 2-4 ist die Entwicklung der Haushaltsstruktur, d.h. die Aufteilung in Ein- und Mehrpersonen-Haushalte für das Basisjahr 2010 und die Fortschreibung bis 2050 wiedergegeben. Demnach werden im Jahr 2010 etwa 28% der insgesamt knapp 29.800 Haushalte von einer Person und ca. 33% von 2 Personen bewohnt, so dass auf diese beiden kleinen Haushaltsgrößen

[9] Information und Technik Nordrhein-Westfalen (www.it.nrw.de)

mit gut 60% mehr als die Hälfte entfallen, während auf Haushalte mit vier und mehr Personen etwa 23% entfallen. (Stadt Rheine 2013, 9 f.). Für die Entwicklung wurden bis zum Jahr 2030 ebenfalls die Prognosewerte bis 2030 für den Kreis Steinfurt aus der it.NRW-Studie (Trendvariante) auf die Entwicklung in Rheine übertragen und dann für den Zeitraum bis 2050 auf die Prognosewerte für ganz NRW angepasst.

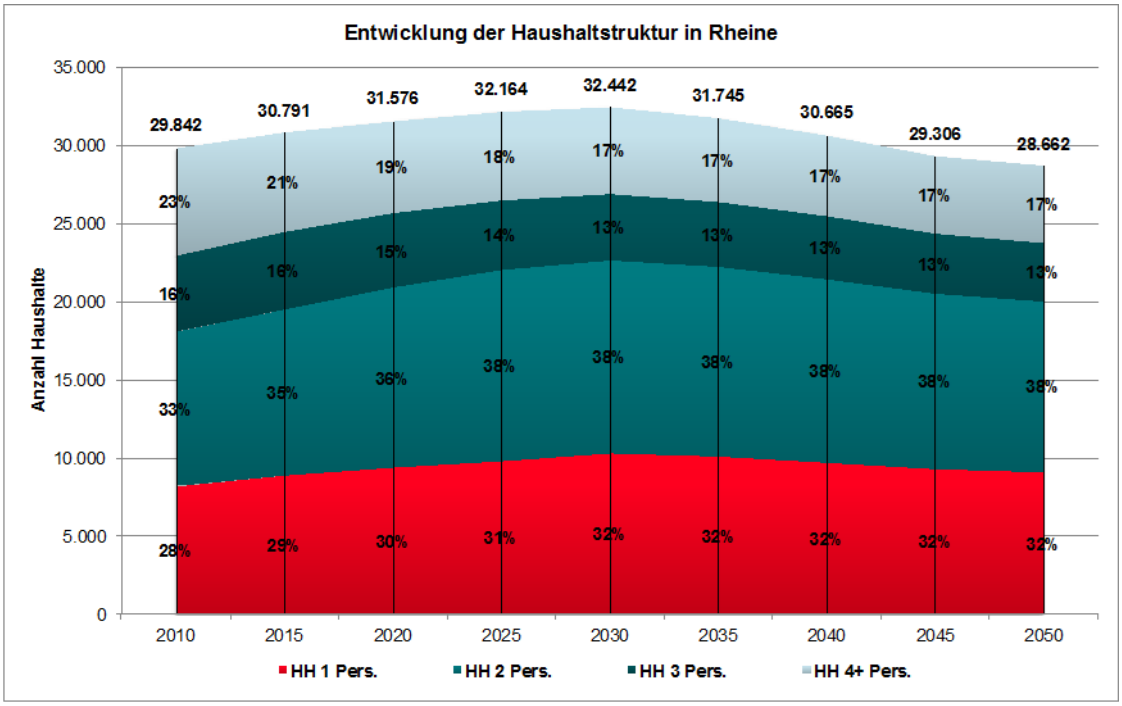


Abbildung 2-4: Fortschreibung der Haushaltsgrößen für Rheine (Basisjahr: Zensus 2011 / Fortschreibung nach it.NRW)

Quelle: Eigene Darstellung nach Zensusdaten von Rheine für 2011; angepasst an Prognosen für Steinfurt & NRW von IT.NRW (Chicolas und Ströker 2009)

2.3 Wirtschaftliche und strukturelle Rahmenbedingungen

Wuppertal Institut

Im Folgenden werden wichtige wirtschaftliche und strukturelle Rahmenbedingungen der Stadt dargestellt. Dabei sollen zunächst die Beschäftigungszahlen nach Branchen (siehe Kapitel 2.3.1) einen ersten Überblick über die Industriestruktur in Rheine liefern. Darüber hinaus werden Anzahl der Betriebe, der Beschäftigten und der Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen (Kapitel 2.3.2) und eine kurze Übersicht über die wichtigsten Energieverbraucher (Kapitel 2.3.3) vorgestellt. Anschließend wird auf einige strukturelle Aspekte des Energiesystems des Erdgas- und Stromnetzes sowie der Angebotsstruktur des Stromsektors im Betrachtungsjahr (Kapitel 2.3.4) eingegangen.

Berücksichtigung der zukünftigen strukturellen Entwicklung der Industrie

Einleitend sei auch festgehalten, dass im Projektkontext keine **strukturellen** industriellen Änderungen bis 2050 angenommen werden. Auch wenn es sehr wahrscheinlich ist, dass sich die Industriestruktur bis zum Betrachtungsjahr 2050 ändern wird, ist eine Abbildung dieser Zukunftsmöglichkeit nicht vorgesehen. Ziel des Projektes ist nicht, explizit die Stadt Rheine im Jahr 2050 darzustellen, sondern eine Stadt, die in ihrer Struktur der heutigen Stadt Rheine

entspricht. Zusätzliche Annahmen zur Entwicklung der Industriestruktur würden entsprechend nicht zu weiteren Erkenntnisgewinnen im Sinne der Projektzielsetzungen führen.

2.3.1 Beschäftigungszahlen nach Branchen

Nach dem Kommunalsteckbrief der Stadt Rheine, bereitgestellt von der amtliche Statistikstelle des Landes NRW „Information und Technik Nordrhein-Westfalen“ sind in Rheine Mitte des Jahres 2014 27.482 sozialversicherungspflichtig Beschäftigte gemeldet (IT.NRW 2016). Die Zuordnung zu den Wirtschaftszweigen ist wie folgt:

- Land- und Forstwirtschaft, Fischerei: 0,2 % *(Gesamt-NRW: 0,5%),*
- Produzierendes Gewerbe: 22,4% *(Gesamt-NRW: 29,7%),*
- Handel, Gastgewerbe und Verkehr und Lagerei: 27,8% *(Gesamt-NRW: 21,5%),*
- Sonstige Dienstleistungen: 49,6% *(Gesamt-NRW: 49,0%).*

Im Vergleich zur Verteilung der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten im gesamten Land NRW sind in Rheine anteilig deutlich weniger Personen im landwirtschaftlichen Sektor und dem produzierenden Gewerbe beschäftigt, dafür arbeiten mehr als 5%-Punkte mehr Personen im Handel, dem Gastgewerbe, Verkehr und Lagerei.

2.3.2 Anzahl Betriebe, Beschäftigte und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen

Tabelle 2-2 zeigt eine Zusammenstellung der Anzahl der Betriebe, der Anteile der Beschäftigten und der Anteile des Umsatzes nach Wirtschaftszweigen für das verarbeitende Gewerbe sowie den Bergbau und die Gewinnung von Steinen und Erden. Die wichtigsten Wirtschaftszweige sind demnach die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln (4 Betriebe und mehr als 1/3 des Umsatzes), die Herstellung von Metallerzeugnissen (5 Betriebe und 6,7% der Beschäftigten, allerdings nur 2,3% des Umsatzes) als auch der Maschinenbau (7 Betriebe und jeweils ca. 1/3 der Beschäftigten und des Umsatzes). Außerdem finden sich in Rheine Betriebe, die sich der Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, der Verarbeitung von Steinen und Erden, der Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen, der Herstellung von elektrischen Ausrüstungen, der Metallerzeugung und Verarbeitung als auch der Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen widmen.

Tabelle 2-2: Anzahl Betriebe, Beschäftigte und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden 2015 nach Wirtschaftszweigen

Betriebe insgesamt	Anzahl Betriebe	Anteile Beschäftigte %	Anteil Umsatz %
Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	4	k.A.	37,8
Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	-	-	-
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	-	-	-
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	2	k.A.	k.A.
Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	2	k.A.	k.A.
Metallerzeugung und -bearbeitung	1	k.A.	k.A.
Herstellung von Metallerzeugnissen	5	6,7	2,3
Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	2	k.A.	k.A.
Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	2	k.A.	k.A.
Maschinenbau	7	29,7	31,0
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	-	-	-
Herstellung von Möbeln	-	-	-
Reparatur und Installation von Maschinen u. Ausrüstungen	1	k.A.	k.A.

Quelle: (IT.NRW 2016, 17 f.)

Bei den **größten Arbeitgebern** in Rheine handelt es sich namentlich laut (Wetter u. a. 2011a) um folgende:

- Apetito AG (Herstellung von tiefkühlfrischen u. gekühlten Menüs u. Menükomponenten; Verpflegungskonzepte),
- Mathias-Spital Rheine - Stiftung privaten Rechts (Krankenhaus),
- Kreishandwerkerschaft Steinfurt-Warendorf (Körperschaft des öffentlichen Rechts),
- FIEGE *uni/serv* GmbH (Personaldienstleister Logistik),
- RENK AG (Hersteller von Getrieben und Kupplungen).

2.3.3 Größte Energieverbraucher

Neben einer Übersicht über die auf die Branchen verteilten Betriebe, ihren Beschäftigten und ihrem Umsatz ist insbesondere eine Übersicht über den Energieverbrauch der verschiedenen Branchen hilfreich für die nachfolgend angestellten Untersuchungen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass alle Betriebe, die im Jahr 2012 einen bekannten Gesamt-Energiebedarf (Strom und Erdgas) über einem festgesetzten Grenzwert von 2.000 MWh hatten, im Rahmen der folgenden Untersuchung einzeln betrachtet und differenziert analysiert werden. Bei den differenziert betrachteten Betrieben handelt es sich um drei Betriebe aus der Nahrungsmittelbranche, jeweils zwei sind dem Maschinenbau, der Gewinnung von Steinen und Erden, der Textilindustrie und der Produktion von Gummi- und Kunststoffwaren zuzuordnen. Darüber hinaus werden drei Betriebe des Handelssektors und zwei Krankenhäuser berücksichtigt.

2.3.4 **Übersicht über strukturelle Aspekte des Energiesystems**

2.3.4.1 *Strukturmerkmale des Erdgas-Netzes*

Die Fläche des Versorgungsgebietes im zugrunde liegenden Betrachtungsjahr (2012) beläuft sich insgesamt auf 35,87 km^2 und umfasst neben dem Stadtgebiet Rheine auch die vom Stadtkern vergleichsweise weit entfernten Stadtteile Hauenhorst, Mesum, Elte und Rodden. Die Länge des Gasleitungsnetzes beläuft sich im Bereich des Niederdrucks auf 255 km, im Bereich des Mitteldrucks auf 133 km und im Bereich des Hochdrucks auf 16 km. Darüber hinaus wird eine Flüssiggasleitung von 2,6 km betrieben. Die Anzahl der Ausspeisepunkte beläuft sich im Niederdruckbereich auf 13.000, im Mitteldruck auf 3.633 und im Hochdruck auf 4. Die im Jahr 2011 entnommene Jahresarbeit belief sich auf 670,1 Mio. kWh; die Jahreshöchstlast auf ca. 21.780 Nm^3/h (für eine Morgenstunde Ende Februar dieses Jahres). Diese Strukturmerkmale nach § 20 Abs. 1 Ziff.1 GasNZV sind der entsprechenden Veröffentlichung des Gasnetzbetreibers in Rheine entnommen (vgl.(Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH (EWR) 2012a).

2.3.4.2 *Strukturmerkmale des Strom-Netzes*

Die gesamte geographische Fläche des Netzgebietes im zugrunde liegenden Betrachtungsjahr (2012) beläuft sich auf 145,16 km^2, welche identisch ist mit der versorgten Fläche durch Mittelspannung. Die versorgte Fläche via des Niederspannungsnetzes beläuft sich auf 34,14 km^2. Der Strom erreicht die Abnehmer vor allem über Kabel. Die Stromkreislänge der Leitungen in Form von Mittelspannungskabeln beläuft sich auf 366 km, diejenige der Niederspannungskabel auf 703 km. Darüber hinaus wird auf kurzen Abschnitten (21 km) auch die Niederspannungsfreileitung als Stromtransporteur genutzt. Offensichtlich sind in dem städtischen Versorgungsgebiet mit Abstand die meisten Entnahmestellen auf der Niederspannungsebene zu finden (38.674), die Entnahmestellen auf der Mittelspannungsebene belaufen sich 136. Darüber hinaus gewährleisten zwei Entnahmestellen von Hochspannung auf Mittelspannung und 35 von Mittel- auf Niederspannung die Versorgung auf allen Netzebenen. Die installierte Leistung dieser Umspannebenen beläuft sich von Hochspannung auf Mittelspannung auf 160 MVA und von Mittelspannung auf Niederspannung auf 128,5 MVA, die entnommene Jahresleistung auf 44.732 MWh bzw. 5.919 MWh. Die entnommene Jahresarbeit auf der Mittelspannungsebene beläuft sich auf 111.659 MWh und auf Niederspannungsebene 171.808 MWh. Die höchste Entnahmelast aus dem vorgelagerten Netz fand am frühen Abend eines frühen Januartages dieses Jahres statt und belief sich auf ca. 60 MW. Diese Strukturmerkmale nach § 27 Abs. 2 StromNEV sind der entsprechenden Veröffentlichung des Netzbetreibers in Rheine entnommen (vgl. Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH (EWR) 2012b).

2.3.4.3 *Angebotsstruktur des Stromsektors im Betrachtungsjahr*

Im zugrunde liegenden Betrachtungsjahr wird in Rheine der maßgebliche Anteil (ca. 82%) des bereitgestellten Stromes aus Importen bezogen, der Rest aus erneuerbaren Energien (ca. 16,4%) sowie einer Müllverbrennungsanlage (1,6%). Auf fossilen Energien basierende Stromerzeugungsanlagen sind in großem Maßstab auf dem kommunalen Gebiet der Stadt Rheine nicht vorhanden, kleinere fossile Stromerzeugungsanlagen (von Industriebetrieben, beispielsweise Erdgas-BHKWs) sind an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

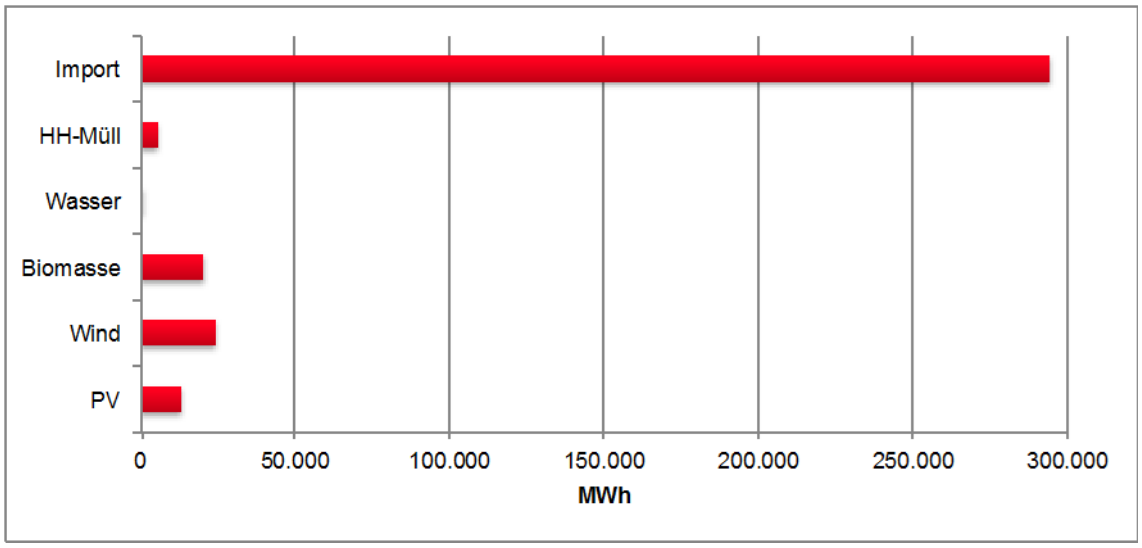


Abbildung 2-5: Stromerzeugung bzw. Import in Rheine im Jahr 2010

Der größte Anteil der (auf dem Stadtgebiet) erneuerbar erzeugten Elektrizität basiert auf Windenergie (41%), gefolgt von Biomasseanlagen mit 35%. Photovoltaik (PV) stellt in diesem Jahr einen Anteil von 22% und Wasserkraft von 2% des erneuerbar erzeugten Stroms bereit.

2.4 Energetische Rahmenbedingungen

Solar Institut Jülich, Wuppertal Institut

Im Folgenden werden die wichtigsten energetischen Rahmenbedingungen in Rheine vorgestellt, d. h. zunächst wird eine kompakte Übersicht über die sektoralen Energieverbräuche im Betrachtungsjahr (Kapitel 2.4.1) gegeben und anschließend eine detaillierte Bestimmung der technischen Potenziale für erneuerbaren Energien auf dem kommunalen Gelände (Kapitel 2.4.2) vorgenommen. Letzteres ist besonders wichtig, weil durch den Masterplan der Stadt Rheine für das Zieljahr 2050 eine CO_2-Minderung von 95% gegenüber 1990 vorgegeben ist und damit zur Zielerreichung ein Ausschluss fossiler Energieträger im System notwendig wird. Dies gilt sowohl für Energieträger, die in den Versorgungskonzepten auf kommunaler Ebene erzeugt werden, als auch für Strom/Brennstoffe, die über das externe System bezogen werden.

Als ein zentrales Ziel des Projekts galt es, die Energiebedarfe aller Sektoren (Haushalte, Industrie, GHD und Verkehr) vorrangig über lokal in Rheine gewonnene Energieträger zu decken. Die Analyse der technischen Potenziale für erneuerbare Energien war somit wichtige Ausgangsbasis. Die Methodik der Erhebung und die Ergebnisse werden in Kapitel 2.4.2 detailliert dargestellt.

2.4.1 Übersicht über Energieverbräuche im Betrachtungsjahr

Im Folgenden sind die während der Projektbearbeitungsphase zugrunde liegenden Energieverbräuche in Rheine im Jahr 2010 differenziert nach den Verbrauchssektoren Haushalte, Verkehr und Industrie sowie GHD (Gewerbe- Handel und Dienstleistungsbetriebe) dargestellt (siehe Abbildung 2-6). Hierbei werden die Verbrauchskategorien Strom, Wärme und Brennstoffe unterschieden.

Die größte Endenergiemenge wird in 2010 in Rheine in Form von Wärme benötigt, d.h. insgesamt 745 GWh_{th}. Dies entspricht 45% der insgesamt benötigten Energie. Die Haushalte

halten dabei mit über 72% des gesamten Wärmebedarfs in 2010 die größte Nachfrage; 28% fallen in Gewerbe-, Handel- Dienstleistungsbetrieben (GHD) und Industriebetrieben an.

Der Brenn- und Kraftstoffbedarf macht mit 570 GWh_{th} pro Jahr den zweithöchsten Bedarf an Endenergie aus. Zwei Drittel davon werden zum Zwecke der Mobilität eingesetzt; ein Drittel findet direkten Einsatz in Produktionsprozessen von Industrie- und GHD-Betrieben.

Der Strombedarf beträgt im zugrunde gelegten Jahr 2010 ca. 350 GWh_{el} und macht damit den kleinsten Teil des Endenergiebedarfes vor Ort aus (21%). Der größte Anteil des Strombedarfs entfällt mit ca. 78% auf die Industrie- und GHD-Betriebe, während lediglich 22% des Stroms in den Haushalten eingesetzt wird.

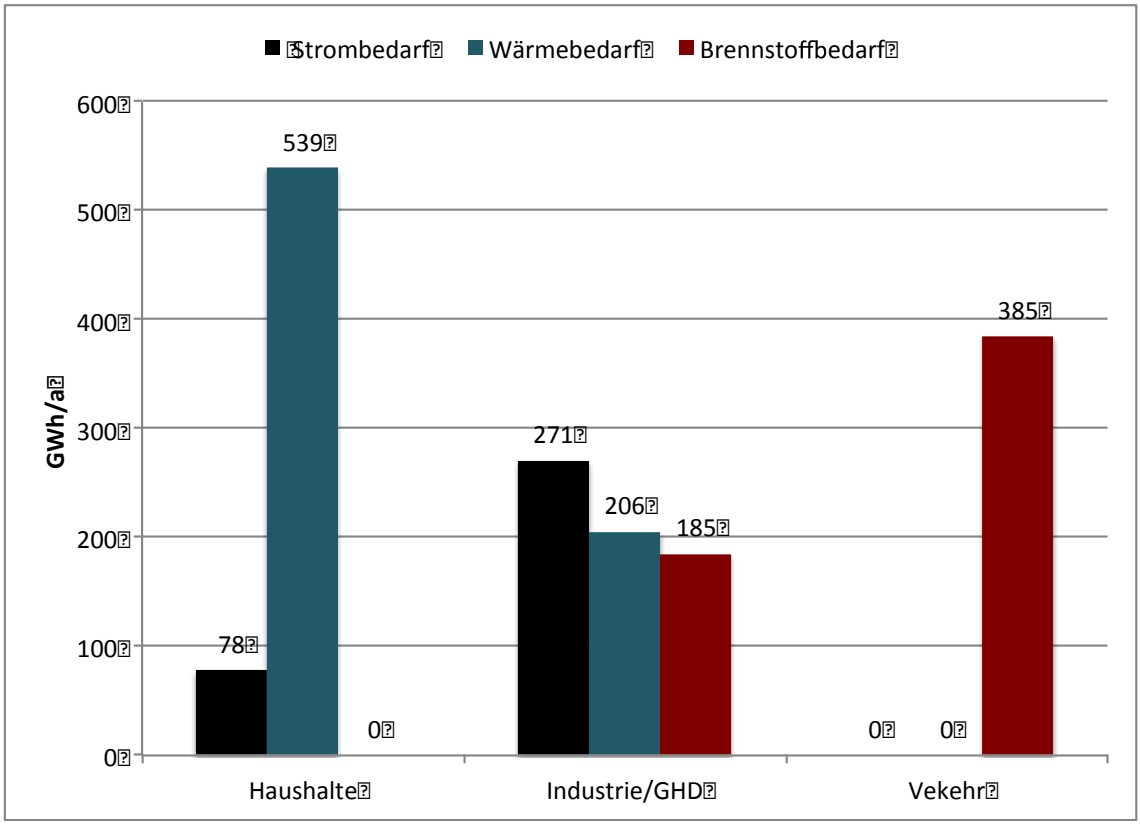


Abbildung 2-6: Übersicht über sektorale Energieverbräuche in Rheine 2010

Quelle: Eigene Darstellung (WI; Datengrundlage siehe Kapitel 3 und 0)

2.4.2 Technische Potenziale für erneuerbare Energien

Als Grundlage der Versorgungskonzepte werden die technischen Potenziale zur Bereitstellung von Energie aus Solarstrahlung, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse und Reststoffen sowie Geothermie auf der Gemeindefläche der Stadt Rheine erhoben. Dazu werden vorhandene Daten aus verschiedenen Quellen ausgewertet und deren Information weiterverarbeitet (siehe Erläuterungen dazu unten).

Die Potenzialermittlung für Windkraftanlagen erfolgte innerhalb der zu diesem Zeitpunkt gegebenen Grenzen (Vorgaben der Gemeinde und militärische Radarnutzung (Stadt Rheine 2012)). Diese beschränkten die maximale Höhe der in den Konzepten ausgewählten Anlagen und gaben eine Mindestzahl von drei zusammenhängend zu installierenden Anlagen pro neu zu bebauende Fläche vor. Für die Flächenpotenzialbebauung wurden konservative Randbedingungen gewählt. Die innerhalb dieser Grenzen erhobenen technischen Potenziale erwiesen sich als ausreichend zur Bereitstellung der notwendigen Energiemengen in den beiden Konzepten

MAX-DEZ und MOD-DEZ. Mit einer großzügigeren Festlegung der Randbedingungen hätten die bereitstellbaren Energiemengen aus Windkraft erheblich höher sein können.

Für die Wasserkrafterhebung wurde auf eine detaillierte Betrachtung der Möglichkeiten zur Potenzialnutzung durch einzelne Kleinanlagen für Einzelnutzer entlang der Ems verzichtet. Insgesamt sind die Leistungspotenziale im Vergleich zu Wind- und Solarenergie sehr klein, so dass eine weitergehende Potenzialbetrachtung die Ergebnisse der Konzepte nicht wesentlich verändert hätte.

Die Erhebung der Potenziale in den Bereichen Biomasse und Reststoffnutzung erfolgte unter Berücksichtigung verschiedener Nachhaltigkeitskriterien wie Ernährungssicherheit, gesellschaftliche Akzeptanz und biologische Vielfalt (BÖR 2012). So wurden z.B. Widerstände aus der Bevölkerung gegen einen großflächigen Monokulturanbau von Energiepflanzen bei der Festlegung der Randbedingungen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe einbezogen. Der im Konzept festgelegte Anbaumix aus Mais und Wildkräutermischungen reduziert zwar die erzielbaren energetischen Gewinne pro Fläche, ermöglicht aber Naturschutz und unterstützt die Akzeptanz. Aus Sicht der Autoren stellen die hier erhobenen Biomassepotenziale eine Obergrenze dar, die aus Gründen der Nachhaltigkeit nicht wesentlich überschritten werden sollte.

Das Nutzungspotenzial für oberflächennahe geothermische Wärme über Erdwärmesondenanlagen wurde auf Basis der digitalen Daten des geologischen Dienstes NRW (Geologischer Dienst NRW 2004) ermittelt.

2.4.2.1 *Dachflächenpotenzial Solarthermie und PV*

Die Potenzialermittlung zur Nutzung solarer Energiequellen wurde auf die Nutzung vorhandener Dachflächen beschränkt. Auf eine vollständige Erhebung der Nutzungspotenziale für Freiflächenanlagen und Fassaden- oder Verkehrswege begleitende Anlagen konnte verzichtet werden, da die Nutzung der Dachflächen bereits eine hohe Deckung der notwendigen Energiemengen ermöglichte. Sofern im Zuge der Konzepterstellung diese Potenziale nicht ausreichten, wurden diese durch Nutzung einzelner bekannter Freiflächenpotenziale ergänzt.

Für die Ermittlung des Potenzials installierbarer Modulflächen auf den Gebäudedächern in Rheine wurden die Vorarbeiten des Agenda21-Büros des Kreises Steinfurt genutzt. Als Online-Tool stellt das Agenda21-Büro ein Analyse-Instrument zur Bewertung aller Dachflächen des Kreises Steinfurt zur Verfügung. Grundlage dieses Werkzeugs ist ein GIS-basiertes Solarkataster. Aus diesem Kataster stellte das Agenda21-Büro einen Datenauszug für das Gemeindegebiet der Stadt Rheine zur Verfügung (Energieland 2017).

Die Solarkatasterdaten wiesen adressscharf die Dachflächen aus, die für die Nutzung von Photovoltaik (PV) bzw. Solarthermie (ST) als geeignet bzw. gut geeignet bewertet wurden. Verfügbar war neben dem Datensatz ein Shape-File (GIS-Daten-Layer) mit Ausrichtungen und Neigungen der Dachflächenpotenziale.

Der Abgleich der tabellarisch vorliegenden Potenzialdaten mit den im Solarkataster angegebenen installierbaren PV-Leistungen bzw. belegbaren ST-Kollektorflächen zeigte, dass die tabellarisch vorliegenden Daten sowie die Shape-Files die Bruttodachflächen aufweisen (von der Einstrahlung her für solare Nutzung geeignete Flächen). Die tatsächlich belegbaren Flächen lagen jedoch z.T. deutlich darunter. So beträgt beispielsweise für Flachdächer das Verhältnis zwischen Bruttodachfläche und belegbarer Fläche etwa zwei zu eins wegen der notwendigen Abstände zwischen den aufgeständerten Modul- bzw. Kollektorreihen.

Zur Abschätzung, wie viele Solarkollektoren bzw. PV-Module in einem Kleingebiet (z.B. ein Straßenzug) installiert werden können, waren die Bruttodachflächen somit nicht geeignet.

In Absprache mit Tetraeder, der Entwicklerfirma des Solarkatasters, wird daher folgender Lösungsansatz entwickelt. Es zeigt sich, dass sich zur Berechnung der auf jedem Adresspunkt

installierbaren Modulfläche die im Datensatz angegebene Photovoltaik-Peakleistung eignet. Für die PV-Potenziale ist eine Umrechnung von angegebenen Leistungen auf installierbare Modulfläche leicht möglich[10], da die im Solarkataster hinterlegten Moduldaten bekannt sind.

Die daraus berechnete Modulfläche wird dann auch als Flächenpotenzial für solarthermische Kollektoren verwendet. Die Übernahme dieser Flächen als installierbare Kollektorflächen für Solarthermie birgt dabei folgende Unsicherheiten:

- Die Modulflächen sowie die Abmessungen von Solar-Kollektoren sind nicht identisch mit den Modulflächen der PV - auf der gleichen belegbaren Fläche könnten damit abhängig von den Maßen unterschiedliche Modul bzw. Kollektorflächen montiert werden.
- Nicht alle Flächen eignen sich von der Einstrahlung her im gleichen Maß für die PV-Nutzung wie für die solarthermische Nutzung. Durch die Übernahme der PV-Modulflächen für die Solarthermienutzung werden auf einem Teil der Gebäude die solarthermischen Potenziale über-, dagegen auf einem anderen Teil der Gebäude unterbewertet.

Eine Diskussion mit Tetraeder zu diesen Unsicherheiten führt zu folgendem Ergebnis:

Zu Punkt eins:

Eine detaillierte Belegungsoptimierung für die verfügbaren Dachgeometrien mit realen Kollektormaßen kann für die Betrachtung einer ganzen Stadt im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen. Für die Ermittlung der als Berechnungsbasis genutzten PV-Leistung durch Tetraeder wurde ein Belegungstool genutzt, dass die nicht belegbaren Flächenpotenziale aufgrund geometrischer Voraussetzung grob berücksichtig. Damit sind bei den über die PV-Leistung ermittelten Dachflächen bereits Minderungen aufgrund von geometrischen Limitierungen enthalten. Für solarthermische Module ist davon auszugehen, dass sich die Abweichungen aufgrund anderer Abmessungen der Kollektoren zwar im Einzelfall anders darstellen, aber in Summe über die kumulierte Dachfläche in der gleichen Größenordnung liegen wie für PV. Daher ist für die in Punkt eins beschriebene Abweichung zwischen PV und Solarthermie für die hier zu bearbeitende Aufgabenstellung unerheblich.

Zu Punkt zwei:

Der Abgleich der von Tetraeder angegeben Brutto-Dachflächen für Solarthermie und PV für die Summe aller gut geeigneten und geeigneten Dachflächen zeigt, dass diese für die Stadt nahezu gleich sind (Abweichung 3%).

Der Fehler in der Zuordnung für die Dachflächen gleicht sich pro Gebiet umso besser aus, je größer das Gebiet ist. Die Wärmebedarfe der betrachteten Versorgungsgebiete betragen jeweils etwa einige Millionen Kilowattstunden Wärme pro Jahr, d.h. mehrere Straßenzüge mit entsprechend vielen Gebäuden und Dachflächen. Damit wird die beschriebene Abweichung bei der installierbaren Modulzahl pro Dach aufgrund der unterschiedlichen Charakteristik von PV und Solarthermie durch die hohe Zahl der kumulierten Dachflächen ausgeglichen. Damit kann die in Punkt zwei beschriebene Unschärfe für die hier angestrebte Datennutzung vernachlässigt werden.

[10] Berechnung PV-Modulflächen entsprechend der Angaben zu PV-Modulen im Solarkataster:
Modulfläche = 0,99 x 1,65 m² = 1,6335 m² mit einer Peakleistung von 250 Wp.
Für 1 kWp ist eine installierbare Fläche von 4 x 1,6335 m² = 6,534 m² erforderlich.

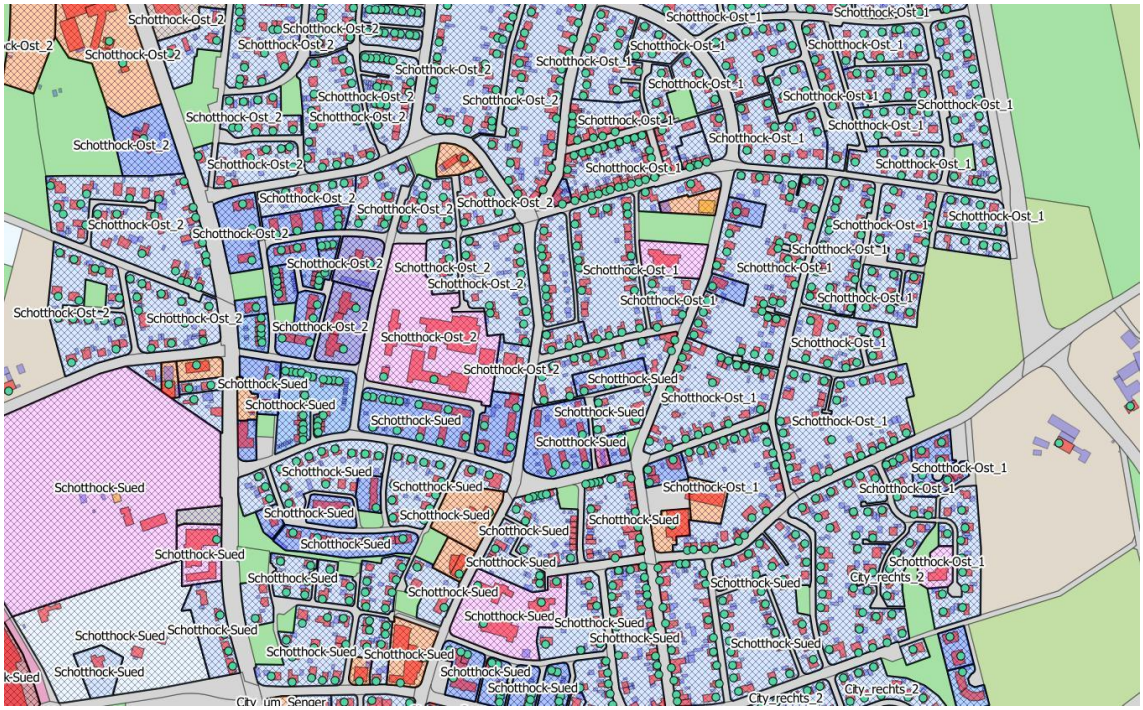


Abbildung 2-7: Ausschnittsweise Darstellung verschiedener Versorgungsgebiete im GIS-Tool (Schotthock-Sued, Schotthock-Ost_1, Schotthock-Ost_2, City-rechts_2) mit den darin liegenden solaren Dachflächenpotenzial-Punkten in grün; Quelle: eigene Darstellung (SIJ)

Abbildung 2-7 zeigt beispielhaft die Potenzialflächen-Punkte für ein kleines Teilgebiet des Gemeindegebiets Rheine. Jedem Adresspunkt (grün) ist dabei die zugehörige installierbare Modulfläche hinterlegt.

Mit Hilfe der beschriebenen Berechnungsmethoden wurde ein dachflächengebundenes Potenzial installierbarer PV- bzw. Solarthermiefläche von etwa 1.158.000m² für ganz Rheine[11] ermittelt. Bei einer vollständigen Nutzung dieser Modulflächen für die solare Stromerzeugung wäre eine Spitzenleistung von rund 177 MW_{peak} installierbar. Die damit im jährlichen Durchschnitt erzeugbare Strommenge läge bei gut 150 GWh_{el}.

2.4.2.2 *Potenzial installierbare Windkraft-Leistung*

Die Grundlage für die Ermittlung der im KomRev-Modell angenommenen installierten Windkraft-Leistungen bildet eine vom Agenda21-Büro des Kreises Steinfurt zur Verfügung gestellte Potenzialflächen-Analyse. Vom Agenda21-Büro liegen zusätzlich die im Folgenden kurz umrissenen kommunalpolitischen Vorgaben der Stadt Rheine für den Bau von Windkraftanlagen (WKA) zur Verfügung, die zum Zeitpunkt der Potenzialanalyse galten:

> Um Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes zu mindern und aufgrund von Vogelschutzbelangen waren grundsätzlich keine Einzelanlagen zugelassen. Gebaut werden durften Anlagen nur in Gebieten, wo mindestens 3 Anlagen aufgestellt werden konnten oder wo bereits mindestens 1 Anlange stand. Der Flächenbedarf pro Anlage sinkt allerdings mit geringerer Gesamtflächengröße, da auch die Zahl der sich gegenseitig im Windenergieertrag beeinflussenden Anlagen pro ha sinkt. Aus diesem Grund bedeutete der Beschluss der Stadt Rheine, Kleinflächen nicht zur Bebauung mit Einzelanlagen zuzulassen, eine deutliche Restriktion

[11] Aufgrund nicht zuzuordnender Adressinformationen für einen Teil dieser Angaben wurden im GIS-Tool und damit in der Potenzialerhebung für die solarthermische Nutzung von Dachflächen rund 1% des dachflächengebundenen Potenzials nicht berücksichtigt

für das Potenzial. Im Zuge der in den kommenden 50 Jahren zu erwartenden Preissteigerungen für Strom aus fossilen Energieträgern und dazu im Vergleich geringen Kosten für lokalen Windstrom ist anzunehmen, dass die Akzeptanz für Landschaftsbild-Beeinträchtigung steigen wird. Davon ist vor allem bei einer Ertragsbeteiligung der betroffenen BürgerInnen z.B. durch Beteiligungen an einem genossenschaftlichen Finanzierungsmodell auszugehen. Die Bewertung der Vogelschutzbelange ist dagegen nicht pauschal möglich, hier ist für jeden Antrag eine Einzelfalluntersuchung notwendig.

Auf Basis dieser Überlegungen berücksichtigt die Ermittlung der WKA-Leistung für das KomRev Modell die Vorgabe der Stadt Rheine, nur Flächenpotenziale zu nutzen, auf denen mindestens 3 Anlagen gebaut werden können. Kleinflächen bleiben damit unberücksichtigt.

Die Höhenbegrenzung liegt laut Beschlussvorlage der Stadt Rheine für den Regionalplan (Stadt Rheine 2012) im Jahr 2012 bei 138,5m. Einer Erhöhung auf 167m könnte nach der gleichen Quelle die Wehrbereichsverwaltung der Bundeswehr trotz eines Risikos für radartechnische Probleme zustimmen. Da nach einem 2013 gefällten Beschluss der Bundeswehrstandort bereits im Jahr 2017 aufgegeben wird, ist eine erweiterte Höhenbegrenzung von rund 167m für 2050 plausibel. Die für das Stromerzeugungsmodell gewählte WKA (Vestas V90-2.0MW) weist bei einer Nennleistung von 2MW eine Gesamthöhe von 167m und einen Rotordurchmesser von 90m auf.

Auf Basis von Anlagenhöhe und Rotordurchmesser wird die Anzahl der installierbaren Anlagen auf den ausgewiesenen Flächenpotenzialen abgeschätzt. Der Flächenbedarfswert pro Anlage hängt dabei von der Fläche jedes zusammenhängenden Potenzialgebiets bzw. damit von der in einem Feld installierten Anlagenzahl und der Anlagengröße ab. Einem Ansatz der DEWI folgend (Neddermann, Raabe und Schorer 2010) werden dazu folgende Werte zugrunde gelegt: bis 20 ha zusammenhängenden ausgewiesener Potenzialfläche werden 3 ha/MW Anlagenleistung angesetzt, für Flächen zwischen 20 und 60 ha sind 5 ha/MW und für Flächen über 60 ha sind 7 ha/MW installierte Anlagenleistung anzunehmen.

Die Abschätzung der installierbaren Leistungen auf den ausgewiesenen Potenzialflächen erfolgt, nach einer ersten rechnerischen Abschätzung auf Basis der verfügbaren Gesamtflächen, zusätzlich durch einen Abgleich der Flächenbedarfe der Anlagen in den ausgewiesenen Einzel-Potenzialflächen im GIS-System. Dadurch kann neben den reinen Flächenangaben auch die Form sowie die Abstände zwischen den Potenzialflächen bei der Ermittlung der installierbaren Anlagenanzahl berücksichtigt werden. Methodisch wird dazu zwischen einem großzügigen und einem konservativen Flächennutzungs-Ansatz unterschieden, deren Unterschiede in Vorgehensweise und Ergebnis im Folgenden kurz beschrieben werden.

Optimistischer Flächennutzungsansatz

Eine Betrachtung der bereits installierten Anlagen des Windparks Rheine Südwest zeigt, dass deren bauliche Strukturen (Masten und Fundamente) nahe an den Rand der Potenzialflächen reichen (zwei Anlagen stehen sogar deutlich außerhalb der ausgewiesenen Potenzialfläche). Vor diesem Hintergrund wird für zukünftige Installationen von einer großzügigen Ausnutzung der Potenzialflächen ausgegangen. Die Anlagen werden demnach so platziert, dass die Bausubstanz (Anlagenmast mit Fundament) der Anlage innerhalb der gegebenen Flächen liegt. Die Rotoren reichen jedoch über die Potenzialflächen hinaus und es wird kein Randabstand berücksichtigt. Diesem Ansatz liegt die Überlegung zugrunde, dass bei der Ermittlung der Potenziale bereits grundsätzlich die Abstände zu Siedlungen berücksichtigt sind und eine pauschale zusätzliche Abstandsberücksichtigung nicht notwendig ist. Eine Betrachtung der kumulierten Schallemissionen, wie sie bei der Beantragung einer realen Bebauung notwendig ist, erfolgt im Rahmen dieser Potenzialanalyse nicht.

Die notwendigen Flächen pro Anlage werden auch hier nach dem Ansatz des DEWI (Neddermann, Raabe, und Schorer 2010) in Abhängigkeit von der Größe der Potenzialflächen

angenommen. Im GIS sind die Anlagenflächenbedarfe als Hexagone dargestellt, deren unterschiedliche Größe farbig markiert sind (siehe Abbildung 2-8)

Abbildung 2-8: Ergebnis Potenzialflächennutzung nach dem optimistischen Ansatz; Quelle: Eigene Darstellung (SIJ) in Google Maps (Violett: 7 ha/MW; Rot: 5 ha/MW; Blau: 3 ha/MW)

Bei kleinen, jedoch nah beieinander liegenden Potenzialflächen wird aufgrund der Beeinträchtigung der Windnutzbarkeit durch die in geringem Abstand liegenden Anlagen davon ausgegangen, dass größere Abstände zwischen den Windkraftanlagen notwendig sind, als sie sich bei der isolierten Betrachtung der Einzel-Gebiete ergeben würden. In diesem Fall werden daher Hexagone für den Flächenbedarf jeder Einzelanlage verwendet, deren Fläche den Bedarfsangaben für die nächstgrößere Gesamt-Gebiets-Ausweisung entspricht (siehe Darstellung Ergebnis GIS-Analyse in Abbildung 2-8).

Tabelle 2-3: Legende zur Darstellung des GIS-Ergebnisses für die Windkraftpotenzial-Abschätzung

Hexagonfarbe	**Flächenbedarf pro MW**	**Hexagonfläche pro Anlage**	**Verwendung für Gebietsgröße / Anlagenzahl pro Gebiet**
Violett	7 ha/MW	14 ha	> 60 ha / > 6 Anlagen
Rot	5 ha/MW	10 ha	20 bis 60 ha / 3 - 6 Anlagen
Blau	3 ha/MW	6 ha	< 20 ha / bis zu 3 Anlagen

Die Hexagone für den Flächenbedarf jeder Einzelanlage werden mit dem für die entsprechende Potenzialflächengröße veranschlagten Flächenbedarf pro MW auf die vorliegenden Potenzialflächen verteilt.

Bei dieser Nutzung der Potenzialflächen könnten insgesamt 87 Anlagen (à 2 MW) und damit 174 MW WKA-Leistung platziert werden.

Konservativer Flächennutzungsansatz

Bei dem konservativen Flächennutzungsansatz müssen bei der Anlagen-Platzierung auch die von den Rotorblättern überstrichenen Flächen innerhalb der Potenzialflächen liegen. Für die einzelnen Areale ergeben sich somit durch den größeren Abstand der Fundamente und Masten von den Randlinien der Potenzialflächen deutlich geringere Anzahlen von installierbaren Anlagen je Potenzialfläche und damit geringere gegenseitige Beeinträchtigungen der Windenergieausnutzung. Aus diesem Grund sind die pro Anlage anzusetzenden Flächenbedarfe (im GIS als Hexagongrößen dargestellt) je Potenzialfläche im Vergleich zum optimistischen Flächennutzungsansatz zum Teil geringer.

Bei allen in den Basisdaten enthaltenen Klein-Potenzialflächen wird die darauf platzierbare Anlagenzahl dahingehend überprüft und dem technischen Potenzial nur die Kleinflächen zugerechnet, in denen mindestens drei Anlagen platziert werden können. In allen Arealen mit einer Bebauung von bis zu drei Anlagen werden unabhängig von der Potenzialfläche die mittlere Flächenbedarfsgröße je Anlage (in Abbildung 2-8 als rotes Hexagon dargestellt) gewählt und überprüft, ob unter dieser Vorgabe auf der Potenzialfläche eine vierte Anlage platziert werden kann. Für Flächen größer als 60 ha wurden Anlagenbedarfsflächen von 14 ha (in Abbildung 2-8 als violettes Hexagon dargestellt) verwendet. Sehr eng zusammen liegende, kleinere Flächen wurden als zusammen hängende Gebiete betrachtet und daher ebenfalls mit großen Anlagenbedarfsflächen belegt. Bei dieser Nutzung der Potenzialflächen könnten insgesamt 74 Anlagen (2 MW), d.h. 148 MW Leistungspotenzial platziert werden.

Für die Konzeptentwicklung der lokalen Energieversorgung werden die Ergebnisse der konservativen Vorgehensweise verwendet. Bei der Simulation des Windkraftstroms wird daher eine installierte Anlagenleistung von 148 MW_{el} angesetzt, so dass bei einer Volllaststundenzahl von rund 2100 h/a eine jährliche Strommenge von etwa 315 GWh bereitgestellt werden kann.

2.4.2.3 *Biomassepotenziale*

Die Erfassung der im Gemeindegebiet von Rheine nachhaltig energetisch nutzbaren Potenziale für Biomasse und Reststoffe erfolgt für die Fraktionen Energiepflanzen, Zwischenfrüchte, tierische Exkremente, Stroh, Waldholz, Wallheckenholz, Bioabfälle und Klärgas. Nicht betrachtet werden Grünlandaufwuchs (Nutzungskonkurrenz zur Milchviehhaltung), Biomasse aus Verkehrswegebegleitgrün, Gewässerbegleitgrün, Landschaftspflege, Garten- und Landschaftsbau, holzverarbeitenden Betrieben, Gewerbeabfällen und Altholz. Hierfür liegen zur Potenzialermittlung keine ausreichenden Datengrundlagen vor. Eine eigene Datenerhebung hätte vom notwendigen Aufwand für das hier verfolgte Projektziel nicht im ausreichenden Verhältnis zum daraus zu ziehenden Nutzen gestanden. Des Weiteren werden im Rahmen der Potenzialerhebung für Biomasse die für Rheine anfallenden Mengen an kommunalen Haushaltsabfällen ermittelt und hinsichtlich ihrer energetischen Nutzung ausgewertet.

Die energetischen Potenziale an Biomasse hängen stark von den verwendeten Technologien ab. Ausgehend von den mengenmäßigen Potenzialen an Biomasse sind die in diesem Kapitel angegebenen energetischen Potenziale immer mit der dazu ausgewiesenen Technologie zu verstehen. Die innerhalb der einzelnen Konzepte erzielbaren Potenziale sind entsprechend der für Rheine gewählten Technologien im zugehörigen Kapitel ausgewiesen (Kapitel 4.3.2 und Kapitel 5.3.2).

Tabelle 2-4: Jährlich verfügbare Biomasse in Rheine, Erhebung SIJ auf Basis bereits für Rheine durchgeführter (Biomasse-)Analysen

Biomasse	**Verfügbare Mengen [t/a], [m^2/a], [m^3/a]**
Anbaufläche Energiepflanzen	586,3 m^2
Zwischenfrüchte	15.802 t
Tierische Exkremente	98.126 m^3
Bioabfälle	7.110 t
Stroh	4.162 t
Waldholz	2.339 t
Wallheckenholz	1.330 t
Klärgas	850.455 m^3
Kommunaler Haushaltsmüll	11.162 t

Biomasse aus Energiepflanzen

Grundlage zur Ermittlung des Biomassepotenzials aus Energiepflanzen ist die für deren Anbau verfügbare Ackerfläche. Für Rheine werden 5.863 ha Ackerland ausgewiesen. Für die Berechnungen wird ein Nutzungsanteil von 10% zu Grunde gelegt, damit stehen 586,3 ha für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung (Wetter u. a. 2011a). Der jährlich erzielbare Energieertrag durch Energiepflanzenanbau auf dieser Fläche hängt von den angebauten Energiepflanzen sowie den damit bereitzustellenden Endenergieträgern ab. Die Nutzung der Anbauflächen sowie die Endenergiebereitstellung aus Biomasse wird in den jeweiligen Unterkapiteln der beiden Zukunftskonzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ beschrieben.

Zwischenfrüchte

Den Angaben des Kommunalsteckbriefs Rheine zufolge (Wetter u. a. 2011a) stehen insgesamt knapp 600 ha Ackerbauland additiv für den Anbau von Sommer- und Winterzwischenfrüchten zur Verfügung. Dabei wird 1/3 der Wintergerstenfläche für Sommerfrüchte genutzt und 1/6 der Silomaisfläche für Winterzwischenfrüchte, was sich sehr gut mit den Empfehlungen der Bioenergiestrategie (Steiner 2012) des Kreises Steinfurt deckt. Auf dieser Fläche lassen sich bei Erträgen von 37,5 t/ha für Sommerzwischenfrüchte bzw. 15,6 t/ha für Winterzwischenfrüchte 15.802 t Zwischenfrüchte ernten. Dies ergäbe bei vollständiger Nutzung in einer Biogasanlage eine Biogasmenge von rund 2 Mio. Nm^3/a mit einem Energieinhalt von circa 13.000 MWh_{th}/a (bezogen auf H_u).

Gülle

Auch die Berechnungen für die möglichen Biogaserträge aus Gülle basieren auf dem Kommunalsteckbrief Rheine (Wetter u. a. 2011a). Der Viehbestand in Rheine im Jahr 2010 wird als gleichbleibend bis zum Zieljahr 2050 angenommen. Der Bestand umfasst laut Kommunalsteckbrief derzeit 5.865 Großvieheinheiten (GVE) Rinder und 12.681 GVE Schweine. Bei Erträgen von rund 11,7 $m^3_{Gülle}$/GVE (Rind) und 10,1 $m^3_{Gülle}$/GVE (Schwein) ergeben sich jährlich 196.252 $m^3_{Gülle}$. Aus beispielsweise logistischen Gründen kann jedoch nicht die gesamte Gülle zur Biogaserzeugung genutzt werden. Entsprechend der Empfehlungen der Bioenergiestrategie des Kreises Steinfurt (Steiner 2012) wird daher ein aus technischer, logistischer und wirtschaftlicher Sicht nutzbarer Anteil von 50% der Gülle für die Potenzialermittlungen festgelegt. Somit stehen 98.126 $m^3_{Gülle}$ zur energetischen Nutzung zur Verfügung. Durch Nutzung in Biogasanlagen würde sich bei 23,7 $Nm^3_{Biogas}/m^3_{Gülle}$ mit 5,5 kWh/Nm³ (Rind) und 19,2 $Nm^3_{Biogas}/m^3_{Gülle}$ mit 6 kWh/Nm³ (Schwein) ein Biogasertrag von rund 2 Mio. Nm^3_{Biogas} pro Jahr mit einem Energieinhalt von circa 11.800 MWh_{th} (bezogen auf H_u) ergeben.

Stroh

Es wird angenommen, dass für alle Anbauflächen von Weizen, Roggen, Winter- und Sommergerste, Hafer sowie Triticale ein Strohertrag erfolgt. Des Weiteren wird in Anlehnung an die Empfehlungen der Bioenergiestrategie des Kreises Steinfurt (Steiner 2012) ein energetischer Strohnutzungsanteil von 50 % festgelegt. Daraus ergibt sich für die energetische Nutzung eine Fläche von 1.189 ha. Bei Erträgen von 3,5 tFM/ha können jährlich 4.162 tFM Stroh energetisch genutzt werden.

Strohpotenziale sind über Vergasung oder Vergärung energetisch nutzbar. Bei Nutzung über Vergärung kann theoretisch ein erhöhtes Strohpotenzial angenommen werden, da sich aufgrund der Rückführung von Gärresten aus der Biogasanlage der benötigte Strohanteil zur Humusreproduktion reduziert. Allerdings müsste dafür Stroh, das beispielweise als Einstreu benutzt wird, in Kaskadennutzung zur Verfügung gestellt werden. Eine Abschätzung der tatsächlich mobilisierbaren Strohmenge ist schwierig, daher wird am Nutzungsanteil von 50% für beide Technologiezweige festgehalten.

Waldholz

Durch das Regionalforstamt Münsterland (Weber 2013) liegt die im Folgenden beschriebene Auskunft zur energetischen Waldholznutzung vor. Von den in Rheine vorhandenen 2700 ha Waldfläche werden 2025 ha (75%) durch Forstpersonal nachhaltig bewirtschaftet. 40 % des Holzes aus nachhaltiger Bewirtschaftung ist energetisch nutzbar, entsprechend stehen rechnerisch 810 ha zur energetischen Nutzung zur Verfügung. Auf nachhaltig bewirtschafteten Flächen ist jährlich eine Holzmenge von 3,7 bis 4 m³ Holz/ha durch Zuwachs gewinnbar. Auf 810 ha können in Rheine demnach jährlich 3119 m³ (FM) Holz für die energetische Nutzung bereitgestellte werden. Zur Berechnung der Holzmasse und Energiemenge werden die entsprechenden Werte für Buchenholz als typisches Holz zur energetischen Nutzung verwendet (Forstbezirk Kraichgau 2011). Mit einer Dichte von 750 kg/FM und einem Heizwert von 4 kWh/kg ergibt sich für Rheine damit bei Verbrennung des Holzes ein jährlich gewinnbares Energiepotenzial aus Waldholz von rund 9.360 MWh/a (bezogen auf H_u).

Wallheckenholz

Die in Rheine wachsenden Wallhecken erstrecken sich auf einer gesamten Länge von 54.302 Metern mit einer Breite von durchschnittlich 3 Metern, die durchschnittliche jährliche Biomasse-Menge aus der Wallheckenpflege beträgt 0,06 srm/m² (Schüttraummeter pro Flächeneinheit) (Brink 2013). 50 % der Biomasse aus der Wallheckenpflege (Steiner 2012) mit einem Energieinhalt von 925 kWh/srm steht für die energetische Nutzung zur Verfügung. Aus diesen Werten berechnen sich ein energetisch nutzbares Biomassepotenzial von 4.860 srm und

eine enthaltene Energiemenge von 4.521 MWh_{th}/a (bei Verarbeitung des Wallheckenholzes zu Hackschnitzeln und anschließender Verbrennung).

Bioabfälle und Haushaltsabfälle

Nach den Daten des Abfallwirtschaftskonzeptes des Kreises Steinfurt (Göbel 2011) fallen pro Einwohner in Rheine jährlich 124 kg Bioabfälle und 146 kg Haushaltsabfälle an, die entsprechende Bioabfallmenge für Rheine beträgt somit rund 9500 t/a, die Haushaltsabfallmenge rund 11.200 t/a.

Gegenwärtig werden bundesweit rund 50 % der Bioabfälle aus privaten Haushalten über ein Abfallsystem gesammelt (Biotonne). Bei Setzung entsprechender Anreize und Informationskampagnen ist jedoch auch ein höherer sammelbarer Anteil möglich. Für das energetisch nutzbare Bioabfallpotenzial in Rheine wird angenommen, dass 75% des Bioabfallaufkommens zukünftig über die Biotonne gesammelt und in Biogasanlagen mitvergoren wird. Für den Kreis Steinfurt liegt ein Konzeptentwurf vor, der vorsieht, dass ab 2014 jährlich 40.000 t Bioabfälle in einer Abfallbehandlungsanlage vergoren werden und somit gut 3 Mio. Nm^3/a Biogas mit 18.500 MWh_{th}/a gewonnen werden können (Steiner 2012). Der mit diesem Konzept für Rheine erzielbare Biogasertrag läge bei rund 570.000 Nm^3 Biogas mit 3.288 MWh_{th}/a (bezogen auf Hu).

Haushaltsabfälle können vollständig zur energetischen Verwertung genutzt werden, der Nutzungsgrad wird daher mit 100% angesetzt. Bezogen auf den unteren Heizwert folgt aus der Gesamtmenge bei einem durchschnittlichen Verbrennungsenergiewert von 2,78 kWh_{th}/kg ein Energiepotenzial von rund 31.005 MWh_{th}/a (ITAD e.V. 2017).

Klärgas

In Rheine ist im Jahr 2013 eine Klärgaserzeugung von rund 1.134.000 m^3 für die Kläranlage Nord registriert. Das dort anfallende Klärgas wird bereits mit Hilfe einer modernen Anlage unter Nutzung von Fuzzy Logic verstromt. Annähernd 735.000 m^3 wurden 2013 im BHKW verstromt und erzielten eine Strommenge von 1.267 MWh. Darüber hinaus wurden gut 103.000 m^3 zu Heizzwecken der Anlage genutzt (Eggert und Wermers 2012).

Die restlichen Klärgasmengen werden beispielsweise aufgrund von Störungen im Betrieb über eine Notfackel verbrannt (Schütze 2014). Daher wird ein aus logistischen und technischen Gründen nutzbares Klärgaspotenzial von 75% festgelegt. Dies entspricht einer Klärgasmenge von rund 850.500 m^3/a mit einem nutzbaren Energieeinhalt von 5.528 MWh_{th}/a bezogen auf Hu (Heizwert Klärgas 6,0-7,0 kWh_{th}/m^3) (AGRAR Plus 2017).

Da das Klärgas aktuell bereits in einem modernen BHKW mit Fuzzy Logic verstromt wird und die Strom- und Wärmebedarfe der Kläranlage Nord anteilig deckt, werden seine Potenziale nicht bei den Berechnungen des Nutzungsmodells Biomasse mit berücksichtigt und im Gegenzug dafür die heute durch Klärgas gedeckten Bedarfe der Kläranlage Nord ebenfalls auf der Bedarfsseite für Rheine nicht mitbilanziert.

2.4.2.4 *Wasserkraftpotenziale*

Die in Rheine vorhandenen Wasserkraftpotenziale werden nach Einschätzung des Agenda21-Büros des Kreises Steinfurt durch die bereits vorhandenen Wasserkraftanlagen vollständig genutzt. Daher werden für die Potenzialberechnung die Leistungen und jährlich erzeugbaren Energiemengen dieser Anlagen ermittelt.

Insgesamt werden in Rheine drei Wasserkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 170 kW betrieben, die jährlich eine Strommenge von etwa 900 MWh einspeisen.

2.4.2.5 *Geothermiepotenziale*

Potenziale hydrothermaler Geothermie bzw. natürliche Reservoire in ausreichender Tiefe zur wirtschaftlichen Stromerzeugung liegen in Deutschland nur im Molassebecken, im Alpenvorland, dem Oberrheingraben und dem norddeutschen Becken vor (Bundesverband Geothermie 2017). Auch bei den deutschlandweiten Abschätzungen für die petrothermale Geothermie liegt Rheine in keinem ausgewiesenen Potenzialgebiet (J. Schmidt und Mühlenhoff 2010). Daher wird vorrangig das Nutzungspotenzial für oberflächennahe geothermische Wärme über Erdwärmekollektoren und Erdwärmesonden anhand der digitalen Daten des geologischen Dienstes NRW (Geologischer Dienst NRW 2004) überprüft.

2.5 Die verkehrliche Situation in Rheine

Wuppertal Institut

Rheine ist gekennzeichnet durch die zentrale Lage der Kernstadt und dörflich geprägte Außenbezirke. Die Nutzungsbedingungen für die verschiedenen Verkehrsmittel in Rheine unterscheiden sich zwischen Kernstadt und Peripherie ganz erheblich.

2.5.1 Rad- und Fußverkehr

Die Kernstadt verfügt über ein dichtes und gut ausgeschildertes Wegenetz für den Rad- und den Fußverkehr sowie über ein umfassendes Angebot von Einkaufs-, Dienstleistungs- und Freizeitangeboten mit zahlreichen Fahrradabstellmöglichkeiten an zentralen Punkten. Weite Teile der Innenstadt sind für den Pkw-Verkehr gesperrt und Einbahnstraßen häufig für den Radverkehr in beiden Fahrtrichtungen freigegeben. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die Bürgerinnen und Bürger der Kernstadt im Gegensatz der Bevölkerung der Außenbezirke viele ihrer alltäglichen Wege schnell und bequem zu Fuß oder mit dem Fahrrad zurücklegen können.

Auch in den Außenbezirken von Rheine sind die generellen Nutzungsbedingungen für den Rad- und den Fußverkehr die Wegeinfrastruktur betreffend nicht ungünstig. Erschwert jedoch wird das Zurücklegen vieler alltäglicher Wege der hier lebenden Bevölkerung durch das häufige Fehlen von Versorgungs- und Dienstleistungsangeboten des täglichen Bedarfs in fußläufiger oder fahrradtauglicher Distanz.

2.5.2 ÖPNV-Erschließung der Stadt

Sowohl Kernstadt als auch die Außenbezirke der Stadt sind sehr gut durch das Stadtbussystem erschlossen. Das Stadtbussystem umfasst zwölf Linien mit insgesamt 154 Haltestellen, die Busse verkehren auf elf der zwölf Linien montags bis samstags zwischen 6:00 und 19:00 Uhr im 30-Minutentakt, sonntags im 60-Minutentakt. Lediglich eine der Linien verkehrt auch an Werktagen nur im 60-Minutentakt. Ergänzt wird das Stadtbussystem durch ein Anrufsammeltaxi, welches werktags nach Ende der Stadtbusbedienung bis in die späteren Abendstunden die Bedienung übernimmt. Am Wochenende verkehrt das Anrufsammeltaxi zudem in den Nachtstunden. Auch einige Buslinien des Regionalverkehr Münsterland (RVM) ergänzen das Stadtbusangebot, in erster Linie durch die Bedienung wichtiger Schulstandorte in den Morgenstunden.

2.5.3 Anbindung Rheines an den Schienenpersonennahverkehr

Rheine verfügt über zwei Bahnhöfe, einen Bahnhof im Stadtzentrum und einen Bahnhof im südlich gelegenen Ortsteil Mesum. Die Stadt wird durch drei Regionalexpress- und drei

Regionalbahnlinien bedient. Der Regionalexpress RE 7 verkehrt als Rhein-Münsterland-Express von Rheine über Münster, Hamm, Hagen, Wuppertal, Köln und Neuss nach Krefeld, der RE 15 als Emsland-Express von Münster über Rheine, Lingen und Leer nach Emden. Der RE 60 verbindet als Ems-Leine-Express Rheine, Osnabrück, Hannover und Braunschweig. Die Regionalbahn RB 65 verbindet als Ems-Bahn Rheine und Münster, ebenso wie die RB 68 als Emsauen-Bahn. Die RB 61 verbindet als Wiehengebirgs-Bahn Bad Bentheim, Rheine, Osnabrück, Herford und Bielefeld.

2.5.4 Anbindung Rheines an den Schienenpersonenfernverkehr

Rheine ist durch zwei IC-Linien ins Netz des Schienenpersonenfernverkehrs eingebunden. Die IC-Linie 35 verbindet Norddeich Mole, Rheine, Münster, Köln und Koblenz mit Luxembourg, die IC-Linie 77 Amsterdam, Rheine, Osnabrück, Hannover und Berlin.

2.5.5 Verkehr und Siedlungsentwicklung

Der Schwerpunkt der Siedlungsentwicklung in Rheine liegt derzeit in den Außenbereichen. Die Siedlungsentwicklung ist dabei geprägt durch eine bis in die Gegenwart andauernde Ausweisung und Entwicklung von neuen Wohngebieten. Diese Wohngebiete bestehen meist aus freistehenden Einfamilienhäusern. Die Ausweisung orientiert sich an bereits bestehenden Siedlungskernen als auch an „der grünen Wiese“. Diese neuen Wohngebiete sind häufig charakterisiert durch das vollständige Fehlen von Versorgungseinrichtungen des täglichen Bedarfs oder eine nur lückenhaft beziehungsweise nur in Ansätzen vorhandenen Möglichkeit der dort ansässigen Bevölkerung, sich mit Gütern und Dienstleistungen des täglichen Bedarfs in fußläufiger oder fahrradtauglicher Distanz zu versorgen.

2.5.6 Derzeitige Verkehrsmittelverfügbarkeit und Verkehrsmittelnutzung

Im Kreis Steinfurt, zu dem auch die Stadt Rheine gehört, wurde im Jahr 2011 eine repräsentative Haushaltsbefragung zum Mobilitätsverhalten der Bevölkerung durchgeführt. Im Rahmen dieser Erhebung wurde auch eine stichtagsbezogene Mobilitätserhebung durchgeführt. Die Kernergebnisse werden im Folgenden kurz wiedergegeben, um die derzeitige Verkehrsmittelverfügbarkeit und –nutzung in Rheine näher zu beschreiben und im Außenvergleich mit bundesweiten Durchschnittswerten einzuordnen. Die Daten zum Kreis Steinfurt beziehen sich auf das Jahr 2011, die bundesweiten Daten basieren auf der Erhebung Mobilität in Deutschland aus dem Jahre 2008. Die hier dargestellten Ergebnisse liegen nur auf Kreisebene vor:

Die Pkw-Verfügbarkeit in Rheine ist im Vergleich zu von der Raumstruktur her vergleichbaren Räumen in Nordrhein-Westfalen relativ niedrig. 83 Prozent der Haushalte im Kreis Steinfurt besitzen mindestens ein Auto, in vergleichbaren Regionen in Nordrhein-Westfalen sind es durchschnittlich 89 Prozent der Haushalte, die mindestens über einen Pkw verfügen[12]. Im Bundesdurchschnitt verfügen rund 82 Prozent der Haushalte über einen Pkw[13].

Ebenso liegt die Fahrradausstattung in Rheine über dem Bundesdurchschnitt. 90 Prozent aller Haushalte im Kreis Steinfurt besitzen mindestens ein Fahrrad, im Bundesdurchschnitt sind es nur 82 Prozent[14]. Auf Personenebene ist die Ausstattung sogar noch höher: 92 Prozent aller Rheinenser ab 6 Jahre besitzen ein Fahrrad.

[12] vgl. MiD 2008, Datensatz NRW
[13] vgl. MiD 2008, S.60
[14] vgl. MID 2008, S.61

Der Ausstattungsgrad der Rheinenser Bevölkerung mit Zeitkarten für den ÖV ist mit 13 Prozent etwas niedriger als im Bundesdurchschnitt. [15], im Bundesdurchschnitt verfügen rund 15 Prozent der Menschen Zeitkarten für den ÖV[16]. Im Kreis Steinfurt sind es zwölf Prozent.

Die Einwohner des Kreises Steinfurt sind im Vergleich zum Bundesdurchschnitt leicht überdurchschnittlich mobil: 92% aller Personen im Kreis Steinfurt gehen an einem normalen Werktag außer Haus. Dabei legen sie durchschnittlich 3,6 Wege zurück und sind durchschnittlich 79 Minuten unterwegs. Im Vergleich zum Bundesdurchschnitt legen sie damit leicht unterdurchschnittlich viele Wege in kürzerer Zeit zurück.

Trotz der in weiten Teilen des Rheinenser Stadtgebietes relativ günstigen Nutzungsbedingungen für den ÖPNV, das Rad oder das Zufußgehen ist die Alltagsmobilität der dortigen Bevölkerung stark vom Auto geprägt. Zwar ist der Anteil der Fahrradnutzung trotz eines Rückgangs in der jüngeren Vergangenheit mit 27 Prozent Modal Split-Anteil im gesamten Stadtgebiet vergleichsweise hoch, dennoch werden 55 Prozent der Wege in Rheine mit dem Pkw zurückgelegt, nur acht Prozent mit dem ÖPNV und nur zehn Prozent zu Fuß. Aufgrund der verschiedenen Nutzungsbedingungen der einzelnen Verkehrsmittel im Stadtgebiet ist davon auszugehen, dass die Verkehrsmittelnutzung je nach räumliche Lage, ob Kernstadt oder Peripherie, stark variiert.

2.5.7 **Fazit**

Der in der Kernstadt lebenden Bevölkerung bieten sich für das Zurücklegen vieler alltäglicher Wege attraktive Alternativen zum Auto. Der relativ lange Weg bis in die Kernstadt erschwert die Nutzung des Fahrrades durch die Bewohner der Außenbereiche, welche die Kernstadt aufsuchen möchten.

2.6 Grundsätzliche Eckwerte für die Entwicklungen bis zum Jahr 2050

Solar Institut Jülich, Wuppertal Institut

Aus Gründen der Lesbarkeit sind in Tabelle 2-5 die wichtigsten, zum Bearbeitungszeitpunkt gültigen, Rahmenbedingungen für Rheine noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 2-5: Übersicht über wichtige Eckdaten in Rheine im zugrundeliegenden Betrachtungsjahr

Einwohner, Haushalte, Wohnflächen in 2010	**Einwohner**	**Haushalte**	**durchschnittliche HH Größe**	**Beheizte Wohnfläche**
	72.750	29.842	2,44	4,05 Mio. m^2
Beschäftigte (nach Sektoren) in 2010	**Land- & Forstwirts. Fischerei**	**Produzierendes Gewerbe**	**Handel, Gastgew., Verkehr & Lagerei**	**Sonstige Dienstleistungen**
	62	6.157	7.632	13.631

[15] vgl. Mobilitätserhebung Kreis Steinfurt, S. 76
[16] vgl. MiD 2008, S.73

Energieverbräuche (2010 in GWh/a)	**Haushalte**	**Industrie/ GHD**	**Verkehr**	**Gesamt**
Strombedarf	78	271	0	**349**
Wärmebedarf	539	206	0	**745**
Brennstoffbedarf	0	185	385	**570**
Gesamt	**617**	**662**	**385**	**1.664**

Stromerzeugung bzw. Bezug (2010 in MWh)	**Import**	**HH-Müll**	**EE Erzeugung gesamt**	**Gesamt**
	294.305	5.694	59.024	**359.023**
Erneuerbare Stromerzeugung nach Quelle	*PV, Rheine*	*Wind, Rheine*	*Biomasse, Rheine*	*Wasser, Rheine*
	13.175	*24.472*	*20.466*	*911*

Anzahl Netzanschlüsse (2012)	**Strom**		**Gas**	
	Niederspannung	38.647	Niederdruck	13.000
	Mittelspannung	136	Mitteldruck	3633
			Hochdruck	4

Eckdaten Verkehr (2010)	**KFZ Bestand je 1000 Einwohner**	**PKW Bestand je 1000 Einwohner**	**PKW Fahrleistungen**	**Zurückgelegte km**
	566	488	532 Mio. Fz-km	948 Mio. Pkm

3 Entwicklung der Zielkonzepte für das Jahr 2050 in Rheine

Im Projekt KomRev werden für die Stadt Rheine zwei weitgehend CO_2-freie Energienutzungs- und Versorgungskonzepte mit hohen kommunalen Energieerzeugungsanteilen entwickelt. Um dabei eine möglichst große als auch robuste Bandbreite an Zielzuständen abzubilden und dennoch eine Vergleichbarkeit der Konzept zu wahren, folgen beide Energienutzungs- und Versorgungskonzepte gewissen Prämissen. Sie unterscheiden sich aber versorgungsseitig dennoch deutlich voneinander (siehe Tabelle 3-1). Das Maximal-Dezentrale Konzept (MAX-DEZ) ist insbesondere vom (netzgebundenen) Wärmeversorgungssystem geprägt, das Moderat-Dezentrale Konzept (MOD-DEZ) hingegen vom Stromversorgungssystem.

Gemeinsame Prämissen für die Konzepte sind:

- Beibehaltung der demografischen Rahmenbedingungen (Stand 2010) unter Berücksichtigung der bekannten absehbaren Entwicklungen bis 2050,
- Kein Einsatz fossiler Energieträger,
- Sehr hoher Versorgungsanteil durch erneuerbare Energieträger, Reststoffpotenziale und Abwärmemengen aus dem Gebiet der Kommune,
- Hohe Effizienz bei Energienutzung und energetischer Umwandlung,
- Kein direkter Einsatz hochwertiger Brennstoffe für Wärmeerzeugung auf niedrigem Temperaturniveau (<100°C) sowie Einsatz von Strom für Niedertemperaturwärme nur in Wärmepumpen,
- Austausch mit dem vorgelagerten Stromnetz (Strombezug und –einspeisung) möglich,
- Energetische Sanierung des gesamten, sonst unveränderten Gebäudebestands und verminderte Warmwasser-Energiebedarfe,
- Keine Änderungen der Produktionsmengen für die Industrie,
- Verkehrsvermeidung insbesondere durch Verkürzung der durchschnittlichen Wegelängen (z.B. verkehrssparende Siedlungsentwicklung),
- Verkehrsverlagerung vom MIV[17] zum Umweltverbund, differenziert nach Wegelängen,
- Verbesserung der technischen Effizienz von Fahrzeugen.

Eine Übersicht der konzeptionellen Entscheidungen der beiden Zielvisionen kann Tabelle 3-1 entnommen werden.

[17] MIV: Motorisierter Individualverkehr

Tabelle 3-1: Konzeptionelle Entscheidungen der beiden Zielvisionen für Rheine

	Maximal-Dezentral	**Moderat-Dezentral**
Import von Brenn- und Kraftstoffen	Kein Import zulässig	Bezug von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen zulässig
Prioritäten Biomasse-Nutzung	Bereitstellung von (Hochtemperatur-) Prozesswärme KWK-Nutzung	Kraftstofferzeugung (Mobilität) KWK-Nutzung
Kommunale Mobilität	Ausschließlich strombasiert	Kombination aus Strom und erneuerbaren Kraftstoffen
Versorgung (Hochtemperatur-) Prozesswärme	Nicht durch Strom ersetzbare Brennstoffe ausschließlich aus kommunaler Biomasse bereitstellen	Nicht durch Strom ersetzbare Brennstoffe durch synthetisches Gas bereitstellen
Versorgung Heizung- und Warmwasser	Höchste Priorität: Solarthermische Wärme, Nahwärmenetze und saisonale Speicher Geringer Restbedarf durch Wärmepumpen	Ausschließlich Einzelgebäudeversorgung mit Erdwärme und Wärmepumpe
Strombedarf Haushalte	Verwendung der jeweils besten Effizienztechnologie bei Fortschreibung des Bestandes Änderung des Nutzerverhaltens durch Senkung der Ausstattungsraten energieintensiver Anwendungen berücksichtigt	Verwendung der jeweils marktüblichen Technologie bei Fortschreibung des Bestandes Keine Änderung des Nutzerverhaltens berücksichtigt

Die folgenden Abschnitte erläutern die konzeptionellen Unterschiede im Detail. Zunächst wird in Kapitel 3.1 das Vorgehen zur Entwicklung der Versorgungsseite für die beiden Zielkonzepte detailliert beschrieben. Im Anschluss daran wird das Vorgehen auf der Bedarfsweise mit Methodenbeschreibungen zur Entwicklung der Wärme-, Strom- und Brennstoffbedarfe der Haushalte, der Industrie- und GHD-Betriebe erläutert (siehe Kapitel 3.2). In einem separaten Abschnitt wird außerdem die raumbezogene Verteilung der Warmwasser- und Raumwärmebedarfe vorgestellt (siehe Kapitel 3.3). Kapitel 3.4 stellt die zugrunde liegenden Annahmen der Konzeptentwicklung im Verkehrssektor (Veränderung des Modal Split, etc.) dar. Abschließend findet sich in Kapitel 3.5 eine kurze Zusammenfassung.

Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Zielkonzepte erfolgt darüber hinaus in den Kapiteln 0 MAX-DEZ) und Kapitel 5 (MOD-DEZ).

3.1 Vorgehen auf der Versorgungsseite

Solar-Institut Jülich

3.1.1 Maximal-Dezentrales Zielkonzept

3.1.1.1 *Wärmeversorgung*

Im MAX-DEZ Zukunftskonzept erfolgt die Versorgung mit Wärme für den Warmwasser- und Raumwärmebedarf in erster Linie über solarthermisch erzeugte Wärme, die in Saisonalspeichern für das Winterhalbjahr gespeichert und über Nahwärmesysteme verteilt wird. Ergänzend werden Wärmepumpen eingesetzt, die die saisonalen Speicher bei Bedarf nachheizen können.

Rahmenbedingungen der gewählten Wärmeversorgung

Die Niedertemperatur-Wärmeerzeugung mit Temperaturen unter 100°C kann ohne Brennstoffbedarf und bei geringem Strombedarf als Hilfsenergie unmittelbar aus der Sonnenwärme mittels solarthermischer Kollektoren bereitgestellt werden. Die Nutzung solarthermischer Kollektoren bietet dabei den Vorteil, dass solare Wärmeenergie direkt in den Endenergiebedarf Wärme umgewandelt wird. Die Temperaturniveaus von eingestrahlter und genutzter Wärme liegen nah beieinander, damit ist ein hoher exergetischer Wirkungsgrad erreichbar.

Solare Wärme in einem zur Wärmebereitstellung geeigneten Temperaturniveau wird vorwiegend in den Sommermonaten, in geringerem Umfang in der Übergangszeit und kaum im Winter eingestrahlt. Daher erfordert die Nutzung solarthermischer Wärme zur ganzjährigen Raum- und Warmwasserversorgung eine Langzeitwärmespeicherung durch saisonale Wärmespeicher.

Um die Versorgung mit Wärme auch in sehr langen Kälteperioden oder Jahren mit unterdurchschnittlicher solarer Einstrahlung sicherzustellen, ist eine zusätzliche Speicherentladung über Wärmepumpen möglich. In Jahren mit durchschnittlichen Witterungsbedingungen stellen diese Wärmepumpen nur geringe Anteile der Jahreswärmelast bereit. Durch die aufgrund der hohen solarthermischen Erzeugungsanteile notwendigen saisonalen Speicher kann die Wärmepumpennutzung zeitlich sehr gut vom Wärmebedarf entkoppelt werden. Stromüberschüsse können über die Wärmepumpen zusätzlich zur solarthermischen Wärme in die Speicher eingespeist werden. Damit ist es möglich, einen Teil der Stromlastkurve der Stromerzeugungskurve nachzuführen (Demand Side Management, DSM). Das auf Nahwärmeversorgung basierende System ermöglicht eine zentrale Ansteuerung der am Saisonalspeicher installierten zentralen Wärmepumpen für den netzdienlichen Einsatz. Wärmepumpenleistung kann in Zeiten von Dunkel-Flauten (kaum oder keine Stromerzeugung aus Sonne oder Wind möglich) auch über Zeiträume von mehreren Tagen vermieden werden. Die Speicherladezustände sind durch die Verwendung eines einzelnen zentralen Saisonalspeichers je Nahwärmeversorgungsgebiet ohne hohen Aufwand zu erfassen.

Herausforderungen der gewählten Wärmeversorgung

Ein solarthermisches Nahwärmeversorgungssystem erfordert die Zustimmung aller Wärmeabnehmer im Versorgungsgebiet. Die Verlegung des Nahwärmesystems, der Bau des Saisonalspeichers und der solarthermischen Kollektoren müssen für jedes Versorgungsgebiet in guter Abstimmung erfolgen. Daraus entsteht ein anspruchsvoller Überzeugungs- und Koordinationsaufwand. Der Investitionsaufwand in den ersten Jahren ist sehr hoch (siehe Kapitel 7.5.3).

Bei Planung und Bau aller Komponenten ist große Sorgfalt erforderlich, da Leckagen im System hohen Detektions- und Reparaturaufwand bedeuten. Sind die ersten solarthermischen Nahwärmesysteme einige Jahre erfolgreich in Betrieb, könnte der Überzeugungsaufwand umso stärker abnehmen, je mehr die Brennstoff- und Stromkosten alternativer Versorgungsansätze

steigen. Wird der Bau eines Nahwärmeversorgungssystems langfristig geplant, kann eine Kopplung der Verlegearbeiten für die Nahwärmeleitungen mit ohnehin anstehenden Kanal- oder Erdkabel-Arbeiten die Kosten verringern.

3.1.1.2 *Stromversorgung*

Im MAX-DEZ Zukunftskonzept ist festgelegt, dass, innerhalb der aktuellen Leistungsgrenzen der Kopplungsstelle (+/- 60 MW), ein Stromaustausch (Bezug/Einspeisung) mit dem vorgelagerten Netz möglich ist.

Für die Stromerzeugung aus PV werden diejenigen Dachflächenpotenziale, die nicht für die solarthermische Wärmeversorgung benötigt werden, mit PV-Modulen belegt. Des Weiteren werden sämtliche Windpotenzialflächen ausgenutzt, da durch die solarthermische Wärmeversorgung im MAX-DEZ Konzept nicht das volle PV-Potenzial ausgeschöpft werden kann, denn es steht in diesem Fall nicht das gesamte Dachflächenpotenzial für PV-Module und damit zur Stromversorgung zur Verfügung. Für die Nutzung von Wasserkraft wird das in Kapitel 2.4.2.4 erhobene Potenzial angesetzt.

Biomasse wird, soweit sie nicht für die prioritäre Brennstoffherstellung im Bereich Prozesswärmeversorgung verwendet wird, in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.

Details der Stromversorgung im MAX-DEZ Konzept können dem Kapitel 4.3.1 entnommen werden.

3.1.1.3 *Brenn- und Kraftstoffe*

Im MAX-DEZ Konzept ist der Import von Brennstoffen nicht zulässig. Dies gilt sowohl für biomassebasierte als auch für synthetisch aus erneuerbarem Strom hergestellte Brennstoffe.

Die lokalen Biomassepotenziale stellen somit die einzige Möglichkeit zur Bereitstellung von Brennstoffen dar. Deshalb wird für das MAX-DEZ Konzept festgelegt, dass Biomassepotenziale vorrangig zur (Hochtemperatur-) Prozesswärmeversorgung genutzt werden. Die damit zum Teil verbundenen „direkten“ Brennstoffbedarfe werden über die Herstellung von Biomethan und Biokohle gedeckt.

Kraftstoffbedarfe werden im MAX-DEZ Konzept durch die vollständige Elektrifizierung des Individualverkehrs vermieden, da die lokalen Biomassepotenziale limitiert sind und nicht zur gleichzeitigen Versorgung von Prozesswärme und Mobilität ausreichen.

3.1.2 **Moderat-Dezentrales Zielkonzept**

3.1.2.1 *Wärmeversorgung*

Strom wird im Zukunftssystem zu einem sehr wichtigen „Primärenergieträger“, der im MOD-DEZ Konzept auch in hohem Umfang zur Wärmeversorgung beiträgt. Die Versorgung mit Wärme für den Warmwasser- und Raumwärmebedarf erfolgt in erster Linie über Wärmepumpen in Verbindung mit Erdwärmesonden und Pufferspeichern.

Rahmenbedingungen der gewählten Wärmeversorgung

Die Niedertemperatur-Wärmeerzeugung mit Temperaturen deutlich unter 100°C kann ohne Brennstoffbedarf über die erneuerbare Stromerzeugung und Wärmepumpen energieeffizient bereitgestellt werden. Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird ganzjährig erzeugt, mit einem höheren Anteil Solarstrom (PV) im Sommer und Windstrom in der Übergangszeit und im

Winter. Wird die Niedertemperaturwärme über Wärmepumpen bereitgestellt, ist daher eine saisonale Speicherung von Energie zur Niedertemperatur-Wärmeerzeugung nicht zwingend notwendig.

Pufferspeicher ermöglichen eine begrenzte zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und Wärmebedarfsdeckung für einige Stunden bis Tage. Damit ist es möglich, die Stromlastkurve der Wärmepumpen der Stromerzeugungskurve aus fluktuierenden Energien in diesem Rahmen zeitlich anzupassen (Demand Side Management).

Die Wärmepumpenlösung mit Pufferspeichern erfordert als Objektversorgung keinen Abstimmungsaufwand zwischen verschiedenen Beteiligten bei der Bauentscheidung. Die verwendete Technik ist am Markt verfügbar und ausgereift. Die Verwendung von Strom für die Niedertemperaturversorgung hat im heutigen fossil basierten System den Nachteil hoher Exergievernichtung. Energetisch gesehen sind Wärmepumpen nur bei Jahresarbeitszahlen von deutlich über 3 vorteilhaft im Vergleich zur direkten Nutzung fossiler Brennstoffe. In einem Zukunftssystem wiegen diese Exergie- und Energieargumente geringer, da Strom zur neuen Primärenergiequelle wird und Brennstoffe deutlich knapper sein werden als in der Gegenwart. Bei der Kombination von Erdwärme aus Wärmesonden mit Wärmepumpen werden mit gut ausgelegten und geführten Anlagen bereits heute problemlos Jahresarbeitszahlen von deutlich über 3 erreicht (Miara, et al. 2011).

Werden für solare Energieerzeugung geeignete (Dach-)Flächen vollständig für die Installation von PV genutzt, steht mehr installierte PV-Leistung zur Stromerzeugung und somit auch potenziell für die elektrische Erzeugung von Wärme zur Verfügung.

Keine kombinierte Nutzung von Erdwärme und Solarthermie in MOD-DEZ

Für die Wärmeversorgung im MOD-DEZ Konzept wird die Möglichkeit einer kombinierten Wärmeversorgung durch solarthermische Kollektoren und Erdwärmesonden mit Wärmepumpen ausgeschlossen. Eine Kombination der beiden Technologien würde die vollständige Abschaltung der Wärmepumpen in den Sommermonaten ermöglichen und dadurch den Jahresstrombedarf für die Warmwasser- und Raumwärmeversorgung senken. Da jedoch bei der Nutzung von solarthermischen Kollektoren aufgrund der verringerten Flächenverfügbarkeit für PV die Stromerzeugung aus PV sinkt, kann dann im Winter die lokale Stromerzeugung aus EE die Strombedarfe der Wärmepumpen nicht mehr decken.

Im Gesamtsystem sind der zusätzlich zu deckende Leistungsbedarf der Wärmepumpen im Winter sowie dessen mögliche Lastverschiebung (DSM) von Bedeutung. Beide Parameter werden durch den zusätzlichen Einsatz von Solarthermie ohne Saisonalspeicher nicht verändert.

Damit würde die Kopplung des Erdwärme-Wärmepumpen-Systems mit einer ergänzenden solarthermischen Anlage höhere Investitionen verursachen ohne aus energetischer Sicht für das Gesamtsystem von wesentlichem Vorteil zu sein.

3.1.2.2 *Stromversorgung*

Auch im MOD-DEZ Zukunftskonzept ist – innerhalb der aktuellen Leistungsgrenzen der Kopplungsstelle (+/- 60 MW) – ein Stromaustausch (Bezug/Einspeisung) mit dem vorgelagerten Netz möglich.

Im Gegensatz zum MAX-DEZ Konzept wird im MOD-DEZ Konzept Strom in wesentlich mehr Bereichen zur Bedarfsdeckung eingesetzt (Wärmepumpen zur NT-Wärmeversorgung, synthetische Kraftstoffherstellung etc.), so dass insgesamt ein deutlich höherer Strombedarf entsteht. Daher wird für die Stromerzeugung aus PV das gesamte Dachflächenpotenzial mit PV Modulen belegt und auch hier sämtliche Windpotenzialflächen ausgenutzt. Für die Nutzung von Wasserkraft wird wiederum das in Kapitel 2.4.2.4 erhobenen Potenzial angesetzt.

Biomasse wird, soweit sie nicht für die prioritäre Kraftstoffherstellung im Bereich Mobilität verwendet wird, in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.

3.1.2.3 *Brennstoffe*

Im MOD-DEZ Konzept werden die Möglichkeiten des Energiebezugs von außerhalb Rheines liegenden Räumen im Vergleich zum MAX-DEZ Konzept erweitert. Neben der weiterhin bestehenden Möglichkeit, Strom an das vorgelagerte Netz abzugeben und daraus zu beziehen, wird der Bezug von Brenngas zur Deckung industrieller Brennstoffbedarfe zugelassen. Zusätzlich kann für die Deckung des Verkehrsbedarfs, ergänzend zur Biomasse basierten Kraftstoffherstellung, synthetisch hergestellter Kraftstoff auch aus dem außerhalb von Rheine liegenden Raum verwendet werden. Für alle von außerhalb des Rheinenser Stadtgebietes bezogenen Brenn- und Kraftstoffe wird dabei angenommen, dass diese vollständig aus erneuerbaren Energien hergestellt werden, ohne Nutzung zusätzlicher Biomasse.

3.1.3 **Granularität der Darstellung**

Die im Forschungsvorhaben KomRev erstellten Zielkonzepte verfolgen die Zielsetzung, eine effiziente Nutzung lokal vorliegender Quellen zur Deckung der lokalen Bedarfe abzubilden. Damit wird unter anderem untersucht, welche Auswirkungen diese ausgeprägte Nutzung lokaler Potenziale auf den Bezug (und die Abgabe) von Energie aus überregionalen Erzeugern hat.

Im Bereich der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen ist dazu neben der zeitlichen Abweichung (bis hin zu saisonalem Ausgleichsbedarf) von Energiebereitstellung und – bedarf auch der räumliche Zusammenhang zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere bei der Nutzung von solarer Wärme in Nahwärmesystemen im Maximal-Dezentralen Zielkonzept. Hier sind die einander bedingenden und begrenzenden Faktoren aus Dachflächenpotenzialen, Speicherflächenpotenzialen, Wärmebedarfsdichten und Gesamtnutzwärmebedarfen für jedes zusammenhängende Nahwärmegebiet zu berücksichtigen.

Die Darstellung und Nutzung aller notwendigen Informationen in einem geographischen Informationssystem (GIS) ermöglicht die Berücksichtigung der oben genannten Faktoren bei der Festlegung der Nahwärme-Versorgungsbiete. Alle notwendigen Daten werden dazu in einer PostgreSQL-Datenbank gespeichert. Mit dem GIS-Tool QGIS werden diese Informationen aus der Datenbank ausgelesen und mit räumlichem Bezug dargestellt. Als Schnittstelle zwischen den beiden Anwendungen dient das Programm PostGIS.

Die verwendeten Datengrundlagen stammen überwiegend von der Stadt Rheine, dem AgendaBüro21 des Kreises Steinfurt und den Stadtwerken Rheine. Bereitgestellt werden die im GIS verwendeten Informationen als Shape-files (GIS-eigenes Dateiformat), Karten als grafische Darstellungen und Listen als Kalkulationstabellen. Für die Verwendung im Projekt werden diese Daten in unterschiedlichem Maße aufbereitet und weiterbearbeitet. Details zu den notwendigen Bearbeitungsschritten sind in Absatz 3.3 beschrieben.

Im Bereich der Stromversorgung werden durch zeitlich aufgelöste Simulationen der beiden Zielvisionen die Energieversorgung im Jahresverlauf für alle Versorgungsbereiche als Stundenwerte und als Jahressummen berechnet. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung und Simulation enthält Kapitel 6.1.

Eine räumliche Auflösung der Stromversorgung im Sinne einer Verteilnetzanalyse ist nicht Bestandteil des Projekts, so dass Aussagen zu Netzbelastungen und Anpassungsanforderungen nur für ganz Rheine getroffen werden können und nicht im räumlichen Zusammenhang.

Des Weiteren sind aufgrund des begrenzten Modellierungs- und Simulationsumfangs keine detaillierten räumlichen Untersuchungen des Gasnetzes möglich. Die sich in den Konzepten

ergebende Nutzungsänderung im Laufe der Transformation bis 2050 (geringere Gasnachfrage, geänderte Gaszusammensetzung) wird aber qualitativ dargestellt (siehe Kapitel 7.2.3.3).

3.2 Vorgehensweise auf der Bedarfsseite

Wuppertal Institut

3.2.1 Methodik für den Wärmebedarf der Haushalte

Das Ziel der Wärmebedarfsmodellierung im Bereich der Wohngebäude ist die Ermittlung des *nutzenergetischen Raumwärme- und Warmwasserbedarfs* für den Sektor der privaten Haushalte für das Ausgangsjahr 2010 sowie für das Zieljahr der Konzeptmodellierung 2050. Im Gegensatz zum Strombedarf wird nicht zwischen einer Maximal-Dezentral und einem Moderat-Dezentral Konzeptvariante des Wärmebedarfs unterschieden, so dass nachfolgende Modellbeschreibungen, Rahmenannahmen und die daraus folgenden Modellergebnisse beiden Varianten zugrunde gelegt werden. Entsprechend der Granularität des Gesamtmodells wird der Wärmebedarf nicht aggregiert für den Gesamtraum Rheine sondern räumlich disaggregiert für kleinmaßstäbliche Siedlungsareale ermittelt. Mit diesem Vorgehen sollen die siedlungsraumbezogenen (Siedlungsstruktur, Gebäudearten, Bevölkerungsverteilung) Eigenschaften des Untersuchungsraums und deren Effekte auf den Wärmebedarf angemessen berücksichtigt werden.

Die methodische Grundlage der Ermittlung des *Raumwärme*bedarfs ist ein siedlungs- und gebäudetypologischer Ansatz, bei dem ausgehend von einer Klassifikation des Wohngebäudebestandes und der Siedlungsstruktur über spezifische Energiekennzahlen der Wärmebedarf im Ausgangsjahr (2010) und für das Zieljahr (2050) bestimmt wird. Die Bestimmung des *Warmwasser*bedarfs basiert auf soziodemographischen Kennwerten (insbesondere der Anzahl der Bewohner) und entsprechenden spezifischen Energiekennzahlen.

Im Folgenden werden die methodischen Verfahrensweisen bei der Konzeption des räumlichen Wärmebedarfsmodells vertiefend beschrieben. Diese lassen sich in vier Schritte unterteilen:

1. Datenerfassung,
2. Definition des räumlichen Bezugssystems,
3. Siedlungs- und Gebäudetypisierung des Wohngebäudebestandes,
4. Ermittlung des Wärmebedarfs über spezifische Energiekennzahlen.

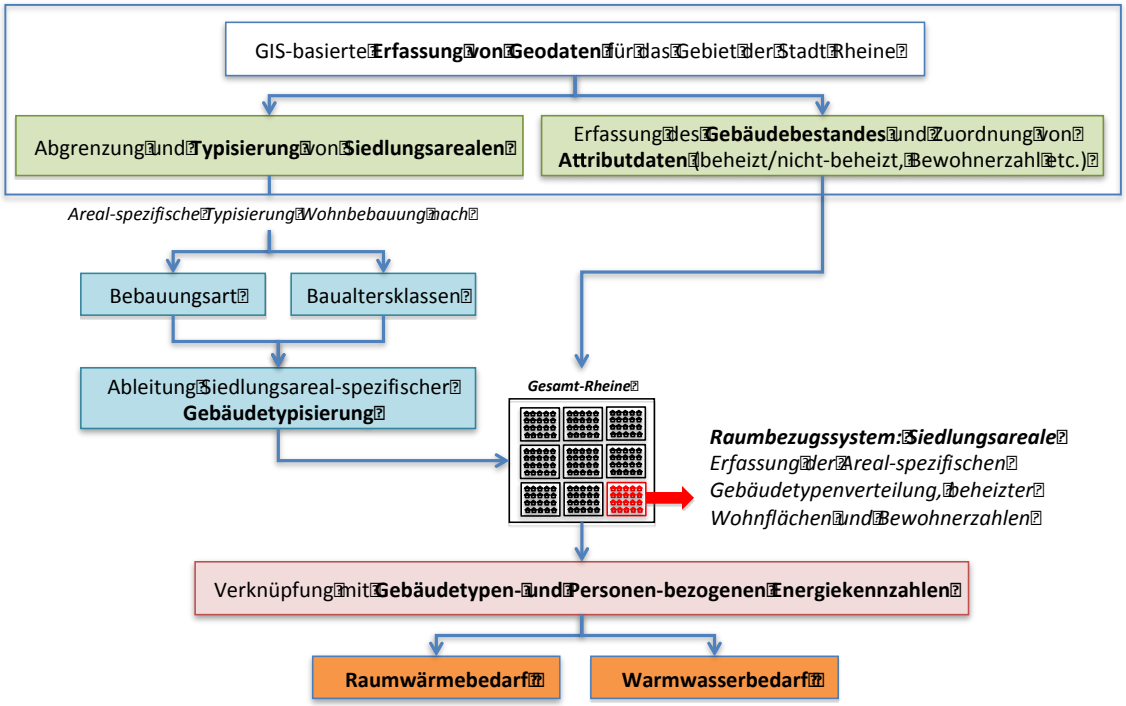


Abbildung 3-1: Methodik der Wärmebedarfsmodellierung im Bereich der Wohngebäude

1. Datenerfassung:

Die Datengrundlage des räumlichen Wärmebedarfsmodells sind Geodaten. Dabei handelt es sich hier um (digitale) Informationen mit Relevanz für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf, die einen räumlichen Bezug haben (Georeferenz). Erfasst wurden diese Daten mit einem Geographischen Informationssystem auf der Basis von digitalen Flurkarten, Orthofotos, Schrägaufnahmen und Basisdaten aus GIS-Datensätzen der Stadt Rheine. Über das Geographische Informationssystem werden die Geodaten der Modellkonzeption zugänglich gemacht. Die Geodaten ermöglichten die Erstellung eines detaillierten, räumlich kontingenten GIS-Modells der Siedlungs- und Bebauungsstruktur des Untersuchungsgebiets.

Das GIS-Modell beinhaltet alle siedlungsräumlichen und demographischen Daten, die für die weiteren Verfahrensschritte der Wärmebedarfsmodellierung benötigt werden. Dabei handelt es sich um georeferenzierte Rasterdaten zur Verteilung und Fläche der beheizten Wohngebäude und damit verknüpfte Attributdaten mit Relevanz für den Wärmebedarf. Dies sind neben der Grundfläche insbesondere Informationen zur Geschosszahl der Gebäude, welche für die Ermittlung der beheizten (Wohn)Fläche benötigt werden und Daten zur Anzahl der Bewohner. Über Flurkarten, Orthofotos und Schrägaufnahmen lassen sich zudem qualitative Informationen zur siedlungsstrukturellen Beschaffenheit des Untersuchungsgebiets beziehen, die im Rahmen des siedlungs- und gebäudetypologischen Ansatzes der Modellierung von besonderer Bedeutung sind.

2. Definition des räumlichen Bezugssystems:

Das räumliche Bezugssystem des Wärmebedarfsmodells, d.h. die Raumeinheiten, deren nutzenergetischer Wärmebedarf ermittelt werden soll, sind *Siedlungsareale*. Dabei handelt es sich um mesoskalierte Raumeinheiten, die in etwa der Größe von Baublöcken entsprechen und eine unterschiedlich hohe Zahl von (Wohn)Gebäuden umfassen. Die Modellierung bezieht sich damit in ihrer räumlichen Auflösung und ihrem Detaillierungsgrad auf das kleinmaßstäbliche städtebauliche Erscheinungsbild. Siedlungsareale sind ein adäquates räumliches Bezugssystem,

da sie einerseits hinreichend kleinräumlich skaliert sind, um die Erfassung der für den Wärmebedarf relevanten Merkmale der Siedlungsstruktur wie die Anzahl und Bebauungsart von Gebäuden zu ermöglichen. Andererseits weisen sie eine ausreichende Größe auf, um die flächendeckende Analyse für den Gesamtuntersuchungsraum der Stadt Rheine datentechnisch und methodisch zu gewährleisten.

Die räumliche Abgrenzung der Siedlungsareale mit Wohnbebauung erfolgt anhand des Kriteriums der Homogenität der Siedlungsstruktur unter der Nebenbedingung flächenmäßig ähnlich große Raumeinheiten zu bilden. Zur Bestimmung siedlungsstrukturell möglichst homogener Siedlungsareale wurde der Ansatz der Siedlungstypisierung von Erhorn-Kluttig (2011) verwendet, wobei stellenweise eine Anpassung des Typisierungsschemas an die siedlungsräumlichen Gegebenheiten in Rheine vorgenommen wurde. Leitendes Abgrenzungskriterium der Siedlungstypologie ist das städtebauliche Erscheinungsbild, welches in erster Linie durch die Art der Bebauung, die Anordnung von Gebäuden, die Erschließung des Gebiets durch Straßen und die Anzahl, Größe und Nutzung von Wohn- und Nichtwohngebäuden bestimmt ist.

Entsprechend der beschriebenen Methodik wird der Gesamtbestand an Wohngebäuden der Stadt Rheine in insgesamt 2210 Siedlungsareale mit Wohnbebauung unterteilt, die jeweils einem der folgenden 10 Siedlungstypen zugeordnet werden können:

- Lockere offene Bebauung,
- Einfamilienhäuser- und Doppelhäusersiedlung,
- Städtischer Dorfkern,
- Reihenhäuser,
- Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser,
- Zeilenbebauung mit kleinen und größeren Mehrfamilienhäusern,
- Zeilenbebauung mit großen hohen Mehrfamilienhäusern,
- Blockbebauung niederer Dichte,
- Blockbebauung hoher Dichte,
- Citybebauung.

3. Siedlungs- und Gebäudetypisierung des Wohngebäudebestandes

Die Siedlungstypisierung des Wohngebäudebestandes der Stadt Rheine nach dem Ansatz von Erhorn-Kluttig (2011) ermöglicht eine erste Bewertung des nutzenergetischen (Raum)Wärmebedarfs der Siedlungsareale. Für eine präzisere Modellierung des Raumwärmebedarfs ist es notwendig, detailliertere Aussagen zu der Gebäudetypenstruktur der Siedlungsareale zu treffen. Zwar ermöglichen die Siedlungstypen Aussagen zu dominierenden Bebauungsarten, es sind allerdings nur indirekt Informationen zu Baualtersklassen der Gebäude abzuleiten. Diese sind allerdings ein wichtiger Faktor zur Ermittlung des Raumwärmebedarfs, insbesondere für die Status Quo-Betrachtung im Ausgangsjahr der Konzeptmodellierung 2010 und die sich daraus ableitenden Effizienzpotenziale im Gebäudebestand. Die Wärmebedarfsmodellierung verbindet daher den siedlungstypologischen Ansatz mit einer gebäudetypologischen Analyse. Ziel dieser Vorgehensweise ist es, die anteilsmäßige Zusammensetzung der Siedlungsareale mit unterschiedlichen Gebäudetypen zu ermitteln, die sich jeweils durch bestimmte energetische Eigenschaften in Bezug auf den Wärmebedarf unterscheiden.

Gebäudetypen werden über die Bebauungsart und das Bebauungsalter definiert. Es wird zwischen den Bebauungsarten Einfamilienhäuser (EFH), kleinen Mehrfamilienhäusern (MFH) und großen Mehrfamilienhäusern (GMH) unterschieden[18]. Für die Bestimmung der Höhe des

[18] Die Abgrenzung der Bebauungsarten erfolgt über die Anzahl an Wohneinheiten:
- EFH: 1-2 Wohneinheiten
- MFH: 3-6 Wohneinheiten

Raumwärmebedarfs im *Ausgangsjahr 2010* werden die Gebäudearten jeweils weiter in unterschiedliche Baualtersklassen unterteilt. Eine zentrale Annahme ist, dass sich je nach Bebauungsart, den baulichen Merkmalen der Bauperioden und den jeweils gültigen EnEV Verordnungen die Gebäudetypen in ihrem Raumwärmebedarf unterscheiden. Für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs im *Zieljahr 2050* wird von einer vollständigen Sanierung des Gebäudebestandes ausgegangen. Es wird dabei angenommen, dass die Sanierungen jeweils entsprechend zwei Standards erfolgt sind, die in zwei Raumwärmeklassen (RWK) resultieren. Die Raumwärmeklasse 1 umfasst Sanierungen entsprechend den Standards KfW 100 und KfW 70 wohingegen die Raumwärmeklasse 2 Sanierungen entsprechend KfW 55 und dem Passivhausniveau umfasst.

Tabelle 3-2: Gebäudetypen der Wärmebedarfsmodellierung im Ausgangsjahr 2010 und Zieljahr 2050

Bebauungsart	Baualtersklasse im Ausgangsjahr 2010	Sanierungsstandard / Raumwärmeklassen im Zieljahr 2050
EFH	AB=vor 1918 C= 1919-1948 D=1949-1957 E=1958-1968 F= 1969-1978 G=1979-1983 H=1984-1994 I=1995-2001 J=2002-2006	RWK 1 RWK 2
MFH	AB=vor 1918 C= 1919-1948 D=1949-1957 E=1958-1968 F= 1969-1978 G=1979-1983 H=1984-1994 I=1995-2001 J=2002-2006	RWK 1 RWK 2
GFH	AB=vor 1918 C= 1919-1948 D=1949-1957 E=1958-1968 F= 1969-1978	RWK 1 RWK 2

- GMH: ≥ 7 Wohneinheiten

Tabelle 3-2 gibt eine Übersicht über die Gebäudetypen im Ausgangs- und Zieljahr der Konzeptmodellierung.

Die Bestimmung der anteilsmäßigen Zusammensetzung der Siedlungsareale mit den beschriebenen Gebäudetypen beruht auf dem für die Abgrenzung der Siedlungsareale verwendeten Ansatz der Siedlungstypisierung nach Erhorn-Kluttig (2011). Die Siedlungstypen kennzeichnen sich jeweils durch dominierende Gebäudearten, so dass Annahmen zur Verteilung von Einfamilienhäuser, kleinen Mehrfamilienhäusern und großen Mehrfamilienhäusern in den Siedlungsarealen getroffen werden können. Für die Herleitung eines Verteilungsschlüssels der Zusammensetzung der Siedlungsareale mit Gebäudetypen im Ausgangsjahr 2010 sind neben Informationen zu Bebauungsarten Annahmen zum Bebauungsalter der Gebäude zu treffen. Dafür wurde eine ergänzende Klassifizierung des Wohngebäudebestandes der Stadt Rheine nach Baualtersklassen von plan-lokal (2010) georeferenziert im GIS-Modell hinterlegt und mit den bereits bestehenden Geodaten zu Siedlungsarealen räumlich verschnitten. Die Annahmen zur Verteilung der Gebäude auf die Raumwärmeklassen 1 und 2 im Zieljahr 2050 basieren auf einer Anpassung von auf Landesebene durchgeführten Szenariomodellierungen für Nordrhein-Westfalen im Rahmen des Klimaschutzplans NRW (NRW Szenario) an die regionalen Gegebenheiten der Stadt Rheine. Für das Zieljahr 2050 wird die Annahme getroffen, dass sich die Wohnfläche im Vergleich zum Ausgangsjahr 2010 quantitativ nicht verändert, bzw. dass der Abriss an Wohngebäuden flächenmäßig dem Zubau entspricht. Es gibt in den Konzeptrechnungen also keine durch Suffizienzmaßnahmen (bspw. geringere Wohnflächen, niedrigere Raumtemperaturen) erzielten Energieeinsparungen im Wärmebereich. Verringerungen des Wärmebedarfs resultieren aus Maßnahmen zur Erhöhung der Sanierungstiefe und -breite.

4. Ermittlung des Wärmebedarfs über spezifische Energiekennzahlen

Als Ergebnis der beschrieben Verfahrensschritte lassen sich für die Siedlungsreale jeweils Verteilungen der Gebäudetypen herleiten, die eine flächendeckende Gebäudetypisierung der Stadt Rheine als Grundlage für die Wärmebedarfsermittlung im Bereich der Wohngebäude über spezifische Energiekennzahlen für das Ausgangsjahr 2010 und das Zieljahr der Konzeptmodellierung 2050 ermöglichen.

Die spezifischen Energiekennzahlen im Bereich *Raumwärme* beziehen sich auf die beheizte Wohnfläche. Die beheizte Wohnfläche wurde für die Wohngebäude der Stadt Rheine über VDI-Kennwerte zu den typischen Flächenverhältnissen von Bruttogrundfläche und Wohnfläche ermittelt (VDI 2013). Die Bruttogrundfläche ergibt sich aus den Geodaten zu den Gebäudegrundflächen und Geschosszahlen. Die spezifischen Energiekennzahlen unterscheiden sich in den einzelnen Gebäudetypen. Deren Verteilung innerhalb der räumlichen Basiseinheiten der Analyse – den Siedlungsarealen – wurde, wie zuvor beschrieben, über eine siedlungs- und gebäudetypologische Untersuchung des Gebäudebestandes ermittelt.

Im Bereich *Warmwasser* beziehen sich die spezifischen Energiekennzahlen auf die Anzahl an Bewohnern je Siedlungsareal (kWh/Person*a). Georeferenzierte Daten zur Anzahl an Bewohnern je Siedlungsareal basieren für das Ausgangsjahr 2010 auf Daten der amtlichen Statistik und für das Zieljahr 2050 auf der Fortschreibung statistischer Daten zur Bevölkerungsentwicklung (siehe dazu auch Kapitel 2.2 für Daten zur Bevölkerungsentwicklung in Rheine). Es wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Bevölkerung in Rheine in allen Siedlungsarealen eine einheitliche Entwicklungstendenz aufweist.

3.2.2 Methodik für den Strombedarf der Haushalte

Im folgenden Teil wird die Methodik bei der Bestimmung des Strombedarfs im Sektor der Haushalte, zunächst für das Ausgangsjahr (2010), sowie für das Zielsystem im Jahr 2050, dargelegt. Das Ziel, eine gerätegruppenscharfe Abbildung des zeitlich aufgelösten Stromlastpro-

fils der Haushalte in Rheine wird mit Hilfe von Daten aus einer Meta-Analyse und darauf aufbauenden Berechnungen realisiert.

Energiebedarf 2010

Um die Entwicklung des Strombedarfes in Haushalten zu prognostizieren, musste zunächst der zukünftigen Bevölkerungsentwicklung und der daraus resultierenden Änderung der Haushaltsstruktur in Rheine Rechnung getragen werden (vgl. Kapitel 2.2) Dies kann unter Zuhilfenahme von Veröffentlichungen zur Bevölkerungsentwicklung und zum Haushaltsbestand in den Landkreisen in NRW vorgenommen werden (Chicolas und Ströker 2012). Da keine aktuellen Daten auf Ebene der Stadt Rheine vorliegen (vgl. (Körbel 2010) S. 17), wurde die prognostizierte Entwicklung für den Kreis Steinfurt anhand von aktuellen Bevölkerungsdaten des Stadtgebietes skaliert (Körbel 2010). Die Haushaltszahlen für das Ausgangsjahr 2010 und das Zieljahr 2050 können so aus der jeweils für das Jahr gültigen durchschnittlichen Haushaltsgröße berechnet werden (siehe Tabelle 3-3).

Tabelle 3-3: Entwicklung der mittleren Haushaltsgröße in Rheine

Jahr	2010	2050
Anzahl Haushalte in Rheine	28.824	28.662
Durchschnittl. Pers./HH	2,44	2,29

Grundsätzlich wurde versucht, alle Stromverbraucher zu berücksichtigen, wobei dies den direkten und indirekten Stromverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme oder Warmwasser nicht beinhaltet. Sofern Wärme mit Hilfe elektrischen Stroms bereitgestellt wird (z.B. Wärmepumpen, elektrische Durchlauferhitzer, Kesselsteuerungen, Heizungsumwälzpumpen), wird dieser Anteil in den Berechnungen zum Wärmebedarf (Kapitel 3.1.2.1) berücksichtigt. Ausdrücklich ist jedoch der Verbrauch von elektrischer Hilfsenergie, welcher beispielsweise durch den Betrieb von Umwälzpumpen für die Trinkwasserbereitstellung entsteht, in der hier dokumentierten Berechnung des Strombedarfes enthalten.

Um in den weiteren Arbeiten differenzierte Aussagen über Einsparpotenziale einzelner Verbraucher im Haushalt treffen zu können, ist es wichtig, den Strombedarf, zunächst für den Ausgangszustand (2010), möglichst gerätescharf abzubilden. In zahlreichen Veröffentlichungen werden unterschiedliche Geräte bewertet und auf ihr Sparpotenzial hin untersucht (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009), (Michael 2012), (Küster 2011), (Bürger 2009). Da nicht zu jedem Haushaltsgerät die gleiche Datengrundlage vorliegt, müssen für die Berechnungen im KomRev Projekt Gerätegruppen definiert werden, für die eine einheitliche Datengrundlage zur Verfügung steht. Dabei wird stets versucht, eine höchstmögliche Auflösung beizubehalten.

Auf Grundlage der verfügbaren Daten wurde folgende Geräteklassifizierung vorgenommen. Tabelle 3-4 zeigt, welche Einzelgeräte zu den resultierenden zwölf Gerätegruppen zusammengefasst werden.

Tabelle 3-4: Kategorisierung von Haushaltsgeräten

Gerätekategorisierung		
A	**Kühlen und Gefrieren**	Kühlgeräte, Kühl- Gefrier- Kombination, Gefriergeräte
B	**Waschen Spülen Trocknen**	Waschmaschine, Spülmaschine, Trockner
C	**Kochen**	Elektroherd
D	**IKT Nutzgeräte**	Computer Desktop, Monitor LCD, Monitor CRT, Computer mobil (inkl. Tablet), Mobiltelefon / Smartphones, Telefon Schnurlos
E	**IKT Homeserver**	Home Server (inkl. PC), VHS Player/Recorder, DVD/HDD Player/Recorder, Game-Konsolen, Router, STB aller Art
F	**IKT Peripheriegeräte**	IJ-Drucker/MFD, EP-Drucker/MFD, Flatbed Scanner, Fax
G	**Kleingeräte**	Digitalkamera, Camcorder, Dunstabzugshaube, Mikrowelle, Toaster, Kaffeemaschine, Bügeleisen, Staubsauger, Fön, HiFi /Audioausgabe / Boxen / Verstärker, Radio/Tape/CD
	TV	TV S (19" -26"), M (27"- 39"), L (40"- 49"), XL (50"-65"), Beamer
I	**Beleuchtung**	Leuchtmittel unterschiedlicher Art
J	**Klimaanlage**	Klimaanlage, Raumlufttrockner, Ventilatoren
K	**Wasserversorgung**	Umwälzpumpe
L	**Sonstige**	Weitere sonst. Verbraucher (Aufzüge, Jalousien, Alarmanlagen,)

Die spezifischen Energieverbräuche einzelner Gerätegruppen (eine durchschnittliche Nutzung wird generell unterstellt) sind in (Michael 2012) und (Küster 2011) angegeben. Um die tatsächlich vorhandene Anzahl an Geräten der unterschiedlichen Kategorien in der Stadt Rheine zu bestimmen, wurden weitere Veröffentlichungen herangezogen (DESTATIS 2013), (IT.NRW 2009). Darin werden für unterschiedliche Haushaltstypen spezifische Ausstattungsraten, d.h. durchschnittlich vorhandene Stückzahlen einzelner Geräte je Haushalt, angegeben. Die Ausstattungsraten für die durchschnittliche Haushaltsgröße in den untersuchten Jahren (2010, 2050) kann somit bestimmt werden.

Unter Verwendung der folgenden Formel kann der elektrische Energiebedarf der Haushalte mit der zuvor beschriebenen Datengrundlage berechnet werden.

$$E_{HH,a} = \sum_{i}^{n} e_{i,a} * A_{i,a} * N_a$$

wobei:

E_{HH} = Jahresstrombedarf der Haushalte in Jahr a

a = Betrachtungsjahr

n = Anzahl Geräteklassen

e = spez. Jahresstrombedarf der Geräteklasse

A = Ausstattungsrate der Geräteklasse

N = Anzahl Haushalte im jeweiligen Jahr

Für das Ausgangsjahr 2010 folgen demnach die in der Tabelle 3-5 dargestellten Stromverbräuche nach Gerätegruppen pro Haushalt, die als Referenz für die Stromverbräuche der Haushalte in den beiden Zukunftskonzepten MOD-DEZ und MAX-DEZ dienen.

Tabelle 3-5: Verbrauchsanteile der Gerätekategorien in 2010

Gerätekategorisierung		Stromverbrauch je Haushalt in 2010	
		kWh/a	**Anteil %**
A	**Kühlen und Gefrieren**	372	14%
B	**Waschen Spülen Trocknen**	424	16%
C	**Kochen**	318	12%
D	**IKT Nutzgeräte**	260	10%
E	**IKT Homeserver**	157	6%
F	**IKT Peripheriegeräte**	26	1%
G	**Kleingeräte**	273	10%
H	**TV**	303	11%
I	**Beleuchtung**	285	10%
J	**Klimaanlage**	6	0,2%
K	**Wasserversorgung**	164	6%
L	**Sonstige**	28	1%
Gesamtbedarf:		**2.617 kWh/a**	

Energiebedarf 2050

Die zukünftige Entwicklung des Effizienzpfades im Bestand einzelner Technologien kann mit Hilfe durchschnittlicher Lebensdauern (Schmalwasser, Müller, und Weber 2011a), sowie einer technologiespezifischen Effizienzsteigerung prognostiziert werden. Grundsätzlich wird für den Gerätebestand angenommen, dass durch eine Mischung von alten und neuen Geräten im Bestand ein relativ hoher mittlerer Energieverbrauch (gemessen an Energieverbrauchswerten aktueller Geräte) besteht. Dies begründet sich darin, dass die Energieeffizienz, insbesondere im Bereich der Weißware, erst in den vergangenen ca. 10 Jahren zu einem verstärkten Auswahlkriterium geworden ist. Heute erhältliche Geräte, welche eine vergleichsweise niedrige Energieeffizienz im Vergleich zu den besten am Markt verfügbaren Geräten aufweisen, sind dennoch wesentlich sparsamer als gleichwertige Geräte, die bereits länger im Bestand sind. Zudem werden aufgrund hoher Anschaffungskosten nicht immer Geräte mit hohem oder höchsten Effizienzstandard gekauft, sodass die durchschnittliche Effizienz im Bestand eher gering ist.

Grundsätzlich wird angenommen, dass nach Ablauf der Lebensdauer eines Gerätes stets ein neues mit der nächsthöheren Effizienzklasse angeschafft wird. Dass nicht etwa die effizienteste Technik am Markt eingesetzt wird, begründet sich darin, dass im Moderat-Dezentral Konzept die Annahme gilt, dass die Akteure keine Eigeninitiative ergreifen, um Energieeffizienz zu fördern (vgl. Kapitel 5). In Bezug auf die Ausstattung mit neuen Haushaltsgeräten bedeutet dies, dass ein höherer Kaufpreis für effiziente Technologie nur selten in Kauf genommen wird. Dies führt in den ersten Jahrzehnten zu einer eher konservativen Abschätzung des Anstiegs der Energieeffizienz, bedeutet es doch, dass sich der Stand der Technik z.B. bei Waschmaschinen lediglich um eine Effizienzklasse je Lebenszyklus (16 Jahre) erhöht. In der Vergangenheit lag dieser Wert, je nach Technologie wesentlich höher. Bei steigender Effizienz ist jedoch mit geringeren Effizienzzuwächsen zu rechnen.

Je nach individuell zugeschriebenem Effizienzpotenzial können somit für jede Geräteklasse typische Entwicklungen bis ins Jahr 2050 abgebildet werden, indem die Anzahl der Erneuerungszyklen jeder Gerätegruppe bis 2050 mit den jeweiligen Effizienzsteigerungen berechnet

wird. Bei Gruppen, für die keine genaue Angabe über die möglichen Reduktionen je Gerätegeneration verfügbar ist, wird ein für Weißware typischer Wert von 10% (pro Energieeffizienzklasse) als Effizienzsteigerung angesetzt.

Diese stellen die Basisannahmen für das Moderat-Dezentral Konzept dar. Gestützt werden diese Berechnungen durch weitere Veröffentlichungen, in denen die Entwicklung von Ausstattungsraten und Effizienzsteigerungen bei Einzelgeräten bis in das Jahr 2030 detailliert abgebildet ist (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009). Im Rahmen der Berechnungen für das Maximal-Dezentral Konzept wird berücksichtigt, dass die Akteure bewusst auf effiziente Technik setzten und ggf. Mehrkosten bei der Beschaffung in Kauf nehmen. Daher wird hier erreicht, dass im Lauf der Entwicklung bis 2050 im Durchschnitt die nächsthöhere Effizienzklasse im Bestand ist.

Im Folgenden werden die individuellen Einflussfaktoren sowohl in Bezug auf die Effizienzsteigerung als auch auf die Änderung der Ausstattungsraten für die Gerätegruppen einzeln diskutiert. Darüber hinaus sind Abweichungen von der Methodik, aufgrund von z.B. ausführlicherer Datenlage dokumentiert.

Kühlen sowie Waschen/Spülen/Trocknen: Entwicklung bis 2030 nach (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009). Danach werden diese Geräteklassen mit einer konstanten Effizienzsteigerungsrate von 10% pro Erneuerungszyklus angesetzt.

IKT-Nutzgeräte: Desktopcomputer: der Bestand nimmt bis 2050 stark ab, da dieser zunehmend durch mobile Geräte und den Einsatz eines zentralen Homeservers und dessen Rechenleistung ersetzt wird. (siehe „IKT-Homeserver“)

Monitore (LCD): Es wird erwartet, dass die Ausstattung mit diesen Geräten (in verschiedenen Ausführungen z.B. mit Oberflächensensitivität (Touchscreen) bzw. in verschiedenen Größen und Anwendungen, z.B. Kühlschranke etc. zunimmt.

Mobile Computer: In diese Klasse zählen Laptops, Tablets u. ä. Geräte, die durch die Substituierung der Desktopgeräte einen steigenden Anteil verzeichnen.

Mobiltelefone: Bis 2030 Entwicklung nach (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009). Es folgt eine moderate Erhöhung gegenüber 2030.

Telefon (Festnetz – Schnurlos): Diese Technik wird teilweise durch die Entwicklung der mobilen Computer (Videotelefonie, VoIP, etc.) ersetzt, bzw. durch den Einsatz von Mobiltelefonen substituiert.

IKT-Homeserver: Der „Homeserver“ wird in vielerlei Hinsicht an Bedeutung zunehmen. Zum einen werden zunehmend viele Anwendungen auf dieses Gerät ausgelagert, wie z.B. Wiedergabe von Film, Fernsehen und Videos. Somit werden in der Zukunft die Einzelgeräte zur Wiedergabe von Medien auf physikalischen Datenträgern wie VHS-Kassetten, DVD / Blu-Ray etc. durch die zunehmende Digitalisierung ersetzt. An diese Stelle rücken Cloud-Dienste bzw. lokale Speicher. Der Aufgabenumfang wird den des heutigen Routers, der DVB-Receiver, Spielekonsolen und die Rechenleistung von Desktopcomputern umfassen. Durch diesen Zuwachs an Aufgaben nimmt der Strombedarf dieser Geräteklasse zunächst zu. Aufgrund des weit verbreiteten Einsatzes wird die Energieeffizienz in dieser Geräteklasse jedoch besonders relevant. Daher wird trotz vermehrter Anwendung angenommen, dass sich der Strombedarf zwischen 2030 und 2050 wieder verringert.

IKT-Peripheriegeräte: Bei den „IKT-Peripheriegeräten“ handelt es sich im Wesentlichen um die Büroausstattung mit Drucker, Scanner, Fax etc. welche bereits im Jahr 2010 zunehmend zusammenwächst und teilweise bereits netzwerkfähig ist. Für das Jahr 2050 kann davon ausgegangen werden, dass es ausschließlich Multifunktionsgeräte geben wird. Diese werden im Verbund weniger Energie im Bereitschaftszustand verbrauchen. Es ist anzunehmen, dass bis zur Mitte des Jahrhunderts das Fax als Technik keine Rolle mehr spielt.

Haushaltskleingeräte: In diese Klasse fallen Digitalkameras, Camcorder, Mikrowellen, Toaster, Staubsauger, Fön, Bügeleisen, Hi-Fi und allgemein Audioausgabegeräte u.v.m.. Camcorder werden in der Zukunft nur noch selten als eigenständige Anwendung existieren, da diese durch andere Geräte ersetzt werden. Die Hi-Fi-Sparte wird sich voraussichtlich dahingehend verändern, dass mehr Einzelgeräte mit geringeren Anschlussleistungen verwendet werden. Der Ausstattungsbestand wird ansteigen, da durch die zunehmende Vernetzung innerhalb des Haushaltes der zentrale Zugang zu Mediendatenbanken ermöglicht wird. Die üblichen Haushaltsgeräte wie Toaster, Mikrowelle, Kaffeemaschine und Dunstabzugshaube folgen bis 2030 der Entwicklung nach (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009) und werden anschließend bei vergleichbarem Ausstattungsgrad mit einer konstanten Effizienzsteigerungsrate versehen.

Fernseher: Röhrenfernseher werden im Laufe der Zeit vollständig durch Flachbildfernseher ersetzt. Die Datenlage lässt dies bereits durch den Trend der vergangenen 10 Jahre (IT.NRW 2009) vermuten. Die Datenlage ermöglicht es jedoch nur bis 2030 ein detailliertes Bild des Gerätebestandes (nach Bildschirmdiagonale aufgelöst) abzubilden (nach (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009)). Ab 2030 wird ein Standardfernseher unterstellt, dessen Effizienzsteigerung bis 2050 abgebildet wird.

Beleuchtung: Entwicklung bis 2030 nach (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009). Danach wurde diese Geräteklasse mit einer konstanten Effizienzsteigerungsrate versehen, dies berücksichtigt die Entwicklung der Leuchtmittel (LED und OLED).

Umwälzpumpe: Es wird angenommen, dass im Jahr 2010 eine durchschnittliche Umwälzpumpe zur Brauchwasserbereitstellung eine elektrische Leistung von 25W aufweist und 18 Stunden am Tag in Betrieb ist. Die Umwälzpumpe wird hier der Anzahl der Haushalte gleichgesetzt. Dies berücksichtigt nicht die Haushalte in Mehrfamilienhäusern, in denen vermutlich nur eine Pumpe für mehrere Haushalte installiert ist. Es erscheint jedoch plausibel, die Annäherung beizubehalten, da eine Pumpe für eine Vielzahl von Haushalten entsprechend größer dimensioniert werden muss. Für das Jahr 2050 wird durch die bereits heute verfügbare Technik von lernenden Zeitschaltuhren und Hocheffizienzpumpen der Energiebedarf drastisch gesenkt. Folgende Annahme wird deshalb zugrunde gelegt: 2050: elektrische Leistung der Pumpe: 8 Watt bei einer Betriebszeit von 15% der Tagesdauer (3,6 Stunden).

Sonstiges: In dem Bereich „Sonstiges“ fallen nicht berücksichtigte Stromaufwendungen der Haushalte wie elektrische Rollos, Jalousien, Garagentore, Schranken, Treppenhausbeleuchtung, Münzwaschautomaten etc. Diese Verbraucher können aufgrund geringer Datenlage nicht ausgewiesen werden. Sie können allerdings den Gesamtstromverbrauch der Haushalte beeinflussen und sind deshalb mit einem geringen, konstanten Energiebedarf in den Berechnungen berücksichtigt.

3.2.3 Methodik für den Strom- und Wärmebedarf im Industrie- und Gewerbesektor

In diesem und dem folgenden Kapitel wird dargestellt, wie die gewerblichen und industriellen Energiebedarfe im Ausgangsjahr und im Zieljahr 2050 abgeschätzt wurden.

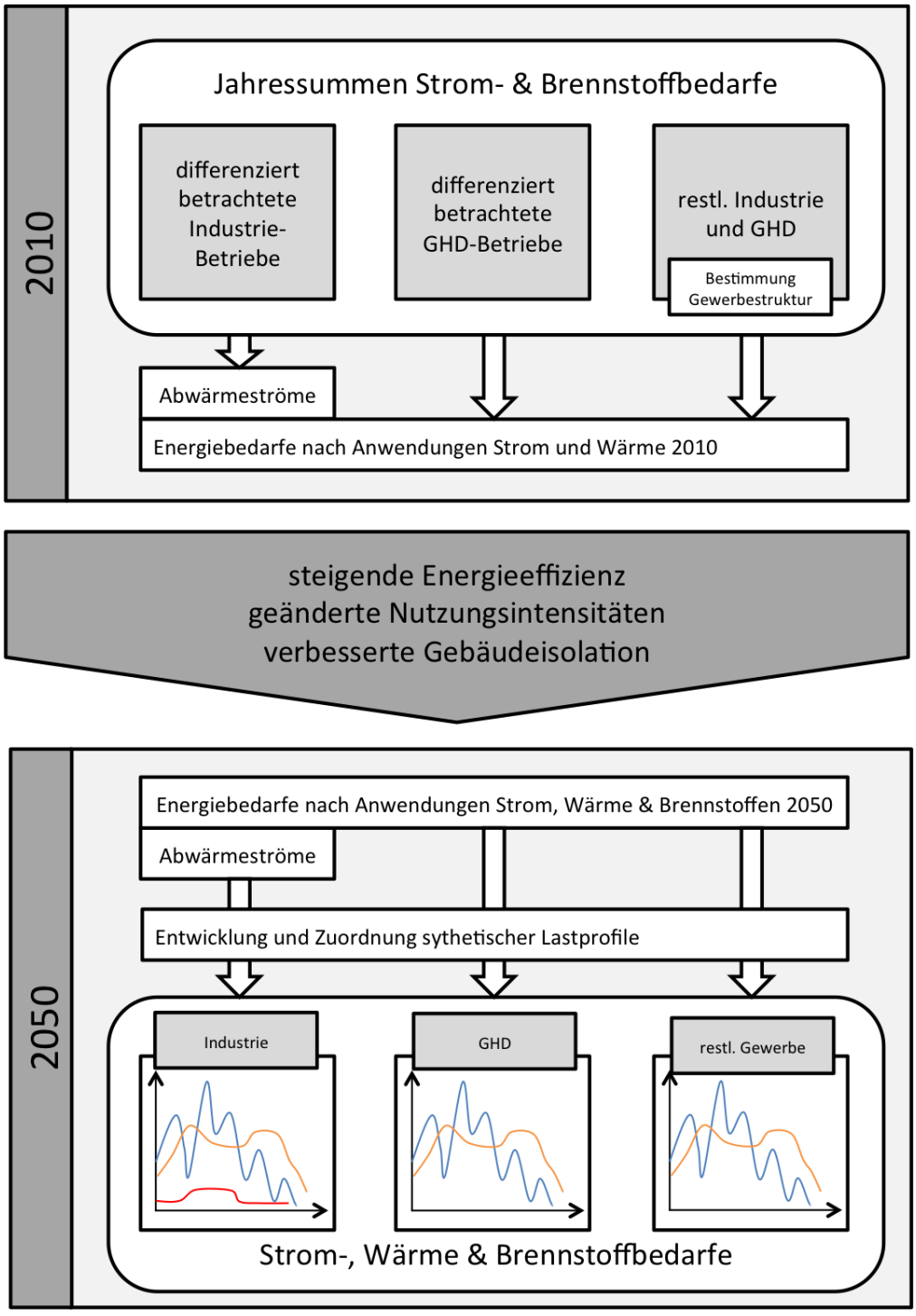


Abbildung 3-2: Vorgehen bei der Abschätzung des Energiebedarfs von Industrie und Gewerbe im Jahr 2050

Dabei wurden Strom- und Brennstoffbedarfe parallel behandelt. Abbildung 3-2 beschreibt das Vorgehen für die Abschätzung der Energiebedarfe von Industrie und Gewerbe im Jahr 2050.

Zunächst wurden in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken Rheine die größten gewerblichen und industriellen Energieabnehmer identifiziert. Alle Betriebe, die im Jahr 2012 einen bekannten Gesamt-Energiebedarf (Strom und Erdgas) über einem festgesetzten Grenzwert von 2.000 MWh hatten, werden im Rahmen dieser Untersuchung einzeln betrachtet und differenziert analysiert. Dadurch ist eine standortgenaue Zuordnung der resultierenden Strom- und Wärme-

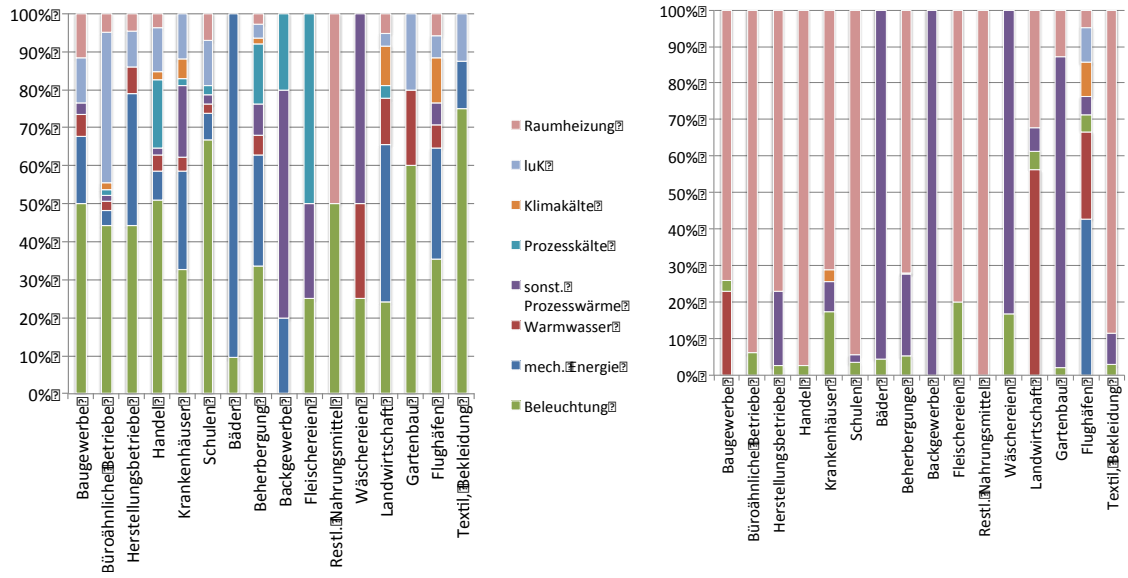
bedarfe im Jahr 2050 möglich, so dass die Integration dieser großen Energieabnehmer in das zukünftige Energieversorgungssystem dargestellt werden kann. Unterhalb dieses Grenzwertes ist die standortgenaue Zuordnung der Energiebedarfe nicht zwingend notwendig. Die verbleibenden industriellen und gewerblichen Betriebe werden deswegen kumuliert betrachtet, die Untersuchungen sind also an dieser Stelle nicht betriebsspezifisch, sondern beziehen sich auf den Durchschnitt des Gewerbes in Rheine. Anschließend werden diese durchschnittlichen gewerblichen Energiebedarfe entsprechend der in Rheine vorhandenen Gewerbeflächen über die Stadtfläche verteilt.

Die folgenden Ausführungen beziehen sich zunächst auf das Vorgehen für die differenziert betrachteten Betriebe. Im nachfolgenden Unterkapitel 3.2.3.3 werden die Unterschiede im Vorgehen für die kumuliert betrachteten Betriebe beschrieben.

3.2.3.1 *Abschätzung der Energiebedarfe im Ausgangsjahr*

Gewerbebetriebe

Zunächst werden die Brennstoff- und Strombedarfe der Unternehmen für das Jahr 2012 mit Hilfe von branchenspezifischen Anwendungsbilanzen auf die verschiedenen Energieanwendungen umgelegt. Diese Anwendungsbilanzen beschreiben, wie sich der Energieeinsatz in verschiedenen Branchen durchschnittlich auf die Anwendungen verteilt. Für die Gewerbebetriebe wurde dabei auf die Anwendungsbilanzen gemäß (Schlomann u. a. 2013) für das Jahr 2010 zurückgegriffen (siehe Abbildung 3-3). Diese Bilanzen differenzieren für Strom und Brennstoffeinsatz jeweils nach Anwendung für Beleuchtung, mechanische Energie, Warmwasser, sonstige Prozesswärme, Prozesskälte, Klimakälte, Informations- und Kommunikationstechnologien und Raumheizung.



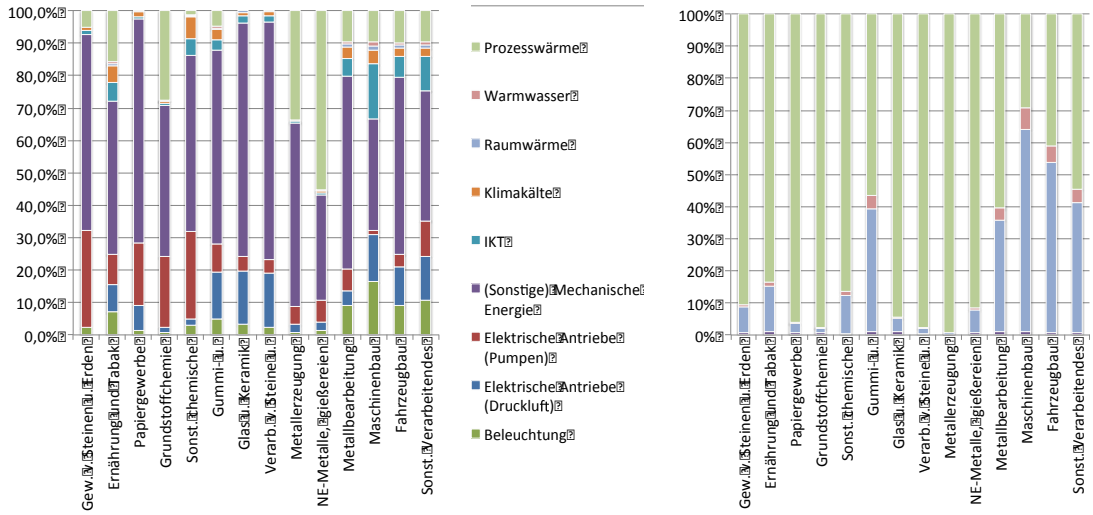
(a) Strom (b) Brennstoffe (inkl. Fernwärme)

Abbildung 3-3: Anwendungsbilanzen für den Gewerbesektor nach (Schlomann u. a. 2013)

Daraus resultierte für jeden Betrieb ein zunächst grobes Bild davon, welche Energiemengen in welche Anwendungen fließen. Dieses Bild wurde im nächsten Schritt verfeinert. Wo verfügbar, wurden öffentliche Daten wie beispielsweise Nachhaltigkeitsberichte genutzt. Darüber hinaus wurde ein Fragebogen entwickelt und den Unternehmen zugestellt (siehe Anhang unter 11.6.1), in dem die Unternehmen Angaben zu ihren Energieanwendungen machen konnten. Darauf aufbauend wurden Telefongespräche mit den Energiebeauftragten in den Unternehmen geführt.

Industriebetriebe

Für die Abschätzung der anwendungsspezifischen Energiebedarfe im industriellen Sektor wurde größtenteils analog zu der zuvor beschriebenen Abschätzung für Gewerbebetriebe vorgegangen. Im Unterschied zum Vorgehen für Gewerbebetriebe wurden für Industriebetriebe die Anwendungsbilanzen für das verarbeitende Gewerbe nach (Rohde 2011) genutzt (siehe Abbildung 3-4). Diese nutzen eine etwas andere Differenzierung, sie unterscheiden zwischen Energieaufwendungen für Prozesswärme, Warmwasser, Raumwärme, Klima- und Prozesskälte, Druckluft, Pumpen, sonstige mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und Beleuchtung.



(a) Strom (b) Brennstoffe (inkl. Fernwärme)

Abbildung 3-4: Anwendungsbilanzen für die Industrie
Quelle: (Rohde 2011)

Insbesondere bei großen Industriebetrieben ist aufgrund der heterogenen Betriebsstruktur die individuelle Betrachtung der Energieströme notwendig. Diese wurde, wie bei GHD-Betrieben, über den Fragebogen und persönliche Gespräche, ermittelt. Mit Hilfe der so gewonnenen Informationen wurden die Energiebilanzen der Betriebe verfeinert.

Über die Betrachtung von Strom und Wärme hinaus, wurden auch die Abwärmeströme in den Unternehmen untersucht. Dafür wurden anfallende Abwärmeströme aus den verschiedenen Anwendungen betrachtet. Für jede Anwendung wurde untersucht, ob sie Abwärme verursacht, ob diese nutzbar ist und ob sie ggf. im Unternehmen bereits genutzt wird. Teilweise wurden diese Untersuchungen basierend auf Angaben der Unternehmen angestellt. Wenn dies nicht möglich war, wurden Vertreter der Branchenverbände um Einschätzungen gebeten oder eigene Annahmen auf Basis heute üblicher Abwärmenutzungen getroffen.

3.2.3.2 *Fortschreibung der Energiebedarfe in das Zieljahr 2050*

Gewerbebetriebe

Basierend auf diesen betriebsspezifischen Energiebilanzen im Ausgangsjahr 2012 werden die Energiebedarfe in das Jahr 2050 fortgeschrieben, indem für jede Anwendung abgeschätzt wird, wie sich der Energiebedarf bis 2050 entwickelt. Dabei werden verschiedene Faktoren berücksichtigt, die Einfluss auf die Höhe des Energiebedarfs haben können:

- Änderungen in der Energieeffizienz der Anwendungen

- Änderungen in der Nutzungsintensität der Anwendungen

So wird den Annahmen gemäß beispielsweise für ein IKT-Gerät dank gesteigerter Effizienz nur 67% des Energieaufwands von 2010 benötigt, dafür aber wird IKT 50 % stärker genutzt. Insgesamt steigt die Energieaufwendung für IKT-Geräte also auf 100%*150%*67%=101%. Zu den Änderungen in der Nutzungsintensität führen auch Faktoren, die den Bedarf für eine Anwendung verringern, eine verbesserte Gebäudeisolierung führt also beispielsweise zu einer geringeren Nutzungsintensität von Klimaanlagen.

Für die Entwicklung der beiden Faktoren Energieeffizienz und Nutzungsintensität bis 2050 wurden Annahmen aus (UBA (Hrsg.) 2014) übernommen. Wenn bekannt ist, dass die Energieaufnahme für eine bestimmte Anwendung heute geringer oder höher ist als typisch, wenn beispielsweise heute schon besonders effiziente Beleuchtung eingesetzt wird, wird das nicht nur wie zuvor geschildert in der Verfeinerung der Anwendungsbilanz berücksichtigt, sondern auch in den Annahmen zu Steigerung der Effizienz, die dann entsprechend geringer angesetzt werden.

Die Energiebedarfe 2050 der verschiedenen Anwendungen wurden anschließend summiert, um den Gesamt-Strombedarf bzw. –Brennstoffbedarf für jeden Betrieb zu erhalten.

Industriebetriebe

Die Fortschreibung wird für die Industriebetriebe analog zu den Gewerbebetrieben durchgeführt. Zusätzlich werden bei der Fortschreibung in das Jahr 2050 auch die Abwärmeströme berücksichtigt. Gesteigerte Effizienzen führen zu geringeren Abwärmemengen. Außerdem wird angenommen, dass Abwärmemengen, die im Ausgangsjahr noch nicht genutzt wurden, mit entsprechenden technischen Aufwand aber nutzbar wären, soweit wie möglich betriebsintern genutzt werden und somit den Brennstoffbedarf der Betriebe mindern.

Synthetische Lastprofile

Für die Erstellung des Versorgungskonzepts (siehe Kapitel 3.1) ist es notwendig, die Strom- und Wärmebedarfe und nutzbaren Abwärmemengen, die an diesem Punkt als Jahressummen vorliegen, in stündlich aufgelöste Zeitverläufe umzuwandeln. Dafür werden synthetische Lastprofile genutzt.

Für die Wärmebedarfe werden, soweit für die betrachteten Betriebe vorhanden, die synthetischen Gas-Lastprofile des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft herangezogen (BGW 2006), für Strombedarfe die Standardlastprofile des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW 2014).

Für die zeitlich aufgelöste Darstellung der Abwärme wird zunächst das Profil des verursachenden Prozesses genutzt und anschließend ggf. mit der internen Abwärmenutzung verrechnet.

Für Betriebe, die in den Standardlastprofilen nicht berücksichtigt werden, sowie für die Bertachtung einzelner Prozesse, wurden synthetische Lastprofile entwickelt. Diese steigen oder sinken ab einem Schwellwert von 15 °C mit der Außentemperatur oder sind unabhängig von ihr. Beispiele sind der Strombedarf für Kühlung, der mit der Außentemperatur steigt, der Raumwärmebedarf, der mit der Außentemperatur sinkt oder die Prozesswärmebedarfe, die näherungsweise unabhängig von der Temperatur sind. Dies wird im Namen der Profile mit den Kürzeln „s“ (für Sommer), „w“ (Winter) und „g“ (ganzjährig) angegeben. Außerdem wurden Mischformen entwickelt. Zusätzlich zur Abhängigkeit der Außentemperatur wurden die Schichtsysteme bzw. die Arbeitszeiten der Betriebe berücksichtigt (Bezeichnungen: 1-kontinuierlicher Betrieb, 2-kontinuierlicher Betrieb Werktags, 3-Werktags tagsüber). Die folgende Abbildung 3-5 zeigt beispielhaft die Lastprofile 3-g, 3-w und 3-s sowie die Außentemperatur für einen Zeitraum im März und April.

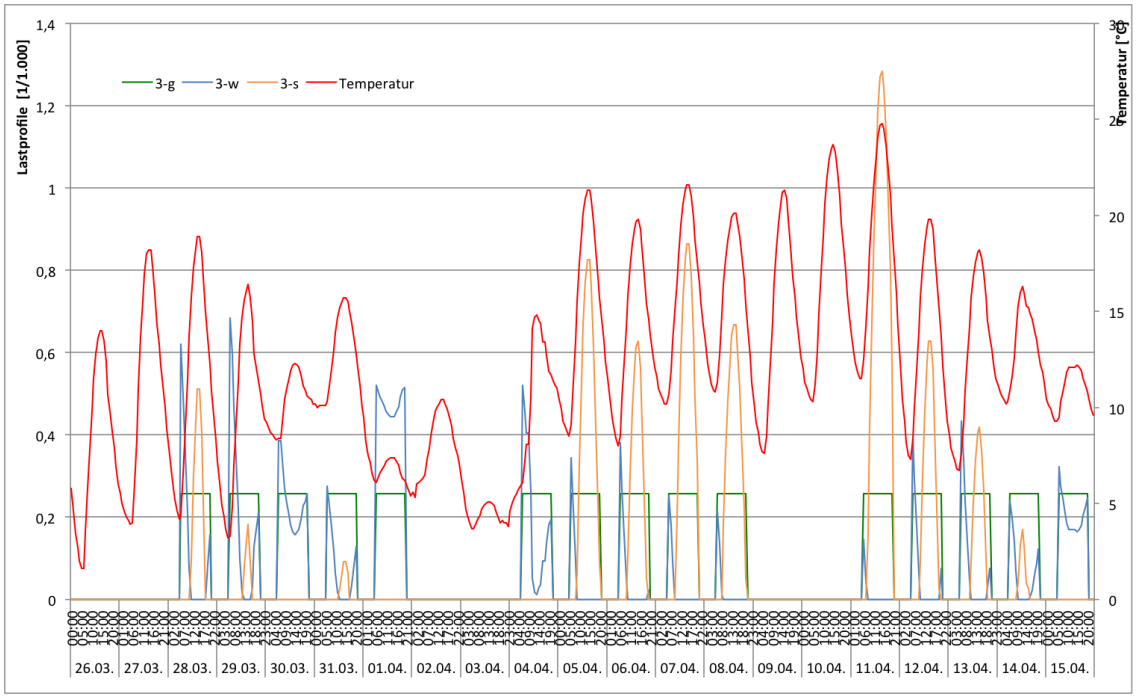


Abbildung 3-5: Synthetische Lastprofile und Außentemperatur
Quelle: Eigene Berechnungen

3.2.3.3 *Vorgehen für die kumuliert betrachteten Betriebe*

Für die Betriebe, die im Jahr 2012 einen Energiebedarf unter 2.000 MWh hatten, wurden keine betriebsspezifischen Untersuchungen durchgeführt.

Für diese Unternehmen wurde untersucht, auf welche Branchen sie sich verteilen, indem die Branchenstruktur von Rheine ermittelt wurde und um die bereits differenziert betrachteten Betriebe korrigiert wurde. Für dieses verbleibende Gewerbe wurde eine aus den verschiedenen Branchenprofilen gewichtet zusammengesetzte Anwendungsbilanz erstellt. Diese Anwendungsbilanz wurde wie zuvor beschrieben nach 2050 fortgeschrieben, so dass als Ergebnis die Strom- und Brennstoffbedarfe aller kumuliert betrachteten Betriebe vorliegen. Um diese Betriebe im Versorgungskonzept zu berücksichtigen, werden die Energiebedarfe anteilig den bekannten gewerblich genutzten Flächen zugeordnet.

3.3 Raumbezogene Verteilung Warmwasser- und Raumwärmebedarf

Solar-Institut Jülich, Wuppertal Institut

Auf Basis eines Shapefile-GIS-Layers der Stadt Rheine, der eine kommunale Flurstückkarte enthielt, werden die Besiedelungsstrukturen zu Siedlungsarealen zusammengefasst. Dabei werden zur optischen Siedlungs- und Nutzungsbewertung orthographische Luftbilder der Stadt Rheine sowie die Luftbild- und Satelliten-Bilddienste von Google und Microsoft Bing verwendet. Der Rohdatensatz mit 38.398 Datensätzen/Polygonen wird dabei auf 6.285 Polygone reduziert und klassifiziert.

Gebäudegruppen werden nach infrastrukturellen Gegebenheiten und Gebäude- bzw. Nutzungsarten zu größeren Arealen zusammengefasst. Jedem Areal wird ein Siedlungstyp entsprechend

des vorherrschenden Hauptgebäudetyps im Areal zugeordnet. Die dominierende Geschosszahl jedes Areals wird vereinfacht allen Gebäuden dieses Areals zugeordnet. Einzelne, abweichende Gebäudetypen werden dabei zur Vereinfachung übergangen. Da in Rheine relativ homogene Wohnareale- bzw. -blöcke vorherrschen, wird die Abweichung durch diese Generalisierung als vernachlässigbar angenommen. Augenscheinlich ausgebaute Dachgeschosse (Satteldächer mit großen Dachfenstern, Schlepp-, Sattelgauben mit größeren Fenstern, Loggien) werden als halbes Geschoss gezählt.

Die Gebäudetypen der Areale werden in Anlehnung an die in der Veröffentlichung in „Energetische Quartiersplanung“ (Erhorn-Kluttig 2011) beschriebene Methodik der Siedlungstypologisierung typologisiert. Dabei werden mit geringen Abweichungen die Siedlungstypen von (Blesl 2002) verwendet.

Im Folgenden werden die Typologisierungen der Areale kurz erläutert.

- Freistehende Einzelgebäude oder Doppelhäuser
- Einfamilienhäuser / Doppelhäuser in Siedlungen
- Reihenhäuser in Reihe gebaute Ein- oder Zweifamilienhäuser
- Innenstädtischen Gebäuden wird der Siedlungstyp Stadtkern zugewiesen. Ihre Größe liegt überwiegend zwischen Einfamilienhaus / Doppelhaus (EFH/DH) und kleinen Mehrfamilienhäusern (MFH). Teilweise liegt Mischnutzung mit Büroflächen oder Einzelhandel vor. Gekennzeichnet sind diese Areale zusätzlich durch die Bezeichnungen Stadtkern, Dorfkern städtisch oder Mischnutzung.
- Kleine Mehrfamilienhäuser umfassen freistehende Mehrfamilienhäuser, Gebäude mit mehreren Miet- bzw. Eigentumsparteien (max. 4 Geschosse).
- Unter Siedlungen kleiner Mehrfamilienhäuser in Zeilenbauweise werden im Unterschied zu Blesl Reihenwohnblöcke mit 2 bis 4 Geschossen und ab 3 Wohneinheiten erfasst.
- Unter Siedlungen Mehrfamilienhäuser groß / Hochhäuser werden Gebäude ab 5 Geschosse eingeordnet. Im gesamten Gemeindegebiet gibt es nur Gebäude mit max. 9 Geschossen.
- Im Siedlungstyp Blockbebauung niederer Dichte, nicht geschlossene Bauweise werden die entsprechenden Siedlungsstrukturen mit vielen aneinandergebauten Gebäuden eingeordnet, wenn das Verhältnis bebauter zu unbebauter Fläche kleiner als < 0,5 ist.
- Der Siedlungstyp Blockbebauung hoher Dichte, geschlossene Bauweise ähnelt dem niedriger Dichte, das Verhältnis bebauter zu unbebauter Fläche ist jedoch > 0,5.
- In den Innenstädten werden Bereiche mit den Merkmalen geschlossene Bebauung, kaum Freiflächen und starke Mischnutzung dem Siedlungstyp Citybebauung zugeordnet.
- Bestehenden Neubaugebieten wird die nach Gebäudetypologie entsprechende Siedlungs-ID zugewiesen. Zu Filterzwecken wurde zusätzlich die Kennzeichnung Neubau verwendet.
- Unbebaute Areale werden nach ihrer Nutzung verschiedenen Merkmalen wie Acker, Wald, Straße, Schiene usw. zugeordnet.
- Nicht zu Wohnzwecken genutzte gewerbliche Flächen werden Arealen mit den Kennzeichnungen Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft, Gärtnereien/Baumschulen zugeordnet.

- Soweit erkennbar, werden öffentliche Gebäude, kommunale Liegenschaften und Sondernutzungen wie Kasernen oder Friedhöfe ebenfalls gesonderten Arealen zugewiesen und gekennzeichnet.

Die Bebauung wird im ersten Schritt automatisiert anhand der Adressdaten und gemeldeten Bewohnern in beheizte und unbeheizte Gebäude unterteilt. Damit ist eine Ausfilterung unbeheizter Gebäude wie Garagen oder Geräteschuppen in Wohngebieten gut möglich.

Eine manuelle Nachbearbeitung ist in erheblichem Umfang im Bereich der industriellen und gewerblichen Nebengebäude notwendig. Bei landwirtschaftlich genutzten Gebäuden bleibt auch in diesem Schritt die Zuordnung schwierig, hier werden die Flächen der beheizten Gebäude insgesamt vermutlich überschätzt. Da die Raumwärme- und Warmwasserbedarfsmengen für Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft von Seiten des Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) als Nutzenergiemenge pro Jahr unabhängig von der Gebäudeverteilung ermittelt werden, hat diese Unsicherheit keinen Einfluss auf die Belastbarkeit der in den Konzepten berechneten Energiebedarfsmengen. Es entsteht durch die mögliche Überschätzung von beheizten Gebäuden lediglich die Möglichkeit einer geringen Verzerrung der räumlichen Zuordnung von in der Landwirtschaft benötigter Nutzwärme für Raumwärme und Warmwasser.

Die ermittelte Jahresnutzenergiemenge in den Bereichen Industrie, Gewerbe, Landwirtschaft und kommunale Liegenschaften wird anhand der beheizten Gebäudeflächen pro Areal auf die Areale der verschiedenen Sektoren anteilig verteilt.

Für die Gebäude der kommunalen Liegenschaften werden die vom Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie ermittelten prognostizierten Gesamtbedarfe im Jahr 2050 für Warmwasser und Raumwärme addiert (8.368 MWh/a) und auf die in der Datenbank vorliegenden Nutzflächen der Liegenschaften (196.719,96 m²) bezogen. Daraus folgt ein flächenspezifischer Bedarf von rund 43 kWh_{th}/m^2. Über die Adressdaten der kommunalen Liegenschaften werden die Daten mit den Areal- und Gebäudedatenlayern im GIS verschnitten. Das Rathaus Rheine ist in diesen Daten als einer der einzeln erfassten großen Energieverbraucher nicht enthalten. Eine geringe Unschärfe der Verteilung ergibt sich für kommunale Liegenschaften, die in als Wohngebiete klassifizierten Arealen liegen. Eine nachträgliche Splittung der Areale hätte einen hohen Bearbeitungsaufwand im Modell erfordert. Auf diese Liegenschaften entfällt jedoch insgesamt nur rund 0,2 Prozent des gesamten Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in Rheine. Daher wird in den betroffenen Gebäuden anstelle der Zuordnung der Bedarfe aus kommunalen Liegenschaften die Zuordnung von Raum- und Warmwasser-Nutzenergiebedarfe für Wohngebäude belassen. Aufgrund des höheren Anteils beheizter Fläche an der Bruttogeschossfläche in Wohngebäuden im Vergleich zu öffentlichen Gebäuden, entsteht für diese Gebäude eine geringfügige Überschätzung des Wärmebedarfs.

Für die wenigen Fälle einer Mischnutzung mit Gewerbe werden die Zuordnungsfaktoren für Raum- und Warmwasserbedarfe nach den Anteilen der beheizten Flächen der Gewerbe- bzw. Liegenschaftsgebäude in den betroffenen Arealen gewichtet verwendet.

Nur einzelne industrielle Großverbraucher werden individuell betrachtet. Für alle übrigen Industrie- und Gewerbebetriebe wird ein Gesamtbedarf des Raum- und Warmwasserbedarfs im Jahr 2050 von 69.702 MWh_{th}/a ermittelt. Bezogen auf die Gesamt-Bruttogeschossfläche (BGF) aller Industrie- und Gewerbegebäude (mit Ausnahme der o.g. Großverbraucher) von rund 1.500.000 m² ergibt sich ein spezifischer Bedarf von 46 kWh/m². Dieser wird anteilig auf die Gesamt-BGF der Areale für Gewerbe und Industrie verteilt.

Für die landwirtschaftlichen Betriebe erfolgt die geographische Verteilung der Raum- und Warmwasserbedarfe analog zu der für Gewerbe/Industrie beschriebenen Vorgehensweise. Aus dem jahresbezogenen Gesamtbedarfswert von 2.591 MWh/a errechnet sich mit Bezug auf eine gesamte Bruttogeschossfläche von rund 186.600 m² ein spezifischer Bedarf von 14 kWh/m². Dieser liegt deutlich unter den Faktoren für Wohnareale, Gewerbe und kommunale Liegen-

schaften. Ausschlaggebend dafür ist das oben bereits beschriebene Problem, in diesem Sektor beheizte und unbeheizte Gebäude zu unterscheiden. Die beheizten Flächenanteile der in diesem Sektor vielfach vorhandenen großen Gebäudekomplexe können nur sehr grob abgeschätzt werden, was vermutlich zu einer deutlichen Überschätzung führt. Wie bereits beschrieben, resultiert aus dieser Unschärfe eine mögliche räumliche Verschiebung der zugeordneten Bedarfe zwischen den verschiedenen landwirtschaftlichen Arealen. Der Großteil der landwirtschaftlichen Betriebe liegt außerhalb der Nahwärmeversorgungsgebiete des MAX-DEZ Konzeptes. Für die Aussagekraft der Konzepte ist eine Verzerrung der räumlichen Zuordnung der Raum- und Warmwasserbedarfe daher nicht von Bedeutung.

Die Wärmebedarfe der Wohngebäude für Raumwärme und Warmwasser werden auf Basis des oben beschriebenen Wohngebäude-GIS-Modells berechnet und der Datensatz mit seinem räumlichen Bezug direkt in das GIS-Modell eingespeist.

Durch die beschriebenen räumlichen Zuordnungen aller Raum- und Warmwasserbedarfe ist es für die solare Versorgung mit saisonalen Speichern im MAX-DEZ Konzept möglich, das Stadtgebiet flächendeckend in solar-saisonale Versorgungsgebiete aufzuteilen und dabei auch alle gewerblichen, industriellen und sonstigen Bedarfe an Raumwärme und Warmwasser zu berücksichtigen.

Die Ermittlung der Energiebedarfe selbst wird in Kapitel 4.1 bzw. 5.1 näher erläutert. Die Einteilung der Nahwärmeversorgungsgebiete ist in Abschnitt 4.3.3 beschrieben.

3.4 Vorgehensweise im Verkehrssektor

Wuppertal Institut

3.4.1 Grenzen der Konzepte / Systemgrenzen

Der Schwerpunkt der beiden in Kapitel 0 und 5 erläuterten Konzepte ist die Entwicklung des motorisierten und des nicht-motorisierten Personenverkehrs in Rheine bis zum Jahr 2050. Der Güterverkehr mit schweren Nutzfahrzeugen (SNFz) ist nicht Gegenstand der Konzepte. Der Grund für diese Vorgehensweise ist zum einen der, dass der Güterverkehr mit den in Rheine zugelassenen SNFz zu ganz erheblichen Teilen nicht im Stadtgebiert, sondern außerhalb der Stadtgrenzen erbracht wird. Zum anderen ist der Güterverkehr im Gegensatz zum Personenverkehr ein Handlungsfeld, in dem sich Kommunen kaum die Möglichkeit bietet, Maßnahmen zu dessen klimaschonenderer Abwicklung, beispielsweise der Verlagerung von der Straße auf die Schiene, durchzuführen. Aus dem gleichen Grund ist auch der Flugverkehr, d.h. in diesem Fall die Flüge der Bürgerinnen und Bürger der Stadt nicht betrachtet worden.

Die Bilanzierung des Verkehrssektors erfolgt hier nach dem Einwohnerprinzip. Im Gegensatz zum Territorialprinzip, bei dem sämtliche Verkehre innerhalb der administrativen Grenzen einer Stadt unabhängig vom Verursacher bilanziell erfasst werden, berücksichtigt eine Bilanz nach dem Einwohnerprinzip die Verkehre, die von den im Untersuchungsgebiet (in diesem Fall dem Gebiet der Stadt Rheine) wohnhaften Bürgerinnen und Bürgern sowie den in Rheine ansässigen Unternehmen erbracht werden.

3.4.2 Vorgehensweise bei der Konzeptentwicklung und Grundannahmen

Für das Handlungsfeld Personenverkehr werden zwei Konzepte berechnet, ein Moderat-Dezentrales (MOD-DEZ) und ein Maximal-Dezentrales (MAX-DEZ) Konzept. In beiden Konzepten wird die mögliche Entwicklung des personenverkehrsbedingten Energieverbrauchs sowie die durch den motorisierten Personenverkehr bedingten CO_2-Emissionen in Rheine bis

zum Jahr 2050 beschrieben. Für beide Konzepte sind die hierfür relevanten Rahmendaten definiert worden, beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung, der Modal Shift im Personenverkehr, die Anzahl der in 2050 in Rheine zugelassenen Pkw und die Zusammensetzung der Pkw-Flotte, die Effizienzentwicklung der Antriebssysteme für Pkw und Busse, die Entwicklung der mit dem Pkw, dem ÖPNV, dem Fahrrad oder zu Fuß zurückgelegten Wegelängen und die Entwicklung der Emissionsfaktoren für die verschiedenen im Jahr 2050 im motorisierten Personenverkehr voraussichtlich genutzten Energieträger.

Bei der Festlegung der Rahmenbedingungen stützen sich die den Konzepte zu Grunde gelegten Annahmen sowohl auf Abschätzungen des Wuppertal Instituts als auch auf Studien und Untersuchungen, die den derzeit aktuellen Stand der Forschung wiedergeben. Die Entwicklung der Flottenzusammensetzung für Pkw und der Energieverbrauch je zurückgelegtem Fahrzeugkilometer für Neufahrzeuge sind beispielsweise den Energieszenarien der Bundesregierung entnommen, die Effizienzentwicklung im Pkw-Bestand beispielsweise einem Flottenumschlagsmodell des Wuppertal Instituts.

3.4.2.1 *Übergreifenden Annahmen für beide Konzepte*

Die durchschnittliche Wegeanzahl/Tag/Person (Gesamtbevölkerung) verändert sich in beiden Konzepten bis 2050 gegenüber 2010 nicht und bleibt konstant bei 3,3 Wegen pro Tag. Bei den mobilen Menschen sind es konstant 3,6 Wege täglich in 2010 und in 2050.

Da die Modal Split Angaben für den Kreis Steinfurt dabei differenzierter vorliegen als für die Stadt Rheine, z.B. auch hinsichtlich konkreter Wegelängen, wird für beide Konzepte bottom-up entwickelt, welche Wege sich zu welchem Anteil auf andere Verkehrsmittel verschieben lassen. Insofern basieren die Annahmen zum Modal Shift in beiden Konzepten nicht auf den Rheine-spezifischen Modal Split Angaben aus dem Jahr 2010, sondern aus den Modal Split Werten des gesamten Kreises Steinfurt. Die Entwicklung der Fahrzeugeffizienz lässt auch in Rheine den ÖPNV effizienter werden. Busse verbrauchen 2050 je Fahrzeugkilometer zehn Prozent weniger Energie als 2010.

3.4.2.2 *Annahmen des Moderat-Dezentralen Konzepts*

Bei der angenommenen Entwicklung der Wegeanzahl und Wegelängen weichen die Annahmen in den beiden Konzepten voneinander ab. Aufgrund der zu Grunde gelegten Förderung einer verkehrssparenden Siedlungsentwicklung und Verbesserung der Nahversorgung in den peripheren Ortsteilen werden die jeweils zurückgelegten Wege in beiden Konzepten kürzer. Die durchschnittlichen Wegelängen verkürzen sich im Moderat-Dezentralen Konzept um 7,5 Prozent von 10,8 Kilometern in 2010 auf 10,0 Kilometer in 2050.

Die Zahl der Pkw in Rheine wird im Moderat-Dezentralen Konzept gegenüber dem Jahr 2010 bis 2050 um 56 Prozent von rund 36.600 auf dann 16.100 Fahrzeuge sinken. Eine fortschreitende technische Entwicklung von Antriebssystemen für Pkw wird dabei bis zum Jahr 2050 eine Diversifizierung der Antriebssysteme bewirken, die Anteile der alternativen Antriebe an den Neuzulassungen steigen also sukzessive. Konventionelle Benzin- und Dieselantriebe werden bei den Neuzulassungen vollständig an Bedeutung verlieren und nur noch in kleinem Umfang im Bestand vorhanden sein. Mit Hilfe eines Flottenumschlagsmodells wurde abgeschätzt, dass im Moderat-Dezentralen Konzept der Anteil der Benzinfahrzeuge am Pkw-Gesamtbestand in Rheine im Jahr 2050 nur noch 5,7 Prozent beträgt (heute 70,7 Prozent), der von Dieselfahrzeugen nur noch 1,2 Prozent (heute 28,3 Prozent), der von Elektrofahrzeugen 20,3 Prozent (heute 0 Prozent), der von Plug-in-Hybriden 34,7 Prozent (heute 0 Prozent), der von Gasfahrzeugen 0,3 Prozent (heute 1,1 Prozent) und von Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeugen 37,7 Prozent (heute 0 Prozent). Die benzin- und dieselbetriebenen Pkw nutzen im Jahr 2050 ausschließlich Biokraftstoffe.

Für sämtliche Antriebsarten von Pkw werden Effizienzgewinne angenommen, die in erster Linie auf die Entwicklung der technischen Effizienz zurückzuführen sind. Der Energieverbrauch wird je Fahrzeugkilometer bei Benzinern im Bestand gegenüber 2010 bis 2050 um 50 Prozent sinken, bei Dieselfahrzeugen um 30 Prozent und bei Gasfahrzeugen um 46 Prozent. Bei Elektrofahrzeugen sinkt der Energieverbrauch bis 2050 gegenüber 2020 um 14 Prozent. Plug-in-Hybride verbrauchen 2050 23 Prozent weniger Energie je Fahrzeugkilometer als 2020, Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeuge in 2050 22 Prozent weniger Energie als im Jahr 2030.

Bei leichten Nutzfahrzeugen verliert der Benzinantrieb in Rheine bis 2050 vollständig an Bedeutung. Während Dieselfahrzeuge mit 84 Prozent des Bestandes in 2050 ihre Bedeutung weitgehend behalten, treten an die Stelle von Ottomotoren in erster Linie elektrisch-, gas- und wasserstoffbrennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge. Aufgrund der fortschreitenden technischen Entwicklung wird ein Effizienzgewinn für leichte Nutzfahrzeuge angenommen. So wird der Energieverbrauch von leichten Nutzfahrzeugen mit Dieselantrieb im Bestand bis 2050 gegenüber 2010 um rund 31 Prozent je zurückgelegtem Fahrzeugkilometer sinken, der von elektrisch betriebenen um 23, von gasbetriebenen um 57 Prozent. Der Energieverbrauch leichter Nutzfahrzeuge mit Wasserstoffbrennstoffzellenantrieb sind bis 2050 gegenüber 2030 um 25 Prozent.

Auch ein Modal Shift gegenüber 2010 ist beiden Konzepten zu Grunde gelegt. Auf Basis einer differenzierten Betrachtung der Modal Split Angaben des Kreises Steinfurt hinsichtlich bestimmter Wegelängen wurden verschiedene Verlagerungspotenziale vom Pkw auf den Umweltverbund (Fuß-, Rad- und Öffentlicher Verkehr) identifiziert (vgl. auch Abbildung 3-6 und Abbildung 3-7): Wege unterhalb von einem Kilometer weisen ein sehr hohes Fußgänger- und Radfahrerpotenzial auf: Diese Wege werden im Moderat-Dezentralen Konzept zukünftig überwiegend zu Fuß (60%) und mit dem Rad (30%) zurückgelegt. Nur ein geringer Anteil der Wege unter einem Kilometer (beispielsweise beim Transport größerer Waren und Güter) wird mit dem Auto (9%), mit dem ÖPNV (0,5%) oder mit sonstigen Verkehrsmitteln (0,5%) zurückgelegt. Wege zwischen einem und zwei Kilometern weisen auch noch ein sehr hohes Potenzial für nicht-motorisierte Verkehrsmittel auf: 50 Prozent dieser Wege werden im Moderat-Dezentralen Konzept mit dem Rad, 15 Prozent zu Fuß zurückgelegt. Der Anteil des Pkw liegt bei 34 Prozent und der des ÖPNV bei einem Prozent. Wege zwischen zwei bis fünf Kilometer weisen ein großes Radfahrpotenzial auf: Hauptsächlich werden in 2050 nach dem Moderat-Dezentralen Konzept diese Wege mit dem Rad (50%), und mit dem Auto (40%) zurückgelegt. Wege zwischen fünf und zehn Kilometern weisen dagegen ein höheres Potenzial für öffentliche Verkehrsmittel auf: Dementsprechend werden 40 Prozent dieser Wege mit dem ÖPNV zurückgelegt und 43 Prozent mit dem Auto.

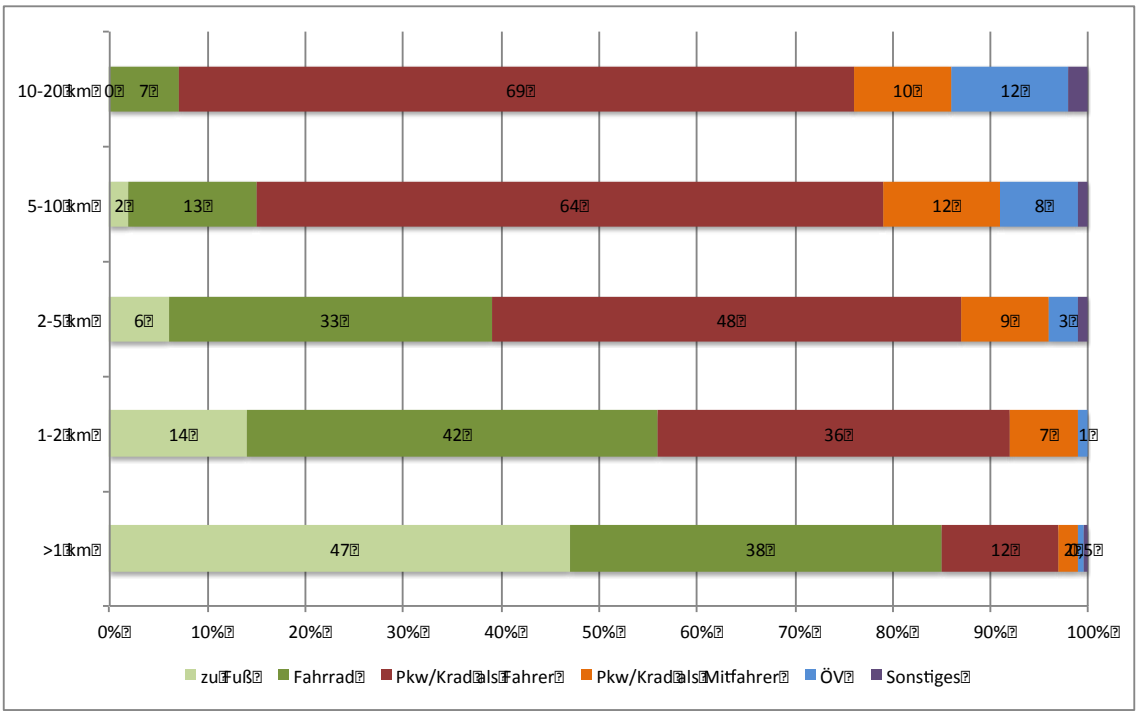


Abbildung 3-6: Verkehrsmittelwahl nach Entfernungsklassen im Kreis Steinfurt in 2010 (Quelle: Kreis Steinfurt 2011[19])

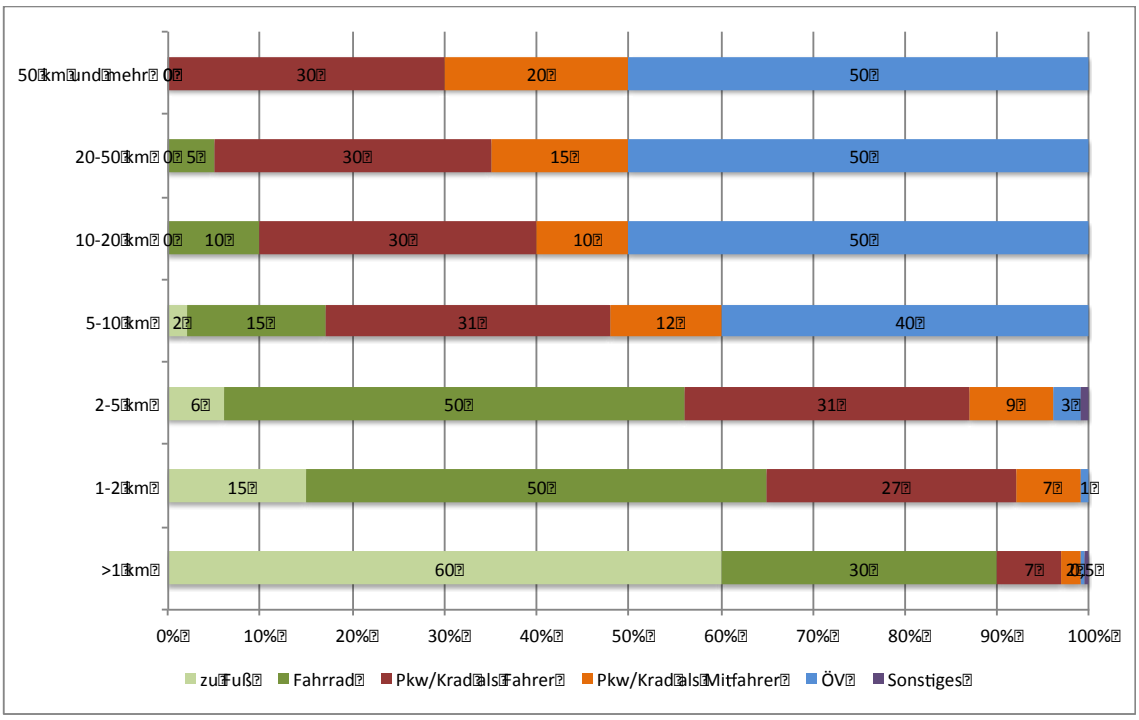


Abbildung 3-7: Verkehrsmittelwahl nach Entfernungsklassen in Rheine in 2050 (MOD-DEZ Konzept)

[19] vgl. Kreis Steinfurt (2011): Mobilitätsverhalten 2011. Steinfurt. Online verfügbar unter https://www.kreis-steinfurt.de/kv_steinfurt/Ressourcen/Umwelt-%20und%20Planungsamt/67_5%20sonstige%20PDFs/Mobilitätsverhalten%202011.pdf

Durch Fördermaßnahmen insbesondere für öffentliche Verkehrsmittel, den Rad- und den Fußverkehr wird sich der Modal Split der im Personenverkehr zurückgelegten Wege bis 2030 im Moderat-Dezentralen Konzept in Rheine zu Lasten des Pkw insgesamt wie folgt bis 2050 verschieben: Fußverkehr 11,8 Prozent, Radverkehr 29,7 Prozent, Pkw 36,6 Prozent, öffentlicher Verkehr (ÖV) 21,6 Prozent und sonstige Verkehrsmittel 0,3 Prozent.

3.4.2.3 *Annahmen des MAX-DEZ Konzepts*

Im Maximal-Dezentralen Konzept weicht die Entwicklung der Wegeanzahl und Wegelängen von der im Moderat-Dezentralen Konzept zu Grunde gelegten ab. Aufgrund der zu Grunde gelegten Förderung einer verkehrssparenden Siedlungsentwicklung und Verbesserung der Nahversorgung in den peripheren Ortsteilen werden die jeweils zurückgelegten Wege kürzer. Die durchschnittlichen Wegelängen verkürzen sich stärker als im Moderat-Dezentralen Konzept, und zwar um 15 Prozent von 10,8 Kilometern in 2010 auf 9,2 Kilometer in 2050. Die Zahl der Pkw in Rheine wird gegenüber dem Jahr 2010 bis 2050 um über 80 Prozent von rund 36.600 auf dann 6.950 Fahrzeuge sinken. Von diesen 6.950 Fahrzeugen werden fast 6.200 als Car Sharing-Fahrzeuge betrieben. Eine Diversifizierung der Antriebssysteme (wie im Moderat-Dezentralen Konzept zu Grunde gelegt) wird nicht angenommen, vielmehr werden die Pkw in 2050 ausschließlich elektrisch betrieben. Für diese Pkw werden Effizienzgewinne angenommen, die in erster Linie auf die Entwicklung der technischen Effizienz zurückzuführen sind. Der Energieverbrauch wird je Fahrzeugkilometer bei reinen Elektrofahrzeugen im Bestand bis 2050 gegenüber 2020 um 14 Prozent zurückgehen. Aufgrund der fortschreitenden technischen Entwicklung wird auch für die elektrisch betriebenen leichten Nutzfahrzeuge ein Effizienzgewinn angenommen. Der Energieverbrauch der leichten Nutzfahrzeugen je Fahrzeugkilometer geht im Bestand bis 2050 gegenüber 2020 um 23,2 Prozent zurück.

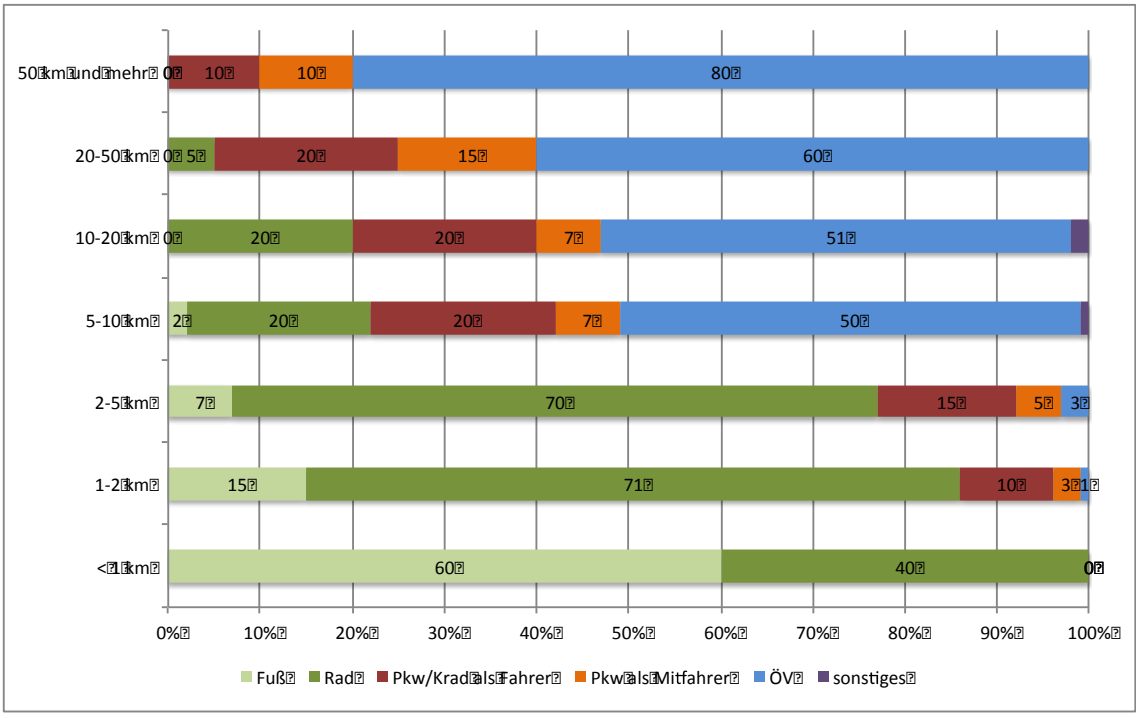


Abbildung 3-8: Verkehrsmittelwahl nach Entfernungsklassen in Rheine in 2050 (MAX-DEZ Konzept)

Im MAX-DEZ Konzept wird ein erheblicher Modal Shift gegenüber 2010 zu Grunde gelegt, der wie im Moderat-Dezentralen Konzept auf die Durchführung umfangreicher Maßnahmen zur Förderung von ÖPNV, Rad- und Fußverkehr zurückzuführen ist. Der Modal Split verschiebt

sich im Maximal-Dezentralen Konzept im Vergleich zum Moderat-Dezentralen Konzept jedoch noch deutlich stärker zu Gunsten von ÖPNV, Rad- und Fußverkehr. Wege unterhalb von einem Kilometer weisen ein sehr hohes Fußgänger- und Radfahrerpotenzial auf: Diese Wege werden zukünftig ausschließlich zu Fuß (60%) und mit dem Rad (40%) zurückgelegt. Auch die Wege zwischen einem und zwei Kilometern weisen auch noch ein sehr hohes Potenzial für nicht-motorisierte Verkehrsmittel auf: 71 Prozent dieser Wege werden mit dem Rad, 15 Prozent zu Fuß zurückgelegt. Der Anteil des Pkw (überwiegend für den Transport schwerer Lasten) liegt bei 13 Prozent und der des ÖPNV bei einem Prozent. Wege zwischen zwei bis fünf Kilometer weisen ein großes Radfahrpotenzial auf: Hauptsächlich werden in 2050 nach dem Moderat-Dezentralen Konzept diese Wege mit dem Rad (70%) und teilweise mit dem Auto (20%) zurückgelegt. Wege zwischen fünf und zehn Kilometern weisen dagegen ein höheres Potenzial für öffentliche Verkehrsmittel auf: Dementsprechend werden 50 Prozent dieser Wege mit dem ÖPNV zurückgelegt und 27 Prozent mit dem Auto. Der Modal Split der zurückgelegten Wege verändert sich über alle Wegelängen hinweg im Maximal-Dezentralen Konzept bis 2050 wie folgt: Der Anteil der zu Fuß zurückgelegten Wege steigt von zehn auf 12,8 Prozent, der der mit dem Fahrrad zurückgelegten Wege von 27 auf 42,4 Prozent, der Anteil des ÖPNV steigt von acht auf 24,6 Prozent. Der Anteil des MIV dagegen sinkt von derzeit 55 Prozent auf 19,8 Prozent in 2050.

3.5 Zusammenfassung

Solar-Institut Jülich, Wuppertal Institut

Die beiden Zielkonzepte zeigen, dass bei gleicher Potenzialausgangslage der erneuerbaren Energien in Rheine dennoch sehr unterschiedliche Versorgungs- und Vernetzungsmöglichkeiten gewählt werden können. Die Abbildung 3-9 veranschaulicht nochmals die Systemgrenzen und konzeptionellen Basisentscheidungen der beiden Zielkonzepte auf einen Blick.

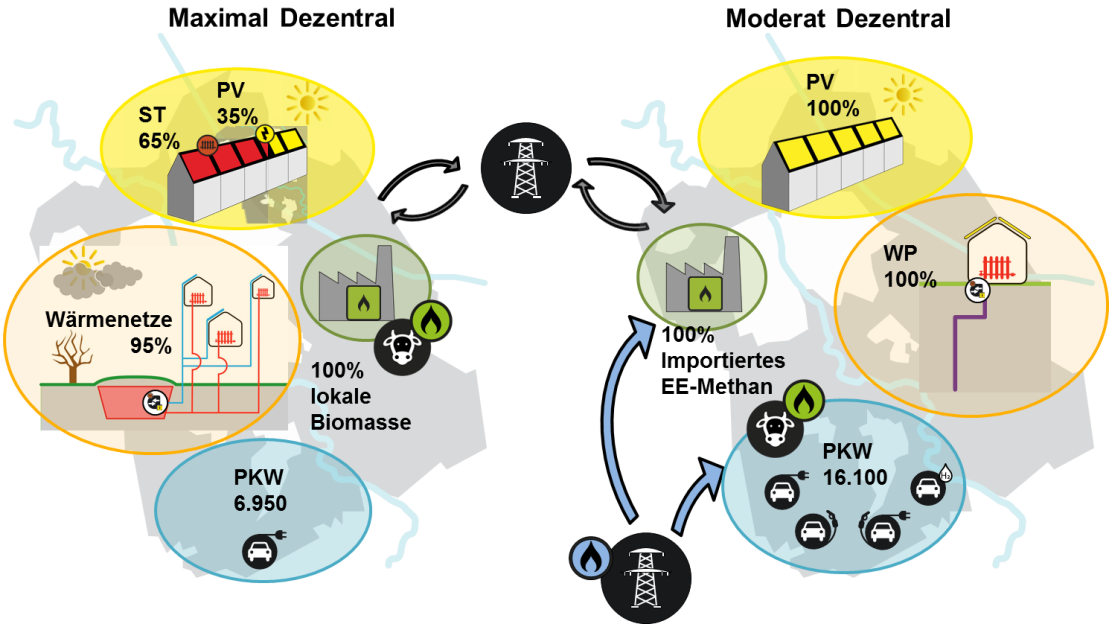


Abbildung 3-9: Systemgrenzen und Basisentscheidungen in den Zielvisionen, © Solar-Institut Jülich, Eva Müller

Innerhalb eines Konzepts sind hingegen, aufgrund der begrenzten kommunalen Potenziale an erneuerbaren Energien, die Kombinationen an Nutzungsoptionen limitiert. In der Einleitung wurden bereits die wichtigsten, den Konzepten zugrunde liegenden Prämissen als auch die konzeptionellen Entscheidungen, die zu den Unterschieden in den Konzepten führen, vorgestellt. Im Folgenden sind in Tabelle 3-6 nochmal detailliert die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Annahmen und grundlegenden Parameter zusammengefasst, die den Rahmen der beiden Konzepte beschreiben.

Tabelle 3-6: Konzeptrahmen, zugrundeliegende Annahmen und Methodiken zur Entwicklung der Energieversorgungs- und Bedarfskonzepte der beiden Konzepte.

Konzeptaspekt	MAX-DEZ	MOD-DEZ
Energieversorgung		
Wärme-versorgung	Grundlegendes Konzept	
	In erster Linie über solarthermisch erzeugte Wärme. Einsatz von Saisonalspeichern für kalte Jahreszeit. Ergänzender Einsatz von Wärmepumpen.	Strom wird zu wichtigstem Energieträger, deshalb Einsatz von Wärmepumpen in Verbindung mit Erdwärmesonden und Pufferspeichern.
Strom-versorgung	Austausch mit umliegendem Netz	
	Stromaustausch innerhalb der aktuellen Leistungsgrenzen der Kopplungsstelle Möglich (+/- 60 MW).	
	Kommunale Erzeugung	
	Sämtliche Windkraftpotenziale werden ausgeschöpft. Anteil an PV deutlich geringer als in MOD-DEZ, da Dachflächen vorrangig für Solarthermie genutzt. Biomasse wird prioritär für Brennstoffe genutzt. Rest wird in KWK-Anlagen eingesetzt.	Deutlich erhöhter Strombedarf aufgrund von Wärmepumpen zur NT-Wärmeversorgung und synthetischen Kraftstoffherstellung. Deshalb werden ebenfalls sämtliche Windkraftpotenziale ausgenutzt. Gesamtes Dachflächenpotenzial wird mit PV-Modulen belegt. Biomasse wird prioritär zur Kraftstoffherstellung genutzt, Rest wird ebenfalls wie in MAX-DEZ in KWK-Anlagen eingesetzt.
Brennstoff-versorgung	Import	
	Import von Brennstoffen nicht zulässig - sowohl von biomassebasierten als auch von synthetisch aus EE Strom hergestellten Brennstoffen	Bezug von Brenngas zur Deckung industrieller Brennstoffbedarfe aus Umland wird zugelassen. Synthetisch hergestellte (EE basierte) Kraftstoffe können für Bedarf im Verkehrssektor ebenfalls importiert werden.
	Brennstoff	
	Lokal vorhandene Biomasse ist entsprechend einzig zur Verfügung stehender Brennstoff. Eine Elektrifizierung der brennstoffbetriebenen Prozessen (und dem Verkehr) wird, soweit möglich, umgesetzt. Ansonsten wird Biomasse genutzt - für HT-Prozesswärmeversorgung und teilweise Herstellung von Biomethan und Biokohle.	Elektrifizierung von Brennstoff betriebenen industriellen Prozessen wird ebenfalls, soweit möglich, umgesetzt. Biomasse wird prioritär im Verkehrssektor eingesetzt.

Konzeptaspekt	MAX-DEZ	MOD-DEZ
Bedarfe		
Haushalte	Wärme	
	Beim Bedarfskonzept wird nicht zwischen den beiden Konzepten unterschieden. Die methodische Grundlage der Ermittlung des Raumwärmebedarfs ist ein siedlungs- und gebäudetypologischer Ansatz, bei dem ausgehend von einer Klassifikation des Wohngebäudebestandes und der Siedlungsstruktur über spezifische Energiekennzahlen der Wärmebedarf im Ausgangsjahr (2010) und für das Zieljahr (2050) bestimmt wird. Die Bestimmung des Warmwasserbedarfs basiert auf soziodemographischen Kennwerten (insbesondere der Anzahl der Bewohner) und entsprechenden spezifischen Energiekennzahlen.	
	Strom (Ausstattung mit Elektrogeräten und Technologietrends)	
	Verhaltensänderung in der Geräteanschaffung wird unterstellt: Es wird berücksichtigt, dass die Akteure bewusst auf effiziente Technik setzten und dabei ggf. Mehrkosten bei der Beschaffung in Kauf nehmen. Darüber hinaus wird teilweise auf eine Ausstattung mit energieintensiven Geräten verzichtet.	Eine Eigeninitiative zur aktiven Stromvermeidung wird den Bürgern hier nicht unterstellt. Erhebliche Energieeinsparungen könnten trotzdem aufgrund von Effizienzsteigerungen erreicht werden. Im Falle des Ablaufs der Lebensdauer eines Gerätes wird hier stets ein neues mit der nächsthöheren Effizienzklasse eingesetzt.
Industrie &GHD	Grundphilosophie	
	Es werden keine intraindustriellen Änderungen berücksichtigt, welche eine Änderung der Produktion im zugrunde liegenden Betrachtungsjahr nach sich zöge. Die Fortschreibung der Energiebedarfe aus 2012 werden auf Grundlage von betriebsspezifischen Energiebilanzen für die Anwendungen Prozesswärme, Warmwasser, Raumwärme, Klima- und Prozesskälte, Druckluft, Pumpen, sonstige mechanische Energie, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) und Beleuchtung fortgeschrieben. Hierbei werden Änderungen in der Energieeffizienz der jeweiligen Anwendung als auch Änderungen in ihrer Nutzungsintensität berücksichtigt. Die Bedarfsentwicklung für die Industrie- und GHD Betriebe wurden nicht entsprechend der beiden Konzepte unterschieden.	
Verkehr	Gemeinsamkeiten in der grundlegenden Philosophie	
	Schwerpunkt liegt auf Entwicklung des Personenverkehrs. Güterverkehr mit schweren Nutzfahrzeugen wird nicht berücksichtigt (da dieser hauptsächlich außerhalb der Stadtgrenzen und somit des Betrachtungsgebietes erbracht wird und wenig Handlungsmöglichkeiten auf kommunaler Ebene) Die Bilanzierung erfolgt nach Einwohnerprinzip. Die durchschnittliche Wegeanzahl/Tag/Person (Gesamtbevölkerung) bleibt konstant bei 3,3 Wegen pro Tag.	
	Wegeanzahl, Wegelängen & Anzahl PKW	
	Durchschnittliche Wegelänge verkürzt sich um 15 % von 10,8 km in 2010 auf 9,2 km in 2050. Anzahl PKW sinkt um über 80% von 36.600 auf 6.950 Fahrzeuge. 6.200 dieser Fahrzeuge werden als Car-Sharing Fahrzeuge genutzt.	Durchschnittliche Wegelänge verkürzt sich um 7,5 % von 10,8 km in 2010 auf 10,0 km in 2050. Anzahl PKW sinkt um 56% von 36.600 auf 16.100 Fahrzeuge.

Konzeptaspekt	MAX-DEZ	MOD-DEZ
	Modal Split	
	Noch stärkere Veränderung zugunsten des von ÖPNV, Rad- und Fußverkehr als im MOD-DEZ: Der Anteil der zu Fuß zurückgelegten Wege steigt von 10 (in 2010) auf 12,8 %, der der mit dem Fahrrad zurückgelegten Wege von 27 auf 42,4 %, der Anteil des ÖPNV steigt von 8 auf 24,6 %. Der Anteil des MIV dagegen sinkt von 55 % in 2010 auf 19,8 % in 2050.	Durch Fördermaßnahmen insbesondere für öffentliche Verkehrsmittel, den Rad- und den Fußverkehr wird sich der Modal Split der im Personenverkehr zurückgelegten Wege zu Lasten des Pkw insgesamt wie folgt bis 2050 verschieben: Fußverkehr 11,8 %, Radverkehr 29,7 %, Pkw 36,6 %, öffentlicher Verkehr (ÖV) 21,6 % und sonstige Verkehrsmittel 0,3 %.
	Antriebssysteme & Technologietrends	
	Ausschließlich elektrisch betriebene PKW.	Fortschreitende Entwicklung von Antriebssystemen erreicht höhere Diversifizierung dieser in 2050. Anteile der alternativen Antriebe an den Neuzulassungen steigen sukzessive. Benzin- und Dieselantriebe nur noch im Bestand vorhanden, nicht mehr in Neuzulassungen. Diesel- und Benzinfahrzeuge machen nur noch 1,2% resp. 5,7% in 2050 aus (diese werden mit Biokraftstoffen betrieben); Elektrofahrzeuge sind mit 20,3% vertreten, Plug-in-Hybride und Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeuge mit jeweils deutlich über 30%. Effizienzgewinne werden bei allen Antriebsarten unterstellt.

4 Zielkonzept Maximal-Dezentral 2050

Energieversorgungskonzepte mit dem Ziel signifikanter CO_2-Reduzierung, insbesondere für Großstädte oder potenzialschwache Kommunen, basieren oftmals auf Importmöglichkeiten für EE-Strom. Dies setzt aber voraus, dass potenzialstarke Kommunen in der Lage sind, EE-Strom bilanziell über das Jahr zur Verfügung zu stellen. Im Maximal-Dezentralen Konzept (MAX-DEZ) steht daher die lokale Versorgung aller Sektoren im Fokus, es erfolgt lediglich ein Stromaustausch mit dem übergeordneten Energieversorgungssystem. Somit kann aufgezeigt werden, welche Energiemengen bei maximaler Dezentralisierung dem übergeordneten Energieversorgungssystem zur Verfügung gestellt werden können bzw. aus dem übergeordneten Energieversorgungssystem bezogen werden müssen und welche Bedarfs- und Versorgungsbedingungen damit verbunden sind.

Im Maximal-Dezentral Konzept wird eine ambitionierte Sanierung des vollständigen Gebäudebestands bzw. energieeffizienter Neubau festgelegt. Die Strombedarfe werden zum einen durch technische Effizienzsteigerungen deutlich reduziert zum anderen werden -anders als im MOD-DEZ Konzept- im Bereich der privaten Haushalte zusätzliche Reduktionen durch Annahmen im Bereich Suffizienz erreicht (siehe Kapitel 4.1.2).

Die Wärmeversorgung für Raumwärme und Warmwasser erfolgt im MAX-DEZ Konzept über solarthermisch gespeiste Nahwärmenetze in Kombination mit saisonaler Wärmespeicherung. Biomasse wird prioritär zur Deckung der lokalen Brennstoffversorgung genutzt, da Biomasse-Importe im Konzept nicht zulässig sind. Die Nutzung der Biomassepotenziale für Brennstoffbedarfe der Industrie und GHD zieht eine radikale Neustrukturierung der Mobilität mit sich, so dass eine vollständig Elektrifizierung des Verkehrs und stadtweites Car Sharing im Konzept erfolgt.

Die nach der in Kapitel 3 beschriebenen Methodik entwickelten Bedarfe werden in Abschnitt 4.1 für die Haushalte, GHD- und Industriebetriebe beziffert. Das Verkehrssystem für das Jahr 2050 wird in Kapitel 4.2 beschrieben. Abschnitt 4.3 erläutert detailliert das Versorgungssystem. Die Eckdaten des MAX-DEZ Konzepts sind in Abschnitt 4.4 zusammengefasst.

4.1 Nachfrage nach Strom und Wärme im MAX-DEZ Konzept

Wuppertal Institut

4.1.1 Wärmebedarf der Haushalte im MAX-DEZ Konzept

Im Folgenden werden die Energiekennzahlen und Konzeptergebnisse für den Wärmebedarf im Bereich der privaten Haushalte dargestellt. Die Ermittlung der Konzeptergebnisse basiert auf der in Kapitel 3.2.1 beschriebenen Methodik in Verbindung mit den hier genannten spezifischen Energiekennzahlen. Es wird beim Wärmebedarf dabei nicht zwischen einer Maximal-Dezentral und Moderat-Dezentral Konzeptvariante unterschieden, wie dies beispielsweise beim Strombedarf und im Verkehrssektor der Fall ist.

Raumwärmebedarf

Für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs im *Ausgangsjahr 2010* werden spezifische Energiekennzahlen zum nutzenergetischen Raumwärmebedarf aus dem Gebäudemodell HEAT des Wuppertal Instituts verwendet, die sich auf die beheizte Wohnfläche beziehen und sich je nach Bebauungsart und Bebauungsalter in den einzelnen Gebäudetypen unterscheiden. Dies ist dadurch bedingt, dass die Kompaktheit der Bebauung sowie die baulichen Merkmale der Bauperioden und die jeweils gültigen EnEV Verordnungen in unterschiedlichen energetischen

Eigenschaften der Gebäudehülle resultieren. Generell nimmt der spezifische nutzenergetische Raumwärmebedarf mit abnehmenden Baualter und steigender Kompaktheit der Gebäudetypen ab (Tabelle 4-1) (EFH: Einfamilienhaus; MFH: Mehrfamilienhaus, GHM: Großes Mehrfamilienhaus).

Tabelle 4-1: Gebäudetypologie und Energiekennzahlen für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs 2010

Gebäudetyp		Energiekennzahl (kWh/(m_2*a))
EFH	**AB=vor 1918**	209
	C= 1919-1948	189
	D=1949-1957	206
	E=1958-1968	157
	F= 1969-1978	148
	G=1979-1983	131
	H=1984-1994	134
	I=1995-2001	80
	J=2002-2006	68
MFH	**AB=vor 1918**	167
	C= 1919-1948	139
	D=1949-1957	169
	E=1958-1968	154
	F= 1969-1978	119
	G=1979-1983	102
	H=1984-1994	81
	I=1995-2001	81
	J=2002-2006	42
GMH	**AB=vor 1918**	114
	C= 1919-1948	173
	D=1949-1957	134
	E=1958-1968	142
	F= 1969-1978	130
	G=1979-1983	94
	H=1984-1994	113
	I=1995-2001	
	J=2002-2006	

Für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs im Zieljahr 2050 wird von einer ambitionierten Sanierung des kompletten Gebäudebestandes bzw. einem energieeffizienten Neubau ausgegangen. Es kommt insgesamt zu keiner flächenmäßigen Veränderung der beheizten Wohnfläche (d.h. der Abriss an Gebäuden entspricht bezogen auf die Wohnfläche dem Neubau). Verringerungen des Raumwärmebedarfs resultieren aus Verbesserungen der Sanierungsbreite und -tiefe. Es wird dabei angenommen, dass die Sanierungen jeweils entsprechend zwei Standards

erfolgen, die in zwei Raumwärmeklassen (RWK) resultieren. Die Raumwärmeklasse 1 umfasst Sanierungen entsprechend den Standards KfW 100 und KfW 70 wohingegen die Raumwärmeklasse 2 Sanierungen entsprechend KfW 55 und dem Passivhausniveau umfasst. Die Annahmen zur Verteilung der Gebäude auf die Raumwärmeklassen 1 und 2 im Zieljahr 2050 basieren auf einer Anpassung von auf Landesebene durchgeführten Szenariomodellierungen für Nordrhein-Westfalen im Rahmen des Klimaschutzplans NRW (NRW Szenario) an die regionalen Gegebenheiten der Stadt Rheine und spezifischen Annahmen zur Sanierungstiefe und -breite in den einzelnen Zeitscheiben bis zum Jahr 2050. Im Durchschnitt wird dabei von einer Sanierungsrate von 2,5 Prozent ausgegangen, was einer Sanierung des kompletten Wohngebäudebestandes der Stadt Rheine bis zum Jahr 2050 entspricht. Tabelle 4-2 stellt die Energiekennzahlen der Gebäudetypen und die anteilsmäßige Verteilung der Wohnfläche innerhalb der jeweiligen Gebäudeart im Zieljahr der Konzeptmodellierung 2050 dar. Beispielsweise sind 68,9 % der Wohnfläche aller Einfamilienhäuser in Rheine zu diesem Zeitpunkt entsprechend der Raumwärmeklasse 1 saniert und weisen in Folge dessen einen spezifischen nutzenergetischen Wärmebedarf von 60 kWh/m_2 pro Jahr auf.

Tabelle 4-2: Gebäudetypologie und Energiekennzahlen für die Ermittlung des Raumwärmebedarfs 2050

Gebäudetyp		Energiekennzahl (kWh/(m_2*a))	Anteil 2050 am jeweiligen Gebäudetyp
EFH	RWK 1	60	68,9 %
	RWK 2	34	31,1 %
GMH	RWK 1	60	65,1 %
	RWK 2	30	34,9 %
MFH	RWK 1	56	68,9 %
	RWK 2	42	31,1 %

Warmwasserbedarf

Für die Ermittlung des nutzenergetischen Warmwasserbedarfs im Ausgangsjahr 2010 und Zieljahr 2050 werden personenbezogene spezifische Energiekennzahlen verwendet. Tabelle 4-3 zeigt, dass sich der spezifische Energiebedarf für die Warmwasserbereitstellung zwischen den Jahren 2010 und 2050 mehr als halbiert. Die Ursache hierfür sind im Wesentlichen wassertechnische Annahmen (wassersparende Armaturen).

Tabelle 4-3: Energiekennzahlen Warmwasserbedarf 2010 / 2050 (kWh/(Person*a))

	Spezifischer Warmwasserbedarf (kWh/(Person*a))
2010	1.198
2050	586

Ergebnisse Konzeptmodellierung im Bereich Wärmebedarf

Tabelle 4-4 stellt den nutzenergetischen Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Ausgangsjahr 2010 und im Zieljahr der Konzeptmodellierung 2050 dar. Insgesamt verringert sich der Energiebedarf von 539 GWh/ auf 198 GWh/a um ungefähr 63 Prozent. Mit 65 Prozent entfällt dabei ein relativ größerer Teil der Bedarfsminderung auf den Raumwärmebereich, wohingegen der Warmwasserbedarf um 56 Prozent gemindert wird. Insgesamt entfällt mit 84 Prozent der Großteil des nutzenergetischen Wärmebedarfs der Haushalte auf den Bereich Raumwärme. Durch Effizienzverbesserungen sind somit in diesem Bereich die größten Einsparungen für den Wärmeverbrauch der Haushalte zu erreichen.

Tabelle 4-4: Wärmebedarf der privaten Haushalte 2010 und 2050

	2010 (GWh)	2050 (GWh)
Raumwärmebedarf	450,3	158,7
Warmwasserbedarf	88,9	39,3
Wärmebedarf insgesamt	539,2	198,0

4.1.2 Strombedarf der Haushalte im MAX-DEZ Konzept

Die Ergebnisse des Strombedarfes im MAX-DEZ Konzept basieren auf den Berechnungen und der Methodik, die auch für das MOD-DEZ Konzept (siehe Kapitel 5.1) angewendet wird. Wie in Kapitel 3 beschrieben, ist die Eigeninitiative der Akteure (in diesem Fall der einzelnen Bürger durch beispielsweise eine Änderung des Nutzerverhaltens) ein zentrales Merkmal, durch welches sich das MAX-DEZ Konzept im Vergleich zu MOD-DEZ auszeichnet. In Bezug auf den Strombedarf in Haushalten bedeutet dies konkret, dass angenommen wird, dass Bewohner aktiv zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen, indem sie zum einen bereit sind, Geräte mit höherer Effizienzklasse zu kaufen, und zum anderen die Ausstattung mit energieintensiven Geräten vermeiden. Die Folge dessen sind Gerätebestände mit einer höheren Energieeffizienz sowie variierende Ausstattungsraten in den einzelnen Kategorien.

Im Folgenden werden die Abweichungen zum MOD-DEZ Konzept in den einzelnen Gerätekategorien dokumentiert und die sich daraus ergebenden Senkungen des Energiebedarfs aufgezeigt.

Kühlen sowie Waschen/Spülen/Trocknen: Lediglich geringfügige Steigerung der Effizienz gegenüber dem im MOD-DEZ angenommenen Bestand in 2050 (durchschnittlich A+++ 2013). Jedoch wird angenommen, dass sich hier das energetische Bewusstsein weiter durchsetzt und vor allem im Bereich der Kühlung auf kleinere Kühlvolumina gesetzt wird. Dadurch steigt die Ausstattungsrate der Kühl-Gefrierkombinationen im Vergleich zu Einzelgeräten.

Durch vermehrte Trocknung an der Luft sinkt die Ausstattungsrate von Wäschetrocknern; ein Effizienzzuwachs kann im Bereich der Wasch- und Spülmaschinen durch geringere Waschtemperaturen erreicht werden.

IKT-Nutzgeräte, Desktopcomputer, Monitore, Mobile Computer, Telefon:

In diesen Kategorien wird eine verstärkte Vereinigung der Aufgaben in zentralen Geräten angenommen, was geringere Ausstattungsraten von Geräten mit wenigen Funktionen (z.B. Festnetztelefon) zur Folge hat. Zusätzlich wird angenommen, dass sich die Effizienz der zentralen Geräte weiter verbessert.

IKT-Homeserver:

In Folge des flächendeckenden Einsatzes werden sehr anspruchsvolle Vorgaben zu Effizienzverbesserungen erwartet, deren Realisierung trotz der weiter steigenden Ausstattungsraten dazu beiträgt das der Energiebedarf weiter verringert wird.

IKT-Peripheriegeräte:

Die Ablösung der analogen Geräte (z.B. Fax) durch Digitaltechnik vollzieht sich schneller als im MOD-DEZ Konzept, was früher zu sinkendem Stromverbrauch führt.

Haushaltskleingeräte:

Generell wird eine geringfügig bessere Energieeffizienz der Geräte unterstellt. Ausstattungsraten von Geräten mit Einzelfunktionen (z.B. Camcorder) werden weiter reduziert.

Einige Geräte (z.B. Mikrowelle) substituieren energieintensive Anwendungen (Elektro-Herd) etwas stärker.

Fernseher: Die Ausstattungsrate an Großbildfernsehern sinkt geringfügig zugunsten sonstiger Monitortypen (insb. Mobilanwendungen), welche verstärkt eingesetzt werden.

Beleuchtung: Effizienzsteigerung um ca. 80% gegenüber 2010[20]

Klimageräte: Die Ausstattungsrate wird aufgrund des Energiebewusstseins der Bürger leicht abgesenkt.

Umwälzpumpe / Sonstige Verbraucher: Weitere geringfügige Effizienzsteigerung bei gleichbleibenden Ausstattungsraten.

Die hier beschriebenen Anpassungen der Annahmen im Rahmen des MAX-DEZ Konzepts ziehen eine weitere Absenkungen des Strombedarfs in Haushalten nach sich. Im Vergleich zum MOD-DEZ Konzept fallen diese jedoch relativ gering aus. Mit durchschnittlich 1.197 kWh/(HH*a) wird der Bedarf gegenüber 2010 um ca. 54% verringert (MOD-DEZ: 48%). Folgende Tabelle 4-5 zeigt die spezifischen Verbräuche der einzelnen Kategorien sowie die prozentualen Anteile am Gesamtverbrauch.

Für den Gesamtstrombedarf des Haushaltssektors in der Stadt Rheine bedeutet die Entwicklung nach dem MAX-DEZ Konzept eine Verringerung um 43,8 GWh/a (56%) auf ca. 34,3 GWh/a (2050) gegenüber einem Verbrauch von 78,1 GWh/a in 2010.

Tabelle 4-5: Verbrauchsanteile der Gerätekategorien in 2050

Gerätekategorisierung		Stromverbrauch je Haushalt in 2050	
		kWh/a	**Anteil %**
A	**Kühlen und Gefrieren**	192	12%
B	**Waschen Spülen Trocknen**	231	19%
C	**Kochen**	158	13%
D	**IKT Nutzgeräte**	105	9%
E	**IKT Homeserver**	116	10%
F	**IKT Peripheriegeräte**	4	0%
G	**Kleingeräte**	176	15%
H	**TV**	148	12%
I	**Beleuchtung**	79	7%
J	**Klimaanlage**	5	0%
K	**Wasserversorgung**	11	1%
L	**Sonstige**	25	2%
Gesamtbedarf:		**1.197 kWh/a**	

[20] gemäß FFE-Studie: Wagner et al. „Energiezukunft 2050 – Teil II Szenarien“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München 2009

4.1.3 Strom- und Wärmebedarf des Industrie- und Gewerbesektors im MAX-DEZ Konzept

4.1.3.1 *Auswahl der spezifisch berücksichtigten Industrie- und Gewerbebetriebe und Zusammensetzung der Restbranche*

Wie in Kapitel 3.2.3 beschrieben, wurden zunächst in Kooperation mit den Stadtwerken Rheine die größten Energieabnehmer identifiziert, die dann einzeln untersucht wurden. Diese betriebsspezifischen Analysen dienen dazu, insbesondere den Wärmebedarf dieser Abnehmer räumlich verorten und entsprechend in den Energieversorgungskonzepten berücksichtigen zu können.

Im Sinne des Datenschutzes werden die betriebsspezifischen Ergebnisse in diesem Bericht nicht aufgeführt; statt dessen werden Betriebe nach Branchen zusammengefasst (siehe Tabelle 4-6).

Über diese betriebsspezifischen Betrachtungen hinaus wird untersucht, welchen Branchen die verbleibenden Industrie- und Gewerbebetriebe in Rheine zuzuordnen sind (vgl. Kapitel 3.2.3).

Tabelle 4-6 gibt die anonymisierte Branchenstruktur der spezifisch und der kumuliert betrachteten Betriebe an.

Tabelle 4-6: Zusammensetzung der Branchen

spezifisch betrachtete Betriebe		**kumuliert betrachtete Betriebe**	
	Anzahl Betriebe		
Nahrungsmittel	3	kommunale Liegenschaften	
Gewinnung von Steinen und Erden	2	Landwirtschaft	
Maschinenbau	2	Industrielle Kleinbetriebe und restliche GHD	
Textil	2	***-davon***	***Anteil****
Handel	3	-verarbeitendes Gewerbe	43%
Gummi- und Kunststoffwaren	2	-Büroähnliche Betriebe	19%
Metallbearbeitung	2	-Handel	18%
Krankenhäuser	2	-Baugewerbe	16%
Sonstige	3	-Beherbergung, Gaststätten, Heime	3%
		-Schulen	1%
* abgeschätzter Anteil der Branchen am Energiebedarf, basierend auf Beschäftigtenzahlen und Energieintensität			

4.1.3.2 *Anwendungsbilanzen im Jahr 2010*

Zunächst werden, wie im Methodenkapitel (vgl. 3.2.3) beschrieben, die Energie-Anwendungsbilanzen für das Basisjahr 2010 berechnet. Dazu werden zunächst die für den Gewerbesektor in Abbildung 3-3 und den Industriesektor in Abbildung 3-4 veranschaulichten branchenspezifischen Anwendungsbilanzen für Industrie und Gewerbe genutzt. Diese Bilanzen werden anschließend mit betriebsspezifischen Daten weiter verfeinert. Somit liegen anschließend für jeden der spezifisch betrachteten Betriebe sowie für die kumulierten Betriebe Annahmen für den Energieverbrauch jeder Anwendung vor.

Aus Gründen des Datenschutzes können an dieser Stelle nicht die resultierenden Energiebilanzen der betrachteten Unternehmen gezeigt werden. Statt dessen zeigt die folgende Abbildung 4-1 die summierten Energiebedarfe der spezifisch betrachteten großen Industrie und GHD-Betriebe sowie der kumuliert betrachteten kleineren Betriebe.

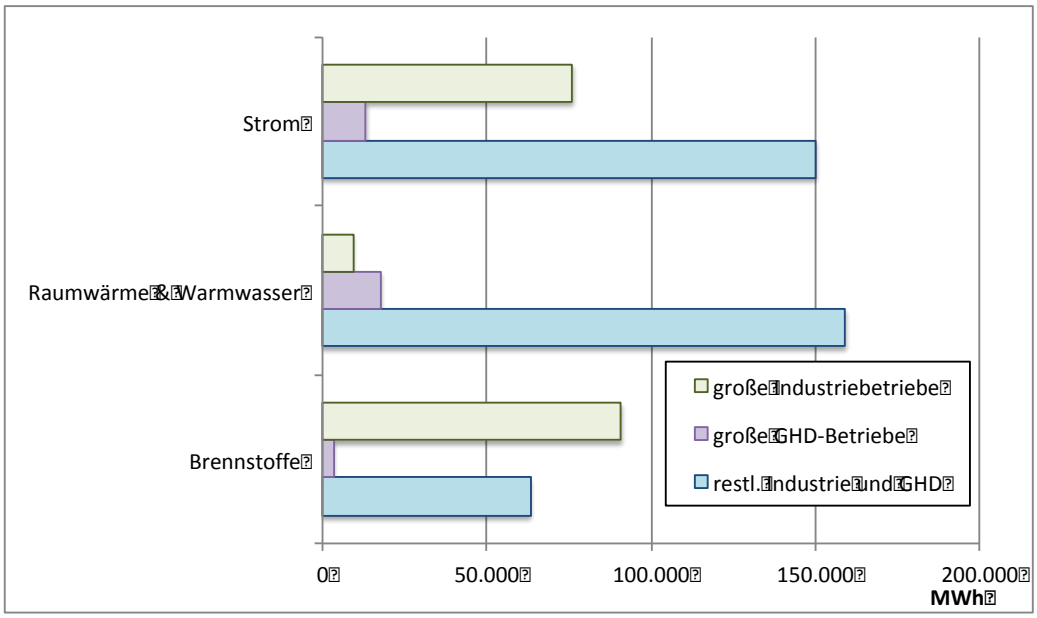


Abbildung 4-1: Strom-, Wärme- und Brennstoffbedarfe in Industrie und Gewerbe 2010

4.1.3.3 *Entwicklung der Anwendungseffizienzen und -intensitäten*

Um von den Energiebedarfen in 2010 ausgehend die Bedarfe im Jahr 2050 abschätzen zu können, wird (wie in Kapitel 3.2.3 beschrieben) zunächst eine Aufteilung der Energiebedarfe 2010 auf verschiedene Anwendungen vorgenommen und im nächsten Schritt die Entwicklung der Effizienz und der Nutzungsintensitäten dieser Anwendungen betrachtet.

GHD-Betriebe

Für GHD-Betriebe werden vereinfachend Annahmen über die Entwicklung der Wirkungsgrade und Nutzungsintensitäten getroffen, ohne dass dabei betriebsspezifische Charakteristika unterschieden werden.

Zur Fortschreibung des Energiebedarfs wird das Verhältnis des Energieaufwands 2050 (e_{2050}) mit dem entsprechenden Wert im Jahr 2010 (e_{2010}) genutzt, wobei das Jahr 2010 als 100% gesetzt wird. Der verhältnismäßige Energieaufwand 2050 wird berechnet, indem die angegebenen Effizienzgewinne pro Jahr ($\Delta\eta_{p.a.}$) über 40 Jahre exponentiell fortgeschrieben werden: Zur Fortschreibung des Energiebedarfs werden einerseits technische Effizienzsteigerungen, andererseits ein reduzierter Nutzenergiebedarf berücksichtigt. Technische Effizienzsteigerungen werden als Verhältnis des spezifischen Energieaufwands (pro Nutzenergie) im Jahr 2050 (e_{2050}) mit dem entsprechenden Wert im Jahr 2010 (e_{2010}) genutzt. Das Jahr 2010 wird als 100% gesetzt. Der Energieaufwand 2050 wird berechnet, indem die angegebenen Effizienzgewinne pro Jahr ($\Delta\eta_{p.a.}$) über 40 Jahre exponentiell fortgeschrieben werden:

$$e_{2050} = e_{2010} \cdot (1 - \Delta\eta_{p.a.})^{40}$$

Dabei wird angenommen, dass Wärmeerzeuger um 0,1% p.a. effizienter werden, Krafterzeuger (Maschinen) und IKT um 1% p.a., Kälteerzeuger und Klimaanlagen ebenfalls um 1% p.a. (Annahme unter Einbeziehung verbesserter Gebäudeisolation) und Beleuchtung um 1,5% p.a.

Die Nutzungsintensitäten der Energieanwendungen entwickeln sich unabhängig von den Wirkungsgraden. So wird angenommen, dass sich durch verbesserte Prozessführung und durch wassersparende Armaturen die Intensitäten und damit die Endenergiebedarfe für Prozessenergie und Warmwasserbereitung verringern, während durch zunehmende Digitalisierung die Bedarfe an Informations- und Kommunikationstechnologien steigen

Daraus resultieren folgende Indizes für die Endenergieaufwendungen:

Tabelle 4-7: Entwicklung der Energieaufwendungen von Gewerbebetrieben

Anwendung	Energiebedarf in 2010	spezifischer Energiebedarf in 2050	Nutzungs-intensität in 2050	resultierender Energiebedarf in 2050
Prozesswärme	100%	95%	90%	85%
mechanische Energie	100%	67%	90%	60%
lKT	100%	67%	151%	101%
Kälteerzeuger	100%	67%	100%	67%
Klimakälte	100%	67%*	100%*	67%
Beleuchtung	100%	55%	100%	55%
Warmwasser	100%	95%	90%	85%
Raumwärme	100%	45%*	100%*	45%
* Bei Raumwärme und Klimakälte ist der verringerte Bedarf durch verbesserte Gebäudeisolation als Effizienzsteigerung berücksichtigt				

Industriebetriebe

Für die Fortschreibung der Energiebedarfe in der Industrie wird ebenfalls zunächst für jede Anwendung eine Effizienz- und Intensitätsentwicklung basierend auf (UBA (Hrsg.) 2014) angenommen. Dabei werden betriebsspezifische Charakteristika, die einen Einfluss auf diese Parameter haben können, berücksichtigt. So wird beispielsweise in einem Betrieb, von dem bekannt ist, dass er bereits sehr effiziente Anlagen nutzt, von geringeren Wirkungsgradsteigerungen ausgegangen. Insgesamt sind die angenommenen Effizienzsteigerungen geringer als bei GHD-Betrieben, da davon ausgegangen wird, dass die Energiekosten in der Industrie einen höheren Einfluss haben und deswegen bereits im Ausgangsjahr effizientere Technologien eingesetzt werden.

Da für die Industriebetriebe auch Abwärmeströme berechnet werden, werden im Unterschied zu den GHD-Betrieben keine pauschalen Effizienzfaktoren (Effizienzsteigerung in % p.a.), sondern Wirkungsgrade verwendet, um die anfallende Abwärmemenge quantifizieren zu können. Aus Gründen des Datenschutzes dürfen die angenommenen Wirkungsgrade und –Entwicklungen hier jedoch nicht aufgeführt werden. Für Klimaanlagen wird angenommen, dass die benötigte Nutzenergie für Klimatisierung und Kühlung durch verbesserte Gebäudeisolation sinkt. Zusätzlich wird eine Steigerung der Anlageneffizienz angenommen.

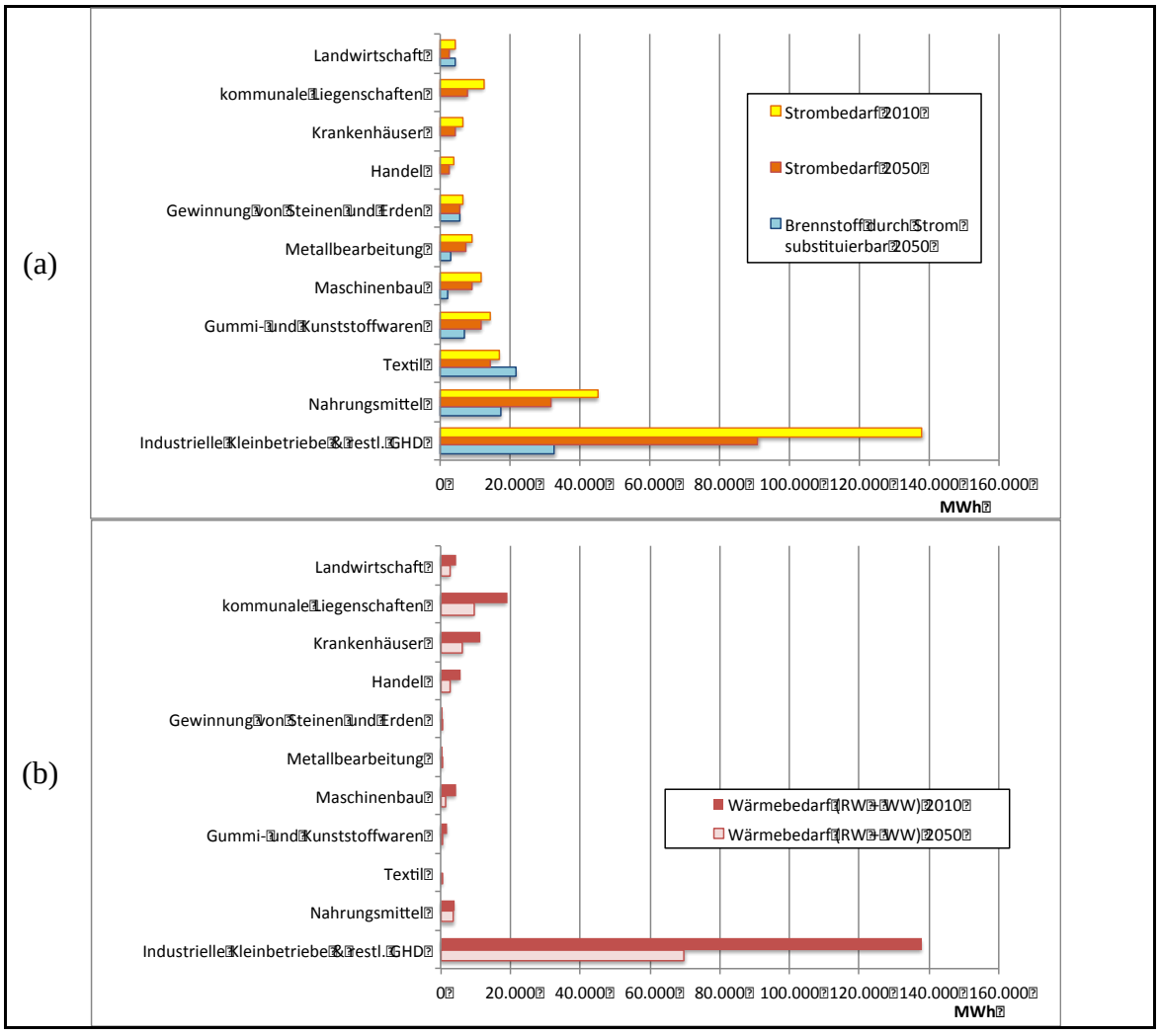
Die Zukunftskonzepte, die im Rahmen dieses Projektes entwickelt werden, zielen unter anderem auf eine möglichst effiziente Energienutzung ab. Deswegen kommt auch der Nutzung der Abwärme eine besondere Bedeutung zu: Zunächst wird anfallende Abwärme, soweit sinnvoll und technisch möglich, ohne gespeichert zu werden, für die Deckung interner Wärmebedarfsmengen eingesetzt. Die verbleibende Abwärme wird unterschieden nach „nicht nutzbarer Abwärme“, also den Anteilen, die nicht abgegriffen werden können, und „freier Abwärme“ unterschieden, die beispielsweise in ein angeschlossenes Wärmenetz geleitet werden könnte. Als „nicht nutzbare Abwärme“ wird beispielsweise die Abwärme von elektrischen

Geräten verstanden, die im Winter mit zur Raumheizung beiträgt, im Sommer jedoch entlüftet wird. Fallen in einem Betrieb jedoch größere Mengen solcher Abwärme an, wird angenommen, dass das Lüftungssystem mit einer Wärmerückgewinnung ausgestattet ist, so dass die Abwärme nutzbar wird.

Verbleibende Abwärme mit ausreichend hohem Temperaturniveau wird in Nahwärmenetze gespeist, um die Wärmeversorgung nahegelegener Versorgungsgebiete zu unterstützen. Zur Abschätzung der anfallenden Abwärmeströme wird für jeden Prozess die Differenz zwischen End- und Nutzenergie berechnet, bei Kühl-Anlagen fällt außerdem die entzogene Wärme als Abwärme an. Abhängig von der Temperatur, der jahreszeitlichen Charakteristik, dem Ort und dem Einsatzzweck der anfallenden Abwärme kann ein bestimmter Anteil dieser Abwärme genutzt werden. Um diesen Anteil werden die entsprechenden Wärmeenergiebedarfe reduziert.

4.1.3.4 *Energiebedarfe in 2050*

Aus den zuvor beschriebenen Untersuchungsschritten lassen sich die Energiebedarfe von Industrie und Gewerbe im Jahr 2050 berechnen. Die folgende Abbildung 4-2 zeigt die Entwicklung des Energiebedarfs der industriellen und gewerblichen Betriebe zwischen 2010 und 2050.



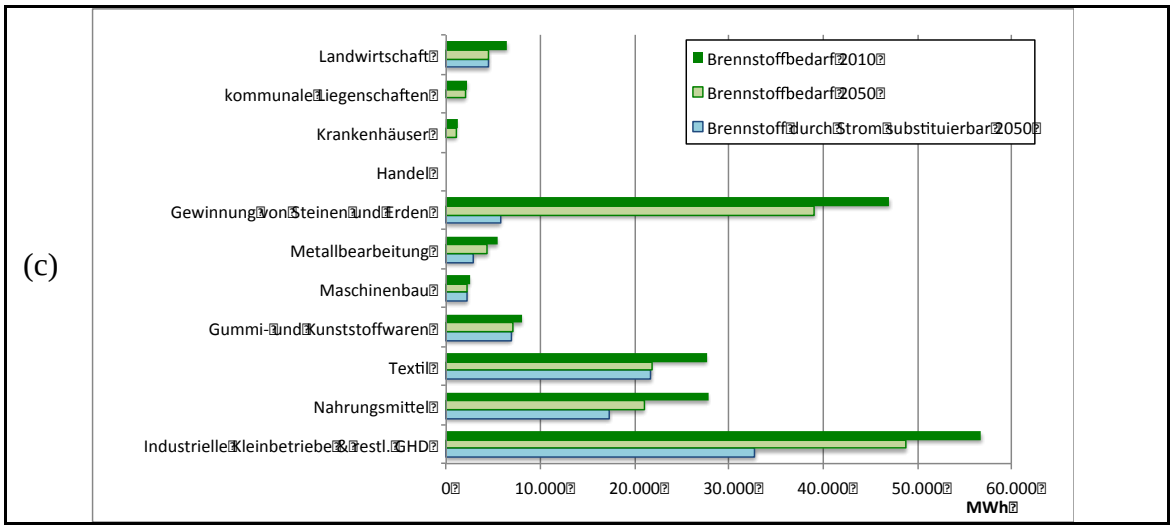


Abbildung 4-2: Entwicklung der Energiebedarfe zwischen 2010 und 2050 nach Branchen (a: Strom, b: Raumwärme & Warmwasser, c: Brennstoffe)

Wie zuvor beschrieben, wurden in Industriebetrieben sowie analog dazu für das kommunale Klärgas-Blockheizkraftwerk die im Jahr 2050 anfallenden Abwärmeströme analysiert. Die folgende Abbildung 4-3 zeigt die intern genutzten und die darüber hinaus frei nutzbaren Abwärmemengen.

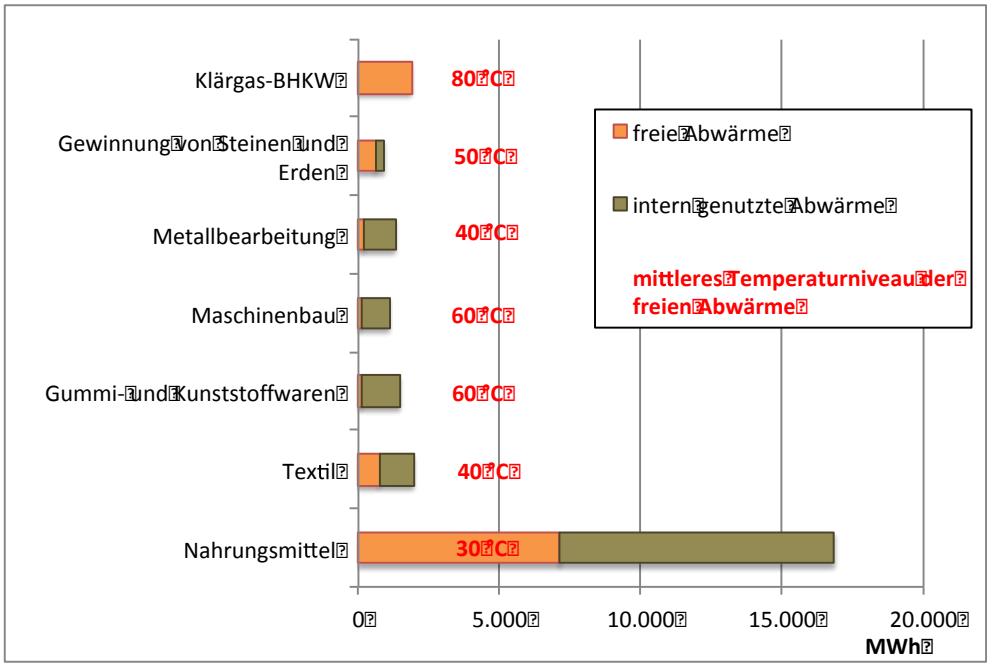


Abbildung 4-3: Abschätzung der jährlichen intern genutzten und freien Abwärmemengen in 2050

4.2 Ergebnisse des MAX-DEZ Konzepts für das Handlungsfeld Verkehr

Wuppertal Institut

Als Folge der getroffenen Annahmen zur Verkürzung der Wege und des angenommenen Bevölkerungsrückgangs sinken die im straßengebundenen motorisierten Verkehr insgesamt in Rheine zurückgelegten Personenkilometer von 861 Millionen Personenkilometer (Pkm) in 2010 auf 598 Millionen Pkm in 2050. Die mit Pkw in Rheine erbrachten Personenkilometer gehen im gleichen Zeitraum von 743 Millionen auf 192 Millionen zurück. Die mit motorisierten Zweirädern zurückgelegten Pkm gehen von 2010 bis 2050 von 17 Millionen auf 410.000 zurück. Die mit dem ÖPNV, d.h. mit Bussen zurückgelegten Personenkilometer, steigen von 22 Millionen in 2010 bis 2050 auf 41 Millionen an. Die mit dem Fahrrad insgesamt zurückgelegten Personenkilometer steigen von 76 Millionen in 2010 bis 2050 auf etwa 118 Millionen an. Dies entspricht einem Anstieg von 55,4 Prozent. Jeder Bürger Rheines legt im Jahr 2050 rund 1.796 Kilometer mit dem Fahrrad zurück, 2010 sind es dagegen nur rund 1.047 Kilometer. Dies entspricht einem pro-Kopf-Anstieg von fast 72 Prozent. Die insgesamt durch die Bevölkerung Rheines zu Fuß zurückgelegten Personenkilometer steigen von 10,3 Millionen in 2010 bis 2050 auf 11 Millionen. Dies entspricht einem Anstieg von 6,8 Prozent. Jeder Bürger legt in Rheine im Jahr 2050 rund 177 Kilometer zu Fuß zurück, 2010 sind es dagegen nur rund 142 Kilometer. Dies entspricht einem pro-Kopf-Anstieg von 24,6 Prozent.

Der Energiebedarf im motorisierten Personenverkehr nach Verkehrs- und nach Energieträger entwickelt sich wie folgt: Der Energiebedarf der Pkw-Flotte in Rheine sinkt von 1.357 TJ in 2010 Jahr bis zum Jahr 2050 auf dann nur noch 69 TJ. In der Entwicklung des Energiebedarfs der einzelnen Energieträger bildet sich nochmals die zu erwartende beziehungsweise dem Konzept zu Grunde gelegte Entwicklung bei den Antriebsarten für Pkw wider. 2050 werden nur noch elektrisch betriebene Pkw auf den Straßen Rheines unterwegs sein. Der Energiebedarf bei fossilem Benzin sinkt entsprechend von 727 TJ in 2010 bis 2050 auf 0 TJ, der von fossilem Diesel im gleich Zeitraum von 525 auf ebenfalls 0 TJ. Auch fossiles Erdgas spielt 2050 als Kraftstoff keine Rolle mehr, sein Bedarf geht von 21 TJ in 2010 auf 0 TJ in 2050 zurück. Der Bedarf von Strom steigt von 0 TJ in 2010 auf 69 TJ in 2050. Der Energiebedarf der Bus-Flotte in Rheine sinkt trotz steigender Verkehrsleistung von 18,7 TJ in 2010 Jahr bis zum Jahr 2050 auf 11,9 TJ. Dabei werden 2050 ausschließlich elektrisch betriebene Busse genutzt.

4.3 Dezentrale Energieversorgung im MAX-DEZ Konzept

Solar-Institut Jülich

Im Rahmen der Modellierung und Simulation der Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ (siehe Kapitel 6.1) wurde ein Gesamtmodell der vernetzten Energieversorgung für Wärme, Strom und Verkehr realisiert. Die Jahresbilanzmengen der Konzepte werden daher anhand der Simulationsergebnisse ermittelt. Die Details der Modellierung und Simulation werden in Kapitel 6.1 beschrieben. In den folgenden Kapiteln zum MAX-DEZ und MOD-DEZ Konzept werden die Vorarbeiten für die Simulationen und die wichtigsten Ergebnisse beschrieben.

4.3.1 **Stromerzeugung**

4.3.1.1 *Solare Dachflächen zur Stromerzeugung*

Im Maximal-Dezentralen Konzept werden diejenigen Flächen, die nicht für die solarthermische Wärmeversorgung genutzt werden, mit PV-Modulen zur Stromerzeugung belegt. Somit ergibt sich im MAX-DEZ Konzept eine gesamte Modulfläche (PV) von 434.466 m², was einer durchschnittlichen Belegung von rund 37,5 % des solaren Dachflächenpotenzials entspricht.

Die Solarkataster-Daten des Agenda21-Büros des Kreises Steinfurt enthalten für alle ausgewiesenen solaren Potenzialflächen Neigungswinkel und Ausrichtung. Die Modulflächen werden anhand dieser in acht Richtungskategorien unterteilt: Süden, Süd-West,…, Ost, Süd-Ost. Für Flachdächer (Neigungswinkel < 10°) wird eine Aufständerung mit Ausrichtung Süd angenommen. Eine Übersicht der Modulflächen und ihrer zugehörigen Ausrichtungen gibt Tabelle 4-8.

Tabelle 4-8: PV-Modulflächen nach Ausrichtungsgruppe; eigene Berechnungen

Ausrichtung	**Modulflächen [m²]**
Süden	197.888
Süd-West	71.750
West	54.070
Nord-West	1.682
Nord	71
Nord-Ost	1.945
Ost	40.417
Süd-Ost	66.643
Summe	434.466

Die ermittelten Modulflächen für PV ergeben eine Gesamtleistung von 66 MW_{peak} mit der sich in der Simulation eine jährliche Erzeugung von rund 55 GWh_{el} ergibt.

4.3.1.2 *Wind- und Wasserenergie zur Stromerzeugung*

Entsprechend der Potenzialanalyse (Kapitel 2.4.2.2) und der gesetzten Rahmenbedingungen (Kapitel 3.1.1.2) erfolgt die Stromerzeugung aus Windkraft im MAX-DEZ Konzept über 74 Windkraftanlagen (WKA) mit je 2 MW installierter Leistung, so dass sich eine Gesamtwindleistung für Rheine von 148 MW ergibt. In der Simulation erreichen die 74 WKA eine jährliche Stromeinspeisung von 351,9 GWh_{el}.

Die in Rheine vorhandenen Wasserkraftanlagen weisen eine Gesamtleistung von knapp 0,2 MW und eine jährliche Stromeinspeisung von circa 0,9 GWh_{el} auf. Für MAX-DEZ wird angenommen, dass keine weiteren Wasserkraftanlagen bis 2050 zugebaut werden, allerdings die heute schon existierenden Anlagen in gleichem Umfang wie heute Strom erzeugen.

4.3.1.3 *Stromerzeugung aus Biomasse*

Im Biomassenutzungskonzept MAX-DEZ wird Biomasse prioritär zur Deckung von Prozesswärmebedarfen aus der Industrie und GHD verwendet (Details siehe Kapitel 4.3.2).

Ein Teil des Biogases (Gärsubstrat: Energiepflanzen, Zwischenfrüchte, tierische Exkremente, Bioabfälle) wird im Konzept zu Biomethan aufbereitet und in MOFC Brennstoffzellen zur zeitgleichen Bereitstellung von Hochtemperaturwärme (370°C) und Strom genutzt (siehe auch Abschnitt 4.3.2.3). Die Brennstoffzellen werden dabei zunächst wärmegeführt angenommen, so dass die Stromerzeugung dem Bedarfsverlauf der Prozesswärme folgt. In Kapitel 6.3 wird zusätzlich untersucht, inwiefern durch den Einsatz von Wärmespeichern auch eine stromgeführte Betriebsweise der MOFC Brennstoffzellen realisiert werden kann. Insgesamt liefern die MOFC Brennstoffzellen unter Annahme der wärmegeführten Betriebsweise in der Simulation einen jährlichen Stromeintrag von 10,3 GWh_{el}.

Biomassepotenziale an energetisch genutztem Waldholz und Wallheckenpflegereste werden im Konzept in Holzgas BHKWs zur zeitgleichen Bereitstellung von Wärme (90°C) und Strom genutzt. Ein BHKW wird dem Schwimmbad in Rheine zur Prozesswärmeversorgung (Beckenbeheizung und Warmwasser) zugeordnet und somit im Konzept wärmegeführt angenommen. Für dieses BHKW folgt die Stromerzeugung genau wie bei den Brennstoffzellen dem Bedarfsverlauf der Prozesswärme. Die anderen Holzgas-BHKWs werden in denjenigen Versorgungsgebieten in das Wärmenetz integriert, bei denen die solaren Dachflächenpotenziale nicht zur Wärmebedarfsdeckung ausreichen (siehe Abschnitt 4.3.3.7). Da jedes Versorgungsgebiet über einen saisonalen Wärmespeicher verfügt, werden die im Wärmenetz integrierten BHKWs stromgeführt angenommen.

Die Holzgas-BHKWs liefern in der Simulation insgesamt 3,7 GWh_{el} Strom. Davon stammen 0,8 GWh_{el} aus dem wärmegeführten BHWK und 2,9 GWh_{el} aus den stromgeführten BHKWs.

4.3.1.4 *Verwendung Haushaltsabfälle*

In Rheine fallen jährlich 11.162 t Haushaltsabfälle an. Diese werden der Müllverbrennungsanlage (MVA) Oberhausen zugeführt, welche sich nicht auf dem Gebiet der Kommune Rheine befindet.

Daten MVA Oberhausen (Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein GmbH (GMVA) 2017b):

Anlieferungsmenge:	690.00 t/a
Stromerzeugung, ges.:	460.000 MWh
Stromeigenbedarf:	78.000 MWh
Netzeinspeisung:	352.000 MWh
Fernwärmemenge:	100.000 MWh

Die MVA Oberhausen besteht seit 1972, wurde aber in den Jahren 2003 und 2006 modernisiert, so dass man hier von einer modernen Müllverbrennungsanlagentechnik sprechen kann (Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein GmbH (GMVA) 2017a). Mögliche weitere Effizienzsteigerungen bis 2050 wurden bei den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Im MAX-DEZ Konzept wird angenommen, dass im Jahr 2050 dieselbe Menge an Haushaltsabfällen wie heute anfällt, die weiterhin an eine zentrale Müllverbrennungsanlage geliefert werden, da aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht anzunehmen ist, dass im Jahre 2050 die innerhalb von Rheine anfallenden Haushaltsabfälle lokal energetisch genutzt werden. Für die in Rheine anfallenden Haushaltsmüllmengen werden die durch die MVA Oberhausen

bereitgestellten Energiemengen an Strom und Fernwärme dem Energieversorgungssystem von Rheine anteilig als Gutschrift zugeschlagen.

Haushaltsabfälle Rheine: 11.162 t/a

Bereitstellbare Netzeinspeisung Strom: 5.694 MWh_{el}/a

Bereitstellbare Fernwärmemenge: 1.618 MWh_{th}/a

Die bereitstellbare Fernwärme der MVA Oberhausen ist nicht direkt für die Stadt Rheine nutzbar, verringert aber den Gasbedarf zur Deckung von Raumwärme- und Warmwasserbedarfen im Stadtgebiet Oberhausen. Daher wird ein Brennstoff-Äquivalent von 158.721 Nm^3 Gas auf Erdgasqualität (Randbedingungen der Umrechnung: 1 Nm^3=10,4 kWh und η_{BWK}=0,98) angesetzt, die dem Energieversorgungssystem in Rheine zugeteilt wird.

Die Stromgutschrift wird in Form einer konstanten Leistungseinspeisung von 650 kW berücksichtigt.

4.3.1.5 *Gegenüberstellung Stromerzeugung und -bedarf*

Die in den vorangegangenen Unterkapiteln beschriebene Stromerzeugung aus PV, Wind- und Wasserkraft sowie Biomasse- und Haushaltsmüllnutzung erlaubt im Maximal-Dezentralen Konzept eine gesamte jährliche Stromerzeugung von rund 430 GWh_{el}. Eine Übersicht der Stromerzeugung nach Energieträger und ihre Anteile an der Gesamtstromerzeugung gibt Tabelle 4-9.

Tabelle 4-9: Stromerzeugung MAX-DEZ Konzept

Energieträger	Stromerzeugung	Anteil Stromerzeugung
PV	55,1 GWh	12,9 %
Wind	351,9 GWh	82,3 %
Wasser	0,9 GWh	0,2 %
Biomasse	14,0 GWh	3,3 %
Haushaltsmüll	5,7 GWh	1,3 %
Summe	427,5 GWh	100,0 %

Neben den in den Abschnitten 4.1.2, 4.1.3 und 4.2 beschriebenen Strombedarfen der Haushalte, Industrie und GHD sowie des Bereichs Mobilität ergeben sich durch Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung und damit verbundene Infrastrukturen zusätzliche Strombedarfe. Dies betraf:

- Diejenigen Prozesswärmebedarfe, die nicht mehr über Biomasseanwendungen gedeckt werden konnten (siehe Abschnitte 4.3.2.5),
- Periphere Gebäude(gruppen), deren geringe Wärmebedarfsdichte eine Versorgung für Raumwärme und Warmwasser über Wärmenetze nicht rechtfertige und die deshalb über Wärmepumpen und Erdwärmesonden versorgt wurden (siehe Abschnitt 4.3.3.7),
- Biogaserzeugung und –aufbereitung (siehe Abschnitt 4.3.2.2),
- Die in den saisonalen Wärmespeichern eingesetzten Wärmepumpen und Pumpen des Wärmenetzes (siehe Abschnitt 4.3.3).

Tabelle 4-10: Strombedarfe MAX-DEZ Konzept

Bedarfsgruppe	Strombedarf	Anteil Gesamtbedarf
Haushalte	36,5 GWh	9,8 %
Industrie	195,3 GWh	52,3 %
Verkehr	24,3 GWh	6,5 %
Prozesswärme	91,8 GWh	24,6 %
Infrastruktur Biomethan	3,5 GWh	0,9 %
Wärmeversorgung Versorgungsgebiet (Wärmepumpe saisonaler Speicher + Pumpen Wärmenetz)	18,6 GWh	5,0 %
Wärmeversorgung Peripherie (Wärmepumpe)	3,3 GWh	0,9 %
Summe	373,3 GWh	100,0 %

Im MAX-DEZ Konzept ergibt sich durch die oben benannten Bedarfe ein Gesamtstrombedarf von 373,3 GWh. Dem externen Stromsystem kann somit in Jahressumme Strom in Höhe von rund 54 GWh zur Verfügung gestellt werden.

4.3.1.6 *Residuallast und Speicherbedarf MAX-DEZ Konzept*

Neben der Jahresbilanzierung ist die Darstellung und Analyse der kommunalen Residuallast als Differenz des Lastverlaufs und der Stromerzeugung aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien wichtig. Details der Simulation zur Residuallast können dem Kapitel 6.1 entnommen werden.

Die Auswertung der Residuallast ergibt, dass im Jahresverlauf ein maximaler „Überschuss“ von 157 MW und ein maximales Defizit von 73 MW auftreten. Die Koppelstelle in Rheine zum vorgelagerten Netz kann nach heutigem Stand allerdings nur +/- 60 MW Leistung übertragen. Um insbesondere die „Überschüsse“ an fluktuierender EE-Stromerzeugung lokal nutzbar zu machen, wären somit die Speicherung des Stroms und/oder ein Ausbau der Koppelstelle notwendig. Würde kein Ausbau der Koppelstelle vorgenommen, so wären Speicher mit einer maximalen Gesamtleistung von knapp 100 MW notwendig. Allerdings treten Überschüsse > 90 MW nur in wenigen Stunden auf. Bei einem Batteriespeicher mit 90 MW Leistung können noch 99,4 % der „Überschüsse“ gespeichert werden, bei einem Batteriespeicher mit 80 MW noch 98,2 %.

Eine Analyse, wie oft und in welcher Höhe die Leistungsgrenze der Koppelstelle überschritten wurde, ergibt, dass rund 82 GWh Speicherkapazität vorgehalten werden müsste.

Durch Demand-Side-Management (siehe Kapitel 6.2 und 6.3) und die Nutzung der Fahrzeugbatterien der eCarSharing Flotte als mobile Speicher können die oben benannten Speicherbedarfe reduziert werden.

4.3.2 **Biomasse**

In Rheine liegen Potenziale an Biomasse in Form von Energiepflanzenanbau, tierischen Exkrementen, kommunalen Bioabfällen, Reststoffen wie Stroh und Holz aus der Wallheckenpflege sowie energetisch genutztem Waldholz vor (Potenzialerhebung siehe Abschnitt 2.4.2.3).

Die erste Priorität zur Entwicklung eines Biomasse-Nutzungskonzeptes im MAX-DEZ Konzept liegt auf der Deckung der Prozessenergiebedarfe (Randbedingen Konzepte siehe Abschnitt

3.1.1). Die Sichtung der industriellen und gewerblich-öffentlichen Bedarfe macht deutlich, dass in Rheine die Energieträger nicht ausschließlich für die Verwendung in KWK-Anlagen zur Verfügung stehen, sondern insbesondere in der Industrie zunächst die direkten Brennstoff-Bedarfe gedeckt werden müssen. Hierunter fallen Gasbedarfe für Prozesse des Sengens in der Textilindustrie (60 MWh), Schmelzprozesse für Gusseisen (1.460 MWh) und Vorgänge in der Kalkbrennerei, die sowohl koksähnliche Brennstoffe als auch Biomethan (Kohlenstoff-Lieferant erforderlich) benötigen (33.333 MWh). Darüber hinaus werden für industrielle Kleinbetriebe und einen Teil der GHD-Bedarfe Biomethan für unterschiedliche Prozessabläufe benötigt (16.000 MWh).

Der direkte Energieträgerbedarf aus Industrie und GHD entscheidet über die nach deren Deckung noch in KWK-Anlagen verwendbare Biomassetypen und deren Menge. Daher wird zunächst der Bedarf an Biokohle (siehe Abschnitt 4.3.2.1) und Biomethan (siehe Abschnitt 4.3.2.2) für die „direkte“ Brennstoffbedarfsdeckung und der damit verbundene Biomassebedarf berechnet. Anschließend wird entsprechend der verbleibenden (Prozess)Wärmebedarfe passende Technologien für die übrige verfügbare Biomassemenge ausgewählt. Dafür werden gängige und im Forschungsfeld befindliche KWK-Anlagen auf ihre Eignung analysiert und untereinander verglichen.

4.3.2.1 *Biokohleherstellung: Hydrothermale Karbonisierung*

Das Verfahren der hydrothermalen Karbonisierung (HTC) wurde bereits 1913 beschrieben, wurde aber aufgrund niedriger fossiler Brennstoffpreise lange Zeit nicht großtechnisch genutzt. Das HTC-Verfahren erlaubt es, aus verschiedenen Arten von Biomasse, insbesondere biogenen Reststoffen, unter Wärmezufuhr und Druck hochwertige Biokohle mit braunkohleähnlichen Eigenschaften zu erzeugen. Biokohle hat einen Brennwert von 25 MJ/kg und einen Kohlenstoffgehalt von 65% (Bundesverband Hydrothermale Carbonisierung (BV-HTC) 2013).

Für die Kalkproduktion in Rheine wird ein Brennstoff benötigt, der neben der reinen Wärmeerzeugung auch als Kohlenstofflieferant im Prozess dient. Derzeit wird der Brennstoffbedarf zu 1/3 aus Petrolkoks und zu 2/3 aus Erdgas (bezogen auf den Brennwert) gedeckt. Biokohle bietet die Möglichkeit, den Bedarf an Petrolkoks im Konzept MAX-DEZ, in dem kein externer Bezug von Energieträgern zugelassen ist, aus Biomasse zu decken.

Derzeit bieten vor allem zwei Unternehmen, die AVA-CO2 Schweiz AG und die SunCoal Industries GmbH, Anlagen zur hydrothermalen Karbonisierung an. Insbesondere SunCoal entwickelte einen Anlagentyp (SunCoal 2013), der für die Umsetzung von kommunalen biogenen Reststoffen zu Biokohle konzipiert wurde.

Anlagendaten für eine Suncoal CarboREN Stand-Alone Anlage (SunCoal 2013):

Biomasseeinsatz:	60.000 t/a
Biokohleertrag:	17.600 t/a
Anlagenfläche:	5.000 m²
Eigenbedarf (Strom+Wärme):	~ 7 % des Energiegehalts Biokohle

Beim Kalkbrennen fällt insgesamt ein Bedarf von 33.330 MWh an Brennstoff für den Kalkbrennprozess an. 1/3 des Bedarfs wird derzeit durch Petrolkoks gedeckt und soll durch Biokohle ersetzt werden. Dies entspricht einem Energieinhalt von 11.110 MWh.

Mit einem Brennwert von 25 MJ/kg (6.944 kWh/t) und den Anlagendaten der CarboREN Anlage ergibt sich insgesamt ein jährlicher Biomassebedarf von 5.836 Tonnen (inklusive Eigenbedarf der Anlage). Besonders gut eignet sich grasartiges Material wie z.B. Stroh fürs HTC-Verfahren (AVA-CO2 Schweiz AG 2011). Daher werden die Biomassefraktionen Stroh und Zwischenfrüchte (Gräser) prioritär zur Deckung herangezogen. Zur Deckung der Bio-

massebedarfe für die Biokohleherstellung wird im MAX-DEZ Konzept das gesamte Strohpotenzial (4.162 t) und rund 10% des Zwischenfrüchtepotenzials (1.374 t) genutzt.

Da der Brennstoffersatz nicht nur aus energetischer Sicht (11.110 MWh) passen muss, sondern auch eine ausreichende Menge Kohlenstoff für den Kalkbrenn-Prozess bereit gestellt werden muss, müssen die Kohlenstoffmengen, die derzeit durch Petrolkoks zur Verfügung gestellt werden, überschlägig ermittelt und mit den durch Biokohle im Jahr 2050 zur Verfügung stehenden Kohlenstoffmengen verglichen werden. Es ergibt sich eine gute Übereinstimmung der Kohlenstoffmengen, so dass das HTC-Verfahren unter Verwendung der oben genannten Biomassepotenziale in Rheine als Petrolkoksersatz für das MAX-DEZ Konzept festgelegt wird.

Biokohle ist nach Fachauskunft (Glowacki 2015) und (Hartmann 2012) generell als Petrolkoksersatz in der Kalkindustrie geeignet. Es muss allerdings darauf geachtet werden, dass keine Verunreinigungen aufgrund von Asche aus Festbrennstoffen entstehen. Die Auswirkungen von Begleitstoffen in der Biokohle auf die Kalkqualität wurden im Rahmen der energetischen Nutzungskonzepte nicht weiter untersucht.

Des Weiteren ist anzunehmen, dass bei Brennstoffen geringerer Energiedichte, wie sie bei Biokohle vorliegen, der Wirkungsgrad der Wärmeübertragung bei den geforderten Temperaturen sinkt und somit ein höherer Brennstoffbedarf auftritt. Für eine quantitative Aussage zum erhöhten Bedarf reichen die vorliegenden Informationen allerdings nicht aus. Die zu erwartenden Abweichungen des Brennstoffbedarfs sind im Verhältnis zu den in den Konzepten betrachteten Gesamtenergiemengen aber vernachlässigbar.

4.3.2.2 *Biogaserzeugung und Aufbereitung*

Die verfügbaren Ackerflächen für Biomasseanbau (586,3 ha) werden im MAX-DEZ Konzept zur Erzeugung von Biogas-Energiepflanzen genutzt. Dieser sollte dabei sowohl in gesellschaftlicher als auch in naturschutzfachlicher Hinsicht möglichst nachhaltig erfolgen. Um den Widerständen der Bevölkerung („Vermaisung“ der Landschaft) und verschiedenen Naturschutzbelangen Rechnung zu tragen, wird die Flächennutzung nur zu 75% mit Silomais angesetzt (439,7 ha). Für 25% der verfügbaren Flächen wurde die Bepflanzung mit einer speziell entwickelten Wildpflanzensaat angenommen (146,6 ha), um Monokulturnachteilen entgegen zu wirken (Lebensräume für Bienen, verbesserter Brutzeit und Aufzuchtschutz für Wildtiere und Vögel) (Vollrath und Kuhn 2010).

Entsprechend der Angaben des Steckbrief Rheine der FH Münster (Wetter u. a. 2011a) wird für den Silomaisertrag 49 t/ha und 204 Nm^3_{Biogas}/t mit 5,2 kWh/Nm³ angesetzt. Dies ergibt einen jährlichen Ertrag von 21.547 Tonnen Silomais zur energetischen Nutzung bzw. einen Biogasertrag von 4.390.649 Nm³/a mit einem Energieinhalt von 22.831 MWh/a (bezogen auf den unteren Heizwert des Biogases).

Für die mit Wildpflanzensaaten genutzte Fläche wird bei einem jährlichen Ertrag von 43 t/ha (bei einem Trockenmassegehalt von rund 30%) und 90 Nm^3_{Biogas}/t mit 5,2 kWh/m³ (SaatenZeller 2013, Netzwerk Lebensraum Feldflur 2017) ein Ertrag von 6.303 Tonnen Biomasse berechnet bzw. 563.750 m³/a Biogas mit 2.932 MWh/a (bezogen auf den unteren Heizwert).

Neben dem Energiepflanzenanbau liegen in Rheine Potenziale an Zwischenfrüchten, tierischen Exkrementen und Bioabfällen vor, die zur Biogaserzeugung herangezogen werden können. Eine Übersicht der verfügbaren Biomassefraktionen und -mengen zur Biogaserzeugung gibt Tabelle 4-11.

Tabelle 4-11: Biomassepotenziale zur Biogaserzeugung

Biomasse	Verfügbare Mengen [t/a] bzw. [m³/a]	Biogasausbeute [Nm³]
Silomais	21.547 t	4.390.649
Wildpflanzensaat	6.303 t	563.750
Zwischenfrüchte	14.128 t	2.119.261
Tierische Exkremente	98.126 m³	2.037.283
Bioabfälle	7.110 t	568.800
Summe		**9.679.742**

Für die weitere Biomasseallokation wird nun zunächst eine Aufbereitungstechnologie für Biogas ausgewählt, anhand dieser die für die Aufbereitung zu Biomethan zwingend erforderlichen Biogasmengen errechnet und anschließend die weitere Verwendung des noch vorhandenen Biogaspotenzials analysiert.

Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan umfasst generell drei Arbeitsschritte: Entschwefelung, Gastrocknung und vor allem die CO_2-Abtrennung.

Für die CO_2-Abtrennung gibt es vier gängige Verfahren, die in Abbildung 4-4 vergleichend dargestellt sind:

- Druckwasserwechseladsorption (PSA),
- Druckwasserwäsche (DWW),
- Physikalische Wäsche (z.B. Genosorb),
- Chemische Wäsche (Monoethanolamin (MEA), Diethanolamin (DEA)).

Kriterien	PSA	DWW	Genosorb®	MEA	DEA
Vorreinigung [a]	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja
Arbeitsdruck [bar]	4-7	4-7	4-7	drucklos	drucklos
Methanverlust [b]	< 3 % / 6-10 [b]	< 1% / < 2 % [b]	2-4 %	< 0,1 %	< 0,1%
Methananteil Produktgas [c]	> 96 %	> 97 %	> 96 %	> 99 %	> 99 %
Stromverbrauch [d] [kWh/Nm³]	0,25	< 0,25	0,24-0,33	< 0,15	< 0,15
Wärmebedarf [°C]	Nein	Nein	55-80 [e]	160	160
Regelbarkeit in % der Nennlast	+/- 10-15 %	50-100 %	50-100 %	50-100 %	50-100 %
Referenzen [f]	> 20	> 20	2	3	2

a Die Angaben beziehen sich auf Rohbiogase mit H2S-Belastungen kleiner 500 mg/m³. Bei hohen H_2S-Gehalten, wie sie beispielsweise bei Gülle-Biogasanlagen anzutreffen sind, empfiehlt sich auch bei physikalischen Wäschen eine vorgelagerte Grobentschwefelung.

b Der Methanverlust ist abhängig von den Betriebsbedingungen. Die hier angegebenen Werte sind entweder Garantieangaben des Herstellers oder Betreiberangaben. Der Methanverlust < 3 % bezieht sich auf Anlagen der Fa. CarboTech, die Spanne von 6-10 % auf Anlagen der Fa. QuestAir, Druckwasserwäsche: < 1 % Fa. Malmberg, < 2 % Fa. Flotech

c Die Produktgasqualität ist prinzipiell variabel einstellbar; allerdings zu erhöhten Kosten bzw. CH_4-Verlusten. Die hier angegebenen Werte sind entweder Garantieangaben des Herstellers oder Betreiberangaben. Basis: luftfreies Biogas

d Basis: Angaben in kWh/Nm³ Rohbiogas, Verdichtung des Produktgases auf 7 bar_a

e Nach Angaben der Fa. Haase ist eine interne Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe möglich.

f Teilweise sind die angeführten Referenzanlagen Prototypen. Die Angaben in der Tabelle erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Abbildung 4-4 Biogasaufbereitung Verfahrensvergleich; Quelle (Fraunhofer Umsicht 2009)

PSA und DWW Anlagen sind technisch ausgereift und Stand der Technik.

Bisher gibt es erst wenige CO_2-Abscheideanlagen der chemischen Wäsche und der Praxisbetrieb größerer Anlagen muss noch erprobt werden. Allerdings weisen MEA und DEA Anlagen den höchsten Methangehalt im Produktgas auf (Fraunhofer Umsicht 2009).

Für die Berechnungen im Projekt KomRev wurde die Druckwasserwäsche als eine der bereits ausgereiften Technologien zur CO_2-Abtrennung herangezogen. Sie weist einen geringen Methanverlust auf und der Methananteil von 97 % im Produktgas ist für die Prozesse, in denen das Biomethan zur Anwendung kommt, ausreichend.

Die Druckwasserwäsche ermöglicht außerdem die gleichzeitige Entschwefelung und CO_2-Abtrennung. Ebenso erlaubt sie einen flexiblen Betrieb der Anlage und kann somit eventuell zum Demand Side Management (DSM) dienen.

In Rheine besteht im MAX-DEZ Konzept ein jährlicher Biomethanbedarf von 39.750 MWh Prozessenergie, davon 16.000 MWh in industriellen Kleinbetrieben und GHD, 60 MWh für Prozesse des Sengens in der Textilindustrie, 1.460 MWh für Schmelzprozesse für Gusseisen und 22.220 MWh in der Kalkbrennerei. Der Energieinhalt von Biomethan beträgt etwa 11 kWh/Nm³, so dass sich ein Biomethanbedarf von insgesamt 3.647.480 Nm³ ergab (inkl. Berücksichtigung Methanschlupf bei der CO_2-Abtrennung). Durch die Gasgutschrift für Haushaltsmüll (siehe Abschnitt 4.3.1.4) von 158.720 Nm³ reduziert sich der Bedarf auf 3.488.760 Nm³. Zur Bereitstellung dieser Biomethanmenge werden insgesamt 6.328.760 Nm³ Biogas und 2.230 MWh Strom benötigt (Strombedarf DWW: 0,25 kWh/$Nm^3_{Rohbiogas}$ (Fraunhofer Umsicht 2009), Eigenstrombedarf[21] Biogasanlage: 0,1 kWh/Nm³).

4.3.2.3 *Weitere Verwendung Biogas*

Fast 65% des Biogases muss im Biomasse-Nutzungskonzept MAX-DEZ zu Biomethan aufbereitet werden, um die Brennstoffbedarfe an Gas in Erdgasqualität in Rheine zu decken. Somit verblieben nur noch rund 35% (3.350.981 Nm³) des ursprünglichen Biogaspotenzials zur weiteren Nutzung. Prinzipiell ist denkbar, das verbleibende Biogaspotenzial ebenfalls zu Biomethan aufzubereiten und so zusätzliche Infrastrukturen für Biogastransporte zu umgehen oder das verbleibende Biogaspotenzial direkt in einer KWK-Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme zu verwenden.

Da seit 2014 die gesamten über das Müllabfuhr-System gesammelten Bioabfälle des Kreises Steinfurt und somit auch die Bioabfälle in Rheine in einer Biogasanlage mit BHKW, die sich außerhalb von Rheine befindet, genutzt werden, wird zunächst berechnet, welche Strom- und Wärme-Erträge entsprechend der Anlagendaten bei einer energetischen Nutzung der Bioabfälle aus Rheine in der Biogasanlage des Kreises Steinfuhrt anfallen. Hierbei wird der im BHKW erzeugte Strom Rheine direkt gutgeschrieben und die erzeugte Wärme über eine Gasgutschrift berücksichtigt. Diese Berechnungen zeigen allerdings geringere Erträge als die Berechnungen, bei denen die Bioabfälle aus Rheine innerhalb von Rheine zur Beimischung zur lokalen Biogaserzeugung genutzt werden. Dies hängt vor allem mit den Betriebsparametern der Bioabfall-Biogasanlage auf Kreisebene zusammen. Daher wird im Konzept für das Jahr 2050 angenommen, dass eine Reorganisation der Bioabfallnutzung die Verwendung in einer Biogasanlage innerhalb von Rheine ermöglicht.

Für die weitere Verwendung des verbleibenden Biogases wird zunächst die Nutzung in einer KWK-Anlage ohne Aufbereitung auf Erdgasqualität untersucht. Da das verbleibende Biogas mengenmäßig nicht zur Verwendung in einer Gasturbine oder in einem Dampfkraftwerk

[21] Nach Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. liegen die Eigenstrombedarfe von Biogasanlagen zwischen 5 und 20 Prozent der Stromerzeugung im BHKW. Für 2050 wurde ein eigenstrombedarf von 5 Prozent festgelegt. Bei $\eta_{el,BHKW}$=0,38 und 5,4 kWh/Nm³ ergibt sich somit ein Eigenstrombedarf von 0,1 kWh/Nm³

ausreicht, kommt nur eine KWK-Technologie in „kleinerem“ Maßstab in Frage, bei der die KWK-Abwärme auf einem Temperaturniveau von ~ 90°C anfällt. Im MAX-DEZ Konzept ist der Bedarf an KWK-Abwärme auf 90 °C aber verhältnismäßig gering, da der Raum- und Warmwasserbedarfs bereits vorwiegend über solarthermische Anlagen gedeckt wurde (siehe 4.3.3). Allerdings liegt ein hoher Bedarf im Bereich Prozessdampferzeugung mit Temperaturniveaus zwischen 150°C und 200°C vor. Die Deckung dieser Prozessdampfbedarfe durch direkte Biomasseverbrennung ist aufgrund der begrenzten Potenziale und aus Effizienzgründen nicht möglich. Allerdings kann die Nutzung der verbleibenden Biogasmengen in Hochtemperaturbrennstoffzellen als hocheffiziente KWK-Anlage, deren Abwärme zur teilweisen Deckung der Prozesswärmebedarfe herangezogen werden kann, sinnvoll sein, wie die folgende Analyse zeigt:

Der Betrieb von Brennstoffzellen ist aufgrund des Schwefelgehalts nicht mit Biogas, sondern nur mit Biomethan möglich. Daher wird die Nutzung des restlichen Biogases als aufbereitetes Biomethan in einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit der direkten Biogas-Nutzung im BHKW verglichen. Für die Berechnungen der Brennstoffzelle werden Anlagendaten des HotModuls (MOFC) der Firma MTU Onsite verwendet. Abbildung 4-5 zeigt die für die möglichen Verwendungsoptionen errechneten Mengen an Strom und Wärme (inkl. Temperaturniveau) an.

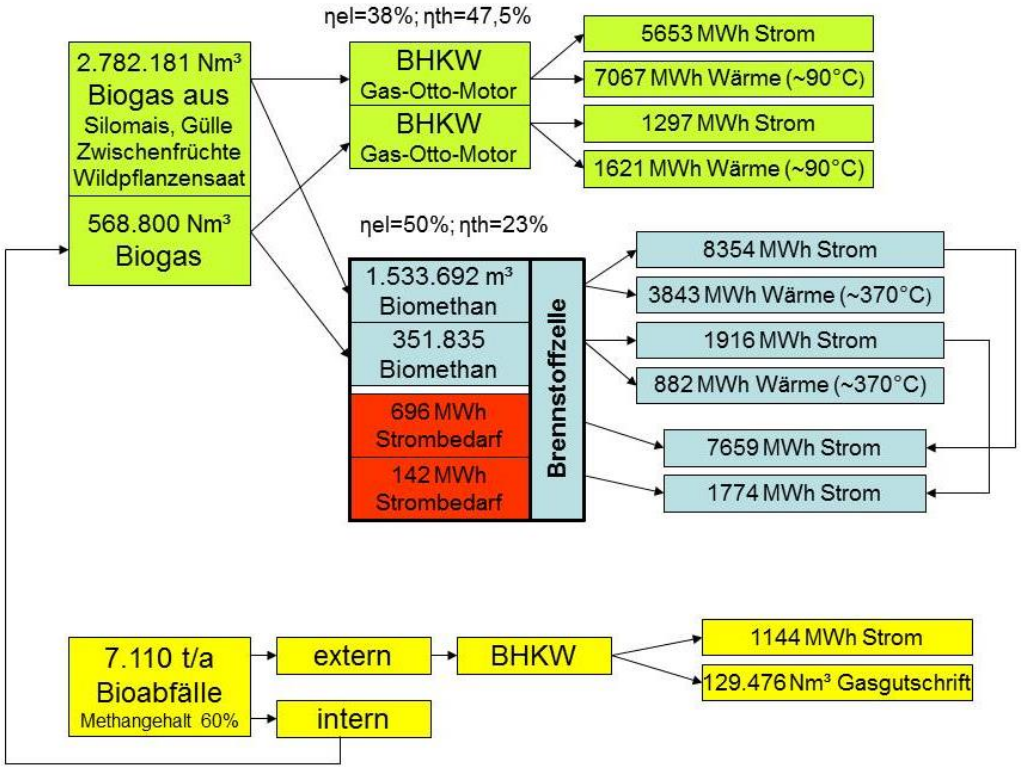


Abbildung 4-5 Mögliche Nutzungspfade weiteres Biogaspotenzial; eigene Berechnungen

Die Analyse der Berechnungsergebnisse der erzeugbaren Energiemengen an Strom und Wärme zeigt deutliche Vorteile durch eine Aufbereitung des verbleibenden Biogases (inkl. Biogas aus Bioabfällen) zu Biomethan und dessen Nutzung in einer Hochtemperaturbrennstoffzelle. Der hohe elektrische Wirkungsgrad der Brennstoffzelle ist aus Sicht der Strombedarfsdeckung vorteilhaft. Die Abwärmeerzeugung auf einem Temperaturniveau von ~370°C ist gleichzeitig zur Prozessdampferzeugung gut geeignet.

Die Brennstoffzellen werden im Konzept MAX-DEZ auf die Standorte verteilt, an denen die höchsten Temperaturanforderungen für Prozessdampf anfallen. So kann der Prozessdampfbedarf der beiden Krankenhäuser – Mathias Spital (200°C) und Jacobi-Krankenhaus (200°C) – und ein Teil des Prozessdampfbedarfs der Firma Apetito (185°C) abgedeckt werden.

Für die Biogaserzeugung und anschließende Aufbereitung zu Biomethan werden 1.180 MWh Strom benötigt.

4.3.2.4 *Thermochemische Vergasung von Holz*

Ein großer Teil des Biomassepotenzials in Rheine wird im MAX-DEZ Konzept zur Erzeugung von Biokohle über HTC oder Biomethanerzeugung genutzt (siehe vorherige Kapitelabschnitte). Weitere Biomassepotenziale, die nicht in den oben genannten Technologien zur Anwendung kommen, sind Potenziale an Wallheckenholz und energetisch genutztes Waldholz (circa 3.670 Tonnen pro Jahr).

Die Mengen an Wallheckenholz und energetisch genutztem Waldholz sind ähnlich wie die Biogasmengen nicht ausreichend, um ein Dampfkraftwerk zu betreiben. Für die noch vorhandenen Mengen wäre entweder eine Verbrennung mit anschließender Abgasnutzung (z.B. im Stirling Motor) oder die thermochemische Vergasung und anschließende Nutzung des Holzgases in einem an Schwachgasqualität angepassten BHKW möglich.

Insbesondere bei kleinen Anlagen lassen sich über die thermochemische Vergasung und Nutzung im BHKW höhere elektrische Wirkungsgrade erzielen als bei der Nutzung des Abgases von Verbrennung holzartiger Biomasse. Daher wurde im MAX-DEZ Konzept für die Verwendung des Wallheckenholzes und des energetisch genutzten Waldholzes die thermochemische Vergasung mit einem daran gekoppelten BHKW gewählt.

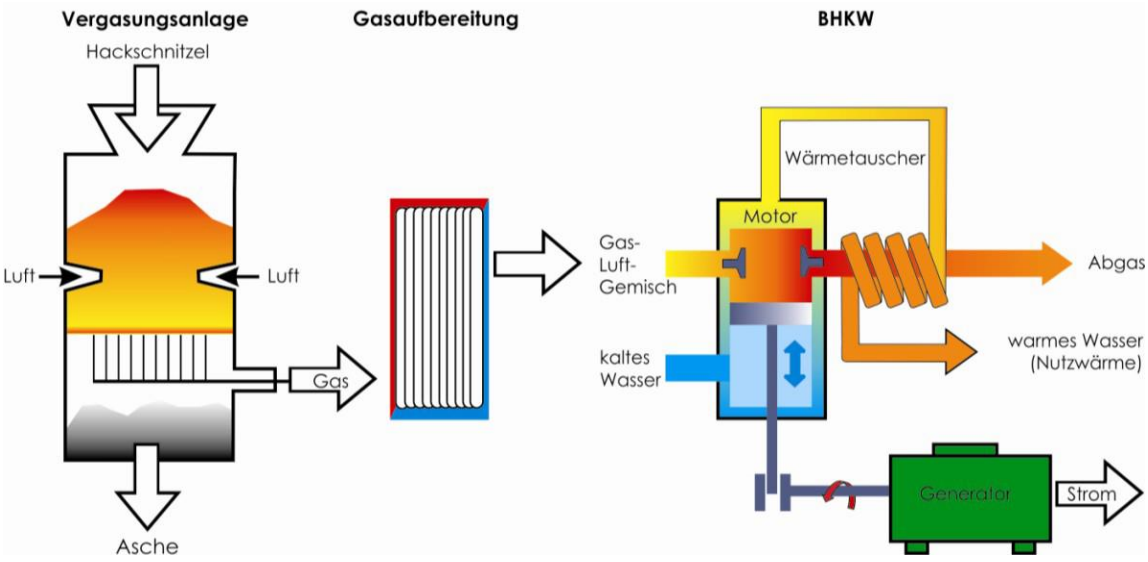


Abbildung 4-6 Schematische Darstellung eines Holzvergasungssystems; Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V.

Durch die Wärmeversorgungsstruktur für Warmwasser und Raumheizungsbedarfe im MAX-DEZ Konzept ist es nicht sinnvoll, große Wärmemengen an zentraler Stelle in das Wärmeversorgungssystem einzuspeisen, so dass die Vergasung der holzartigen Biomasse und anschließende Verstromung im BHKW an einem zentralen Ort nicht verfolgt wird. Vielmehr erlaubt der Einsatz von Kleinstanlagen, diese gezielt an verschiedenen Orten mit gleichzeitigem Strom- und Wärmebedarf einzusetzen und somit durch maximale Wärmeabnahme höchste Effizienz zu erreichen. Dies ist zum einen für das Schwimmbad in Rheine der Fall, als auch für einige wenige Wärmeversorgungsgebiete, bei denen das solare Dachflächenpotenzial nicht für die

Bedarfsdeckung ausreicht und die Holzgas-BHKWs somit das Nahwärmenetz zusätzlich speisen (siehe Abschnitt 4.3.3.7).

Für die Berechnungen wurden die Daten eines Vergasungssystems der Firma Spanner RE² gewählt, bei dem die Holzhackschnitzelvergasung direkt mit der Verbrennung in einem Gasmotor gekoppelt ist. So kann die bei der Holzvergasung entstehende Abwärme ebenfalls zur Raum- und Warmwasserversorgung genutzt und in die bestehenden solaren Nahwärmesysteme eingespeist werden. Tabelle 4-12 gibt einen Überblick über die technischen Daten der zwei Anlagentypen HK 30 und HK 45.

Tabelle 4-12 Holzgas BHKW Spanner RE²; Quelle Spanner RE²

	HK 30	**HK 45**
Elektrische Leistung [kW]	30	45
Thermische Leistung {[kW]	80	120
Hackschnitzelverbrauch [kg/h]	30	45

Mit diesen Technologiedaten und den vorhandenen Potenzialen an holzartiger Biomasse ergeben sich insgesamt jährliche Strommengen in Höhe von 3.670 MWh_{el} und Wärmemengen (90°C) in Höhe von 9.780 MWh_{th}.

Ähnlich wie bei Biogas ist auch die Kombination von aufbereitetem Holzgas und einem Brennstoffzellensystem denkbar. Derzeit wird in Österreich erforscht, wie Holzgas nach entsprechender Aufbereitung in einer SOFC (Solid Oxid Fuel Cell) genutzt werden könnte. Die Technologie beschränkt sich bislang ausschließlich auf Forschungsaktivitäten und Anlagen im Labormaßstab; sie ist noch nicht auf dem Markt verfügbar. Bislang sind daher auch noch keine ausreichenden technischen Daten vorhanden, um eine Nutzungsmöglichkeit im Zuge der Konzepterstellung belastbar untersuchen zu können (Martini, Kleinhappl, und Hofbauer 2008).

Allerdings könnte die Kombination von Holzgas und einer SOFC Hochtemperaturbrennstoffzelle zukünftig eine Möglichkeit bieten, weitere Prozessdampfbedarfe mit höherer Brennstoffausnutzung und einem deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad (im Vergleich zur Nutzung des Holzgases in einem BHKW) zu decken. In diesem Fall wäre eine Kaskadennutzung der Wärme sinnvoll, um weiterhin neben der solarthermischen Versorgung mit Wärmepumpe als Backup-System ergänzende Wärmequellen auf einem Temperaturniveau von 60° bis 90°C zur Verfügung zu stellen.

4.3.2.5 *Elektrifizierung restlicher Prozesswärmebedarfe*

Die Biomassepotenziale in Rheine reichen nicht aus, um sämtliche Prozesswärmebedarfe lokal zu decken. Ein Import von Biomasse oder anderen Brennstoffen ist im MAX-DEZ Konzept nicht zulässig. Somit wird für die verbliebenen Prozesswärmebedarfe eine Elektrifizierung der Wärmebereitstellung angenommen.

Die Prozesswärmebedarfe fallen im Bereich Dampferzeugung, Anwendungen der Textilindustrie (Spannrahmen, Thermosol), Kalktrocknung, Zinkschmelze und Anwendungen des Getriebe- und Kupplungsbau an.

Für Bedarfe der Dampferzeugung wird eine Versorgung über Dampfautomaten mit einem elektrischen Wirkungsgrad von η_{el}=0,96 angenommen, für Thermosolanlagen eine Elektroheizung mit η_{el}=0,98. Für Spannrahmen wird ebenfalls eine Versorgung über Dampfautomaten

zzgl. einer Dampfleitung mit 1% Verlust angenommen, so dass sich ein elektrischer Wirkungsgrad von η_{el}=0,95 ergibt.

Für die Kalktrocknung wird ein elektrischer Umluft Ofen mit η_{el}=0,93 und für die Zinkschmelze ein induktionsbeheizter Schmelzofen mit η_{el}=0,85 im Konzept festgelegt.

Für den Getriebe- und Kupplungsbau sind die einzelnen Anwendungen nicht im Detail bekannt. Es wird geschätzt, dass es sich bei 40 % der Prozesse um Niedertemperaturanwendungen (<100°C) handelt, bei 40% um Mitteltemperaturanwendungen mit Temperaturen um 300°C und bei 20 % um Hochtemperaturanwendungen (circa 750°C). Für die Bedarfe auf Niedertemperaturniveau wird angenommen, dass es sich vorwiegend um Bäder o.ä. handelt, also um die Erwärmung von Flüssigkeiten über elektrische Heizstäbe (η_{el}=0,98). Für Anwendungen auf Mitteltemperaturniveau (z.B. Härten, Trocknen) wird eine Erwärmung über elektrische Umluft Öfen (η_{el}=0,93) festgelegt. Anwendungen der Hochtemperaturprozesswärme (z.B. Schmelzen, Umformen) werden Induktionsöfen zugewiesen. Damit ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad für Getriebe und Kupplungsbau von η_{el}=0,93.

Die elektrische Prozesswärmeversorgung der oben benannten Prozesse erfordert rund 91,8 GWh Strom im MAX-DEZ Konzept.

4.3.3 **Wärmeversorgung**

4.3.3.1 *Saisonale Nahwärmeversorgung*

Eine wesentliche Rahmensetzung im MAX-DEZ Konzept ist der Vorrang einer Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser durch solare Wärme in Verbindung mit saisonalen Speichern und Nahwärmeversorgungsgebieten.

Für die Festlegung dieser solar versorgten Nahwärmeversorgungsgebiete sind eine Reihe von Vorüberlegungen und Arbeitsschritten notwendig, deren Ablauf in Abbildung 4-7 grafisch darstellt und die in den folgenden Abschnitten4.3.3.2 näher erläutert werden.

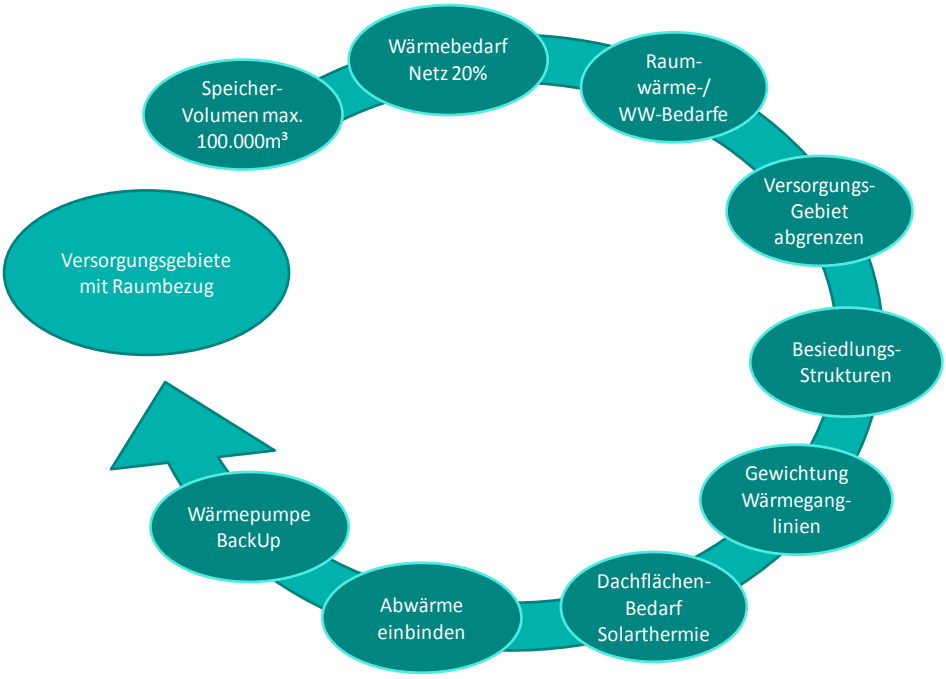


Abbildung 4-7: Notwendige Vorüberlegungen und Arbeitsschritte zur Erstellung solar versorgter Nahwärmegebiete mit saisonalen Speichern

Die Ergebnisse dieser Arbeitsschritte bilden die Grundlage für die Simulation der Wärmespeicher für die verschiedenen Versorgungsgebiete (Siehe Kapitel 6.1). Die notwendigen Inputdaten für diese Simulation zeigt Abbildung 4-8.

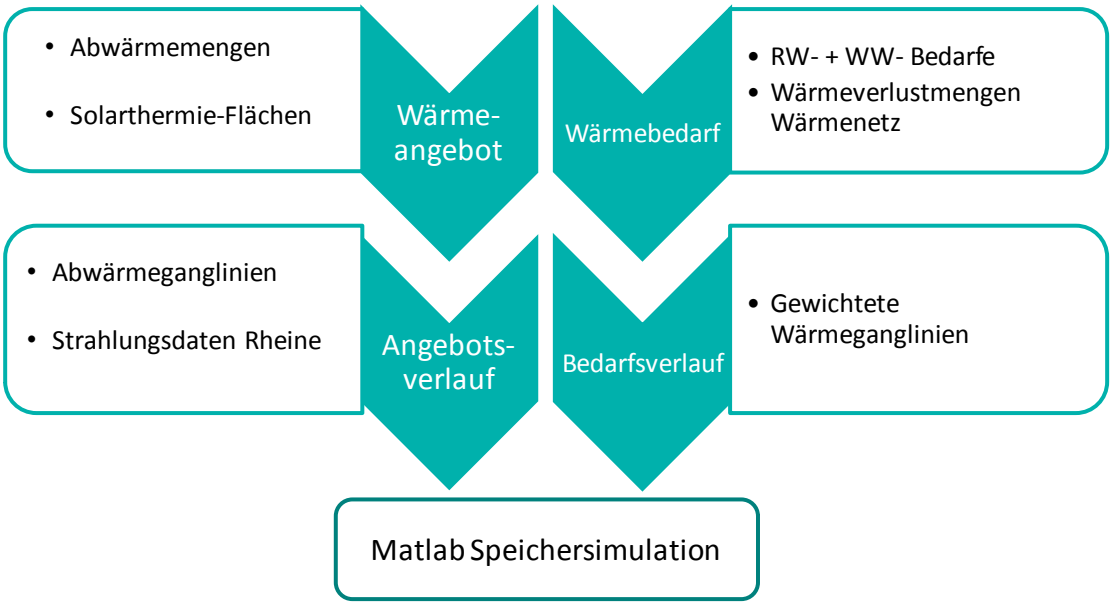


Abbildung 4-8 Inputdaten zur Simulation saisonaler Wärmespeicher für ein Nahwärmeversorgungsgebiet

In den folgenden Abschnitten werden die Vorüberlegungen und Arbeitsschritte für die Festlegung der Nahwärmeversorgungsgebiete sowie die methodischen Hintergründe zur Ermittlung der Inputdaten näher erläutert.

4.3.3.2 *Randbedingungen saisonaler Wärmespeicherung*

Die Ergebnisse der Wärmebedarfsmodelle für Raumwärme und Warmwasser für Wohngebäude, Gewerbe, Landwirtschaft, Kommunale Liegenschaften sowie der Einzelbetrachtungen von Großverbrauchern werden im GIS räumlich zugeordnet (siehe Abschnitt 3.1.3). Wesentliche Randbedingung für die Festlegung eines Versorgungsgebietes ist die Vorgabe, dass eine nahezu hundertprozentige Wärmeversorgung aus solarer Wärme über die saisonale Speicherung ermöglicht werden sollte. Die sinnvolle Obergrenze der Baugröße saisonaler Speicher muss dazu als wesentlicher begrenzender Faktor festgelegt werden.

Bei einer Realisierung von solarer Nahwärmeversorgung in einer Gemeinde können saisonale Speicher je nach verfügbarer Größe freier Flächen sowie dem Gesamtwärmebedarf zusammenhängend versorgbarer Siedlungsgebiete stark unterschiedliche Größen haben. In den bislang in Deutschland realisierten Projekten waren die saisonalen Heißwarmwasser-Speicher zwischen 2.750 und 12.000 m³ groß (Mangold u. a. 2012). In Dänemark wurden bereits saisonale Speicher bis zu 75.000m³ gebaut. Für die Konzeptergebnisse und Simulationsrechnungen hätten kleine Speichergrößen einen hohen Aufwand durch die resultierende sehr hohe Zahl von Nahwärmeversorgungsgebieten bedeutet, ohne dass dies die Ergebnisqualität positiv beeinflusst hätte.

Um die Zahl der zu modellierenden Versorgungsgebiete und die Wärmeverluste für die saisonale Wärmespeicherung zu begrenzen und die größenabhängige Baukostendegression der Speicher zu nutzen, wird für die Konzeptentwicklung MAX-DEZ die maximale Baugröße der Speicher auf 100.000 m³ festgelegt. Dabei wird auch überprüft, ob ausreichend große Freiflächen in oder am Rande der Versorgungsgebiete eine Realisierung der im Modell vorgesehen

Speicherbaugröße zuließen. Als Vorbild für Größenordnung und Bauweise dient der weltweit bislang größte realisierte Wärmespeicher in Marstal, Dänemark mit einem Volumen von rund 75.000m³ bei einer Bauhöhe von rund 15m (T. Schmidt u. a. 2011) (T. Schmidt und Miedaner 2012). Dieser wird als Gruben-Heißwasser-Wärmespeicher mit schwimmendem Deckel ausgeführt. Die Bauweise ermöglicht vergleichsweise moderate Erstellungskosten bei einer vorteilhalten Betriebsweise mit hohen Ein- und Ausspeicherleistungen im Vergleich zu Erdsonden oder Kies-Wasser-Wärmespeichern. Die hohe Wärmekapazität des Speicherwassers begrenzt das benötigte Speichervolumen für die zu speichernde Wärmemenge auf ein Minimum. Durch die Möglichkeit einer Rundum-Wärmedämmung des Speichervolumens werden zudem die Wärmeverluste der saisonalen Speicherung begrenzt. Dabei wird wie bei dem in Marstal betriebenen Speicher von einer maximalen Speicherhöhe von 15m ausgegangen. Für die Flächenausdehnung ergibt sich inklusive Dämmung und Wandaufbau ein resultierender Durchmesser von gut 100m (der genaue Durchmesser kann nur unter Berücksichtigung der im Einzelfall möglichen Steigung der Seitenwände ermittelt werden).

Ähnliche Betriebsmöglichkeiten wie Heißwasserwärmespeicher bieten Aquifer-Speicher. Deren Verwendung ist jedoch nur bei örtlich vorhandenen geologischen Potenzialen möglich. Sind von Volumen und Tiefe her geeignete Grundwasserleiter vorhanden, hängt deren Verwendbarkeit von möglicherweise vorhandenen Wasserströmungen und der vorliegenden Wasserchemie ab. Im Vergleich zu Gruben-Wasserspeichern gibt es keine Möglichkeit zur Dämmung der Aquifere, wodurch die Speicherverluste deutlich erhöht sind. Im Zuge der Konzeptentwicklungen war die Untersuchung des Aquiferpotenzials für die 55 Nahwärme-Versorgungsgebiete aufgrund des damit verbundenen Zusatzaufwandes nicht möglich. Die Nutzung von möglicherweise in einzelnen Gebieten vorhandenen Aquiferen könnte zur Kostenverringerung des Speicherbaus in einem solchen Gebiet beitragen. Vor diesem Hintergrund ist die Vernachlässigung von Aquiferpotenzialen als Beitrag zu einer konservativen Kostenschätzung zu betrachten.

4.3.3.3 *Abschätzung Netzverluste*

Eine Abschätzung der durch den Wärmetransport entstehenden Wärmeverlustmengen ist bereits bei der Festlegung der Versorgungsgebietsgrenzen notwendig, um diese bei der Ermittlung der zur Lastdeckung notwendigen Kollektorfläche und Speichergröße berücksichtigen zu können.

Vor der Festlegung der Versorgungsgebiete können Leitungslängen bzw. Netzausdehnung nicht ermittelt werden. Für die Abgrenzung eines Gebietes passend zu der vorgegebenen Wärmespeichergröße von näherungsweise 100.000m³ muss jedoch die Größenordnung der Wärmeverluste über das Netz mit einbezogen werden. Für die Abschätzung wurden zunächst verfügbare Kennzahlen aus der Literatur (Wolff und Jagnow 2011), (Diefenbach, Loga, und Born 2005) herangezogen. Die Verwendung zeigt jedoch unzureichende Zuordnungsmöglichkeiten der angegebenen Bandbreite von Verlustanteilen zu den im Projekt festgelegten Siedlungstypen und resultierend eine nahezu beliebige Festlegung von Verlusten zwischen 5 und 100% der Nutzwärmemenge (Gesamtwärmemenge = Nutzwärmebedarf + Verluste).

Für die Abschätzung der Verluste werden daher Erfahrungswerte aus Nahwärmegebieten im ländlichen Raum herangezogen. Netzverluste in realisierten ländlichen Nahwärmeversorgungsgebieten liegen in Anhängigkeit von der Wärmebedarfsdichte und den Vor- und Rücklauftemperaturen bei rund 10 bis 40% der abgegeben Nutzwärme (Ingenieurbüro Umweltschutz und Technik 2009), (Schäfer 2013). Aufgrund der in zukünftigen solaren Nahwärmesystemen anzusetzenden niedrigen Vor- und Rücklauftemperaturen können Verlustanteile im unteren Bereich dieser Erfahrungswerte angenommen werden. Rückmeldungen eines Experten aus dem Begleitkreis (Richter 2013) weisen auf ein anzusetzendes Minimum an Wärmeverlusten von 15% hin. Um das Risiko der Unterdimensionierung von Speichern und Kollektorfeldern zu mindern, wird bei der Festlegung der Versorgungsgebiete 20% der Wärmebedarfe (Nutzenergie) als angenommene Netzverlustgröße zu Grunde gelegt.

4.3.3.4 *Ermittlung spezifischer Speicher- und Kollektorgrößen*

Für die Simulation der solaren Wärmeversorgung mit saisonalem Speicher in den Versorgungsgebieten müssen zunächst geeignete Startparameter festgelegt werden. Dazu wurden umfangreiche Literaturrecherchen zu solar unterstützten Nahwärmesystemen durchgeführt, um Projekte mit Rahmenbedingungen zu identifizieren, die sich als Vorlage für die hier zu konzeptionierenden Versorgungsgebiete eignen.

Im Zuge der Forschungsarbeiten zu saisonaler solarer Wärmespeicherung in den Forschungsprogrammen Solarthermie2000 und Solarthermie2000PLUS wurden seit 1996 rund knapp ein Dutzend Projekte mit solar unterstützter Nahwärmeversorgung unter Einbindung saisonaler Wärmespeicherung in Deutschland realisiert.

		Hamburg[1]	Friedrichshafen[1] Planung im Endausbau (Stand 2011)	Neckarsulm[1] Phase I (Phase II)	Steinfurt[4]	Chemnitz[2] (1. BA)	Rostock	Hannover[4]	Attenkirchen[5]	München	Crailsheim 1.BA	Eggenstein
Jahr der Inbetriebnahme		1996 (2010)	1996	1997 (2001)	1998	2000 (außer Betrieb: 2006)	2000	2000	2002	2007	2007	2008
Versorgungsgebiet		124 RH	Endausbau: 570 WE in MFH (390)	6 MFH, Einkaufszentrum, Schule, Sporthalle, Alterheim etc.	42 WE in 22 EFH und kleinen MFH	Planung: Bürogebäude, Hotel und Einkaufszentrum	108 WE in MFH	106 WE in MFH	30 EFH	300 WE in MFH	260 WE in EFH, DH u. RH, Schule, Sporthalle	Schul- und Sportzentrum, Feuerwehr
Beheizte Wohn-/ Nutzfläche	m²	14 800	39 500 (33 000)	(25 000)	3 800	4 680	7 000	7 385	6 200	24 800	40 000	12 000[6]
Kollektorfläche (Apertur)	m²	3 000 FK	5 600 FK (4 050)	2 700 FK (5 670)	510 FK	540 VRK	1 000 FK	1 350 FK	800 FK	2 900 FK	7 300 FK	1 600 FK
Speichervolumen	m³	4 500 (4 150) HWWS	12 000 HWWS	100 HWWS + 20 000 EWS (200 + 63 300)	1 500 KWWS	8 000 KWWS	30 HWWS 20 000 AWS	2 750 HWWS	500 HWWS + 9 350 EWS	5 700 HWWS	480 + 100 HWWS + 37 500 EWS	4 500 KWWS
Gesamtwärmebedarf	MWh/a	1 610	4 106 (3 000)	1 663 (3 000)	325	1. BA: 573	497	894	487	2 300	4 100	1 150
Nutzwärmelieferung Solarsystem*	MWh/a	789	1 915	832	110	1. BA: 169	307	269	378	1 080[5]	2 050[1]	430
Solarer Deckungsanteil*	%	49	47	50	34	1. BA: 30	50[3]	39	55[#]	47[5]	50[1]	37
Kosten Solarsystem[§]	Mio. Euro	2,2	3,2	3,5	0,5	1. und 2. BA: 1,4	0,7	1,2	0,76	2,9	4,5	1,1[6]
Solare Wärmekosten*,[§]	Ct./-kWh	25,7	15,9	26,5	42,3	1. und 2. BA: 24,0	25,5	41,4	19,0	24,0	19,0	25,0

*: Berechnete Werte für den langfristigen Betrieb, #: Primärenergieeinsparung, §: ohne MwSt. und Förderung, inkl. Planung
1: Angaben ITW Universität Stuttgart, 2: Angaben TU Chemnitz, 3: Angaben Geothermie Neubrandenburg GmbH, 4: Angaben IGS Universität Braunschweig, 5: Angaben ZAE Bayern,
6: Angaben Pfeil & Koch Ingenieurgesellschaft
WE: Wohneinheit, EFH: Einfamilienhaus, DH: Doppelhaus, RH: Reihenhaus, MFH Mehrfamilienhaus, BA: Bauabschnitt
FK: Flachkollektor, VRK: Vakuum-Röhren-Kollektor
HWWS: Heißwasser-Wärmespeicher, KWWS: Kies/Wasser-Wärmespeicher, EWS: Erdsonden-Wärmespeicher, AWS: Aquifer-Wärmespeicher

Abbildung 4-9 Übersicht der bis 2010 gebauten solar unterstützten Nahwärmesysteme in Deutschland (Mangold et al. 2012).

Die Auswertung der Berichte zu den Forschungsvorhaben (Benner u. a. 2003) zeigt, dass nur in dem in Attenkirchen verwirklichten Nahwärmesystem eine Versorgung mit Anteilen saisonaler Wärme von deutlich über 60% und mit einem Backup-System ohne fossile Heizkessel geplant und umgesetzt wurde. In Attenkirchen wurde die saisonale Wärmespeicherung als Erdsondenspeicher in Kombination mit einem Heißwasserpufferspeicher konzeptioniert. Dieses Speicherkonzept kann jedoch aufgrund seiner Komplexität im Projekt KomRev nicht modelliert werden. Ein Nachteil besteht auch in dem volumenbezogen deutlich vergrößerten Flächenbedarf des Erdsondenwärmespeichers. Daher werden die Angaben zum Speichervolumen in Attenkirchen auf einen entsprechenden Heißwasserspeicher umgerechnet. Angaben zu Umrechnungsfaktoren werden dazu der Saisonalspeicher-Website von Solites (Saisonalspeicher.de 2013) entnommen.

Die Angaben zu den im Attenkirchen-Nahwärmesystem gedeckten Nutzenergiebedarfen, zum Speichervolumen und zur solaren Kollektorfläche werden in spezifische Werte für Speicher- und Kollektorflächenbedarf umgerechnet (rund 15m³ Speicherbedarf und rund 1,6m² Kollektorflächenbedarf pro MWh abgegebener Wärme) und als Auslegungskenngrößen für das erste Probeversorgungsgebiet in Rheine („Wadelheim“) genutzt.

4.3.3.5 *Inputdaten und Randbedingungen der Simulationsrechnungen*

Eine wesentliche Randbedingung der Simulationsrechnungen ist die ganzjährige Deckung des Endenergiebedarfs bei einem Versorgungsanteil der Backup-Wärmepumpen von maximal 5%. Dabei müssen neben der maximalen Größe des Speichers und den Potenzialgrenzen der innerhalb des Gebiets verfügbaren Dachflächen auch eine ausreichende Nutzung der notwendigen Speicherkapazität berücksichtigt werden.

Weitere Eingabegrößen für die Simulation sind neben der Speicher- und Kollektorfeldgröße eine Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes von 60°C, eine Rücklauftemperatur von 35°C, Wetterdaten des Testreferenzjahrdatensatzes Zone 5 (DWD 2010) und der Verlauf des Wärmebedarfs im Versorgungsgebiet.

Die individuellen Wärmebedarfsverläufe aller Versorgungsgebiete werden mit Hilfe verschiedener Automatisierungstools erstellt. Dazu werden zunächst alle im QGIS-Tool genutzten Daten aus der mit dem GIS-Tool verbundenen relationalen PostgreSQL-Datenbank eingelesen, so dass für jedes Areal im GIS-System Angaben zum Nutzungstyp und dazugehörige Wärmeganglinien sowie die Jahresbedarfsmenge für Raumwärme und Warmwasser (Nutzenergie-Ebene) vorliegen und für jedes Versorgungsgebiet über eine SQL-Query die Jahreswärmebedarfe für Raumwärme und Warmwasser für ein Jahr berechnet werden können. Anschließend stellt ein Excel-Makro die für die Simulation der Versorgung notwendigen Eingangsdaten automatisiert bereit. Mit Hilfe des Excel-Makros werden auch für jedes Gebiet auf Basis der Anteile der verschiedenen Bedarfssektoren (Gewerbe, Handel, Landwirtschaft etc.) und Siedlungstypen (EFH, MFH etc.) am Gesamtraumwärmebedarf des Gebietes individuelle Wärmebedarfsganglinien mit Stundenwerten für das gesamte Jahr erstellt. Diese beziehen auch die Bedarfswerte und Wärmebedarfsganglinien einzelner Großverbraucher innerhalb des Gebietes mit ein.

Als Backup-Heizsystem wird eine einstufige Wärmepumpe vorgesehen, die bei einer Unterschreitung der vorgegebenen Vorlauftemperatur von 60°C in Betrieb geht. Die Wasser-Wasser-Wärmepumpe nutzt dabei Speicherwasser aus unteren Speicherbereichen als kalte Wärmequelle und entlädt dadurch den unteren Teil des Speichers auf ein tieferes Temperaturniveau, als es die minimalen Rücklauftemperaturen ermöglichen. Durch den Wärmepumpeneinsatz wird bei gleicher Baugröße die nutzbare Speicherkapazität erweitert.

Zur Warmwasserversorgung werden im Konzept Wärmeübergabestationen mit Plattenwärmetauschern für jeden Abnehmer angenommen. Es werden keine Warmwasserspeicher vorgesehen, in denen mit einer Speichertemperatur von 60°C die Entwicklung von Legionellen

vermieden werden könnte. Dadurch muss die Netzvorlauftemperatur durchgängig bei 60°C liegen[22].

4.3.3.6 *Simulationsergebnisse Probeversorgungsgebiet*

Die Simulationsrechnungen zeigen für das Probeversorgungsgebiet Wadelheim, dass mit Vakuumröhrenkollektoren im Vergleich zu Flachkollektoren eine bessere Ausnutzung der Speicherkapazitäten und eine Reduktion der Flächenbedarfe erreicht werden kann. Die spezifischen Größen zur Berechnung der erforderlichen Speicher- und Kollektorkapazitäten werden anhand der Simulationsergebnisse auf 14,4 m³ bzw. 2,3 m² pro MWh Endenergie modifiziert.

Mit diesen Werten wird für das Probeversorgungsgebiet bei einer Simulation über zwei Jahre der in Abbildung 4-10 dargestellte Speichertemperaturverlauf erreicht. Der Simulationslauf beginnt am 30.6. des ersten Jahres und startet mit einer voreingestellten Speichertemperatur von 60°C für den Speicher. Die 10 Knoten repräsentieren die 10 Temperaturschichten im Speicher.

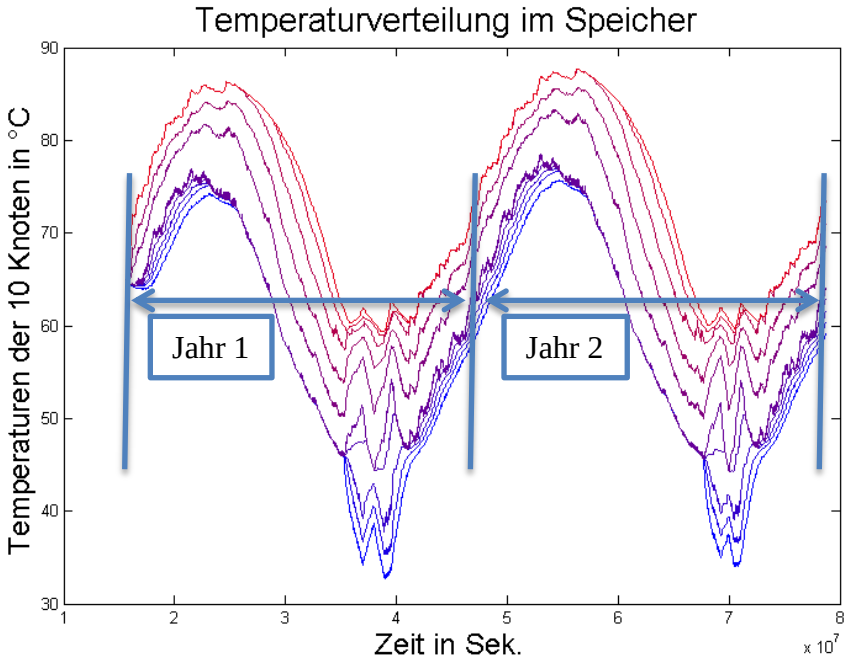


Abbildung 4-10 Speichertemperaturverlauf im Probeversorgungsgebiet Wadelheim bei einer Vakuumkollektorfläche von 13.500m² und einer Speichergröße von 85.000m³

Die Speicherverluste liegen bei rund 16%, der Wärmepumpen-Strom beträgt rund 5% jeweils bezogen auf die jährlich abgegebene Endenergiemenge.

4.3.3.7 *Ergebnisse solarer Nahwärmeversorgung*

Im MAX-DEZ Konzept werden für Rheine insgesamt 55 Versorgungsgebiete festgelegt, in denen der überwiegende Teil der Raumwärme- und Trinkwasserversorgung durch solare

[22] In Attenkirchen wurde eine gleitende Netzvorlauftemperatur zwischen 40°C (Raumwärme) und 60°C (Beladung Trinkwarmwasserspeicher) realisiert, die die Wärmeversorgung effizienter macht, jedoch im vorliegenden Modell nicht innerhalb der verfügbaren Zeitfenster realisierbar war. Daher sind die erzielten Ergebnisse als konservative Abschätzung im Hinblick auf Netzverlust- und Pumpstrombedarfe zu bewerten.

Wärme in Verbindung mit saisonaler Speicherung und einer Wärmepumpe als Back-Up-System bereitgestellt wird.

Die zu verteilende Wärme, inklusive der angenommenen 20% Netzverluste, liegt pro Gebiet zwischen 1.700 und 10.900 MWh_{th} jährlich. Die zur solaren Wärmebereitstellung zu nutzenden dachgebundenen Kollektorflächen betragen zwischen 3.830 und 15.900 m² pro Versorgungsgebiet. Das Volumen der saisonalen Speicher liegt zwischen 24.120 und 100.000 m³ je Versorgungsgebiet.

In sechs der festgelegten 55 Versorgungsgebiete wird die solare Versorgung durch die Nutzung industrieller oder gewerblicher Abwärme (siehe dazu auch Abschnitt 4.3.3.8) bzw. Abwärme aus Holzgas-BHKW (siehe dazu auch Abschnitt 4.3.2.4) ergänzt. Die dazu genutzten Wärmemengen liegen pro Gebiet zwischen 56 und 3.500 MWh_{th}.

In weiteren sechs Versorgungsgebieten muss die solare Versorgung aufgrund zu geringer Kollektorflächenpotenziale oder zu kleiner Speicherflächen-Verfügbarkeiten durch erhöhte Wärmepumpenanteile (> 5% Versorgungsanteil am Endenergiebedarf) ergänzt werden. Die durch die Wärmepumpen aufzubringenden Wärmemengen liegen für diese Gebiete zwischen 50 und 4.500 MWh_{th}. Damit stellen die Wärmepumpen in diesen Gebieten zwischen 10% und 42% der Raumwärme- und Warmwasserbedarfe zur Verfügung.

Abbildung 4-11: Farbliche Abgrenzung der Versorgungsgebiete; eigene Darstellung mittels GIS

Der Gesamtbedarf für Raumwärme und Warmwasser in Rheine liegt ohne Netzverluste bei rund 295 GWh_{th}/a. Von diesem Bedarf können im MAX-DEZ Konzept insgesamt rund 281 GWh_{th}/a (ohne Netzverluste) – dies entspricht 95% des Energiebedarfs- in solaren Nahwärmeversorgungsgebieten bereitgestellt werden. Die Nahwärmeversorgungsgebiete werden durchschnittlich zu 0,2 % aus industrieller Abwärme, zu 0,9 % aus Biomasse KWK, zu 14,5 %über Wärmepumpen und zu 84,4 % über Solarkollektoren versorgt. Die verbleibenden rund 15 GWh_{th}/a Raumwärme- und Warmwasserbedarf entfallen auf Verbraucher, die aufgrund ihrer Lage in der Peripherie des Gemeindegebiets als Einzelobjekte über Wärmepumpen mit Erdsonden mit Wärme versorgt werden müssen.

Die verfügbaren Dachflächenpotenziale zur solarthermischen oder photovoltaischen Nutzung werden durch solarthermische Module in den Versorgungsgebieten selbst durchschnittlich zu

etwa 74% belegt. Für das gesamte Stadtgebiet entfallen auf die Nutzung geeigneter Dachflächen durch Solarthermie rund 64%. Damit bleiben 36% der Dachflächenpotenziale für die Stromerzeugung mit PV verfügbar.

4.3.3.8 *Nutzungsmodell Abwärme MAX-DEZ*

Rest-Abwärme von Großverbrauchern fällt nach weitgehender Nutzung für die firmeninternen Trinkwasser- und Heizungsbedarfe bei Temperaturen zwischen 30°C und 100°C an. Der weit überwiegende Teil dieser Abwärme ist dabei außerhalb der Heizperiode verfügbar. Nutzungsmöglichkeiten müssen daher in der warmen Jahreszeit gefunden werden oder es wäre eine saisonale Speicherung notwendig. Diese würde jedoch für die einzelnen verhältnismäßig kleinen Abwärmemengen hohe Wärmeverluste und hohe volumenbezogene Kosten für kleine Saisonalspeicher mit sich bringen.

Für die Entwicklung von Nutzungsoptionen im MAX-DEZ Konzept wird die Abwärme nach dem nutzbaren Temperaturniveau in drei Gruppen aufgeteilt.

Eine Übersicht über die untersuchten Abwärmequellen aller drei Gruppen und die ihnen zugeordnete Nachnutzungsmöglichkeit zeigt Tabelle 4-13.

Tabelle 4-13 Abwärmequellen von Großverbrauchern in Rheine, Nutzung in MAX-DEZ, Gruppierung nach nutzbarem Temperaturniveau der Abwärme

	Temp. Niveau Nachnutzung	freie Abwärme MWh/a	zeitliche Zuordnung	Nachnutzung MAX-DEZ
	Gruppe 1			
Metallverarbeitung	85°C	66	Keine Abwärme im Winter	Klimatisierung
Ton, Steine, Erden	90°C	56	Keine Abwärme im Winter	Nahwärmenetz, saisonal. Speicher
Kläranlage	80°C	1.871	Keine Abwärme im Winter	Nahwärmenetz, saisonal. Speicher
	Gruppe 2			
Metallverarbeitung	50°C	97	Nahezu keine Abwärme im Winter	Klimatisierung
Metallverarbeitung	55°C	37	Keine Abwärme im Winter	Klimatisierung

	Temp. Niveau Nachnutzung	freie Abwärme MWh/a	zeitliche Zuordnung	Nachnutzung MAX-DEZ
Ton, Steine, Erden	55°C	48	Keine Abwärme im Winter	Keine
Lebensmittel	55°C	164	ganzjährig gleichmäßig	Klimatisierung
Kühllogistik	55°C	66	ganzjährig gleichmäßig	Klimatisierung
Metallverarbeitung	55°C	6	ganzjährig gleichmäßig	Klimatisierung
Ton, Steine, Erden	55°C	98	keine Abwärme im Winter	Keine
Kunststoffverarbeitung	55°C	104	Keine Abwärme im Winter	Keine
	Gruppe 3			
Textilverarbeitung	30°C	737	wenig Abwärme im Winter	Keine
Metallverarbeitung	30°C	101	Keine Abwärme im Winter	Keine
Ton, Steine, Erden	35°C	402	ganzjährig in Intervallen	Keine
Lebensmittel	30°C	22	ganzjährig gleichmäßig	Keine
Kühllogistik	30°C	6.879	Baseline ganzjährig gleichmäßig	Fermenter-heizung

Nutzung Abwärme aus Gruppe 1 (80-100°C):

In Gruppe 1 ist Abwärme mit einem Nachnutzungstemperaturniveau zwischen 80 und 100°C verfügbar. Bei diesen Temperaturen ist die Einkopplung der Abwärme in die solaren Nahwärmeversorgungsgebiete ebenso möglich wie ihre Nutzung in Absorptionskältemaschinen zur Bereitstellung von Klimatisierungskälte.

Die Nutzungsoption für den Klimatisierungsbedarf wird gewählt, wenn die erzeugbare Kältemenge unter dem Klimatisierungsbedarf des die Abwärme bereitstellenden Großverbrauchers liegt und der Anfall der Abwärme mit dem Bedarf an Klimatisierungskälte zumindest saisonal zeitlich parallel verlief, da es sich in der Regel nicht lohnt, Abwärme zunächst für die Kälteerzeugung intern zu nutzen, um dann die verbleibende Abwärmemenge noch in ein externes Netz einzuspeisen, weil dann die spezifischen Kosten für die Netzeinspeisung relativ hoch sind. Eine Überprüfung der zeitlichen Übereinstimmung auf Tages- oder Stundenebene ist aufgrund fehlender Detailinformationen zum Kälte-Lastverlauf nicht möglich. Die Bereitstellung von Klimatisierungskälte aus Abwärme ermöglicht eine Stromeinsparung durch geringeren Bedarf an Kälteerzeugung aus Kompressionskältemaschinen.

Die Nutzungsoption der Einkopplung von Abwärme der Gruppe 1 in ein bestehendes solares Nahwärmeversorgungssystem wird gewählt, wenn kein (ausreichender) Klimatisierungsbedarf bei dem die Abwärme bereitstellenden Großverbraucher vorliegt. Auf diese Weise kann die Wärme in der bestehenden Infrastruktur mit genutzt und im saisonalen Speicher langfristig gespeichert werden.

Für die Berechnung der Stromeinsparung durch die Nutzung der Abwärme in Absorptionskältemaschinen wird eine Leistungszahl von 0,55 angenommen, wie sie für einstufige Absorptionskältemaschinen unter Verwendung des Kältemittelpaares Wasser/Lithium-Bromid für dieses Temperaturniveau bereits gegenwärtig am Markt verfügbar ist (Henning u. a. 2009). Durch die bereitgestellte Absorptionskälte aus Abwärme können bei dem Großverbraucher aus der Metallverarbeitungsbranche etwa 3% des gesamten Klimatisierungs-Kältebedarfs bereitgestellt werden.

Alternative Nutzungsoptionen, wie z.B. die Nutzung von Absorptionskälte durch einen benachbarten Verbraucher, werden aufgrund des dafür notwendigen Baus zusätzlicher Infrastruktur (Kältenetz) für Gruppe 1verworfen.

Nutzung Abwärme aus Gruppe 2 (50-55°C):

In Gruppe 2 fällt Abwärme mit einem Temperaturniveau der Nachnutzung von 50 bis 55°C an. Das Temperaturniveau liegt unter der Vorlauftemperatur der solaren Nahwärmeversorgungssysteme, eine Nutzung in der vorhandenen Infrastruktur wird daher verworfen. Für die überwiegend in den Sommermonaten und der Übergangszeit anfallende Abwärme von 50 bis 55°C ist die Nutzung in Adsorptionskältemaschinen zur Erzeugung von Klimakälte möglich. Der Abgleich von Klimatisierungsbedarfsmengen und bereitstellbarer Kälteenergie ergibt für die ganzjährig anfallenden Abwärmequellen, dass die über Abwärme erzeugbare Kältemenge nur einen Anteil zwischen 3 und 7% des anfallenden Kältebedarfs in den Betrieben ausmacht, in denen die Abwärme anfällt. Für diese geringen Anteile des Gesamtkältebedarfs wird hier angenommen, dass ein ganzjähriger Bedarf z.B. zur Kühlung von Serverräumen vorliegt und daher auch die ganzjährig anfallenden Wärmemengen zur Klimatisierung im vollen Umfang genutzt werden können.

Liegt bei dem die Abwärmequelle bereitstellenden Unternehmen kein eigener Klimatisierungsbedarf vor, wird die anfallende Abwärme im MAX-DEZ Konzept als nicht sinnvoll nutzbar eingestuft und nicht berücksichtigt.

Für die Berechnung der Stromeinsparung durch die Nutzung der Abwärme in Adsorptionskältemaschinen wird eine Leistungszahl von 0,4 angenommen. Diese Leistungszahl wird für am

Markt verfügbaren Adsorptionskältemaschinen unter Verwendung von H_20-Silikagel für dieses Temperaturniveau angegeben (Henning u. a. 2009). Durch die bereitgestellte Adsorptionskälte kann bei den fünf Großverbrauchern zwischen ein und sieben Prozent des gesamten Klimatisierungs-Kältebedarfs bereitgestellt werden.

Eine Übersicht der für die Klimatisierung genutzten Abwärmequellen, die dazu einsetzbare Technik und die einsparbaren Strombedarfe der Klimatisierung zeigt Tabelle 4-14.

Tabelle 4-14 Nutzung Abwärmequellen Gruppe 1 und 2 zur Klimatisierung

	Abwärmemenge	Temperaturniveau Nachnutzung	Zeitliche Charakteristik Abwärmeanfall	Nachnutzungsoption	Leistungszahl	Anteil AW-Nutzkälte am Gesamtkältebedarf des Betriebs	Einsparbare Strommenge
	MWh_{th}	°C					MWh_{el}
Metallverarbeitung 85°C	66	85	Sommer	AKM	0,55	3%	12
Metallverarbeitung 50°C	97	50	Sommer	ADKM	0,4	2%	13
Metallverarbeitung 55°C	37	55	Sommer	ADKM	0,4	1%	5
Lebensmittel 55°C	164	55	ganzjährig	ADKM	0,4	7%	22
Kühllogistik 55°C	66	55	ganzjährig	ADKM	0,4	5%	9
Metallverarbeitung 55°C	6	55	ganzjährig	ADKM	0,4	3%	1
Summe	436						61

2050 könnte zwar prinzipiell aufgrund steigender Außentemperaturen auch in Betrieben, die heute noch keinen Klimatisierungsbedarf haben, ein solcher entstehen und dadurch einigen der bislang nicht nutzbaren Abwärmequellen eine betriebsinterne Nutzungsmöglichkeit durch Adsorptionskältemaschinen gegenüberstehen. Bei der unterstellten klimaangepassten Bauweise der Gebäude und entsprechender Planung der technischen Gebäudeausrüstung zur Reduzierung der Kühllasten können aktive Klimatisierungstechnologien jedoch stark reduziert oder ganz vermieden werden. Aus diesem Grund wird in den Konzepten kein neu anfallender Klimatisierungsbedarf angenommen.

Nutzung Abwärme aus Gruppe 3 (30-35°C):

Abwärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau zwischen 30 und 35 °C wird zu einer dritten Gruppe zusammengefasst. Wärme dieses Temperaturniveaus ist vor allem zur Niedertemperatur-Beheizung sinnvoll nutzbar. Innerhalb der Betriebe ist jedoch diese Nutzungsoption schon vollständig ausgeschöpft. Zudem fallen große Teile der noch außerhalb der Betriebe nutzbaren Wärme in den Übergangszeiten und vor allem im Sommer an.

Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus ist eine Nutzung in den solaren Nahwärmesystemen des MAX-DEZ Konzepts mit saisonaler Speicherung nicht möglich.

Ein ganzjährig bestehender Wärmebedarf auf niedrigem Temperaturniveau fällt dagegen für die Beheizung von Biogasfermentern an. Durch die geographische Lage nah am Stadtrand bietet sich hier die Nutzung von 638 MWh Abwärme eines Unternehmens der Kühllogistik an. Eine der beiden im MAX-DEZ Konzept vorhandenen zwei Biogas-Anlagen kann neben diesem Unternehmen gebaut und von dort mit der 30°C-Abwärme beheizt werden. Das erzeugte Biogas wird im MAX-DEZ Konzept auf Erdgasqualität aufbereitet und in Brennstoffzellen-KWK genutzt. Die anfallende Abwärme auf einem Temperaturniveau von 370°C kann zur Deckung von Prozesswärmebedarfen (Krankenhäuser und Teile Lebensmittelindustrie) eingesetzt werden. Im Vergleich zum gegenwärtig realisierten Stand der Technik einer Biogasnutzung in BHKWs, deren Abwärme (etwa 90°C) zur Fermenterbeheizung dient, ist so eine exergetische Effizienzsteigerung möglich.

Für die vor allem außerhalb der Heizperiode anfallenden 30°C-Abwärmemengen wurde der Einsatz eines Wärmetransformators zur Bereitstellung von Wärme auf einem höheren Temperaturniveau (z.B. 55°C für Adsorptionskältemaschinen) geprüft. Hier zeigte sich, dass das vorhandene Temperaturniveau nicht ausreicht, um die Wärmemengen auf ein um mehr als 10°C höheres Temperaturniveau anzuheben (Richter, 2009). Damit fiel die Nutzung der sommerlichen Abwärme zur Bereitstellung von Nutzkälte weg.

4.4 Zusammenfassung

Die in den vorangegangenen Abschnitten ausführlich beschriebene Ausgestaltung des Maximal-Dezentralen Konzepts sowie die wesentlichen Daten werden in Kapitel fünf in Tabelle 5-14 zusammengefasst sowie dem Moderat-Dezentralen Konzept zur besseren Vergleichbarkeit gegenübergestellt.

5 Zielkonzept Moderat-Dezentral 2050

Wie bereits ausführlich in Kapitel 3 beschrieben, wird neben dem Maximal-Dezentralen Konzept (siehe Kapitel 3.5) auch ein Moderat-Dezentrales Konzept erarbeitet. In diesem werden im Gegensatz zum MAX-DEZ Konzept Importe von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen (aus erneuerbaren Quellen) zugelassen. Darüber hinaus unterscheidet sich das MOD-DEZ Konzept insbesondere durch die Wärmeversorgung vom MAX-DEZ Konzept, welche in MOD-DEZ ausschließlich auf eine Einzelgebäudeversorgung mit Erdwärme und Wärmepumpe setzt, wodurch ein deutlich höhere Strombedarf gedeckt werden muss. Dachflächen werden überwiegend für PV-Module genutzt (und nicht für Solarthermie-Panels wie in MAX-DEZ). Darüber hinaus ist auch das für dieses Konzept gezeichnete Verkehrssystem im Jahr 2050 mit einer mehr als doppelt so hohen Anzahl an PKW als im MAX-DEZ System ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal. Obwohl in einigen Hinsichten weniger radikal anmutende Ansätze diesem Konzept zu Grunde liegen, handelt es sich nichtsdestotrotz um ein sehr ambitioniertes Klimaschutzszenario. Es werden keine fossilen Energieträger eingesetzt und ein hoher Versorgungsanteil wird auch in diesem Konzept durch erneuerbare Energien, Reststoffpotenziale und Abwärmemengen aus dem Gebiet der Kommune gedeckt.

Die nach den in Kapitel 3 beschriebenen Methodiken entwickelten Bedarfe werden in Abschnitt 5.1 für die Haushalte, GHD- und Industriebetriebe beziffert. Das Verkehrssystem für das Jahr 2050 wird in Kapitel 5.2 beschrieben. Abschnitt 5.3 erläutert detailliert das Versorgungssystem. Die Eckdaten dieses Konzepts sind in Kapitel 0 tabellarisch zusammengefasst.

5.1 Nachfrage nach Strom und Wärme im MOD-DEZ Konzept

Wuppertal Institut

5.1.1 Wärmebedarf der Haushalte im MOD-DEZ Konzept

Es wird beim Wärmebedarf nicht zwischen einer Maximal-Dezentral und Moderat-Dezentral Konzeptvariante unterschieden, wie dies beispielsweise beim Strombedarf und im Verkehrssektor der Fall ist. Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse der Konzeptmodellierung im Bereich des Wärmebedarfs der Haushalte findet sich in Kapitel 4.1.1., für den Bereich der Prozesswärme in Kapitel 4.1.3

5.1.2 Strombedarf der Haushalte im MOD-DEZ Konzept

Die Bestimmung des Strombedarfs im MOD-DEZ Konzept erfolgt analog zu derjenigen im MAX-DEZ Fall und auf der Basis der in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Vorgehensweise. Wie dort beschrieben, wird der Strombedarf zunächst für den Ausgangszustand 2010, sowie das Moderat-Dezentral Konzept im Zieljahr 2050 berechnet. Dabei werden auf Basis der Haushaltszahlen (siehe Tabelle 3-3), der spezifischen Verbrauchsdaten der Geräte, sowie der Ausstattungsraten, Gesamtbedarf und gerätegruppenscharfe Bedarfsdaten entwickelt. Die Ergebnisse für den Stromverbrauch im Ausgangsjahr 2010 sind der Tabelle 3-5 zu entnehmen. Darin sind sowohl die Verbräuche der 12 Gerätekategorien, als auch deren Verbrauchsanteile für den Durchschnittshaushalt angegeben.

Die Entwicklung des Strombedarfs im Jahr 2050 wird mit Hilfe der in Tabelle 5-1 dargestellten Daten zu Lebensdauern sowie auf Basis der Studie (Matthes, Markewitz, Diekmann, u. a. 2009) bestimmt. Für die Berechnung der Lebenszyklen wird unterstellt, dass der Bestand im Jahr 2010 zu 50% aus Neugeräten und zu weiteren 50% aus Geräten am Ende der Lebensdauer besteht.

Aufgrund abweichender Klassifizierung in der Datengrundlage (Schmalwasser, Müller, und Weber 2011a) wurden die Gerätegruppen für diesen Analyseschritt leicht angepasst, in der weiteren Berechnung wurden die Ergebnisse jedoch auf die ursprünglichen 12 Gerätegruppen übertragen.

Tabelle 5-1: Lebenszyklen einzelner Gerätekategorien von 2010 bis 2050.

	Durchschnittliche Lebensdauer der Gerätegruppe in a (Schmalwasser, Müller, und Weber 2011a)	Lebenszyklen der Geräteklasse bis 2050 **(bei 50% Neubestand in 2010)**
Kühlen Gefrieren	16	3,0
Waschen Spülen Trocknen Kochen	16	3,0
IKT	6	7,2
Mobiltechnik IKT	5	8,5
Audio Hifi	9	4,9
Camera Elektronik	8	5,5
Sonst. Hausgeräte	16	3,0
TV	9	4,9
Beleuchtung	11	4,1

Unter Verwendung der Lebenszyklen wird der Haushaltsenergiebedarf im Jahr 2050 (MOD-DEZ) berechnet. Wie in Tabelle 5-2 dargestellt, ergibt sich daraus im Durchschnittshaushalt ein Strombedarf von 1.367 kWh/a. Die Änderungen in Ausstattungsraten und Weiterentwicklungen im Bereich der Energieeffizienz sorgen dafür, dass der Strombedarf im Jahr 2050 (MOD-DEZ) gegenüber 2010 um ca. 48% sinkt. Diese Reduktion erscheint auf den ersten Blick relativ stark. Bedenkt man jedoch, dass 2050 insbesondere im Bereich der Weißware lediglich ein durchschnittlicher Verbrauch erreicht wird, der mit bereits heute verfügbarer Technik erzielt werden könnte, erscheinen die Werte nicht zu optimistisch.

Tabelle 5-2: Verbrauchsanteile der Gerätekategorien in 2050 (MOD-DEZ)

Gerätekategorisierung	Stromverbrauch je Haushalt in 2050 (MOD-DEZ)	
	kWh/a	**Anteil %**
Kühlen und Gefrieren	161	12%
Waschen Spülen Trocknen	277	20%
Kochen	175	13%
IKT Nutzgeräte	117	9%
IKT Homeserver	136	10%
IKT Peripheriegeräte	5	0%
Kleingeräte	196	14%
TV	166	12%
Beleuchtung	88	6%
Klimaanlage	8	1%
Wasserversorgung	11	1%
Sonstige	28	2%
Gesamtbedarf:	**1.367 kWh/a**	

Für den Gesamtstrombedarf des Haushaltssektors in der Stadt Rheine bedeutet die Entwicklung nach dem MOD-DEZ Konzept eine Verringerung um 38,9 GWh (50%) auf ca. 39,2 GWh (2050), gegenüber einem Verbrauch von 78,1 GWh in 2010.

5.1.3 Strom- und Wärmebedarf des Industrie- und Gewerbesektors im MOD-DEZ Konzept

Im Bereich Industrie und Gewerbe werden für die beiden Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ die gleichen Annahmen getroffen. Somit entsprechen die Energiebedarfe von Industrie und Gewerbe im MOD-DEZ Konzept denen im MAX-DEZ Konzept, welche in Kapitel 4.1.3 beschrieben sind.

5.2 Ergebnisse des Moderat-Dezentralen Konzepts für das Handlungsfeld Verkehr

Wuppertal Institut

Als Folge der getroffenen Annahmen und des angenommenen Bevölkerungsrückgangs sinken die im straßengebundenen motorisierten Verkehr insgesamt in Rheine zurückgelegten Personenkilometer von 861 Millionen Pkm in 2010 auf 700 Millionen Pkm in 2050. Der Rückgang fällt damit geringer aus als im Maximal-Dezentralen Konzept. Die mit Pkw in Rheine erbrachten Personenkilometer gehen im gleichen Zeitraum von 743 Millionen auf 351 Millionen zurück. Die mit motorisierten Zweirädern zurückgelegten Pkm gehen von 2010 bis 2050 von 17 Millionen auf 870.000 zurück. Die mit dem ÖPNV, d.h. mit Bussen zurückgelegten Personenkilometer steigen von 22 Millionen in 2010 bis 2050 auf 76 Millionen an. Die mit dem Fahrrad insgesamt zurückgelegten Personenkilometer steigen von 76 Millionen in 2010 bis 2050 auf etwa 84 Millionen an. Dies entspricht einem Anstieg von 10,5 Prozent. Jeder Bürger Rheines legt im Jahr 2050 rund 1.277 Kilometer mit dem Fahrrad zurück, 2010 sind es dagegen nur rund 1.047 Kilometer. Dies entspricht einem pro-Kopf-Anstieg von 22 Prozent. Die insgesamt durch die Bevölkerung Rheines zu Fuß zurückgelegten Personenkilometer gehen von 10,3 Millionen in 2010 bis 2050 auf 10,1 Millionen zurück. Dies entspricht einem Rückgang von rund zwei Prozent. Jeder Bürger legt aufgrund der verbesserten Rahmenbedingungen für das Zufußgehen in Rheine im Jahr 2050 rund 154 Kilometer zu Fuß zurück, 2010 sind es dagegen nur rund 142 Kilometer. Dies entspricht einem pro-Kopf-Anstieg von 8,5 Prozent.

Mit dem Rückgang des motorisierten Verkehrs verbunden ist ein Rückgang des Energiebedarfs im motorisierten Personenverkehr in Rheine. Der Energiebedarf der Pkw-Flotte in Rheine sinkt von 1.357 TJ in 2010 Jahr bis zum Jahr 2050 auf dann nur noch 246 TJ. In der Entwicklung des Energiebedarfs der einzelnen Energieträger bildet sich nochmals die zu erwartende beziehungsweise dem Konzept zu Grunde gelegte Diversifizierung bei den Antriebsarten für Pkw wider. Der Energiebedarf bei Benzin sinkt von 772 TJ in 2010 bis 2050 auf 11 TJ, der von Diesel im gleich Zeitraum von 564 auf 4 TJ, der von Biodiesel von 39 auf 4 TJ. Erdgas spielt 2050 als Kraftstoff keine Rolle mehr, sein Bedarf geht von 21 TJ in 2010 auf 1 TJ in 2050 zurück. Der Bedarf von Strom steigt von 0 TJ in 2010 auf 22 TJ in 2050, der von Wasserstoff von 0 TJ in 2010 auf 119 TJ in 2050. Der Energiebedarf der Bus-Flotte in Rheine steigt von 19 TJ in 2010 Jahr bis zum Jahr 2050 auf 54 TJ. Dabei wird im Konzept für das Jahr 2050 die ausschließliche Nutzung von Biodiesel angenommen.

5.3 Dezentrale Energieversorgung im MOD-DEZ Konzept

Solar-Institut Jülich

Wie für das MAX-DEZ Konzept werden im MOD-DEZ Konzept die Simulationsergebnisse für die Jahresbilanzmengen (siehe Einleitung Kapitel 4.3) genutzt. Die Details der Modellierung und Simulation werden in Kapitel 6.1 beschrieben. In den folgenden Unterkapiteln werden daher nur die Vorarbeiten für die Modellierung und Simulation des MOD-DEZ Konzepts sowie die wichtigsten Ergebnisse beschrieben.

5.3.1 Stromerzeugung

5.3.1.1 *Solare Dachflächen zur Stromerzeugung*

Im Moderat-Dezentralen Konzept werden keinerlei Solarkollektoren zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung genutzt. Die in Rheine vorliegenden solaren Dachflächenpotenziale können somit vollständig für die Stromerzeugung aus PV-Modulen genutzt werden. Wie im MAX-DEZ Konzept werden die Modulflächen anhand der in den Solarkataster-Daten des Agenda21-Büros angegebenen Neigungswinkel und Ausrichtungen in acht Richtungskategorien unterteilt (siehe Abschnitt 4.3.1.1). Eine Übersicht der Modulflächen und ihrer zugehörigen Ausrichtungen gibt Tabelle 5-3.

Tabelle 5-3: PV-Modulflächen nach Ausrichtungsgruppe; Berechnungen SIJ

Ausrichtung	**Modulflächen [m²]**
Süden	527.601
Süd-West	191.296
West	144.158
Nord-West	4.483
Nord	188
Nord-Ost	5.186
Ost	107.769
Süd-Ost	177.681
Summe	1.158.362

Die ermittelten Modulflächen für PV ergeben eine Gesamtleistung von 175 MW_{peak}, mit der sich in der Simulation eine jährliche Erzeugung von rund 147 GWh_{el} ergibt.

5.3.1.2 *Wind- und Wasserenergie zur Stromerzeugung*

Die Stromerzeugung aus Wind- und Wasserenergie erfolgt im Moderat-Dezentralen Konzept wie bereits im Maximal-Dezentralen Konzept, d.h. es werden alle Windpotenzialflächen ausgenutzt und der heutige Stand der Wasserkraftanlagen für 2050 beibehalten. Im MOD-DEZ Konzept werden somit 351,9 GWh_{el} Strom über Windkraft und 0,9 GWh_{el} Strom über Wasserkraft in Rheine erzeugt.

5.3.1.3 *Stromerzeugung aus Biomasse*

Im Biomassenutzungskonzept MOD-DEZ wird Biomasse prioritär zur Deckung biogener Fest-Brennstoffbedarfe und zur Erzeugung biogener Kraftstoffe eingesetzt (Details siehe Kapitel 5.3.2). Wie in Abschnitt 5.3.2.1 beschrieben, werden für die verbleibenden Biomassepotenziale zwei konzeptionelle Weiternutzungsansätze überprüft.

Im Ansatz eins werden die verbleibenden Potenziale für die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung in KWK genutzt. Das auf Biomethan aufbereitete Biogas wird hierbei wiederum in einer MOFC Brennstoffzelle genutzt (siehe auch MAX-DEZ Konzept Abschnitt 4.3.2.3). Die Brennstoffzellen werden dabei zunächst – wie im MAX-DEZ Konzept - wärmegeführt angenommen, so dass die Stromerzeugung dem Bedarfsverlauf der Prozesswärme folgt und wodurch keine regelbare Erzeugungsleistung im System vorhanden ist. In Kapitel 6.3 wird zusätzlich untersucht, inwiefern durch den Einsatz von Wärmespeichern auch eine stromgeführte Betriebsweise der MOFC Brennstoffzellen realisiert werden kann. Insgesamt liefern die MOFC Brennstoffzellen in der Simulation eine jährliche Stromerzeugung von 11,3 GWh_{el}.

Im Ansatz zwei werden die verbleibenden Potenziale zur Deckung von Brennstoffbedarfen in GHD/Industrie genutzt, so dass keine (direkte) Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt.

Sowohl im Ansatz eins als auch im Ansatz zwei wird die gleiche Menge an holzartiger Biomasse zur Biodiesel-Herstellung im Fischer-Tropsch-(FT)-Verfahren eingesetzt. Im FT-Verfahren ergibt sich als Nebenprodukt zum Biodiesel ein geringer Stromeintrag von 74 MWh_{el} (siehe Abbildung 5-3).

5.3.1.4 *Verwendung Haushaltsabfälle*

Wie im Maximal-Dezentralen Konzept wird auch im Moderat-Dezentralen Konzept angenommen, dass die in Rheine anfallenden Haushaltsabfälle 2050 in einer zentralen Müllverbrennungsanlage verstromt werden (Details siehe Abschnitt 4.3.1.4).

Für den jährlichen Haushaltsmülleintrag von 11.162 Tonnen erfolgt im MOD-DEZ Konzept identisch zum MAX-DEZ Konzept eine Stromgutschrift von 5.694 MWh_{el} und ein Brennstoff-Äquivalent von 158.721 Nm^3 Gas auf Erdgasqualität.

5.3.1.5 *Gegenüberstellung Stromerzeugung und -bedarf*

Die in den vorangegangenen Unterkapiteln beschriebene Stromerzeugung aus PV, Wind- und Wasserkraft sowie Biomasse- und Haushaltsmüllnutzung erlaubt im Moderat-Dezentralen Konzept eine gesamte jährliche Stromerzeugung von rund 516,8 GWh_{el} (mit Biomasse-KWK) bzw. 505,5 GWh_{el} (ohne Biomasse KWK). Eine Übersicht der Stromerzeugung nach Energieträger und ihre Anteile an der Gesamtstromerzeugung gibt Tabelle 5-4.

Tabelle 5-4: Stromerzeugung MOD-DEZ Konzept

Energieträger	Stromerzeugung mit Biomasse-KWK	Stromerzeugung ohne Biomasse-KWK	Anteil Stromerzeugung (mit KWK)	Anteil Stromerzeugung (ohne KWK)
PV	147,0 GWh	147,0 GWh	28,4 %	29,1 %
Wind	351,9 GWh	351,9 GWh	68,1 %	69,6 %
Wasser	0,9 GWh	0,9 GWh	0,2 %	0,2 %
Biomasse (inkl. FT-Diesel)	11,4 GWh	0,1 GWh	2,2 %	0,0 %
Haushaltsmüll	5,7 GWh	5,7 GWh	1,1 %	1,1 %
Summe	516,8 GWh	505,5 GWh	100 %	100 %

Neben den in den Abschnitten 5.1.2, 5.1.3 und 5.2 beschriebenen Strombedarfen der Haushalte, Industrie und GHD sowie des Bereichs Mobilität ergeben sich im Moderat-Dezentralen Konzept zusätzliche Strombedarfe durch Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung und damit verbundene Infrastrukturen sowie durch Stromeinsatz zur Brenn- und Kraftstoffbereitstellung. Dabei handelte es sich um:

- Deckung von Raumwärme- und Warmwasserbedarfen über Wärmepumpen (siehe Abschnitt 5.3.3.6)
- Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung, die nicht über Biomasse gedeckt werden kann (siehe Abschnitt 5.3.2.1)
- Strombedarfe zur Biogaserzeugung und –aufbereitung (siehe Abschnitt 5.3.2.1)
- Wasserstoffproduktion über Elektrolyseure für den Sektor Verkehr (siehe Abschnitt 5.3.2.3)
- Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des Temperaturniveaus von Abwärme (siehe Abschnitt 5.3.3.5)

Tabelle 5-5: Strombedarfe MOD-DEZ Konzept (inkl. Leitungsverluste)

Bedarfsgruppe	Strombedarf mit Biomasse-KWK	Strombedarf ohne Biomasse-KWK	Anteil Gesamtbe-darf (mit KWK)	Anteil Gesamtbe-darf (ohne KWKW)
Haushalte (ohne RW & WW)	41,6 GWh	41,6 GWh	8,0 %	7,9 %
Industrie (ohne RW, WW, PW)	195,3 GWh	195,3 GWh	37,6 %	37,2 %
Verkehr	20,3 GWh	20,3 GWh	3,9 %	3,9 %
Prozesswärme (PW)	91,3 GWh	96,9 GWh	19,4 %	20,3 %
Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW)	101,9 GWh	101,9 GWh	19,6 %	19,4 %
Infrastruktur Biomethan	2,2 GWh	2,2 GWh	0,4 %	0,4 %
H_2-Produktion (Verkehr)	57,3 GWh	57,3 GWh	11,0 %	10,9 %
Aufwertung Abwärme	0,01 GWh	0,01 GWh	0,0 %	0,0 %
Summe	509,9 GWh	515,5 GWh	100,0 %	100,0 %

Im MOD-DEZ Konzept ergibt sich durch die oben benannten Bedarfe ein Gesamtstrombedarf von 509,9 GWh beim Biomassekonzept mit KWK und 515,5 GWh beim Biomassekonzept ohne KWK (beim Biomassekonzept ohne KWK ist der Stromverbrauch höher, weil ein Teil der Prozesswärme, der im Konzept mit KWK über KWK-Wärme gedeckt wird, jetzt elektrisch erzeugt werden muss). Bei einer Stromerzeugung von 516,8 GWh im Ansatz mit Biomasse-KWK kann dem externen Stromsystem in Jahressumme Strom in Höhe von rund 6,9 GWh zur Verfügung gestellt werden. Beim Ansatz ohne Biomasse KWK werden 505,5 GWh Strom in Rheine erzeugt. Daher muss in Jahressumme Strom in Höhe von 10,0 GWh von außen über das externe System bezogen werden. Dies setzt voraus, dass in anderen Regionen Deutschlands oder Europas auch bei einer regenerativen Vollversorgung des Energiebedarfs Überschüsse an Strom vorhanden sind.

5.3.1.6 *Residuallast und Speicherbedarf MOD-DEZ Konzept*

Neben der Jahresbilanzierung ist die Darstellung und Analyse der kommunalen Residuallast als Differenz des Lastverlaufs und der Stromerzeugung aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien wichtig. Details der Simulation zur Residuallast können dem Kapitel 6.1 entnommen werden.

Die Auswertung der Residuallast ergibt, dass im Jahresverlauf ein maximaler „Überschuss“ von 213 MW auftritt und ein maximales Defizit von 102 MW. Die Koppelstelle in Rheine zum vorgelagerten Netz kann nach heutigem Stand allerdings nur +/- 60 MW Leistung übertragen. Um insbesondere die „Überschüsse“ an fluktuierender EE-Stromerzeugung lokal nutzbar zu machen, wären somit die Speicherung des Stroms und/oder ein Ausbau der Koppelstelle notwendig. Wird kein Ausbau der Koppelstelle vorgenommen, so sind Speicher mit einer maximalen Gesamtleistung von gut 150 MW notwendig. Allerdings treten Überschüsse

> 140 MW nur in wenigen Stunden auf. Bei einem Batteriespeicher mit 140 MW Leistung können noch 98,8 % der „Überschüsse“ gespeichert werden, bei einem Batteriespeicher mit 120 MW noch 95,0 %.

5.3.2 **Biomasse**

Wie bereits in Abschnitt 2.4.2 beschrieben, liegen in Rheine Potenziale an Biomasse in Form von Energiepflanzenanbau, tierischen Exkrementen, kommunalen Bioabfällen, Reststoffen wie Stroh und Holz aus der Wallheckenpflege sowie energetisch genutztem Waldholz vor.

Für die Nutzung der Biomasse werden im Moderat-Dezentralen Konzept folgende Prioritäten gesetzt:

1. Deckung industrieller Fest-Brennstoffbedarfe
2. Deckung Kraftstoffbedarf aus dem Verkehrskonzept
3. Restpotenzial Biomethan für
    - BZ-KWK mit Prozesswärmebereitstellung (Konzept mit KWK-Nutzung)
    - Direktverbrennung für industrielle Prozessenergiebedarfe ohne Substitutions-Option via Stromnutzung (Konzept ohne KWK-Nutzung)

Ein für die Kalkherstellung erforderlicher Festbrennstoff muss auch im MOD-DEZ Konzept über die Nutzung der lokalen Biomasse hergestellt werden. Dazu wird wie in Kapitel 4.3.2.1 beschrieben die für energetische Zwecke verfügbare Biomasse aus Stroh sowie rund 10% der energetisch nutzbaren Zwischenfrüchte für die Bereitstellung von Biokohle als Petrolkoksersatz bei der Kalkherstellung vorgesehen.

Im Moderat-Dezentralen Konzept liegt die zweite Priorität der biomassebasierten Energiebereitstellung auf der Deckung des Kraftstoffbedarfs für den Verkehr. So wird die für die Anbaubiomasse verfügbare Ackerfläche vollständig für die Herstellung von Energiepflanzen für die Kraftstoffherstellung genutzt. Die verfügbaren Potenziale an holzartiger Biomasse aus der nachhaltigen Forstwirtschaft und der Wallheckenpflege werden ebenfalls vollständig der Kraftstoffbereitstellung zugeschlagen.

Zu Biomethan veredeltes Biogas wird im Moderat Dezentralen Konzept aus Biomasse-Reststoffen (Gülle, Bioabfälle, Schlempe) und Zwischenfrüchten produziert. Für die Vergärung der Schlempe wird eine Kofermentation mit Mais angenommen (Details siehe Kapitel 5.3.2.2). Tabelle 5-6 führt die in den Sektoren eingesetzten Biomasseenergieträger und ihre Verwendung für die beiden Konzeptvarianten mit und ohne KWK auf.

Tabelle 5-6 Energetische Biomassenutzung MOD-DEZ Konzept mit und ohne KWK

Biomasse-Energieträger (Sektor)	Bedarf in MWh/a (unterer Heizwert)	Anteil an Biomasse-Energiebereitstellung [%]	Verwendete Biomasse-Fraktionen	Einsatz MOD-DEZ mit KWK	Einsatz MOD-DEZ ohne KWK
Biokohle (Industrie)	1.111	19%	Stroh, Zwischenfrüchte	Kalkproduktion	Kalkproduktion
Biomethan (Ind. / GHD)	22.503	38%	Gülle, Bioabfall, Zwischenfrüchte, Schlempe, Mais	BZ-KWK mit Prozesswärme-Bereitstellung (370°C)	Direktverbrennung
Bioethanol (Verkehr)	5.639	10%	Getreide	Kraftstoff	Kraftstoff
Fischer-Tropsch-Diesel (Verkehr)	6.146	10%	Waldholz, Wallhecken-Pflege	Kraftstoff	Kraftstoff
Biomethan (Verkehr)	13.357	23%	Gülle, Bioabfall, Zwischenfrüchte, Schlempe, Mais	Kraftstoff	Kraftstoff
Biomethan (Verkehr)	0,111	0,2%	Gülle, Bioabfall, Zwischenfrüchte, Schlempe, Mais	Hilfsenergiebedarf für Fischer-Tropsch Verfahren	Hilfsenergiebedarf für Fischer-Tropsch Verfahren
Summe	58.867	100%			

Hintergründe zu den Prozessen und Energiebedarfen der Biogaserzeugung und Methanisierung sind in Abschnitt 4.3.2.2 nachzulesen.

5.3.2.1 *Brennstoffversorgung*

Brennstoffbedarfe treten im Moderat Dezentralen Konzept in den Sektoren Industrie / GHD und Verkehr auf.

Für die Deckung der Niedertemperaturwärmebedarfe an Raumwärme und Warmwasserbereitung wurden keine Brennstoffe verwendet.

Für die Deckung des Prozesswärmebedarfs in Industrie und GHD wird zunächst soweit wie möglich die Umstellung auf strombasierte Produktionstechnologien angenommen, wie dies für das MAX-DEZ Konzept in Abschnitt 4.3.2.5 beschrieben wurde. Die elektrische Prozesswärmeversorgung erfordert rund 91,3 GWh Strom im MOD-DEZ Konzept.

Die nicht durch Strom ersetzbaren Brennstoffbedarfe liegen im MOD-DEZ Konzept bei rund 38.000 MWh und werden durch den Bezug von Syngas oder durch die Nutzung von Biomethan gedeckt. Hier handelt es sich um Energiebedarf aus Produktionsschritten wie z.B. dem Abflämmen von Fasern bei der Stoffherstellung, für die bislang ausschließlich eine auf Brennstoff basierte Technik verfügbar ist.

Für die von außerhalb Rheines bezogenen Brennstoffe wird synthetisch hergestelltes Methan (Syngas) und synthetisch hergestellter Kraftstoff (Synfuel) angenommen. Als Herstellungsprozess werden dabei die elektrolytische Produktion von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom und dessen weitere Verarbeitung zu Brenn- und Kraftstoffen unterstellt.

Bzgl. der Verwendung des Rheinenser Biomethanpotenzials werden in MOD-DEZ noch einmal zwei konzeptionelle Ansätze unterschieden:

Im ersten konzeptionellen Ansatz wird ein Teil des Rheinenser Biomethanpotenzials nach Deckung der Methanbedarfe für Verkehr und Hilfsenergie der Kraftstoffbereitstellung - wie bereits im MAX-DEZ Konzept - für die Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt, die Strom und Prozesswärme bereitstellt. Der darüber hinaus gehende Brennstoffbedarf der Sektoren Industrie und GHD wurde vollständig durch den Bezug von extern erzeugtem Syngas gedeckt. Bei dieser Variante liegt der Anteil des externen Bezugs am gesamten Brennstoffbedarf bei 34% (Syngas und Synfuel). Die Energiemenge des extern bezogenen Brennstoffbedarfs beträgt gut 47 GWh (Hu).

Im zweiten konzeptionellen Ansatz wird das Rheinenser Biomethanpotenzial vollständig für die Deckung der Methanbedarfe aus dem Verkehr und die dann noch zur Verfügung stehenden Biomethanpotenziale für die teilweise Deckung der Methanbedarfe aus den Sektoren Industrie und GHD eingesetzt. Damit gibt es in dieser Variante keinen Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung mehr (keine Potenziale mehr vorhanden) und die diesbezüglichen Potenziale regelbarer Stromerzeugung fallen weg. Der Anteil des Prozesswärmebedarfs, für den im ersten konzeptionellen Ansatz die Hochtemperaturabwärme der Biomethan gespeisten Brennstoffzellen genutzt wird, wird im Ansatz ohne KWK vollständig über Elektro-Dampferzeuger gedeckt. Dadurch steigt der Bruttostrombedarf um gut 5 GWh an, Stromerzeugung aus BZ-KWK in Höhe von gut 11 GWh fiel weg, so dass sich netto eine Erhöhung des Strombedarfs von rund 16 GWh ergibt. Auf der Brennstoffseite sank im Gegenzug der Bedarf um gut 22 GWh (Hu).

In beiden konzeptionellen Ansätzen fallen durch den Eigenstrombedarf der Biogasanlagen und der anschließenden Aufbereitung zu Biomethan Strombedarfe in Höhe von 2,2 GWh_{el} an. Die gesetzten Rahmenbedingungen der Verbräuche (Biogasanlage/Methanisierung) sind identisch mit den Annahmen aus dem MAX-DEZ Konzept (siehe Abschnitt 4.3.2.2).

Tabelle 5-7 Endenergiemengen Brennstoffbedarf MOD-DEZ Konzept mit und ohne KWK

	MOD-DEZ mit KWK			MOD-DEZ ohne KWK		
Brennstoffe (Sektoren)	MWh/a (Hu)	Anteil am Brennstoff-bedarf [%]	Deckung durch	MWh/a (Hu)	Anteil am Brennstoff-bedarf [%]	Deckung durch
Kohle (Industrie)	1.111	8%	Biokohle (Rheine)	1.111	10%	Biokohle (Rheine)
Methan (Ind. / GHD)	37.999	27%	Syngas (extern)	37.999	33%	Biomethan (Rheine, 60%), Syngas (extern, 40%)
Kraftstoff Ethanol / Diesel (Verkehr)	21.247	15%	Bioethanol (Rheine), Fischer-Tropsch-Diesel (Rheine), Synfuel (extern)	21.247	18%	Bioethanol (Rheine), Fischer-Tropsch-Diesel (Rheine), Synfuel (extern)
Kraftstoff H_2 (Verkehr)	33.158	24%	Elektroly-se aus EE-Strom (Rheine)	33.158	28%	Elektrolyse aus EE-Strom (Rheine)
Methan (Verkehr)	13.357	10%	Biomethan (Rheine)	13.357	11%	Biomethan (Rheine)
Methan (KWK)	22.503	16%	Biomethan (Rheine)	0	0%	Biomethan (Rheine)
Summe	139.367	100%	Rheine und extern	116.864	100%	Rheine und extern
Anteil ext. Bezug	47.453	34%	extern	24.950	21%	extern

Wie die Zahlen in Tabelle 5-7 zeigen, kann in beiden Varianten des Moderat-Dezentralen Konzepts der Brenn- und Kraftstoffbedarf zum überwiegenden Teil durch die in Rheine vorhandenen Biomasse- und Stromerzeugungspotenziale gedeckt werden.

Der Bezug von extern bereitzustellenden Brennstoffen macht in der Variante mit KWK-Nutzung von Biomethan mit 47.453 MWh/a jedoch immerhin einen Anteil von 34 % aus. Durch die ausschließliche Nutzung des Biomethan-Potenzials für Verkehr und Industrie in der Variante ohne KWK-Nutzung sinkt der externe Brennstoffbezug mit 24.950 MWh/a auf 21 %.

Als Ausgleich müssen jedoch ca. 16.000 MWh/a Strom mehr erzeugt werden als in der Variante mit KWK.

Tabelle 5-8 zeigt die Bedeutung der externen Brennstoffanteile für Industrie / GHD und den Verkehrssektor in den MOD-DEZ Konzeptvarianten mit und ohne KWK-Nutzung von Biomethan.

Tabelle 5-8 Externe Brennstoffbezüge im MOD-DEZ Konzept mit und ohne KWK

	MOD-DEZ mit KWK			MOD-DEZ ohne KWK		
Brennstoffe und Sektoren	MWh/a (Hu)	Anteil am ext. Brenn-stoffbedarf [%]	Deckung durch	MWh/a (Hu)	Anteil am ext. Brennstoffbe-darf [%]	Deckung durch
Syngas (Ind. / GHD)	37.999	80%	extern	15.487	62%	extern
Synfuel (Verkehr)	9.463	20%	extern	9.463	38%	extern
Summe ext.	47.453	100%		24.950	100%	

Beim Verkehr ist trotz der Nutzung des Löwenanteils vorhandener Biomassepotenziale und der Herstellung von Wasserstoff aus lokaler Stromerzeugung noch ein Bezug von 9.463 MWh Synfuel erforderlich. In der Variante ohne KWK steigt die Bedeutung des externen Brennstoff-bezugs für den Verkehr auf knapp 40% an.

5.3.2.2 *Kraftstoffversorgung*

Für die Versorgung des Verkehrsbedarfs in MOD-DEZ werden die in Tabelle 5-9 aufgeführten biomassebasierten Kraftstoffmengen benötigt (vgl. Kapitel 5.2).

Tabelle 5-9 Treibstoffbedarfe im Moderat-Dezentralen Verkehrskonzept (Endenergie)

Treibstoff-bedarfe	Potenzial Rheine MWh/a	Potenzial-Bereich Rheine	Potenzi-al-Nutzung durch Verkehr	Gesamtbe-darf Verkehr MWh/a	Restbe-darf Verkehr MWh/a	Verbleiben-des Nutzungs-Potenzial für andere Sektoren MWh/a
Bioethanol (Benzin Ersatz)	15.102	Anbau-Biomasse	100%	24.565	9.463 [23]	0
Biodiesel / Fischer-Tropsch-Diesel	6.146	holzartige Biomasse	100%	6.146	0	0
Biomethan	13.357	Reststoff-Biomasse	37%	13.357	0	22.503 [24]

Die Bereitstellung der Treibstoffbedarfe erfolgt im größtmöglichen Umfang über die Nutzung der verfügbaren Anbau-Biomassepotenziale und der reststoffbasierten Biomethanerzeugung. Da die Potenziale an Anbaubiomasse den Bedarf nicht voll abdecken können, muss ein Teil der Treibstoffe von außerhalb des Bilanzgebietes (Stadt Rheine) liegenden Quellen bezogen werden.

Wie aus den Angaben in Tabelle 5-9 hervorgeht, wird der überwiegende Teil der Biomassepotenziale zur Herstellung von Kraftstoffen für den Verkehrsbereich eingesetzt.

Aus dem Verkehrskonzept liegt ein Bedarf von 15.102 MWh/a (Hu) an Bioethanol vor.

Für die Produktion von Bioethanol wird ein von der Universität Hohenheim entwickeltes und energetisch bilanziertes Verfahrensschema angenommen, bei dem die bei der Destillation anfallende Schlempe zusammen mit Mais zur Biogasfermentation weitergenutzt wird (vgl. Abbildung 5-1). Dieses Verfahren zeigt gegenüber den Großdestillationsverfahren deutlich verbesserte Ergebnisse in der Energiebilanz und ist aufgrund der geringen Anlagengröße auch für einen Einsatz in kommunalen Größenordnungen geeignet.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt u.a. darin, dass der Energieaufwand zur Schlempetrocknung vermieden wird, ein Teil des parallel erzeugten Biogases den Hilfsenergiebedarf der Konversion deckt und die Fruchtfolge durch den benötigten Getreide- und Maisanbau geschlossen wird.

[23] Gedeckt durch externen Bezug (Synfuel)
[24] KWK im GHD/Ind.-Bereich

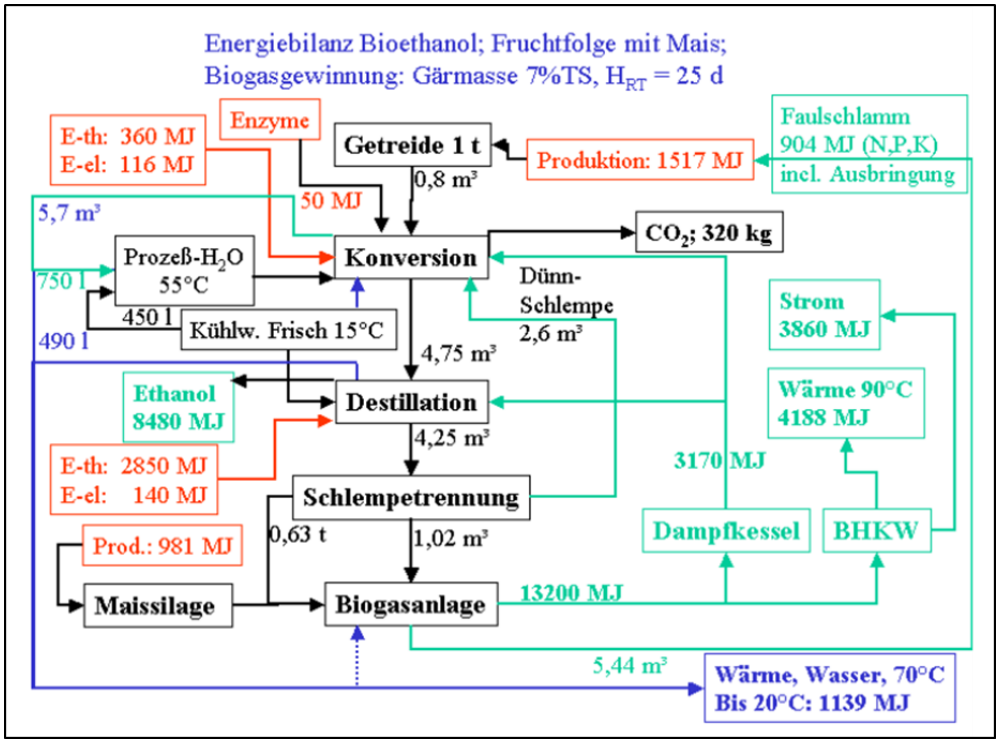


Abbildung 5-1 Verfahrensschema Bioethanolherstellung mit gekoppelter Biogasfermentation (Senn und Lucà 2002)

Anders als in Abbildung 5-1 dargestellt, wird im Moderat-Dezentralen Konzept das nicht für die Dampferzeugung benötigte Biogas dem Gesamtpotenzial an Biogas zugerechnet und über die Biomethan-Veredelung weiterverwendet. Aus dem Bioethanol-Erzeugungsprozess stehen dadurch nach Abzug der Hilfsenergiebedarfe 6.484 MWh (Hu) an Biomethan zur Verfügung.

Abbildung 5-2 zeigt die eingesetzten Getreideanbauflächen, Koppelprodukte und Energieerträge in einem vereinfachten Ablaufschema der gekoppelten Kraftstoffproduktion.

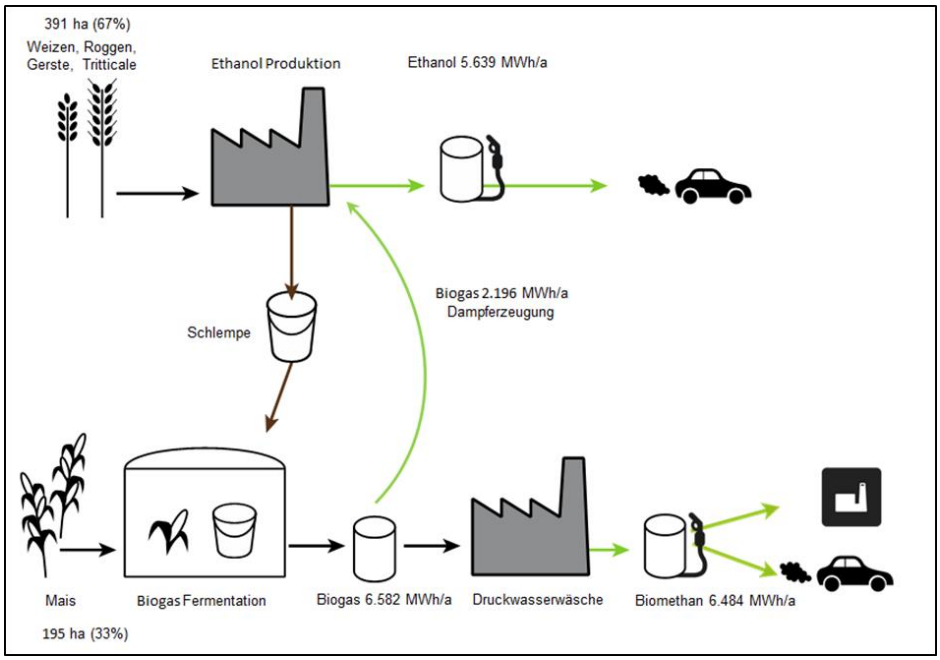


Abbildung 5-2 Gekoppelte Kraftstoffbereitstellung aus Anbaubiomasse im MOD-DEZ Konzept

Im MOD-DEZ Konzept wird die für Energiepflanzenanbau verfügbare Ackerfläche von 586 ha vollständig dem Getreide- und Maisanbau der Ethanolerzeugung zugeordnet. Damit kann der Bedarf an Bioethanol zu knapp 40% aus lokalen Potenzialen gedeckt werden.

Für die verbleibenden 9.463 MWh (Hu) Ethanolbedarf wird der Bezug von Synfuel aus externen Quellen angenommen. Dabei wird unterstellt, dass die von außen bezogenen Treibstoffe aus erneuerbarem Strom hergestellt werden.

Ein Bezug von biomassebasierten Treibstoffen von außerhalb der Region wäre nur unter der Annahme möglich, dass in anderen Regionen Deutschlands oder Europas auch bei einer regenerativen Vollversorgung des Energiebedarfs Überschüsse an Anbaubiomasse verfügbar seien. Nach den Ergebnissen von Biomasse-Potenzialerhebungen für Deutschland (z.B. (Nitsch u. a. 2004)) ist bei Berücksichtigung wesentlicher Nachhaltigkeitsaspekte für eine ländlich geprägte Kommune wie Rheine, die über gute eigene Biomassepotenziale verfügt, ein Biomasse-Import nicht plausibel. Aus diesem Grund wurde in der vorliegenden Studie auf Biomassebezüge von außerhalb der Bilanzgrenze verzichtet.

Weiterhin liegt aus dem Verkehrskonzept ein Bedarf von 6.146 MWh/a (Hu) an Dieseltreibstoff vor. Der benötigte Dieseltreibstoff wird im MOD-DEZ Konzept aus holzartiger Biomasse über das Fischer-Tropsch-Verfahren bereitgestellt. Informationen zum Anlagentypus wurden nach den Angaben zur Beta-Version der Fischer-Tropsch-Anlage der Firma Choren Industries in Freiberg übernommen (Thrän u. a. 2010).

Biomassebedarf und Hilfsenergiebedarfe werden den Ergebnissen der technischen Bewertung von BtL-Kraftstoffbereitstellungspfaden im EU-Projekt RENEW entnommen (DaimlerChrysler u. a. 2006). Die Berechnungen der Energiebilanzen für das cEF-D[25] Konzept basieren auf Angaben von Choren Industries für die Fischer-Tropsch-Anlage in Freiberg.

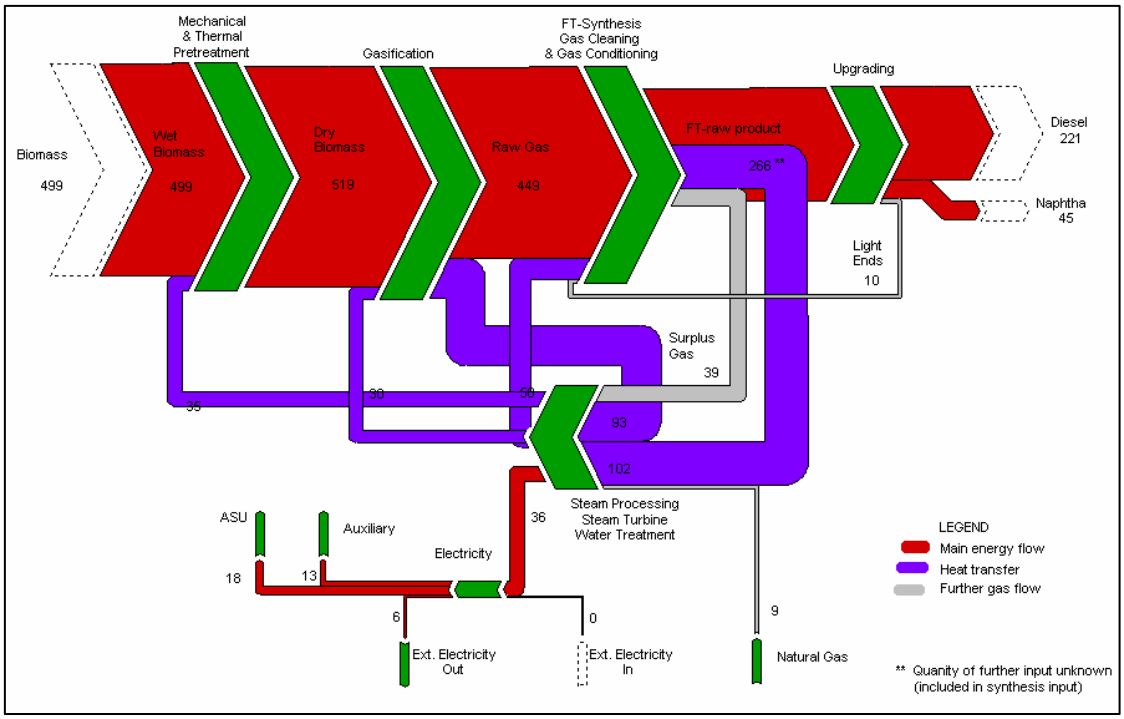


Abbildung 5-3 Vereinfachtes Sankey-Diagramm des cEF-D Konzepts nach (DaimlerChrysler u. a. 2006), alle Werte in MW

[25] cEF-D: centralised entrained flow gasification – Diesel

Für die Berechnungen im Moderat-Dezentralen Konzept werden konservativ die zurückhaltenden Erträge des Fischer-Tropsch-Verfahrens nach der „Starting Point"-Verfahrensvariante übernommen (vgl. Abbildung 5-3). Diese Verfahrensvariante stellt den benötigten reinen Sauerstoff innerhalb des Fischer-Tropsch-Prozesses bereit, benötigt keinen Strom und nur geringe Mengen an Methan als Hilfsenergie. Die Ausbeute an Naphtha und der Ertrag an Diesel sind deutlich geringer als bei der Variante „Maximaler Biokraftstoffertrag" mit externer O_2-Bereitstellung und hohen Strom und Gasbedarfen, die im RENEW Projekt ebenfalls berechnet wurde.

Aus Upscaling-Problemen resultierende Finanzierungsengpässe führten zur Insolvenz der Choren Industries, so dass die Beta-Version nie vollständig in Betrieb genommen wurde. Das Verfahren konnte jedoch in der Alpha-Version über viele Jahre stabil betrieben werden und nach Angaben des technischen Beraters der Choren Industries waren die technischen Probleme des Upscaling lösbar.

Vor diesem Hintergrund wird die prinzipielle Möglichkeit einer Weiterentwicklung der Anlage bis zur Marktreife für den Zeithorizont 2050 als plausibel angesehen. Die reale Entwicklungsstufe, die durch die Beta-Anlage in Freiberg erreicht wurde, entspricht jedoch nicht der technisch grundsätzlich möglichen Weiterentwicklung „Maximaler Biokraftstoffertrag". Die bislang noch nicht vorhandene Marktreife und die Entwicklungsprobleme beim Upscaling ließen eine zurückhaltende Bewertung der energetischen Ertragspotenziale geboten erscheinen.

Abbildung 5-4 zeigt die verfügbaren Holzmengen, die Hilfsenergie- und Koppelenergiebedarfe sowie die Dieselerträge der Fischer-Tropsch-Dieselproduktion.

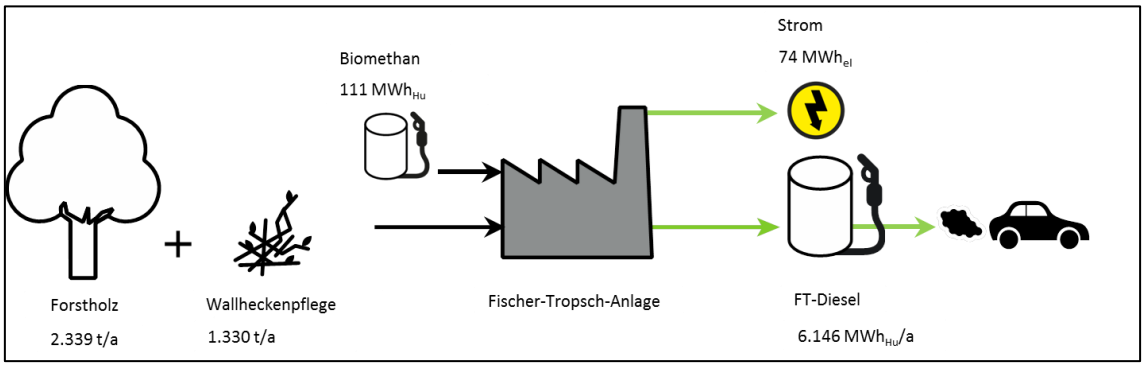


Abbildung 5-4 Kraftstoffbereitstellung aus holzartiger Biomasse im MOD-DEZ Konzept

Die in Rheine jährlich anfallenden Energieholzmengen können den Bedarf an Dieseltreibstoff in vollem Umfang decken. Das Koppelprodukt Naphtha wird in der Energieversorgung des MOD-DEZ Konzeptes nicht berücksichtigt.

Biomethan wird im Verkehrskonzept mit einem Bedarf von 13.357 MWh/a (Hu) veranschlagt. Die notwendige Menge an Biomethan konnte im vollen Umfang aus den vorhandenen Potenzialen in Rheine gedeckt werden. Aus den Reststoffen Gülle, biogener Abfall und Schlempe ist in Kofermentation mit Zwischenfrüchten und Mais (Anbau entsprechend Kofermentationsbedarf des Schlempeanfalls aus der Ethanolproduktion) eine jährliche Biogasproduktion in Höhe von 36.518 MWh/a (Hu) möglich. Nach Abzug des Methanschlupfs aus der Druckwasserwäsche verbleibt ein Biomethanpotenzial von 35.971 MWh/a (Hu). Somit werden 37% des Biomethan-Potenzials als Kraftstoff im Verkehr genutzt.

Details zu den festgelegten Randbedingungen der Biogas- und Biomethanproduktion entsprechen den bereits dort beschriebenen Annahmen im MAX-DEZ Konzept (vgl. Abschnitt 4.3.2.2).

5.3.2.3 *Wasserstoffversorgung Verkehr*

Für die Deckung der Bedarfe an Wasserstoff im Sektor Verkehr wird beim Moderat-Dezentralen Konzept eine eigene Wasserstoffproduktion innerhalb Rheines angenommen. Zur Festlegung der anzusetzenden Strombedarfe wird zunächst die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) auf ihre Eignung im Konzept überprüft.

Der Vergleich ergibt, dass die beiden Technologien in etwa ähnliche Wirkungsgrade aufweisen. Die Baugrößen, die aus Kostensicht notwendig wären, sind bei der AEL- Technologie Stand der Technik, bei der PEMEL Technologie hingegen nur langfristig absehbar (Smolinka, Günther, und Garche 2011). Daher wird die Berechnungen zur lokalen Wasserstofferzeugung auf Basis der Daten für AEL vorgenommen.

Zur Deckung der jährlichen Wasserstoffbedarfe (33.158 MWh) ist in MOD-DEZ der Bau von vier Elektrolyseuren notwendig. Diese weisen eine Nennleistung von 14 MW auf und haben einen jährlichen Gesamtstrombedarf von rund 55.540 MWh/a (inkl. 700 bar Verdichtung).

5.3.3 **Wärmeversorgung**

Im Moderat-Dezentralen Konzept erfolgt die Versorgung mit Wärme für den Warmwasser- und Raumwärmebedarf in erster Linie über Wärmepumpen in Verbindung mit Erdwärmesonden und Pufferspeichern.

In geringem Umfang wird auch Abwärme aus Kraftwärmekopplung und von Industriebetrieben zur Warmwasser- und Raumwärmeversorgung genutzt.

Die Erdwärme-Wärmepumpen-Anlagen im Moderat-Dezentralen Konzept werden mit Warmwasserspeichern für die Raumwärme (Temperaturniveau Vorlauf mindestens 35°C) und das Warmwasser (Temperaturniveau Vorlauf mindestens 50°C) kombiniert. Die Speicher ermöglichen eine geringere Auslegungsleistung der Wärmepumpe, da bei Wärmelastspitzen Wärme aus dem Speicher und aus der Wärmepumpe genutzt werden kann. Daneben lassen sich durch die Wärmespeicherung die durch den Wärmepumpeneinsatz entstehenden Lasten im Stromsystem zeitlich um einige Stunden verschieben (DSM). Die maximale Verschiebedauer ist von der Größe der Wärmespeicher abhängig.

Die aus dem Bedarfsmodell vorliegenden Daten zu Raumwärmebedarfen von Wohngebäuden werden nach Gebäudetypen zusammengefasst. Jedem Gebäudetyp wird zusätzlich ein jährlicher Warmwasserverbrauch entsprechend seiner durchschnittlichen Bewohnerzahl zugeordnet.

Für jeden Gebäudetyp liegen vom Wuppertal Institut ermittelte normierte Wärmelastgänge vor. Die Berechnung der Wärmelastgänge für jeden Gebäudetyp erfolgte über Skalierung der jeweiligen normierten Wärmelastgänge mit den Jahresenergiebedarfen an Raumwärme und Warmwasser.

Auf dieser Basis kann für jedes Gebäude eines Gebäudetyps anhand des Maximalwertes des Jahreslastgangs für die Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser ein Startwert für die thermische Leistung der Wärmepumpe errechnet werden, der als Ausgangsbasis für weitere Simulationsläufe dient: In iterativen Simulationsläufen werden diese maximalen Wärmepumpenleistungen durch den Einsatz von Wärmespeichern in zunehmender Größe gemindert, bis eine gute Auslastung sowohl der Wärmespeicher als auch der Wärmepumpenleistung vorliegen. Daraus ergeben sich Wärmespeichergrößen zwischen 0,5 und 589m³ und thermische Wärmepumpenleistungen zwischen 2 und 19 kW je nach Gebäudetyp (vgl. Tabelle 5-10).

Tabelle 5-10 Wärmeversorgung Moderat Dezentral, Inputdaten und Simulationsergebnisse Wohngebäude für 2050 (Definition RWK1 und RWK 2 siehe 4.1.1)

Wohngebäude-Typen	Anzahl Gebäude	Speichergröße Pufferspeicher je Gebäude (Heizung)	Speichergröße Warmwasserspeicher je Gebäude	Thermische Leistung Wärmepumpe je Gebäude	Anzahl Erdwärmesonden je Gebäude	Länge je Erdwärme-sonde
	-	[m³]	[m³]	[kW_{th}]	-	[m]
Einfamilienhaus RWK 1	12.499	1,5	0,8	3	1	90
Einfamilienhaus RWK 2	5.642	1,0	0,5	2	1	60
Mehrfamilienhaus RWK 1	1.380	2,5	4,5	9	3	90
Mehrfamilienhaus RWK 2	623	3,6	2,0	8	3	70
Großes Mehrfamilienhaus RWK 1	242	8,5	4,7	19	6	85
Großes Mehrfamilienhaus RWK 2	130	4,9	2,7	11	4	75

Die Daten zu Wärmebedarfen und Lastgängen von GHD-Gebäuden aus den Sektoren Kommunale Liegenschaften, Landwirtschaft und kleinere Gewerbe- und Industriebetriebe sowie von 15 Großverbrauchern werden in gleicher Weise wie für Wohngebäude beschrieben zur Ermittlung von Wärmespeichergrößen und Wärmepumpenleistungen verwendet (vgl. Tabelle 5-11).

Tabelle 5-11 Wärmeversorgung Moderat Dezentral, Inputdaten und Simulationsergebnisse GHD + Industrie

Sektoren GHD	Anzahl Betriebe	Speicher-größe Puffer-speicher je Gebäude	Speicher-größe Warm-wasser-speicher je Gebäude	Thermi-sche Leistung Wärme-pumpe je Gebäude	Anzahl Erdwär-me-sonden je Gebäude	Länge je Erdwär-me-sonde
	-	[m³]	[m³]	[kW_{th}]	-	[m]
Kommunale Liegenschaf-ten	238	6	1	9	4	99
Landwirtsch.	99	3	1,0	5,5	3	99
Kleinbetriebe GHD / Ind.	1277	8	1	12	6	99
Lebensmittel	1	136	336	1644	339	99
Textilverarb.	1	14	14	260	8	99
Kunststoffver-arb.	1	25	25	164	52	99
Metallverarb.	1	60	60	481	70	99
Metallverarb.	1	12	12	94	14	99
Ton, Steine, Erd.	1	7	7	66	5	99
Logistik	1	238	48	873	71	99
Kunststoffver-arb.	1	24	4	81	11	99
Metallverarb.	1	118	12	897	81	99

Sektoren GHD	Anzahl Betriebe	Speicher-größe Puffer-speicher je Gebäude	Speicher-größe Warm-wasser-speicher je Gebäude	Thermi-sche Leistung Wärme-pumpe je Gebäude	Anzahl Erdwär-me-sonden je Gebäude	Länge je Erdwär-me-sonde
	-	[m³]	[m³]	[kW_{th}]	-	[m]
Krankenhaus	1	117	41	453	531	99
Krankenhaus	1	589	177	1946	111	99
Handel	1	164	10	273	106	99
Hallenbad	1	107	107	244	225	99
Rathaus	1	154	13	267	104	99
Handel	1	153	9	253	99	99

Im Simulationsmodell wird die Erdwärme vereinfacht mit einer konstanten Temperatur von 10°C angenommen. Dies entspricht dem mittleren Wert der Ergebnisse der Messwerte für Erdwärmesonden in (Miara u. a. 2011). Für die Kostenberechnung sind für jeden Gebäudetyp die Anzahl und Länge der notwendigen Erdwärmesonden zu ermitteln (siehe folgende Absätze).

Bohrungen in einer Tiefe von bis zu 100 m stellen nur einen wasserrechtlich wirksamen Tatbestand dar (Anzeigepflicht, ggfs. wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich), während für Sonden von mehr als 100 m Tiefe Vorschriften des Bundesberggesetzes zu beachten sind. Aus diesem Grund werden Erdwärme-Sonden häufig nur bis zu 100 m tief gebaut. Für die überschlägige Ermittlung der erforderlichen Sondenlänge und –anzahl der Wärmeversorgung im Moderat Dezentralen Konzept wird daher die maximale Sondenlänge auf 99 m begrenzt.

Die Abschätzung der in Rheine pauschal anzusetzenden jährlichen Wärmeentzugsmenge je Sondenmeter erfolgt über die „Daten zum oberflächennahen geothermischen Potenzial für die Planung von Erdwärmesondenanlagen“ des Geologischen Dienstes NRW von 2004. Nach den digitalen Karten des geologischen Dienstes NRW liegt in Rheine bei einer Sondentiefe von bis zu 100 m in den weit überwiegenden Teilen der besiedelten Gebiete ein nutzbares Potenzial von 90 bis 107 kWh/(m*a) bei 1.800 Betriebsstunden pro Jahr bzw. von 90 bis 119 kWh/(m*a) bei 2.400 Betriebsstunden pro Jahr vor.

Für die grob überschlägige Berechnung der notwendigen Sondenlängen wird eine Wärmeentzugsmenge von 100 kWh/(m*a) gewählt. Die Berechnung der Sondenlänge erfolgt nach (Drescher, Kley, und Schlabbach 2012) als Quotient aus Wärmebedarf pro Jahr und Gesamtentzugswärme je Meter Sondenlänge und Jahr.

Übersteigt die so berechnete notwendige Sondenlänge je Gebäude die Länge von 99 m, wurde die Gesamtzahl der Sonden so weit erhöht, dass jede Einzelsonde maximal 99 m lang war. Für die mögliche Entzugswärme der Erdwärmesonden (bei einer Detailauslegung) ist der Schicht-

aufbau des Bodens eine wichtige Größe, die in den überschlägigen Berechnungen für KomRev nicht berücksichtigt werden konnte. Aus diesem Grund werden alle rechnerisch ermittelten Längen je Sonde nach oben aufgerundet. Die sich aus der Aufrundung ergebenden Längenaufschläge von rund 4 Prozent sind als Sicherheitszuschlag für eine ausreichende Wärmeentzugsleistung der Erdwärmesonden zu sehen. Die Ergebnisse der überschlägigen Ermittlung von Sondenlänge und Anzahl der Sonden je Gebäude bzw. Betrieb sind in Tabelle 5-10 und Tabelle 5-11 aufgeführt.

5.3.3.1 *Wärmespeicher*

Für die Bauart der Wärmespeicher wird die Verwendung des Flexsave-Speichers der Firma FSAVE angenommen (vgl. Abbildung 5-5), dessen Bauprinzip an der Universität Kassel entwickelt wurde (Zaß u. a. 2012). Dieser hat aufgrund seines geringen Wärmedurchgangswertes von 1,2 W/(m*K) geringe Wärmeverluste und trägt zu einer hohen energetische Gesamteffizienz bei. Das raumsparende Bauprinzip ermöglicht den nachträglichen Einbau auch größerer Pufferspeicher in bestehende Gebäude und ist damit für die hier angenommene Sanierung von Bestandsgebäuden besonders gut geeignet.

Abbildung 5-5 20m³ Pufferspeicher der Firma FSAVE Solartechnik (Zaß u. a. 2012)

5.3.3.2 *Abwärmenutzung*

Für die Nutzung im Moderat-Dezentralen Konzept stehen die bereits für das Maximal-Dezentrale Konzept qualitativ und quantitativ beschriebenen Abwärmemengen verschiedener Großverbraucher zur Verfügung. Die Kältebereitstellung aus Abwärme wird aus dem Maximal-Dezentralen Konzept unverändert übernommen (vgl. Abschnitt 4.3.3.8). Damit werden die Abwärmemengen von sechs Großverbrauchern zur Klimakälteerzeugung über Absorptions- und Adsorptionskälteanlagen genutzt (vgl. Tabelle 5-12).

5.3.3.3 *Technische Festlegungen Abwärmenutzung*

Für die weiteren verfügbaren Abwärmequellen werden zunächst technische Randbedingungen der Nutzungsmöglichkeiten im Moderat-Dezentralen Konzept festgelegt.

Um eine klare Unterscheidbarkeit der beiden Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ zu gewährleisten, wird innerhalb des Konzeptes MOD-DEZ Wärme weder über Wärmenetze

transportiert noch saisonal gespeichert. Die Kurzzeitspeicherung der Wärme (Stunden bis wenige Wochen) sowie ein nicht netzgebundener Transport sind möglich.

Für das Moderat-Dezentrale Konzept wird Wärme-Speicherung und -Transport in einem mobilen Latentwärmespeicher in der Größe eines 20-Fuß-Seecontainers vorgesehen, wie er bereits von der Firma LaTherm entwickelt wurde (Etzkorn und Schultz 2011). Der Speicher wird durch einen LKW von der Abwärmequelle zum Empfänger und zurück transportiert. Die speicherbare Wärmemenge liegt abhängig von der maximalen Quelltemperatur und der niedrigsten nutzbaren Speichertemperatur bei maximal 2,5 MWh (Quellentemperatur 100 °C, Senkentemperatur 30°C). Das Phasenwechselmaterial des Latentwärmespeichers besteht aus einer 95,8 %-igen Natriumacetat-Trihydrat-Füllung mit einer Schmelztemperatur von rund 58,5 °C. Die Wärmeübertragung wird durch einen im Container angeordneten Wärmeübertrager realisiert. Als Wärmeübertragungsfluid dient Wasser, wodurch die Wärmequellentemperatur auf maximal 100 °C begrenzt ist.

5.3.3.4 *Charakteristika des Abwärmeanfalls*

Die verfügbare Abwärme fällt zum größten Teil in den Sommermonaten an und ist überwiegend diskontinuierlich verfügbar. Die Abwärmemengen weisen dabei drei Temperaturniveaus auf:

Gruppe 1: 80 bis 90°C

Gruppe 2: 50 bis 55°C

Gruppe 3: 30 bis 35°C

Interne Abwärmenutzung ohne Speicher wurde vorab bereits im vollen Umfang bei der Ermittlung der anfallenden Abwärmemengen durch das Wuppertal Institut angenommen. Damit ist eine weitere interne Nutzung nur bei einer Zwischenspeicherung der Wärme möglich.

5.3.3.5 *Zuordnung Abwärmequellen - Wärmesenken*

Um lange Transportwege zu vermeiden, wird die Stadt Rheine für die Zuordnung von Abwärmequellen zu geeigneten Wärmesenken in drei Regionen Nord, Mitte und Süd aufgeteilt. Um den Transport der Wärme über längere Distanzen und durch die Innenstadt zu vermeiden, wird ein Austausch der Wärme über die Grenzen der drei Regionen ausgeschlossen. Damit ergibt sich die Aufgabenstellung, die anfallende Abwärme innerhalb der Regionen passenden Abnehmern zuzuordnen.

Für Gruppe 3 zeigen überschlägige Berechnungen, dass eine externe Abwärmenutzung bei einer Temperatur von 30 °C bzw. 35 °C aus ökonomischer wie ökologischer Sicht nicht sinnvoll ist:

Zum Erreichen einer ausreichenden Beladetemperatur des Latentwärmespeichers müsste die Abwärmetemperatur mittels einer Wärmepumpe um mindestens 35 Kelvin angehoben werden. Der dazu notwendige Stromverbrauch liegt aufgrund der hohen Beladetemperatur des Speichers nur wenig unterhalb der Menge, die für die Bereitstellung derselben Wärmemenge direkt beim Wärmeverbraucher über das Wärmepumpe-Erdwärmesonden-System anfallen würde. Die Wärmeversorgungseinrichtung über Wärmepumpe und Erdwärmesonde ist beim Abnehmer aufgrund der nur in der Sommerzeit (diskontinuierlich) anfallenden Abwärmemengen nicht verzichtbar. Für die Nutzung der Abwärme wären zusätzliche Investitionen für die Speicher und die zweite Wärmepumpe erforderlich. Den nur sehr geringen Stromeinsparungen beim Betrieb der Wärmepumpe zur Temperaturanhebung der Abwärme anstelle der Erdwärme nutzenden Wärmepumpe beim Verbraucher stünden die Energieverbräuche für den Transport der Wärme entgegen.

Aufgrund dieses Analyseergebnisses fallen von den neun potenziellen Abwärmequellen vier als nicht nutzbar heraus.

Die restlichen Abwärmequellen bestehen aus drei Quellen der Gruppe 2 und zwei Quellen der Gruppe 1. Der Abgleich von Wärmebedarfs- und Abwärmekennlinien der aus räumlicher Sicht möglichen Kombinationen von Abwärmequellen und Wärmeabnehmern ergibt schließlich drei sinnvolle Nutzungsmöglichkeiten:

In Kombination 1 wird die Abwärme des Kläranlagen-Blockheizkraftwerks durch einen etwa 1,5 km entfernt liegenden industriellen Großverbraucher zur Bereitstellung von Warmwasser genutzt. Die Abwärme fällt bei 80°C an und kann ohne zusätzliche Temperaturanhebung direkt zur Speicherbeladung genutzt werden. Das Verhältnis der durch Abwärme bereitgestellten Nutzwärmemenge zum für den Transport notwendigen Kraftstoffbedarf (grobe Schätzung[26]) beträgt etwa 96:1. Damit ist diese Kombination der Abwärmenutzung aus energetischer Sicht in hohem Maß sinnvoll.

Bei Kombination 2 werden die Abwärmemengen zweier Industrieunternehmen als Beitrag zur Deckung des Raumwärmebedarfs eines Krankenhauses genutzt. Die Transportentfernungen betragen 2,0 bzw. 4,7 km. Die Abwärmemengen fallen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus an. Abwärme von 90°C wird direkt in den Speicher geladen, Abwärme von 55°C wird mittels Wärmepumpe auf eine Speicherbeladetemperatur von 70°C angehoben. Das Verhältnis der durch Abwärme bereitgestellten Nutzwärmemenge zum für den Transport notwendigen Kraftstoffbedarf (grobe Schätzung) und dem Strombedarf zur Temperaturanhebung beträgt etwa 8:1. Damit ist diese Kombination der Abwärmenutzung aus energetischer Sicht sinnvoll.

Eine dritte anfallende Abwärmemenge auf einem Temperaturniveau von 55°C lässt sich durch den Einsatz eines Wasserwärmespeichers mit einer Kapazität von rund 100 kWh betriebsintern zur Bereitstellung von Raumwärme nutzen. Eine Übersicht zur Nutzung der Abwärmequellen im Moderat-Dezentralen Konzept gibt Tabelle 5-12.

Tabelle 5-12 Abwärmequellen von Großverbrauchern in Rheine, Nutzung in MOD-DEZ

	Temp Niveau Nachnutzung	freie Abwärme MWh/a	zeitliche Zuordnung	Nachnutzung MOD-DEZ
	Gruppe 1			
Metallverarbeitung	85°C	66	Keine Abwärme im Winter	Klimatisierung
Ton, Steine, Erden	90°C	56	Keine Abwärme im Winter	RW Krankenhaus
Kläranlage	80°C	1.871	Keine Abwärme im Winter	WW Großverbraucher

[26] Abschätzung des Kraftstoffbedarfs unter Annahme eines Bedarfs von 33l Dieselkraftstoff je 100km, dies entspricht ggü. dem Stand der Technik einem um ca. 15% geminderten Bedarf.

	Temp Niveau Nachnutzung	freie Abwärme MWh/a	zeitliche Zuordnung	Nachnutzung MOD-DEZ
	Gruppe 2			
Metallverarbeitung	50°C	97	Nahezu keine Abwärme im Winter	Klimatisierung
Metallverarbeitung	55°C	37	Keine Abwärme im Winter	Klimatisierung
Ton, Steine, Erden	55°C	48	Keine Abwärme im Winter	RW Krankenhaus
Lebensmittel	55°C	164	ganzjährig gleichmäßig	Klimatisierung
Kühllogistik	55°C	66	ganzjährig gleichmäßig	Klimatisierung
Metallverarbeitung	55°C	6	ganzjährig gleichmäßig	Klimatisierung
Ton, Steine, Erden	55°C	98	keine Abwärme im Winter	RW Krankenhaus
Kunststoff-verarbeitung	55°C	104	Keine Abwärme im Winter	RW Eigennutzung

	Temp Niveau Nachnutzung	freie Abwärme MWh/a	zeitliche Zuordnung	Nachnutzung MOD-DEZ
	Gruppe 3			
Textilverarbeitung	30°C	737	wenig Abwärme im Winter	Keine
Metallverarbeitung	30°C	101	Keine Abwärme im Winter	Keine
Ton, Steine, Erden	35°C	402	ganzjährig in Intervallen	Keine
Lebensmittel	30°C	22	ganzjährig gleichmäßig	Keine
Kühllogistik	30°C	6.879	Baseline ganzjährig gleichmäßig	Fermenter-heizung

Insgesamt kann durch die drei Nutzungsoptionen eine Abwärmemenge von rund 692 MWh zur Warmwasser-Bereitstellung genutzt werden. Dies bewirkt eine Stromeinsparung von rund 165 MWh, bei einem abgeschätzten Kraftstoffbedarf des Transports von rund 12 MWh (unterer Heizwert).

5.3.3.6 *Simulationsergebnisse Wärmeversorgung MOD-DEZ Konzept*

Die Wärmebedarfe der Gebäude werden im Moderat-Dezentralen Versorgungskonzept durch die geothermische Erdwärmenutzung (Erdsonden) und die Wärmepumpen (Strom) vollständig gedeckt.

Wie in Tabelle 5-13 dargestellt, trägt die Erdwärme rund zwei Drittel zur Wärmeversorgung bei, etwa ein Drittel wird durch den Wärmepumpenbeitrag (Strom) gedeckt.

Die im Vergleich zu heutigen gut ausgelegten Bestandsanlagen eher niedrig angenommene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 3 ist durch den hohen Anteil der Warmwasserbereitung am Wärmebedarf begründet, der durch den höheren Temperaturhub zwischen Erdwärme und Warmwasserbedarf (Temperaturdifferenz rund 40K) die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe verringert.

Der Beitrag aus Abwärmenutzung zur Wärmeversorgung liegt bei deutlich unter einem Prozent. Der geringe Anteil extern bzw. durch interne Speicherung genutzter Abwärme resultiert aus dem hohen Anteil an nutzbarer Abwärme, die zeitgleich mit dem internen Bedarf anfällt. Dieser Abwärmeanfall wurde bei der Ermittlung der Wärmebedarfe durch das Wuppertal Institut voll

berücksichtigt und mindert daher die hier in die Versorgung noch einzubeziehende Restabwärmemenge erheblich, mindert dafür aber auch den anderweitig zu deckenden Wärmebedarf.

Tabelle 5-13 Simulationsergebnisse der Wärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) Moderat-Dezentrales Konzept

Wärmeversorgung Moderat-Dezentral	Menge	Einheit	Anteil
Wärmeversorgung aus Abwärme Industrie	0,7	GWh_{th}	0,2%
Wärmeversorgung Wärmepumpen (Anteil Geothermie)	197	GWh_{th}	67%
Wärmeversorgung Wärmepumpe (Anteil Strom)	98	GWh_{th}	33%
Gesamtwärmeversorgung	296	GWh_{th}	100%
Strombedarf aus Wärmeversorgung	Menge	Einheit	
WP-Strom Industrie + Wohngebäude	102	GWh_{el}	
WP-Strom Abwärmenutzung	0,01	GWh_{el}	

5.4 Vergleich wesentlicher Ergebnisse der Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ

Wuppertal Institut, Solar-Institut Jülich

Die in den vorangegangenen Abschnitten ausführlich beschriebene Ausgestaltung des Moderat-Dezentralen Konzepts ist im Folgenden nochmals zusammengefasst. Aus Gründen der Lesbarkeit und Vergleichbarkeit mit dem Maximal-Dezentralen Konzept, welches ausführlich in Kapitel 0 beschrieben wird, sind beide im Projekt entwickelten Konzepte in Tabelle 5-14 gegenübergestellt.

Tabelle 5-14: Gegenüberstellung wichtiger Parameter für MAX-DEZ 2050 und MOD-DEZ 2050

Konzeptaspekt	**MAX-DEZ**	**MOD-DEZ**
Energieversorgung		
Wärme-versorgung (Raumwärme & Warmwasser)	**Versorgung nach Wärmequelle**	
	Abwärme Industrie: 0,9 GWh_{th} Wärmepumpe, Geothermie: 6,3 GWh_{th} Wärmepumpe, Strom (Peripherie): 3,3 GWh_{th} Wärmepumpe, Strom (Wärmespeicher): 55 GWh_{th} Solarkollektoren: 321,7 GWh_{th} Biomasse KWK: 5,5 GWh_{th}	Abwärme Industrie: 0,7 GWh_{th} Wärmepumpe, Geothermie :197 GWh_{th} Wärmepumpe, Strom: 98 GWh_{th}
Strom-versorgung	**Kommunale Stromerzeugung**	
	PV: Installierte Leistung 66 MW_{peak} Erzeugte Energiemenge 55 GWh_{el} **Wind:** Installierte Leistung 148 MW Erzeugte Energiemenge 351,9 GWh_{el} **Wasser:** Installierte Leistung 0,2 MW Erzeugte Strommenge von 0,9 GWh_{el} **Biomasse:** Stromerzeugung in MOFC Brennstoffzelle (KWK), wärmegeführt entsprechend des Bedarfsverlaufs der Prozesswärme. Erzeugte Strommenge von 10,3 GWh_{el} Stromerzeugung in Holzgas BHKW (KWK), 22 % der Anlagen wärmegeführt entsprechend des Bedarfsverlaufs der Prozesswärme, restliche Anlagen stromgeführt. Erzeugte Strommenge von 3,7 GWh_{th} **Haushaltsmüll**: Erzeugte Strommenge von 5,7 GWh	**PV:** Installierte Leistung 175 MW_{peak} Erzeugte Energiemenge 147 GWh_{el} **Wind:** wie MAX-DEZ **Wasser:** wie MAX_DEZ **Biomasse:** Stromerzeugung in MOFC Brennstoffzelle (KWK), wärmegeführt entsprechend des Bedarfsverlaufs der Prozesswärme. Erzeugte Strommenge von 11,3 GWh_{el} Stromeintrag über Herstellung von Biodiesel im Fischer-Tropsch-Verfahren von 74 MWh_{el} **Haushaltsmüll**: Erzeugte Strommenge von 5,7 GWh

Konzeptaspekt	MAX-DEZ	MOD-DEZ
Brenn- und Kraftstoff-versorgung	**Deckung industrieller Brennstoffbedarfe**	
	Biokohle: 1.111 MWh/a (H_u) (Deckung aus kommunalen Potenzialen an Stroh und Zwischenfrüchten) Biomethan: 37.999 MWh/a (H_u) (Deckung aus kommunalen Potenzialen an Energiepflanzen, Zwischenfrüchte, tierische Exkremente, Bioabfälle)	Biokohle: 1.111 MWh/a (H_u) (aus Stroh und Zwischenfrüchten, wird zur Kalkproduktion benötigt. Wird kommunal gedeckt) Biomethan: 37.999 MWh/a (H_u) (wird je nach Konzept zu 100 %aus importiertem Syngas oder in Teilen (22,5 GWh_{th}) kommunal gedeckt)
	Deckung der Kraftstoffbedarfe des Verkehrssektors	
	Durch Elektrifizierung gesamter Mobilität keine Kraftstoffbedarfe	Ethanol/Diesel: 21.247 MWh/a (H_u) (wird aus Bioethanol aus Rheine, aus importiertem Synfuel und Fischer-Tropsch Diesel aus Rheine bereitgestellt) Wasserstoff: 33.158 MWh/a (H_U) (mittels Elektrolyse vor Ort aus EE Strom) Biomethan: 13.357 MWh/a (H_u) (kommunal bereitgestellt)
Endenergiebedarfe (und damit verknüpfte Parameter)		
Haushalte	**Wärme**	
	Spezifischer Warmwasserbedarf: 586 kWh/Person*a Raumwärmebedarf: 158.746 MWh/a EFH, RWK 1: 60 kWh/m²*a EFH, RWK 2: 34 kWh/m²*a GMH, RWK 1: 60 kWh/m²*a GMH, RWK 2: 30 kWh/m²*a MFH, RWK 1: 56 kWh/m²*a MFH, RWK 2: 42 kWh/m²*a Gesamtwärmebedarf: Verringerung um 341,2 GWh auf ca. 198 GWh (2050), gegenüber einem Bedarf von 539,2 GWh in 2010	Siehe MAX-DEZ
	Strom	
	Stromverbrauch je Haushalt: 1197 kWh/*a Gesamtstromverbrauch: Verringerung um 43,8 GWh (56%) auf ca. 34,3 GWh (2050), gegenüber einem Verbrauch von 78,1 GWh in 2010.	Stromverbrauch je Haushalt: 1367 kWh/a Gesamtstromverbrauch: Verringerung um 38,9 GWh (50%) auf ca. 39,2 GWh (2050), gegenüber einem Verbrauch von 78,1 GWh in 2010.

Konzeptaspekt	MAX-DEZ	MOD-DEZ
	Strom	
	Anteile nach Gerätekategorie: Kühlen und Gefrieren 12% Waschen Spülen Trocknen 19% Kochen 13% IKT Nutzgeräte 9% IKT Homeserver 10% Kleingeräte 15% TV 12% Beleuchtung 7% Wasserversorgung1% Sonstige 2%	Anteile nach Gerätekategorie: Kühlen und Gefrieren 12% Waschen Spülen Trocknen 20% Kochen 13% IKT Nutzgeräte 9% IKT Homeserver 10% Kleingeräte 14% TV 12% Beleuchtung 6% Klimaanlage 1% Wasserversorgung1% Sonstige 2%
Industrie &GHD	**Wärme**	
	Gesamter Wärmebedarf in 2050: 97 GWh	Siehe MAX-DEZ
	Strom	
	Strombedarf ohne elektrifizierte Prozesse: 192 GWh Strombedarf mit elektrifizierten Prozessen: 283 GWh	Siehe MAX-DEZ
	Brennstoffe	
	Brennstoffbedarf, teilweise ersetzbar durch Strom: 152 GWh Brennstoffbedarf nach Elektrifizierung: 38 GWh	Siehe MAX-DEZ
Verkehr	**Insgesamt zurückgelegte Personenkilometer nach Fortbewegungsmittel**	
	In 2050 (und jeweilige Vergleichszahl aus 2010) Straßengebundener motorisierter Verkehr insgesamt: 598 Mio.(861 Mio.) Pkw: 192 Mio. (743 Mio.) Motorisierte Zweiräder: 410.000 (17 Mio.) ÖPNV, d.h. mit Bussen: 41 Mio. (22 Mio.) Fahrrad: 118 Mio. (76 Mio.) Zu Fuß: 11,0 Mio. (10,3) Mio.	In 2050 (und jeweilige Vergleichszahl aus 2010) Straßengebundener motorisierter Verkehr insgesamt: 700 Mio. (861 Mio.) Pkw: 351 Mio. (743 Mio.) Motorisierte Zweiräder: 870.000 (17 Mio.) ÖPNV, d.h. mit Bussen: 76 Mio. (22 Mio.) Fahrrad: 84 Mio. (76 Mio.) Zu Fuß: 10,1 Mio. (10,3) Mio.

Konzeptaspekt	MAX-DEZ	MOD-DEZ
Verkehr	**Energiebedarfe**	
	In 2050 (und jeweilige Vergleichszahl aus 2010) Pkw-Flotte insgesamt: 69 TJ (1.357 TJ) Nur noch elektrisch betriebene Pkw! Bus-Flotte. Hier wird die ausschließliche Nutzung von elektrisch betriebenen Bussen angenommen: 12 TJ (19 TJ)	In 2050 (und jeweilige Vergleichszahl aus 2010) Pkw-Flotte insgesamt: 246 TJ (1.357 TJ) Nach Antriebsart in der PKW-Flotte (Diversifizierung der Antriebskonzepte): Benzin: 11 TJ (772 TJ) Diesel: 4TJ (564 TJ) Biodiesel: 4 TJ (39TJ) Erdgas: 1 TJ (21 TJ) Strom: 22 TJ (0 TJ) Wasserstoff: 119 TJ (0 TJ) Bus-Flotte. Hier wird die ausschließliche Nutzung von Biodiesel angenommen: 54 TJ (19 TJ)
Zusätzlicher Strombedarf durch Elektrifizierung	**Für den Einsatzbereich Power-to-Heat**	
	Prozesswärme: 91,8 GWh Raumwärme & Warmwasser: 21,9 GWh	Prozesswärme: 91,3 GWh Raumwärme & Warmwasser: 101,9 GWh Aufwertung Abwärme: 0,01 GWh (durch Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des Temperaturniveaus von Abwärme
	Für den Einsatzbereich Power-to-Gas	
	Biogaserzeugung und Aufbereitung: 3,5 GWh	Wasserstoffproduktion via Elektrolyse: 57,3 GWh Biogaserzeugung und Aufbereitung: 2,2 GWh

6 Vertiefende Analyse von Systemausschnitten

Die Systemausschnitte bieten im Projektkontext die Möglichkeit, durch Modellierung und Simulationen einige Systembestandteile der Zukunftskonzepte auch in zeitlich hoher Auflösung detailliert analysieren zu können. Eine Fragestellung, die für die skizzierten Konzepte von besonderem Interesse ist, ergibt sich aus der Nutzung vorrangig lokal zur Verfügung stehender erneuerbarer Ressourcen im Energiesystem. Erste Simulationen von Stromerzeugung und –Bedarf nach der Konzeptentwicklung ergaben, dass in beiden Konzepten bei einer rein lokalen Stromversorgung in der stündlichen Lastbilanz mit hohen Defiziten, aber auch hohen Überschüssen zu rechnen ist; selbst dann wenn die Energiebilanz übers Jahr gerechnet ausgeglichen ist. Dies ist unter anderem dadurch bedingt, dass die erneuerbaren Ressourcen teilweise in ihrer Verfügbarkeit einer hohen Volatilität unterliegen.

Verbrauch und Erzeugung nichtsdestotrotz stets in der Balance zu halten, stellt deshalb eine Herausforderung dar. Ausgleichsmöglichkeiten, häufig auch Flexibilitäten genannt, gewinnen entsprechend an Bedeutung. Eine Analyse der zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen in Rheine stellt daher einen wichtigen Fokus der Systemausschnitte dar. Flexibilitätsoptionen ergeben sich unter anderem aus der stärkeren Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Die vernetzte Energieversorgung dieser Sektoren wurde vom Solar-Institut Jülich modelliert und simuliert. Details dieses Modells und seiner Parameter werden in Systemausschnitt 1 erläutert. Hier wird unter anderem der Einsatz regelbarer Erzeuger (z.B. Biomasse-KWK), saisonaler Wärmespeicher als auch Stromspeicher beleuchtet.

Zum Ausgleich der Schwankungen im Elektrizitätssystem gehört darüber hinaus die Nutzung von Lastmanagement-Maßnahmen (engl. Demand Side Management – DSM). Solche DSM-Potenziale finden sich sowohl in Industrie und GHD-Betrieben, in privaten Haushalten als auch durch eine geschickte Einbindung der in den zwei Zukunftskonzepten vorgesehenen elektrischen Fahrzeuge, da sie mit elektrischen Speichern ausgestattet sind. Diese Optionen untersucht das Wuppertal Institut in Systemausschnitt 2.

Detailanalysen für besonders vielversprechende DSM-Potenziale eines großen Industriebetriebs und zweier Krankenhäuser werden in Systemausschnitt 3 vorgenommen. Hier werden neben den DSM-Potenzialen auch Analysen der Potenziale derselben Betriebe zur internen Abwärmenutzung und ggf. – nach Ausschöpfen interner Nutzungspotenziale - zur Abgabe von Abwärme an externe Verbraucher vorgenommen. Diese Arbeiten betten sich in einen weiteren Schwerpunkt des Komrev-Projektes ein, der in der Entwicklung exergetisch effizienter Energieversorgungsstrukturen für Rheine liegt.

Grundsätzlich ist es möglich, die drei Systemausschnitte in ein Gesamtmodell zu überführen. Dabei werden die zur Verfügung stehenden Ausgleichsmöglichkeiten nacheinander zum Ausgleich der Schwankungen genutzt, um so schließlich eine durch alle Optionen geglättete Residuallast zu erhalten und eine Batteriespeicherdimensionierung zum Ausgleich der verbleibenden Residuallastschwankungen vornehmen zu können. Dieser Ansatz wurde schlussendlich aus zeitlichen Gründen jedoch nicht vollständig umgesetzt. Zum vergleichsweise frühen Bearbeitungszeitpunkt von Systemausschnitt 2 wurde die Umsetzung des Gesamtmodells jedoch noch verfolgt. Grundlage der Simulationsrechnungen stellt hier entsprechend eine Residuallast dar, die durch eine bereits vorangegangene Glättung in Systemausschnitt 1 erreicht werden kann. Ferner unterscheiden sich in den Systemausschnitten die Annahmen zur Transformatorleistung an das vorgelagerte Hochspannungsnetz. In Systemausschnitt 2 wird anders als in den anderen beiden Ausschnitten davon ausgegangen, dass sich diese bis zum Jahr 2050 von den im Betrachtungsjahr vorhandenen +/-60MW auf +/-90 MW erhöht. Dies ist ebenfalls den unterschiedlichen Bearbeitungszeitpunkten geschuldet. Da in den Simulationsrechnungen des Wuppertal Instituts das Einsatzziel des DSM-Ansatzes darin liegt, so viel Energie wie möglich in den Bereich ±90 MW zu verschieben, ist davon auszugehen, dass die Potenziale im Falle

einer Anschlussleistung von ±60 MW zumindest teilweise stärker genutzt würden und damit insgesamt eine etwas größere Menge an Überschussenergie nutzbar machen könnten. Dies liegt darin begründet, dass die 60 MW Grenze von der Residuallast häufiger über- und unterschritten wird als die 90 MW-Grenze. Aufgrund der eher kurzen Verschiebedauern der DSM Potenziale sind die „Speicherkapazitäten" im Verhältnis zu Be- bzw. Entladeleistungen vergleichsweise klein. Ein häufiger Einsatz mit kurzen Verweildauern im Speicher entspricht eher der Potenzialcharakteristik als das Verschieben von größeren Energiemengen über längere Zeiträume.

In den Simulationsrechnungen des DLR und des SIJ wird die angeschlossene Transformatorleistung an das vorgelagerte Hochspannungsnetz nicht direkt als Schwellwert für die Einsatzsystematik der Ausgleichsmöglichkeiten genutzt. Die Grenzwerte für Überschuss- und Defizit-Situationen, ab denen Last- und Erzeugungsmanagementmaßnahmen ergriffen werden, wurden am DLR so gewählt, dass die Dauer und die Häufigkeit der daraus resultierenden Überschuss- und Defizitsituationen bei der Speicherkapazität der Potenziale eine gute Ausnutzung der technischen Ausgleichspotenziale zulässt. Am SIJ wurde anhand vorausschauender Wetter- und somit Einspeiseprognose für fluktuierende EE-Erzeuger die Flexibilisierung des Wärmepumpen-Betriebs (siehe Kapitel 6.1.4.1) vorgenommen. Die angeschlossene Transformatorleistung an das vorgelagerte Hochspannungsnetz (+/- 60 MW) wurde als erster Richtwert bei der Speicherauslegung herangezogen.

6.1 Systemausschnitt 1: Modellierung und Simulation der Zielkonzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ

Solar Institut Jülich

Das Solar-Institut Jülich der FH Aachen (SIJ) modellierte und simulierte die vernetzte Energieversorgung für Wärme, Strom und Verkehr der Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ für das gesamte Stadtgebiet Rheine. Die Vorarbeiten der Simulationen (z.B. grundsätzliche Technologieentscheidungen) und die wichtigsten Ergebnisse werden jeweils in Kapitel 4.3 und 5.3 beschrieben. In den folgenden Kapiteln werden daher ausschließlich der Modellaufbau und die Simulationsparameter vorgestellt.

6.1.1 Modellaufbau und Simulationsumgebung

Auf Basis der für das Zieljahr 2050 ermittelten Bedarfe, der ermittelten Installationsleistungen für EE-Anlagen innerhalb Rheines und der festgelegten Parameter der Versorgungstechnologien wurden mit Hilfe der Simulationssoftware ExtendSim folgende drei Simulationsmodelle erstellt: Strommodell, Wärmemodell und Stromspeichermodell.

Im Stromspeichermodell werden bei gegebener Eingangsgröße (Gesamtresiduallast Strom & Wärme) unterschiedliche Speicherkapazitäten und unterschiedlich Betriebsweisen der elektrischen Speicher näher betrachtet.

Strom- und Wärmemodell unterteilen sich in drei grundlegende Unterbereiche:

1) das **Bedarfsmodell** zur Abbildung der Energiebedarfe,

2) das **Klimamodell** zur Bereitstellung meteorologischer Daten anhand derer die Stromerzeugung aus Solar- und Windkraft bzw. die solarthermische Wärmeerzeugung (MAX-DEZ) berechnet wird,

3) das **Versorgungsmodell** mit allen im Modell verwendeten Energieerzeugern.

Die Unterbereiche sind über Schnittstellen miteinander verbunden, so dass berechnete Daten direkt zwischen ihnen ausgetauscht werden können. So wird z.B. in jedem Simulationsschritt die Erzeugungsleistung aus dem Klimamodell (PV, Solarthermie und Wind) an das Versorgungsmodell übermittelt.

Im Bedarfsmodell sind vorwiegend die Strom- und Wärmelastgänge für die privaten Haushalte sowie Gewerbe und Industrie hinterlegt. Verwendet werden so genannte Standardlastprofile, die das kollektive Verhalten für unterschiedliche Verbrauchergruppen beschreiben und für die Planung der kommerziellen Energieversorger verwendet werden, sowie spezifische Lastgänge für Gewerbe-, bzw. Industriebetriebe und kommunale Einrichtungen, die vom WI zur Verfügung gestellt werden. Die Standardlastprofile sind auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert.

Das Klimamodell hat vorwiegend die Funktion eines Datenservers, enthält jedoch darüber hinaus (Funktions-)Blöcke, die z.B. den Sonnenstand für die zugehörigen Strahlungsdaten berechnen oder die gemessenen Windgeschwindigkeiten von der Höhe des Messpunktes auf die Nabenhöhe der verwendeten Windenergieanlagen umrechnen. Die im Klimamodell bereitgestellten Daten ermöglichen die Ermittlung der Erzeugungsleistung von Photovoltaik, Solarthermie und Windenergie für die jeweilige Stunde der durchgeführten Jahressimulation.

Im Versorgungsmodell sind alle an der Energieversorgung beteiligten Funktionseinheiten (Blöcke) wie Windenergie-, Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen aber auch die thermischen Speicher hinterlegt. Die Erzeugungsarten werden dabei entsprechend der vorhandenen Potenziale zusammengefasst abgebildet. Das heißt, dass im Modell der Funktionsblock „Windenergieanlage“ nur einmal mit der insgesamt installierten Leistung vorhanden ist (für alle Anlagen somit identische Technologiekennwerte angenommen werden), der Funktionsblock „Photovoltaik“ ist hingegen je einmal für jede der acht Modulrichtungskategorie (siehe Kapitel 4.3.1.1) und mit der jeweils dort installierten Leistung hinterlegt. Wo notwendig, z.B. bei wärmegeführter KWK, Wasserkraft und Spitzenlastdeckung, werden auch einzelne Versorgungseinheiten im Versorgungsmodell abgebildet, teils mittels Erzeugungsganglinie, teils durch Modellierung von Leistung und Regelgeschwindigkeit (siehe Kapitel 6.1.3.2).

Für die Modellierung des Versorgungssystems wird eine blockbasierte[27] kontinuierliche Simulation mit einer zeitlichen Auflösung im Stundenraster durchgeführt. Die durchgeführten Simulationen sind somit als „quasi-dynamisch“ zu betrachten. Durch das Zeitraster von einer Stunde können Effekte und Variationen, die sich in kleineren Zeiträumen als einer Stunde abspielen, nicht erfasst werden.

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

Alle im Modell verwendeten Daten weisen eine stündliche Auflösung auf, dies gilt sowohl für die Lastprofile des Strom- und Wärmebezugs als auch für die meteorologischen Daten zur

[27] „Blöcke“ stellen in der verwendeten Simulationsumgebung in sich geschlossene Funktionseinheiten dar, die eine mathematische und/oder algorithmische Beschreibung der jeweiligen Funktionalität enthalten. Jeder Block kann sog. Konnektoren haben, über die er Daten empfangen und ausgeben kann (Eingangs- u. Ausgangskonnektoren). Z. B. enthält der Block zur Berechnung des Sonnenstandes die Programmierung zur Berechnung von Sonnenhöhe, Stundenwinkel und wahrer Ortszeit aus den Eingangsdaten für die geographische Lage und die Ortszeit. Die berechneten Werte werden an den Ausgangskonnektoren für die Weiterverwendung in anderen Blöcken bereitgestellt.

Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur. Die gewählte Zeitauflösung der Simulation ist zur Beantwortung der Fragestellungen im Projekt ausreichend.

6.1.2 **Simulation Strom- und Wärmebedarfe**

6.1.2.1 *Stromlastprofile und -bedarfe*

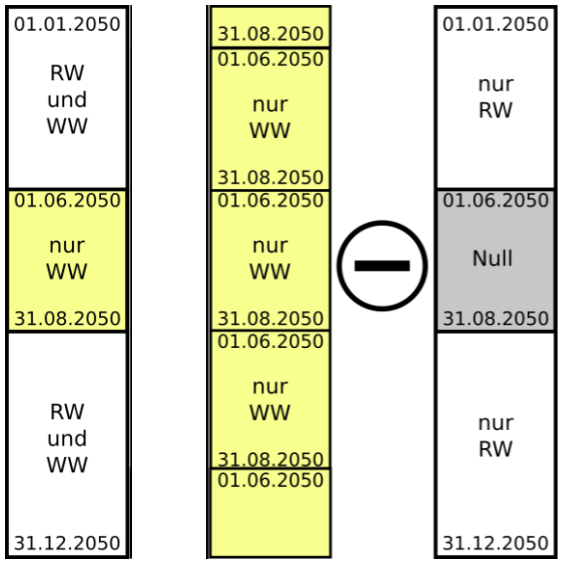
In beiden Konzepten ergeben sich Strombedarfe der Haushalte, GHD und Industrie sowie Strombedarfe durch E-Mobilität, elektrische Prozesswärmeversorgung, Raumwärme- und Warmwasserbereitung über Wärmepumpen und die Erzeugung sowie Aufbereitung von Biogas. Im MOD-DEZ Konzept fallen darüber hinaus Strombedarfe innerhalb der solarthermischen Wärmeversorgung (Pumpen Wärmenetz + Wärmepumpen saisonale Wärmespeicher), im MAX-DEZ Konzept hingegen zusätzliche Strombedarfe durch die Wasserstoffproduktion für den Verkehr an. Die Strombedarfe werden wie folgt im Modell dargestellt:

- Strombedarfe privater Haushalte sowie akkumuliert betrachtete Gewerbe und Industrie werden über Standardlastprofile und die jährlichen Bedarfe des Zieljahres 2050 simuliert.
- Für einzeln betrachtete Großverbraucher werden spezifische Lastgänge durch das WI ermittelt und anschließend als csv Datei in das Modell eingelesen.
- Strombedarfe elektrisch versorgter Prozesswärme werden anhand des Bedarfsprofils der Prozesswärme berechnet (WI) und anschließend ebenfalls als csv Datei in das Modell eingelesen. Hierbei wird kein DSM der Prozesswärme berücksichtigt (Untersuchungen DSM siehe Kapitel 6.2).
- Strombedarfe der E-Mobilität werden durch das WI vorgegeben und als csv Datei in das Modell eingebunden.
- Für die Biogaserzeugung und -aufbereitung wird angenommen, dass durch Nutzung des Gasnetzes als Speicher eine konstante Produktion erfolgen kann. Somit ist auch der mit der Biogaserzeugung und -aufbereitung einhergehende Strombedarf konstant. Der in jedem Simulationsschritt zu addierende Bedarfswert ergibt sich aus Division des jährlichen Bedarfs durch die Anzahl der Simulationsschritte.
- Für die Wasserstoffproduktion wird, wie bei der Biogaserzeugung und -aufbereitung, zunächst von einem konstanten Betrieb der Anlage ausgegangen und der Quotient aus jährlichem Bedarf und Simulationsschritt in jedem Zeitschritt zu den restlichen Bedarfen hinzuaddiert (Untersuchungen Flexibilisierung siehe Kapitel 6.2.3.5).

6.1.2.2 *Wärmelastprofile und -bedarfe*

Neben den jährlichen Wärmebedarfen liegen durch das WI Standardlastprofile für die Summenlast aus Raumwärme (RW) und Warmwasser (WW) vor (siehe Kapitel 3.2), welche auf einen Verbrauch von 1.000 kWh pro Jahr normiert sind. Diese können im MAX-DEZ Konzept zusammen mit den Jahressummen direkt im Modell verwendet werden, da sowohl Raumwärme (RW) als auch Warmwasser (WW) über das Nahwärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 60°C versorgt werden. Im MOD-DEZ Konzept hingegen wird über die Erdwärme-Wärmepumpen-Anlage RW mit einer Vorlauftemperatur von 35°C (Flächenheizungen) und Warmwasser mit einer Vorlauftemperatur von mindestens 50°C (Warmwasserspeicher) versorgt. Dadurch ist für die Simulation des MOD-DEZ Konzepts eine Aufteilung der Summenlastverläufe (RW+WW) auf Raumwärme und Warmwasser notwendig.

Zur Aufteilung in separate Lastverläufe für Raumwärme und Warmwasser werden die vorliegenden Summenlastverläufe herangezogen. Hierbei wird angenommen, dass in der Zeit vom 01.06. bis zum 31.08 des Jahres kein Raumwärmebedarf vorliegt und sich somit aus diesem Zeitraum ein dreimonatiger Lastverlauf für die Warmwasserbereitung ableiten lässt. In einem ersten Schritt wird dieser dreimonatige Lastverlauf für die Warmwasserbereitung vervielfältigt und zu einem, das ganze Jahr abdeckenden Lastgang zusammengefügt. Dies geschieht so, dass es zu keinen zeitlichen Verschiebungen gegenüber dem Summenlastgang kommt. Der so erstellte Lastgang für Warmwasser wird nun vom Summenlastgang (RW+WW) subtrahiert, um einen ersten Lastgang für den Raumwärmebedarf zu erzeugen (siehe Abbildung 6-1).



Summenlast Lastverlauf WW Lastverlauf RW

Abbildung 6-1: Subtraktion Lastverlauf WW von der Summenlast zur Erzeugung Lastgang RW

Aus dieser Operation ergibt sich, dass der Raumwärmebedarf in den Sommermonaten stets Null ist. Während der restlichen Zeiten entspricht der Verlauf für die Raumwärme dem Restbedarf, nach Abzug des Lastgangs für Warmwasser. Da dort auch Zeitpunkte auftreten, in denen der Wert für den Warmwasserbedarf größer als der Gesamtwert der zugrunde liegenden Summenlast ist, treten im so erzeugten Raumwärmelastgang immer wieder auch negative Stundenwerte auf. Diese werden in einem nächsten Bearbeitungsschritt unterdrückt und auf null gesetzt.

Da zu diesen Zeitpunkten der Lastgang für den Warmwasserbedarf Werte ausweist, die größer als die Gesamtlast zu dieser Zeit sind, muss auch der Lastgang für Warmwasser dahingehend korrigiert werden, dass die Gesamtlast des ursprünglichen Lastverlaufs eingehalten wird (Abbildung 6-2).

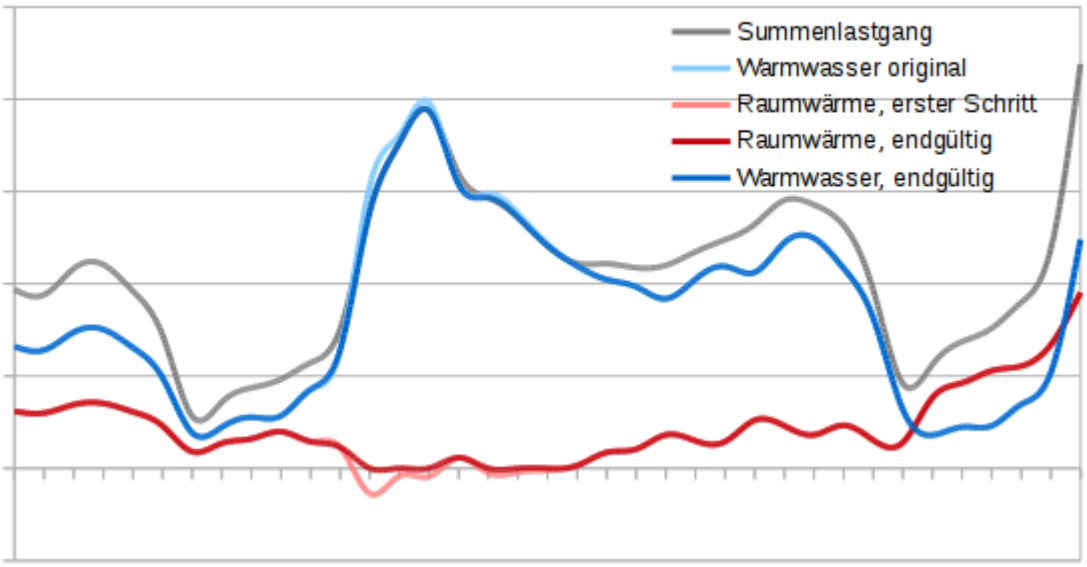


Abbildung 6-2: Zweistufige Erzeugung separater Lastgänge für RW und WW aus der Summenlast

Die aus diesen Operationen hervorgehenden Lastgänge für Raumwärme und Warmwasser werden anschließend durch Faktorisierung auf den gewünschten Jahresverbrauch skaliert. Dabei ist für beide normierten Lastgänge derselbe Faktor zu verwenden. Dieser ergibt sich durch Division des zu untersuchenden Jahresverbrauchs durch den Jahresverbrauch des verwendeten Standardlastprofils für die Summenlast (z.B. 6,88 bei einem untersuchten Jahresverbrauch von 6.880 kWh und einem auf 1.000 kWh/a normierten Standardlastprofil).

6.1.3 Simulation Stromversorgung

6.1.3.1 *Simulation PV und Wind*

Zur Abbildung der meteorologischen Bedingungen für Photovoltaik und Windenergie wird auf TRY Daten des DWD für die Klimazone fünf aus dem Jahr 2010 zurückgegriffen (DWD 2010). Diese umfassen in Stundenauflösung die Werte für Windgeschwindigkeit, Temperatur und Direkt- und Diffusstrahlung. Die Windgeschwindigkeit wird für 10 Meter Höhe über Grund ermittelt.

Der im Modell verwendete „Photovoltaikblock“ berechnet die Leistung der installierten PV auf Basis der auf die Modulfläche treffenden Direkt- und Diffusstrahlung für einen angenommenen Systemwirkungsgrad der PV von 15%[28]. Der hier verwendete Wert für den Systemwirkungsgrad basiert auf der Annahme eines Wirkungsgrades von 17% für die Photovoltaikmodule und einem Wirkungsgrad von 90% für Wechselrichter (Wirth 2017). Die Werte der Direkt- und Diffusstrahlung werden vom Klimamodell für die jeweilige Ausrichtung der PV-Fläche zur Verfügung gestellt. Als weiterer Eingangswert wird die Umgebungstemperatur verwendet, da auch der temperaturbedingte Wirkungsgradrückgang berücksichtigt wird. Der im Modell

[28] Der in Bezug auf den Zielhorizont 2050 niedrig erscheinende Gesamtwirkungsgrad der PV wurde so gewählt, da realistisch betrachtet von einem Mix unterschiedlicher Module (Monokristallin, Polykristallin, Dünnschichttechnologien oder gedruckte Solarzellen) sowie unterschiedlichem Anlagenalter (Zellendegradation, Verschmutzung) ausgegangen wird.

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

Die Abbildung der Windenergie erfolgt über eine Kennlinie, welche die Leistung der Anlage(n) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit darstellt (Beispiel siehe Abbildung 6-3).

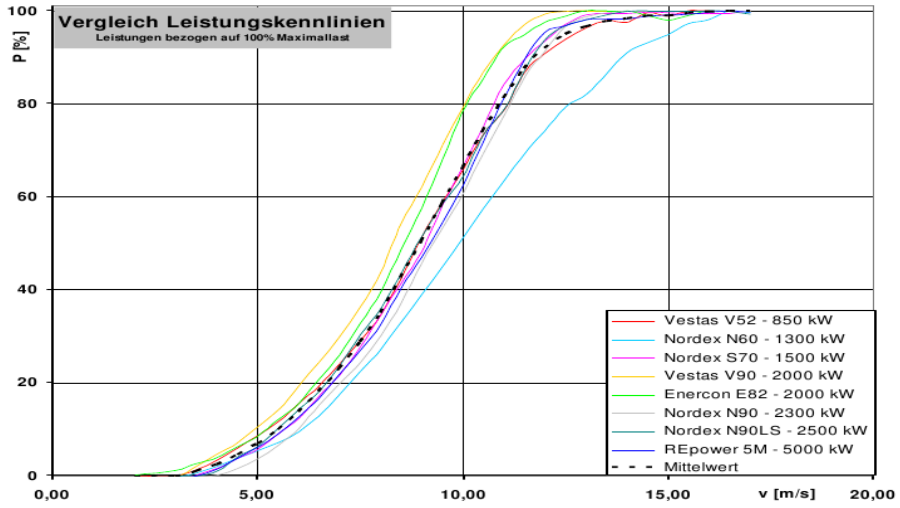


Abbildung 6-3 Verläufe der Leistungskennlinien ausgewählter WEA. Quelle: Energiestudie 2010

Leistung und Nabenhöhe der Anlagen können frei gewählt werden. Der Eingangswert der Windgeschwindigkeit wird innerhalb des Modellblocks dem Potenzansatz nach Hellmann (Spektrum.de 2017) folgend auf die verwendete Nabenhöhe umgerechnet. Im Modell wird die Kennlinie einer Vestas V90-2MW Anlage (Nabenhöhe: 125 Meter, Gesamthöhe: 170 Meter) verwendet. Mit dem gewählten Rauhigkeitsfaktor für das Gelände (0,078), ergibt sich in der Simulation – mit 2.313 Volllaststunden- eine gute Übereinstimmung mit der einschlägigen Studie des LANUV[29]. Für die Simulation der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen wurde entsprechend den Vorarbeiten aus der Potenzialanalyse eine installierte Leistung von 148 MW angesetzt.

6.1.3.2 *Simulation Biomasse und restliche Erzeuger*

Für Biomasse, die in wärmegeführter KWK verwendet wird (siehe Kapitel 4.3.2.2 und 5.3.2.1), wird anhand des Wärmebedarfsprofils die sich ergebende Stromerzeugung ermittelt und anschließend als csv Datei in das Modell eingelesen. Stromgeführte Biomasse wird über einen Energiemanager genutzt, der anhand hinterlegter Parameter zur Leistung und Regelgeschwindigkeit bei positiver Residuallast (Deckungslücke) Biomasse KWK hochfährt bzw. bei negativer Residuallast (Stromüberschuss) Biomasse KWK runterfährt.

Für zwei Wasserkraftgeneratoren in Rheine liegen Leistungsprofile vor. Für die Berechnung des zeitlichen Verlaufs der gesamten in Rheine installierten Wasserkraft wird anhand der vorliegenden Leistungsprofile ein normierter Lastgang für Wasserkraft erstellt und mit der gesamten jährlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft multipliziert. Das so gewonnene Erzeugungsprofil wird über eine csv Datei in das Modell eingelesen.

Für Haushaltsmüll erfolgt eine konstante Leistungsgutschrift in Höhe von 650 kW (siehe Kapitel 4.3.1.4), die in jedem Simulationsschritt der Erzeugungsleistung hinzuaddiert wird.

[29] Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 1 – Windenergie des Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen

6.1.3.3 *Simulation Elektrische Speicher*

Als Speicher-Setup werden im Stromspeichermodell für die Abbildung der elektrischen Speicher Parameter für Lithium-Ionen-Akkumulatoren verwendet. Hierbei wird eine Speichereffizienz von jeweils 95% für Ladung und Entladung der Akkumulatoren zu Grunde gelegt, d.h. über die Prozesskette: Ladung – Speicherung – Entladung sind gut 90% der eingeladenen Energiemenge dem Speicher wieder entnehmbar. Überlagert wird dies durch die Selbstentladung der Akkumulatoren, welche bei 26,2% pro Jahr liegt (Sauer 2014).

Des Weiteren erfolgt die Modellierung der E-Mobilität stationsbasiert und bidirektional, d.h. es werden sowohl Fahrzeugladung, als auch Fahrzeugentladung im Sinne der Versorgungssicherheit (vehicle to grid) berücksichtigt. An Stationen verfügbare Leistung und Energie wird anhand des ruhenden Verkehrs berechnet. Berücksichtig werden auch Lade- und Entladecharakteristik der Fahrzeugakkus, sowie deren Temperaturabhängigkeit.

6.1.4 **Simulation Wärmeversorgung**

6.1.4.1 *Wärmepumpen*

Die im Modell verwendeten Wärmepumpen sind in den Modellblock „thermischer Speicher“ integriert, da dies der hier verwendeten Einsatzcharakteristik der Wärmepumpe entspricht (siehe 6.1.4.3). Die Berechnung des Wärmepumpenbeitrags zur Wärmeerzeugung erfolgt auf Basis der gängigen Wärmpumpengleichungen, in einem iterativen Verfahren. Da die Simulation in Zeitschritten von einer Stunde abläuft, werden für die Berechnungen des Wärmepumpenertrags und des COP Stundenmittelwerte der Temperaturen von Wärmequelle und Wärmesenke verwendet.

6.1.4.2 *Solarthermie*

Die größte Schwierigkeit in der Abbildung der Solarthermie besteht darin, dass durch instationäre Zustände gekennzeichnete Betriebsverhalten der Solarthermie hinreichend realistisch in ein stationäres Modell mit einer Auflösung im Stundenraster zu überführen. Naturgemäß müssen hier Vereinfachungen vorgenommen werden. So wird der Ertrag der Kollektoren mit Hilfe der gängigen Kollektorkennwerte (optischer Wirkungsgrad, Wärmedurchgangskoeffizienten) berechnet. Im vorliegenden Fall wurden die Kennwerte für einen Vakuumröhrenkollektor verwendet.

6.1.4.3 *Thermische Speicher*

In den Modellen zum MAX-DEZ Konzept und MOD-DEZ Konzept werden zwei unterschiedliche Funktionsblöcke zur Abbildung der thermischen Speicher verwendet. In MAX-DEZ werden die saisonalen Speicher als thermische Schichtspeicher mit zehn Temperaturschichten abgebildet. Sowohl für die nicht netzgebundene Wärmeversorgung peripherer Gebäude in MAX-DEZ als auch für die objektbezogene Wärmeversorgung in MOD-DEZ werden zweischichtige Pufferwärmespeicher modelliert. In diesen Kurzzeitspeichern dient eine Schicht der Warmwasserbereitstellung, die andere als Speicher für Heizwärme.

In beiden Speichertypen werden Wärmeverluste an die Umgebung sowie Temperaturausgleich innerhalb des Speichers berücksichtigt. Dabei werden Wärmeverluste an die Umgebung mittels der Speichergeometrie, den lokalen Speichertemperaturen, der Güte der Wärmedämmung (U-

Wert) und der Umgebungstemperatur[30] berechnet. Für die Berechnung des Temperaturausgleichs innerhalb des Speichers werden die Wärmeleitfähigkeit des Speichermediums und der Temperaturunterschied benachbarter Speicherschichten berücksichtigt.

Das Modell des 10-Schicht-Speichers wird zur Abbildung der saisonalen Wärmespeicher innerhalb der Versorgungsgebiete in MAX-DEZ verwendet. Die Speicher werden sowohl durch Solarthermie (dem Speicher vorgeschalteter Funktionsblock) als auch durch integrierte Wärmepumpen mit Wärme beschickt. Für den Betrieb der Wärmepumpen wird keine externe Wärmequelle verwendet. Als Quelle und Senke dient der Speicher selbst. Während die Wärmeentnahme im kälteren, unteren Speicherbereich erfolgt, wird die von der Wärmepumpe erzeugte Wärme in die obere Hälfte des Speichers eingespeist. Im Zuge der Entwicklung des Funktionsblocks „saisonaler thermischer Schichtspeicher“ wurden unterschiedliche Steuerungsalgorithmen für die Betriebsführung der Wärmepumpe (WP) implementiert. Einerseits kann die Ansteuerung der WP über Speichertemperaturen erfolgen (zwei Messpunkte). Andererseits kann der Betrieb der Wärmepumpe auf Basis des Nutzenergieinhalts des Speichers erfolgen; dies stellt auch die im Modell verwendete Variante der Wärmepumpensteuerung dar. Als Grundlage für die Ansteuerung der Wärmepumpe dienen hier zwei Parameter. Parameter Eins ist der Nutzenergieinhalt des Speichers (bemessen an der Vorlauftemperatur des Wärmesystems), Parameter Zwei der (gleitende) Durchschnitt des Wärmebedarfs der letzten 24 Stunden. Hieraus wird der Wert der „Wärmebevorratungszeit“ in Stunden berechnet; d.h. der Zeitraum (in Stunden), für den der nutzbare Wärmeinhalt des Speichers die Deckung der durchschnittlichen Wärmelast der letzten 24 Stunden gewährleisten kann. Dieser Wert stellt das für den Betrieb der Wärmepumpe entscheidende Kriterium dar. Durch die Auswertung einer Vielzahl von Simulationsläufen erwies sich eine „Wärmebevorratungszeit“ von 180 Stunden als guter Kompromiss zwischen Versorgungssicherheit und Strombedarf der Wärmepumpen.

In MOD-DEZ dient der 2-Schicht-Speicher als Pufferspeicher für Warmwasser und Heizwärme. Entsprechend der für die Modelle festgelegten Rahmenbedingungen wird dieser Speichertyp ausschließlich mit Wärme aus Erdsonden in Kombination mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe beladen. Zwar sind auch hier die Wärmepumpen integraler Bestandteil des Funktionsblocks, jedoch liegt die Wärmequelle der Wärmpumpen außerhalb des Speichers. Die verfügbare Erdwärme wird dem Block in Form eines Temperaturverlaufs der Sole zugeführt. Die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen wird auch in diesem Block iterativ bestimmt. Die Ansteuerung der Wärmepumpen erfolgt, wie bereits für den saisonalen 10-Schicht-Speicher beschrieben, über die berechnete „Wärmebevorratungszeit“. Sie stützt sich hier auf zwei Vorgabewerte für die Speicherbevorratung, da unterschiedliche Temperaturniveaus für Warmwasser- und Heizwärme berücksichtigt werden. Dementsprechend können im Block unterschiedliche „Bevorratungszeiten“ des Speicher für Warmwasser- und Heizwärme angegeben werden, die darüber entscheiden, ob und für welche Wärmefraktion die Wärmepumpen in Betrieb gesetzt werden [31].

Ausgehend von der im Vorfeld erarbeiteten Dimensionierung von Wärmepumpenleistung und Speichergrößen für die unterschiedlichen Objekttypen, wurden die letztlich verwendeten Werte iterativ festgelegt. Zielgröße für die iterativen Simulationsläufe waren die Wärmepumpenleistung, die Speichergröße und die Wärmebevorratungszeit der Speicher.

[30] Für die Berechnung der Wärmeverluste wird eine Speicherumgebungstemperatur angenommen, die den Mittelwert aus stündlicher Umgebungstemperatur (Klimadaten) und 10°C darstellt.

[31] Voraussetzung hierfür ist die Annahme, dass Wärmepumpen zur Verwendung kommen, die sekundärseitig (Wärmeabgabe) zwei unterschiedliche Temperaturniveaus bedienen können.

6.1.5 Verbindung und Informationsfluss Strom- und Wärmemodell

Zunächst wird die fluktuierende und regelbare Stromerzeugung (Wind, PV, Wasser, KWK) mit den Stromlasten auf Stundenbasis bilanziert. Ergebnis der Bilanzierung ist ein Residuallastwert, der für jede Stunde ausweist, ob eine Deckung des Strombedarfs, ein Stromüberschuss (negative Residuallast) oder eine Deckungslücke (positive Residuallast) vorliegt.

Die resultierende Residuallast wird in das Wärmemodell eingespeist und dort mit dem Strombedarf der Wärmepumpen zur Deckung der Wärmelast zur Gesamtresiduallast des Strom-Wärme-Systems aufsummiert.

Der Wärmebedarf wird im MAX-DEZ Modell vorrangig durch die solarthermische Wärmeerzeugung bzw. die Entladung der saisonalen Speicher gedeckt, Wärmepumpeneinspeisung und damit Wärmepumpenstrombezug entsteht erst, wenn die erforderliche „Wärmebevorratungszeit“ unterschritten wird.

Im MOD-DEZ Modell wird ebenfalls vorrangig der Pufferspeicher zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt, auch hier erfolgen Wärmepumpeneinsatz und damit Wärmepumpenstrombezug, wenn die angesetzte „Wärmebevorratungszeit“ unterschritten ist. Hier ist die Wärmebevorratungszeit keine feste Größe für alle unterschiedlichen Objekttypen. Vielmehr wurde diese für jeden Objekttyp individuell bestimmt (im o.g. iterativen Prozess). Verallgemeinert kann ausgesagt werden, dass die Wärmebevorratungszeit der Objekte im MOD-DEZ Modell i.d.R in einstelligen Stundenbereich liegt.

Für die Kopplung von Wärme- und Stromsystem kommen zwei Wärmepumpen-Betriebsweisen in Betracht, im Folgenden kurz „must-run“ und „flexi“ genannt.

Im sog. „must-run“ Betrieb werden die Wärmepumpen analog der heute üblichen Wärmepumpen-Einsatzweise genutzt. In diesem Betriebsmodus werden die Wärmepumpen immer dann aktiviert, wenn in der jeweiligen Stunde der Wärmebedarf, die Wärmebereitstellungsmenge aus Solarthermie (gilt nur für MAX-DEZ) und die Wärmebevorratungszeit des Speichers dies notwendig machen. Die Folge ist, dass der Strombedarf aus dem Wärmesystem unabhängig vom zeitgleich vorliegenden Residuallastwert des Stromsystems auftritt. Durch die Wärmespeicher gegebene stunden- bis wochenlange Verschiebbarkeit von Wärmestrom-Bedarfen werden in diesem Betriebsmodus nicht gezielt genutzt. Durch den „must-run“ Betrieb werden positive und negative Residuallastspitzen des Stromsystems potenziell erhöht. Die nicht genutzte Flexibilität des Wärmepumpeneinsatzes in Verbindung mit Wärmespeichern führen damit zu höheren Speicher- und Netzbedarfen auf der Stromseite. Die Simulationsergebnisse zeigen den ungünstigsten Fall für die resultierende Residuallastkurve auf.

Im „flexi“ Betrieb können im Modell auftretende Erzeugungsüberschüsse aus dem Stromsystem „vorausschauend“ dafür genutzt werden, die Wärmepumpen wärmebedarfsunabhängig in Betrieb zu nehmen, wenn der Füllstand der Wärmespeicher dies zulässt und hohe residuale Stromüberschüsse auftreten. Ein Teil der auftretenden Stromüberschüsse könnte damit in die (saisonalen) Wärmespeicher eingebracht und Einspeisespitzen und / oder der Stromspeicherbedarf verringert werden. Gleichzeitig könnte der Wärmepumpen-Betrieb zu Zeiten von Residuallast-Defiziten seltener werden. Diese Möglichkeit wurde im Zuge der Simulationen testweise in ihren Grundzügen implementiert. Erste Testläufe mit einfachen Steuerungsansätzen zeigten Minderungspotenziale für die Residuallastamplitude, jedoch auch teilweise deutlich erhöhte Wärmestrombedarfe. Diese resultieren sicher zum Teil aus erhöhten Speicherverlusten durch längere Speicherzeiten und erhöhte Speichertemperaturen, wahrscheinlich jedoch teilweise auch aus verdrängter Erzeugung aus solarthermischen Kollektoren. Eine detaillierte Analyse und Optimierung der Steuerungsansätze sowie ggfs. eine Anpassung der solarthermischen Kollektorfläche waren jedoch im Rahmen der Projektbearbeitung nicht vorgesehen und aus Aufwandsgründen nicht zusätzlich möglich.

Die „must-run“ Simulationsergebnisse der Residuallast wurden als Basis für die Demand-Side-Management-Simulation (DSM-Simulation) des Wuppertal Instituts verwendet. Im DSM-Modell wurde die Flexibilität des Wärmepumpeneinsatzes und eine Reihe weiterer Optionen implementiert und ein durch DSM geglätteter Residuallastverlauf berechnet (siehe Kapitel 6.2).

Die Gesamtresiduallast, welche sich aus der Addition der Residuallast des Stromsystems und des „must-run“-Strombedarfs aus der Wärmeversorgung ergibt, wird im Wärmemodell ermittelt und für eine weitere Betrachtung aus dem Modell ausgelesen. Dies gilt ebenso für die Zustandsdaten der Wärmespeicher.

Ausgelesene Datensätze ermöglichen die Untersuchung zusätzlicher Maßnahmen-Ebenen in anderen Modulen der SimRen-Modellierungen am SIJ, z.B. durch ihre Verwendung in einem Modell mit elektrischen Speicheroptionen. Ebenso können Datensätze nach einem Teil der Simulationsschritte ausgelesen werden, um deren Informationen in anderen Modell-Teilen als Parameter einzuspeisen. Nach diesem Modellierungsverfahren erfolgt beispielsweise die weiter oben beschriebene Abstimmung zwischen Residuallast der Stromseite und „flexi“ Betrieb der Wärmepumpen.

Im Rahmen der Modellierung und Simulationen mittels SimREN wurden die Möglichkeiten von elektrischen Speichern zur Beeinflussung der Gesamtresiduallast (Strom & Wärme) in einem zusätzlichen „Stromspeichermodell“ untersucht. Bei gegebener Eingangsgröße (Gesamtresiduallast Strom & Wärme) wurden hier unterschiedliche Speicherkapazitäten und unterschiedlich Betriebsweisen der elektrischen Speicher näher betrachtet.

6.2 Systemausschnitt 2: Modellierung des Einsatzes möglicher Ausgleichsoptionen zur Glättung der Residuallast – Fokus Lastmanagement

Wuppertal Institut

6.2.1 Einführung und Zielsetzung

Aus den Energiebedarfs- und Versorgungskonzepten ergibt sich unter anderem die Residuallast der Elektrizitätsversorgung in Rheine. Diese ist Abbildung 6-4 für das Konzept MOD-DEZ beispielhaft veranschaulicht. Die Stromeinspeisung ist geprägt durch die wetter- und tageszeitabhängigen Erzeugungsschwankungen aus Wind- und PV-Anlagen.

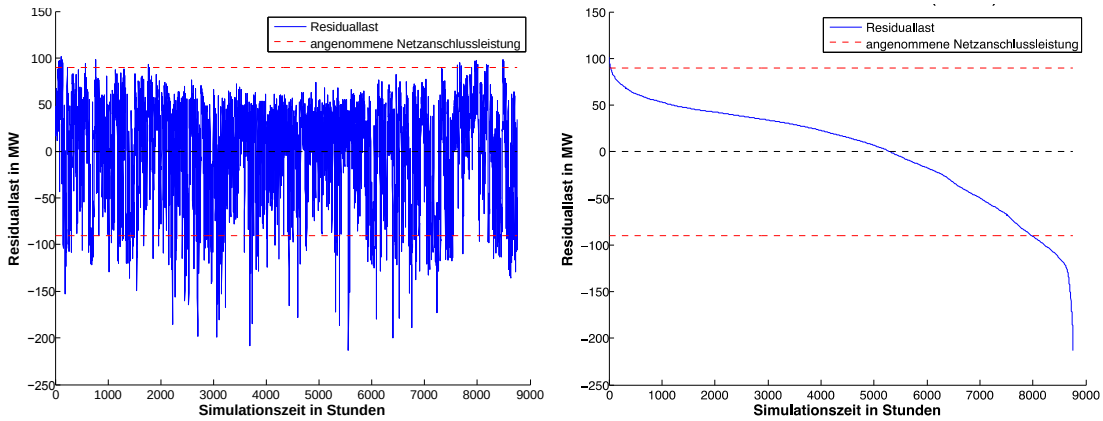


Abbildung 6-4: (a) Ganglinie und (b) Jahresdauerlinie der Residuallast für das Konzept MOD-DEZ

Zum Ausgleich der Schwankungen im Elektrizitätssystem zwischen der Gesamtlast für Rheine und der Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren (Wind und PV) und der nicht regelbaren Erzeuger (Wasserkraft, Haushaltsmüll, Brennstoffzellen und das Hallenbad-Blockheizkraftwerk (BHKW), stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, die in den drei Systemausschnitten analysiert werden. Dazu gehören beispielsweise der Einsatz regelbarer erneuerbarer Erzeuger und die Nutzung von Lastmanagement-Maßnahmen (engl. Demand Side Management – DSM). Solche DSM-Potenziale finden sich sowohl in Industrie und GHD-Betrieben und in privaten Haushalten als auch durch eine geschickte Einbindung der in den zwei Zukunftskonzepten vorgesehenen elektrischen Fahrzeuge. Diese Optionen werden in „Systemausschnitt 2“ untersucht. Detailanalysen für besonders vielversprechende DSM-Potenziale eines großen Industriebetriebs und zweier Krankenhäuser werden in Kapitel 6.3 vorgenommen und sind hier nicht berücksichtigt.

Wie eingangs bereits erläutert gab es ursprünglich die Überlegung, die Detailanalysen der drei Systemausschnitte in ein Gesamtmodellierungsvorhaben im Projektkontext einzubetten. Dabei sollten die zur Verfügung stehenden Ausgleichsmöglichkeiten nacheinander zum Ausgleich der Schwankungen genutzt werden, um so schließlich eine durch alle Optionen geglättete Residuallast zu erhalten und eine Batteriespeicherdimensionierung zum Ausgleich der verbleibenden Residuallastschwankungen vornehmen zu können. Unter dieser Prämisse wurden die hier vorgestellten Simulationsrechnungen durchgeführt. Grundlage der Simulationsrechnungen stellt entsprechend eine Residuallast dar, die bereits eine vorangegangene Glättung durch eine Kappung der Lastspitzen und die Nutzung der Ausgleichspotenziale eines großen, in Rheine ansässigen Industriebetriebs (Apetito) und zwei Krankenhäusern (vergleiche Kapitel 6.3) erreicht werden kann.

Um eine Analyse der Lastmanagementpotenziale durchzuführen, wurde ein Modell aufgebaut, das den Einsatz der o.g. DSM-Potenziale auf der Nachfrageseite simuliert. Ziel ist dabei, die Residuallastschwankungen und ihre Wirkungen auf das übergeordnete Elektrizitätsnetz so weit wie möglich zu reduzieren. Für die Arbeiten dieses Systemausschnittes wurde im Unterschied zu den anderen beiden Ausschnitten davon ausgegangen, dass sich die Transformatorleistung an das vorgelagerte Hochspannungsnetz bis zum Jahr 2050 von den im Betrachtungsjahr vorhandenen +/-60MW auf +/-90 MW erhöht.

Das Modell zur Durchführung der benötigten Simulationsrechnungen ist modular aufgebaut. Jede der Ausgleichsoptionen industrielles Lastmanagement[32], Lastmanagement in Privathaushalten, Lastmanagement in GHD-Betrieben[33], der Einsatz von Elektro-Kraftfahrzeugen (E-KFZ), der Betrieb der Elektrolyseure und gegebenenfalls der Wärmepumpen wird in einem einzelnen Modul implementiert. Die Module können dann in unterschiedlichen Kombinationen eingesetzt werden. Industriebetriebe werden dabei mit größerer Detailliertheit abgebildet als die anderen Potenziale. Die wichtigsten Lastmanagementpotenziale werden hier prozessscharf berücksichtigt. In der Berechnung der Lastausgleichsmaßnahmen werden (teilweise) prozessspezifische Restriktionen mit berücksichtigt und modelliert (z.B. gekoppelte Prozesse, Mindest-Laufzeiten und -Stillstandzeiten). Somit ergibt sich für jeden der differenziert betrachteten Betriebe ein eigenes Lastmanagementregime. Um das komplexe Zusammenspiel der beteiligten Prozesse abzubilden, ist ein Optimierungsalgorithmus notwendig, in den die jeweiligen Anforderungen als Randbedingungen aufgenommen werden.

Bevor die Methodik und die Ergebnisse vorgestellt werden, ist einführend noch die Definition des Begriffes Lastmanagement im Rahmen dieser Arbeit festgehalten.

Definition des Begriffs „Lastmanagement“ im Rahmen dieser Arbeit

Unter Lastmanagement werden jedwede Aktivitäten verstanden, „die einer Anpassung der Stromnachfrage an die Erzeugungs- und Netzbedingungen entsprechen“ (Klobasa 2009, 23). Dies impliziert keinerlei Spezifizierung hinsichtlich der Steuerungsart. Der Begriff „Demand-Side-Management“ (DSM) wird im Folgenden synonym verwendet.

6.2.2 Auswahl der spezifisch berücksichtigten Industriebetriebe

Ein Ziel der detaillierten Untersuchung dieses Systemausschnitts ist die prozessspezifische Darstellung der industriellen Lastmanagementpotenziale. In Rheine ist eine Vielzahl von Betrieben ansässig, die vollständig detailliert darzustellen nicht möglich ist. Um Datenmengen, Erhebungsaufwand und Rechenzeiten handhabbar zu halten, können nur ausgewählte Betriebe spezifisch untersucht werden. Die Auswahl der spezifisch untersuchten Betriebe erfolgt mit dem Ziel, in der differenzierten Betrachtung einen möglichst großen Anteil des vorhandenen bzw. zukünftigen Lastmanagementpotenzials in Rheine abzudecken und gleichzeitig die Höchstanzahl von zehn Betrieben nicht zu überschreiten.

Dafür wurde ein kombiniertes Auswahlverfahren aus Top-down und Bottom-up-Analyse angewendet. Durch die Top-down-Analyse wird anhand von definierten Kriterien eine Vorauswahl an Unternehmen getroffen, welche die Untersuchungsmenge einer daran angeschlossenen umfangreichen Bottom-up-Analyse mit jeweiliger detaillierter Abschätzung des Lastmanagementpotenzials für die einzelnen Betriebe auf eine sinnvolle Menge begrenzt. Dieser Ansatz ist in Abbildung 6-5 näher veranschaulicht. In der Top-down Analyse wird der Strom- und Gasbedarf der Unternehmen im Betrachtungsjahr zur Auswahl herangezogen.

[32] Die Potenziale des Industriebetriebs „Apetito“ werden hier nicht berücksichtigt und in Kapitel 6.3 separat behandelt.

[33] Die Potenziale der Krankenhäuser werden hier nicht berücksichtigt und in Kapitel 6.3 separat behandelt.

Sofern dieser jeweils 1% am gesamten Strom- respektive Gasbedarf aller berücksichtigten Betriebe übersteigt, wird er für die weitere Analyse herangezogen. Dabei wird der Bottom-up-Analyse der modellierte, anwendungsscharfe Strom- und Gasbedarf der berücksichtigten Betriebe für das Jahr 2050 zugrunde gelegt.

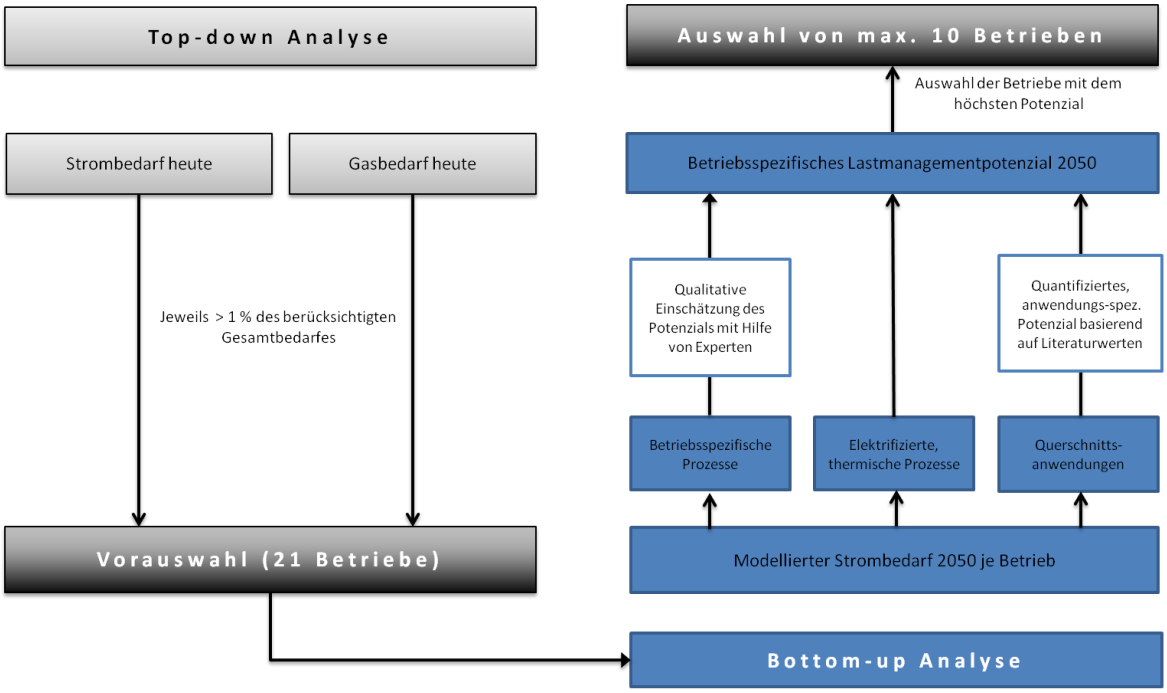


Abbildung 6-5: Methodik zur Auswahl der spezifisch berücksichtigten Industriebetriebe.

In der nachgeschalteten Bottom-up-Analyse soll die schlussendliche Auswahl anhand einer Abschätzung der Lastmanagementpotenziale der Betriebe erfolgen. Diese erfolgt mittels einer vereinfachten multikriteriellen Analyse (Multi Criteria Analysis (MCA)) nach folgendem Schema: Zunächst werden Kriterien bestimmt, die die Entscheidungsfindung unterstützen, anschließend werden die Alternativen hinsichtlich dieser Kriterien bewertet. Darauf folgt eine Erarbeitung der Kriterienausprägungen für die der Analyse zugrunde liegenden Betriebe. Dafür werden sowohl die anwendungsspezifischen Strombedarfe als auch Bewertungen zur Eignung der jeweiligen Anwendungen für Lastmanagement zu Rate gezogen. Durch Anwendung eines Gewichtungsschemas und einer Sensitivitätsanalyse kann schließlich die Betriebsauswahl vorgenommen werden.

Die ausgewählten Betriebe lassen sich folgenden acht Branchen zuordnen:

- Abwasserbehandlung
- Maschinenbau
- Kunststofferzeugnisse
- Textilindustrie
- Logistikzentrum
- Gewinnung und Verarbeitung von Steinen / Kalkwerke
- Metallindustrie
- Lebensmittelverarbeitung

6.2.3 **Erhebung bzw. Ableitung der DSM-Potenziale**

6.2.3.1 *Spezifisch berücksichtigte Industriebetriebe*

Für die ausgewählten Betriebe sollen nun die prozessspezifischen Lastmanagementpotenziale identifiziert werden, so dass diese später für Simulationsrechnungen zur Analyse ihrer Ausgleichsmöglichkeiten auf Residuallastschwankungen aufbereitet werden können. Das dazu gewählte Vorgehen ist folgend dargestellt.

Zur Erhebungsform ▪ Zur Abschätzung der Lastmanagementpotenziale sind hauptsächlich quantitative Daten nötig. Deren Erhebung kann im Sinne der empirischen Sozialforschung unter anderem mittels standardisierter Interviews, telefonisch oder per Email vorgenommen werden. Trotz erheblichen Mehraufwands ist als Befragungsform die persönlich-mündliche gewählt worden (Häder 2010). Dies hat vor allem den Grund, dass in vielen Fällen die Gespräche mit Besichtigungen des Produktions- bzw. Betriebsprozesse verbunden werden, was im Hinblick auf die Diversität und oftmals Komplexität der Prozesse zu einem besseren Verständnis beiträgt. Es werden dazu entsprechend der Typologie von (Bogner, Littig, und Menz 2002) systematisierende Experteninterviews durchgeführt. Entsprechend dieser Klassifizierung, die auf der erkenntnisleitenden Funktion der Interviews beruht, steht in dieser Erhebungsform die „Teilhabe an exklusivem Expertenwissen“ (Bogner, Littig, und Menz 2002) im Vordergrund, das dem Forscher über andere Wege nicht zugänglich wäre.

Zum Leitfaden ▪ Die Durchführung dieser Interviewform erfolgt in der Regel mittels eines „relativ ausdifferenzierten Leitfadens“ (Bogner, Littig, und Menz 2002) oder unter Umständen auch in stark standardisierter Form zur Erhebung von Faktenwissen. Entsprechend wird ein umfangreicher Leitfaden in vergleichsweise hohem Standardisierungsgrad entwickelt[34].

Aufbereitung der erhobenen Daten ▪ Zu jedem Gespräch wurden ausführliche, ergebnisorientierte Auswertungen aufgezeichnet. Da im Sinne der deskriptiven Statistik keine qualitative Analyse der Daten vorgenommen werden soll, kann auf detaillierte Transkriptionen verzichtet werden. Zur Rekonstruktion der unterschiedlichen Prozessketten sind hierbei die während der Interviews aufgezeichneten Audioaufnahmen von großer Hilfe. Anschließend werden, sofern Literatur zu den jeweiligen Prozessen und etwaigen Lastmanagementpotenzialen vorhanden ist, die erhobenen Daten daran gespiegelt. Schlussendlich können Abschätzungen über das (zukünftige) Lastmanagementpotenzial der Betriebe bzw. ihrer Prozesse gegeben werden.

6.2.3.2 *Haushalte und restliche GHD- und Industriebetriebe*

Für den Haushaltssektor werden in der Literatur erhebliche Potenziale beschrieben. Im Rahmen der hier vorliegenden Arbeit werden nur die Anwendungen Waschen, Trocknen, Spülen, Kühl- und Gefriergeräte berücksichtigt. Die anderen Potenziale im Haushaltssektor sind im Bereich der Wärmeversorgung zu finden, die im Rahmen des zugrunde liegenden Energiesystems mit Hilfe von Wärmepumpen gedeckt wird. Deren Flexibilisierungspotenzial wird separat analysiert (vgl. Kapitel 6.2.3.4). Basierend auf den in der Dissertation von Klobasa ausgewiesenen Potenzialen wird die verschiebbare Leistung pro Anwendung (Klobasa 2009, 84) auf die für Rheine in 2050 modellierten Strombedarfe entsprechend der beiden Nachfragekonzepte skaliert und zu einem Gesamtpotenzial aggregiert. Auch eine durchschnittliche Verschiebedauer wird aus diesen Arbeiten abgeleitet.

Im Hinblick auf die verbleibenden (nicht detailliert abgebildeten) Industrie- und GHD-Betriebe wurde ein ähnliches Vorgehen wie im Falle der Haushalte gewählt. Hier wurde - entsprechend der in der Dissertation von Klobasa ausgewiesenen Potenziale des GHD-Sektors - die ver-

[34] Der Fragebogen ist im Anhang unter 11.6.2 zu finden

schiebbare Leistung pro Anwendung (Klobasa 2009, 79) auf die für Rheine in 2050 modellierten Strombedarfe skaliert.

6.2.3.3 *Elektromobilität*

Zur Deckung der Energiebedarfe des motorisierten Individualverkehrs kommt – je nach Nachfragekonzept – unter anderem Strom zum Einsatz. In der Literatur wird vielfach auf das Potenzial von Elektrofahrzeugen (im Folgenden E-KFZ) zum Ausgleich von Residuallastschwankungen hingewiesen, z.B. (Nebel, Kruger, und Merten 2011). Im Rahmen der hier vorliegenden Arbeit wird nur die unidirektionale Nutzung im Sinne der DSM-Nutzung berücksichtigt.

Für diese Art der Nutzung werden unter Zuhilfenahme einiger Annahmen Referenzladelinien und schließlich auch geplante Lastverläufe zur Ladung erzeugt und in das Simulationsmodell eingebunden. Hierbei werden Vorarbeiten aus einem anderen, am Wuppertal Institut durchgeführten Projekt übernommen.[35] Dabei wird die durchschnittliche Ladeleistung pro Batterie mit 3,5 kW angenommen. Die maximal verschiebbare Leistung errechnet sich aus der Ladeleistung und der stündlich jeweils angeschlossenen Anzahl an Fahrzeugen. Als Verschiebehorizont wird der Zeitraum von 6 h zugrunde gelegt. Anzahl und Einsatz der Fahrzeuge und damit auch die spezifischen Fahrleistungen und Strombedarfe unterscheiden sich in den beiden Zielkonzepten.

Für 2050 sind in Rheine im MAX-DEZ Konzept 6.950 E-Autos und 3.024 E-Motorräder berücksichtigt.

Für das MOD-DEZ Konzept wird eine geringere Anzahl an rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen eingesetzt (3.281), da auch Biomasse im Verkehrssektor genutzt wird. Darüber hinaus sind jedoch auch Fahrzeuge des Typs „Plug-In-Hybrid“ vorgesehen (5.591), welche jedoch über deutlich geringere Strombedarfe und Batteriekapazitäten verfügen.

6.2.3.4 *Wärmepumpen*

Der Einsatz der Wärmepumpen erfolgt im Rahmen des Projektes (in dem Zielkonzept MAX-DEZ) unter der Maßgabe, die Saisonalspeicher mit einer möglichst hohen Stundenanzahl des Lastbezugs zu Zeiten des Stromüberschusses zu füllen. Detaillierte Modellierungen werden dazu am SIJ durchgeführt (vergleiche Kapitel 6.1.). Entsprechend wird in den Speichersimulationen dabei für den „Flexibilisierten Wärmepumpeneinsatz“ von einer Vorhaltezeit von 180 h ausgegangen, das heißt, die im Speicher verfügbare nutzbare Energiemenge muss für mindestens 180 h Versorgung (berechnet jeweils aus dem durchschnittlichen Bedarf der letzten 24 h) ausreichen. Wird diese Vorhaltemenge unterschritten, laufen die Wärmepumpen unabhängig von der Situation im Stromsystem an. Wird das 180 h-Vorhaltekriterium nicht unterschritten, laufen die Wärmepumpen abhängig von der Residuallast. Weiterhin folgt der Lastabruf einer bestimmten Verteilung im Versorgungsgebiet: priorisiert nach den Versorgungsgebieten mit der geringsten Wärmereserve im Speicher. Weiterhin werden die Wärmepumpen mit einer variablen Abgabetemperatur modelliert. Hierbei kann die Einspeisetemperatur zwischen 62,5°C und 90°C den Erfordernissen angepasst werden.

Ein Betrieb der Wärmepumpen entsprechend der oben beschriebenen Randbedingungen ist im Rahmen des hier vorliegenden Modells nicht umsetzbar, da hier zum einen die thermischen Zusammenhänge im Speicher nicht dargestellt werden können und das Modell nicht mit

[35] Hierbei handelt es sich um das Projekt RESTORE 2050 Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050. Prokjektlaufzeit 2012- 2015; gefördert durch das BMBF. Beteiligte Institutionen: NEXT ENERGY – EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V., Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

entsprechend großer Vorausschau optimieren kann. Trotzdem soll im Rahmen der Arbeit aus Gründen der Vergleichbarkeit das Potenzial der Wärmepumpen auf höherem Abstraktionsniveau und im Sinne eines DSM berücksichtigt werden.

Dafür wurden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Die Stromaufnahme der Wärmepumpen darf in der Tagesbilanz durch DSM-Maßnahmen gegenüber den Berechnungen des SIJ ohne DSM nicht verändert werden. Dadurch wird erreicht, dass an jedem Tag trotz DSM-Einsatz dieselbe Energiemenge in den Speicher eingespeichert wird. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Temperaturschichtungen am Tagesende nicht wesentlich verändert werden gegenüber den zuvor im Wärmeversorgungsmodell berechneten Schichtungen.
- In Zeiten sehr hohen und sehr niedrigen Speicherfüllstands wird kein DSM zugelassen. Damit soll sichergestellt werden, dass durch den DSM-Einsatz keine unzulässigen Überschreitungen der Speicherfüllstände auftreten.

Im WI-Modell werden aus Komplexitätsgründen alle 55 Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 7.063 kW_{el} kumuliert betrachtet.

6.2.3.5 *Elektrolyseur*

Im Projektkontext wird im Rahmen des MOD-DEZ Konzeptes zudem eine Wasserstofferzeugung mittels eines Elektrolyseurs berücksichtigt. Um dieses Potenzial abzubilden, wird zunächst unterstellt, dass das Potenzial zunächst im Sinne einer möglichst wirtschaftlichen Betriebsweise mit einer kontinuierlichen Leistungsaufnahme berücksichtigt wird. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Wasserstoffspeicher bei der Verschiebung der während eines Tages erzeugten Wasserstoffmenge um 12 Stunden an seine Grenzen stößt. Das Potenzial wird dazu mittels variabler Verschiebehorizonte abgebildet (vergleiche Kapitel 6.2.4).

6.2.4 **Abbildung der DSM-Potenziale im Simulationsmodell**

Zur Abbildung der DSM-Potenziale werden die Lastflexibilisierungspotenziale analog zu denen eines Speichers abgebildet (vgl. Kleinhans 2014).

Eine wichtige Eigenschaft dieser Systematik ist, dass sie zunächst nur für Anwendungen gilt, die im Sinne eines Lastmanagements **verschiebbar** sind und deren gesamter Energiebedarf durch den DSM-Einsatz nicht verändert werden darf (Kleinhans 2014).

Die drei wichtigen Eingangsdaten, die nach Kleinhans‘ Definition ein DSM-Potenzial beschreiben, sind folgende:

- Der maximale Verschiebehorizont $\mathbf{\Delta t_p}$,
- der geplanten Lastgang eines Prozesses $\mathbf{L_p(t)}$,
- die maximale Leistung der Anwendung $\mathbf{P_{shift,p}(t)}$ und daraus
- die maximal abrufbare Leistung $\mathbf{\Lambda_p(t) = P_{shift,p}(t) - L_p(t)}$.

Bei den Outputs im Sinne der Speicher-Systematik handelt es sich um die

- maximale Be- und Entladeleistung (P_{max} bzw. P_{min}) und
- den minimalen und maximalen Speicherfüllstand (E_{max} bzw. E_{min}).

Im Gegensatz zu einem klassischen Speicher kann der DSM-Speicher auch über einen negativen Speicherfüllstand verfügen. Ein negativer Speicherfüllstand kann mit dem Nachholen

einer Last zu einem späteren Zeitpunkt assoziiert werden (der Speicher „borgt" Energie aus dem System), das Vorziehen einer Last hingegen mit einem positiven Speicherfüllstand.

Über Kleinhans Methodik hinaus wurde eine zeitabhängige maximale Verschiebedauer mit Unterscheidung in maximale Vorzugs- und Verzögerungszeiten berücksichtigt. Dies kann für eine prozessspezifische Abbildung hilfreich sein, wenn innerhalb eines bestimmten Zeitfensters das Nachholen einer gewissen Energiemenge garantiert werden soll, ohne das Flexibilisierungspotenzial dabei zu unterschätzen.

Der maximale, für jeden Zeitschritt variabel definierbare Vorzug der Last wird mit $\Delta t_{p_{back},i}(t_i)$ und die maximale, ebenfalls variabel definierbare Nachholung entsprechend mit $\Delta t_{p_{for,i}}(t_i)$ jeweils für die diskreten Zeitpunkte t_i definiert.

6.2.5 **Das Simulationsmodell**

6.2.5.1 *Kurze Einführung*

Die Umsetzung der Abbildung der DSM-Potenziale wird im Rahmen eines bereits bestehenden Elektrizitätsnetzsimulationsmodells vorgenommen. Dabei handelt es sich um das im Kontext des Projektes „RESTORE 2050 - Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050" vom Wuppertal Institut entwickelte Modell. Bearbeitet wird das Projekt von einem Konsortium bestehend aus dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg und NEXT ENERGY – EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V.[36]

In einer zugehörigen Modelldokumentation wird das Ziel der Modellierung wie folgt beschrieben: „Das Modell, dass im Rahmen des Projektes RESTORE 2050 entwickelt wurde, soll es ermöglichen, die Bedarfe für Netzausbau, den Einsatz von Lastmanagement und den Ausbau von Energiespeichern in Europa für das Zieljahr 2050 zu analysieren" (Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, und NEXT ENERGY – EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V., o. J.). Dabei wird das Modell so aufgebaut, dass in einem integrierten europäischen Verbundnetz alle Ausgleichsmaßnahmen gleichzeitig getestet werden können. Auf diesem Weg lässt sich das Zusammenspiel dieser Optionen analysieren. Es handelt sich dabei um ein Einsatzmodell, mit dem Modellläufe für verschiedene, definierte Systemkonfigurationen durchgeführt werden können.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Modell auf Rheine angepasst und die Darstellung des DSM in den Mittelpunkt gestellt, die Abbildung von Speichern und Netzkuppelstellen wird hier nicht genutzt.

6.2.5.2 *Genutzte Zielfunktion*

Das Einsatzziel des DSM-Ansatzes in den hier durchgeführten Simulationsrechnungen ist es, so viel Energie wie möglich in den Bereich ±90 MW zu verschieben, was der hier angenommenen Anschlussleistung Rheines an die höhere Netzebene entspricht. Je stärker die Lastspitzen dabei die 90 MW Grenze über bzw. unterschreiten, desto höhere Priorität hat ihre Minderung durch eine quadratische Formulierung der Zielfunktion.

Zum Zeitpunkt der Durchführung der Simulationsrechnungen dieses Systemausschnittes bestand die Idee, alle Systemausschnitte miteinander zu koppeln. Aus diesem Grund wurde als

[36]Informationen zum Projekt sind unter http://wupperinst.org/de/projekte/details/wi/p/s/pd/446/ und http://forschung-energiespeicher.info/wind-zu-wasserstoff/projektliste/projekt-einzelansicht/74/Stromversorgung_und_Speicherbedarf_im_Jahr_2050/ zu finden

Eingangsgröße in den hier beschriebenen Simulationen diejenige Residuallast genutzt, die nach Kappung von Lastspitzen und der Glättung der Residuallast durch die Potenziale eines großen, in Rheine ansässigen Industriebetriebs (Apetito) und zwei Krankenhäusern (vergleiche Kapitel 6.3) erreicht werden kann.

Die Optimierung setzt die DSM-Potenziale entsprechend ihrer Randbedingungen (verschiebbare Leistung und Verschiebedauer) ein, sodass Residuallastschwankungen ausgeglichen und die Wirkungen auf das übergeordnete Elektrizitätsnetz so weit wie möglich reduziert werden.

6.2.6 Übersicht über berücksichtigte Potenziale und ihre Einsatzreihenfolge

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die in den zwei Nachfragekonzepten MAX-DEZ und MOD-DEZ jeweils berücksichtigten Lastmanagementpotenziale.

Tabelle 6-1:Übersicht über die berücksichtigten Potenziale in den beiden Nachfragekonzepten

Lastausgleichsmaßnahme	In welchem Konzept berücksichtigt?
geregelter Einsatz des Klärgas-BHKW	Identisch in beiden Konzepten
DSM in großen Industriebetrieben*	Identisch in beiden Konzepten
DSM in Kleinindustrie und GHD	Identisch in beiden Konzepten
DSM in Haushalten	In beiden Konzepten entsprechend der unterschiedlichen Nachfragekonzepte
geregeltes Laden von Elektro-Fahrzeugen	In beiden Konzepten entsprechend der unterschiedlichen Nachfragekonzepte
DSM mit Wärmepumpen	Nur in Konzept MAX-DEZ
H_2-Produktion Elektrolyseur	Nur in Konzept MOD-DEZ

* ohne die durch das DLR betrachteten Betriebe Apetito und Mathias-Spital (siehe Abschnitt 6.3)

Festlegen einer Einsatzreihenfolge

Im Forschungskonsortium wurde die Einsatzreihenfolge basierend auf der Einflussnahme auf die jeweiligen Konsumenten und die in der Literatur gegebenen Einschätzungen zu der Akzeptanz in dem jeweiligen Sektor im Hinblick auf den DSM-Einsatz zu Grunde gelegt. In Bezug auf Wärmepumpen, der Wasserstoffproduktion und dem gesteuerten Laden von E-KFZ werden die Potenziale derart genutzt, dass der Konsument dadurch in keiner Weise beeinflusst wird. Die Akzeptanz ist als entsprechend hoch einzuschätzen. Für die restlichen Sektoren wird eine abnehmende Akzeptanz und Umsetzungswahrscheinlichkeit bei sinkender bezogener Elektrizitätsmenge und Relevanz der Elektrizitätskosten eines Einzelakteurs beschrieben. Entsprechend werden in den Simulationen zunächst E-KFZ berücksichtigt und je nach Zukunftskonzept die Wasserstoffproduktion bzw. die Wärmepumpen berücksichtigt. Daran angeschlossen folgen die prozessspezifisch aufgenommenen Industrieprozesse, dann die restlichen GHD- und Industriebetriebe und zum Schluss die Potenziale des Haushaltssektors.

Eine Ausnahme stellt ein Potenzial dar, welches zu den prozessspezifisch betrachteten Industrieprozessen zählt: Das Kläranlagenpotenzial, welches eine netzseitige Nutzung des

Klärgas-BHKWs darstellt und keinerlei Eingriffe in Produktions- oder deren Hilfsprozesse nötig macht. Dies wird noch vor den E-KFZ und der Wasserstoffproduktion eingesetzt.

6.2.7 **Ergebnisse**

Im Folgenden sind jeweils für die beiden Zukunftskonzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ beispielhaft die Simulationsergebnisse dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Grundlage der Auswertungen diejenige Residuallast bildet, die nach Kappung von Lastspitzen und nach Glättung der Residuallast durch die Potenziale eines großen, in Rheine ansässigen Industriebetriebs (Apetito) und zwei Krankenhäusern (vergleiche Kapitel 6.3) erreicht werden kann.

6.2.7.1 *Ergebnisse für das MAX-DEZ Konzept*

Das Einsatzziel des DSM-Ansatzes ist es, so viel Energie wie möglich in den Bereich ±90 MW zu verschieben, was der angenommenen Anschlussleistung Rheines an die höhere Netzebene entspricht. Wie in Abbildung 6-6 in der Jahresdauerlinie vor[37] und nach DSM-Einsatz dargestellt, führt die Realisierung der DSM-Potenziale zu einem sichtbaren Plateau im Bereich der angenommenen Anschlussleistung von (minus) 90 MW. Die Vergrößerung im unteren Abbildungsteil macht dies besonders deutlich. Sie zeigt das Ende der Jahresdauerlinie, in der die Energie-Überschüsse dargestellt werden. Es zeigt sich, dass im Falle des MAX-DEZ Konzeptes mithilfe der in den Modellierungsarbeiten des WI berücksichtigten Verlagerungspotenziale 40% der Überschüsse außerhalb der Anschlussleistung nutzbar gemacht werden können. Dabei leisten die Elektrofahrzeuge (40%), die großen Industriebetriebe (27%) und die Wärmepumpen (14%) die größten Beiträge zur Lastverschiebung. In Tabelle 6-2 sind die verschobenen Energiemengen durch die verschiedenen berücksichtigten Ausgleichspotenziale aufgeschlüsselt.

Tabelle 6-2: Verschobene Energiemenge durch Lastausgleichsmaßnahmen im MAX-DEZ Konzept

Lastausgleichsmaßnahme	verschobene Energiemenge	Anteil Potenzial
geregelter Einsatz des Klärgas-BHKW	77 MWh	2%
geregeltes Laden von Elektro-Fahrzeugen	1.878 MWh	40%
DSM mit Wärmepumpen	654 MWh	14%
DSM in großen Industriebetrieben*	1.279 MWh	27%
DSM in Kleinindustrie und GHD*	266 MWh	6%
DSM in Haushalten	569 MWh	12%
Summe:	4.723 MWh	100%
* ohne die durch das DLR betrachteten Betriebe		

[37] Vor DSM-Einsatz heißt: diejenige Residuallast, die nach Kappung von Lastspitzen und Glättung der Residuallast durch die Potenziale eines großen, in Rheine ansässigen Industriebetriebs (Apetito) und zwei Krankenhäusern (vergleiche Kapitel 6.3) erreicht werden kann.

In dem Konzept MAX-DEZ treten keine Situationen der Unterdeckung auf, die hinsichtlich der angenommenen Anschlussleistung von dem umliegenden (übergeordneten) Netz nicht ausgeglichen werden könnten. Aus diesem Grund hat der geregelte Einsatz des Klärgas-BHWKs nur einen geringen Anteil an der Lastglättung und trägt vor allem zur Defizit-Deckung bei.

Die Anzahl der Stunden, in denen Überschüsse oberhalb der Anschlussleistung auftreten, kann durch die berücksichtigten DSM-Potenziale um 23% von 930 auf 720 Stunden reduziert werden.

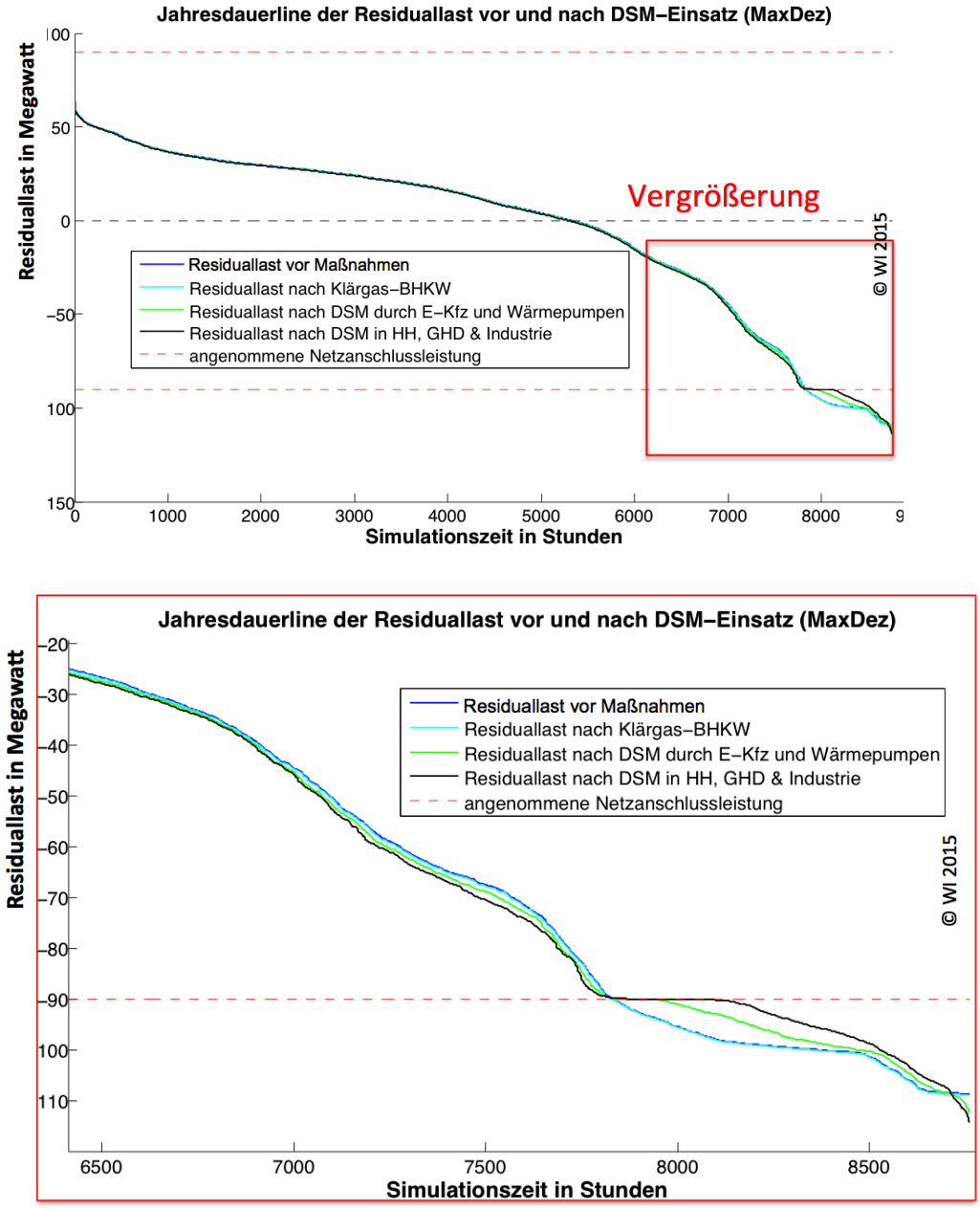


Abbildung 6-6: Jahresdauerlinie vor[38] und nach DSM-Einsatz (MAX-DEZ). Oben: Gesamter Simulationszeitraum. Unten: vergrößerter Ausschnitt

[38] Vor DSM-Einsatz heißt hier: diejenige Residuallast, die nach Kappung von Lastspitzen und der Glättung der Residuallast durch die Potenziale eines großen, in Rheine ansässigen Industriebetriebs (Apetito) und zwei Krankenhäusern (vergleiche Kapitel 6.3) erreicht werden kann.

6.2.7.2 *Ergebnisse für das MOD-DEZ Konzept*

Auch für das MOD-DEZ Konzept sind die Ergebnisse analog zu dem MAX-DEZ Konzept aufbereitet. In Abbildung 6-7 sind zunächst wieder die gesamte Jahresdauerlinie und im unteren Bildabschnitt die relevanten Ausschnitte in Vergrößerung dargestellt. Im ersten Vergrößerungsausschnitt ist die Last höher als der Bezug und zeigt entsprechend defizitäre Situationen; am Ende der Jahresdauerlinie werden die Überschüsse visualisiert. In Tabelle 6-3 sind die verschobenen Energiemengen zusammengestellt, die in diesem Zukunftskonzept durch die berücksichtigten Potenziale erreicht werden können. Der wichtigste Unterschied ist die zusätzliche Berücksichtigung der Wasserstofferzeugung mittels eines Elektrolyseurs in dem moderat dezentralen Konzept. Hierbei handelt es sich um ein sehr großes Potenzial. Entsprechend wird mit einem Anteil von 72% am Gesamtpotenzial die mit Abstand höchste verschobene Energiemenge von über 4.300 MWh erreicht. Da in den Simulationsrechnungen die Potenziale modular hintereinander zur Residuallastglättung eingesetzt werden und der Elektrolyseur den anderen Potenzialen vorgeschaltet ist, werden die anderen Potenziale nicht mehr in dem Umfang genutzt, wie es im maximal dezentralen Konzept der Fall ist. Insgesamt können durch die berücksichtigten Potenziale alle Defizite über 90 MW vermieden werden, wobei diese sich nur auf 37 MWh in ca. 30 Stunden im Jahr beschränken. Die nutzbar gemachten Überschüsse belaufen sich auf 4.750 MWh und entsprechen damit 75% der gesamten Überschüsse über der angenommenen Anschlussleistung.

Tabelle 6-3: Verschobene Energiemenge durch die am WI betrachteten Lastausgleichsmaßnahmen im MOD-DEZ Konzept

Lastausgleichsmaßnahme	Insgesamt verschobene Energiemenge	Anteil am Potenzial
DSM durch Elektrolyseure	4.306 MWh	72%
geregelter Einsatz des Klärgas-BHKW	67 MWh	1%
geregeltes Laden von Elektro-Fahrzeugen	898 MWh	15%
DSM in großen Industriebetrieben*	415 MWh	7%
DSM in Kleinindustrie und GHD*	79 MWh	1%
DSM in Haushalten	204 MWh	3%
Summe:	5.969 MWh	100%
* ohne die durch das DLR betrachteten Betriebe		

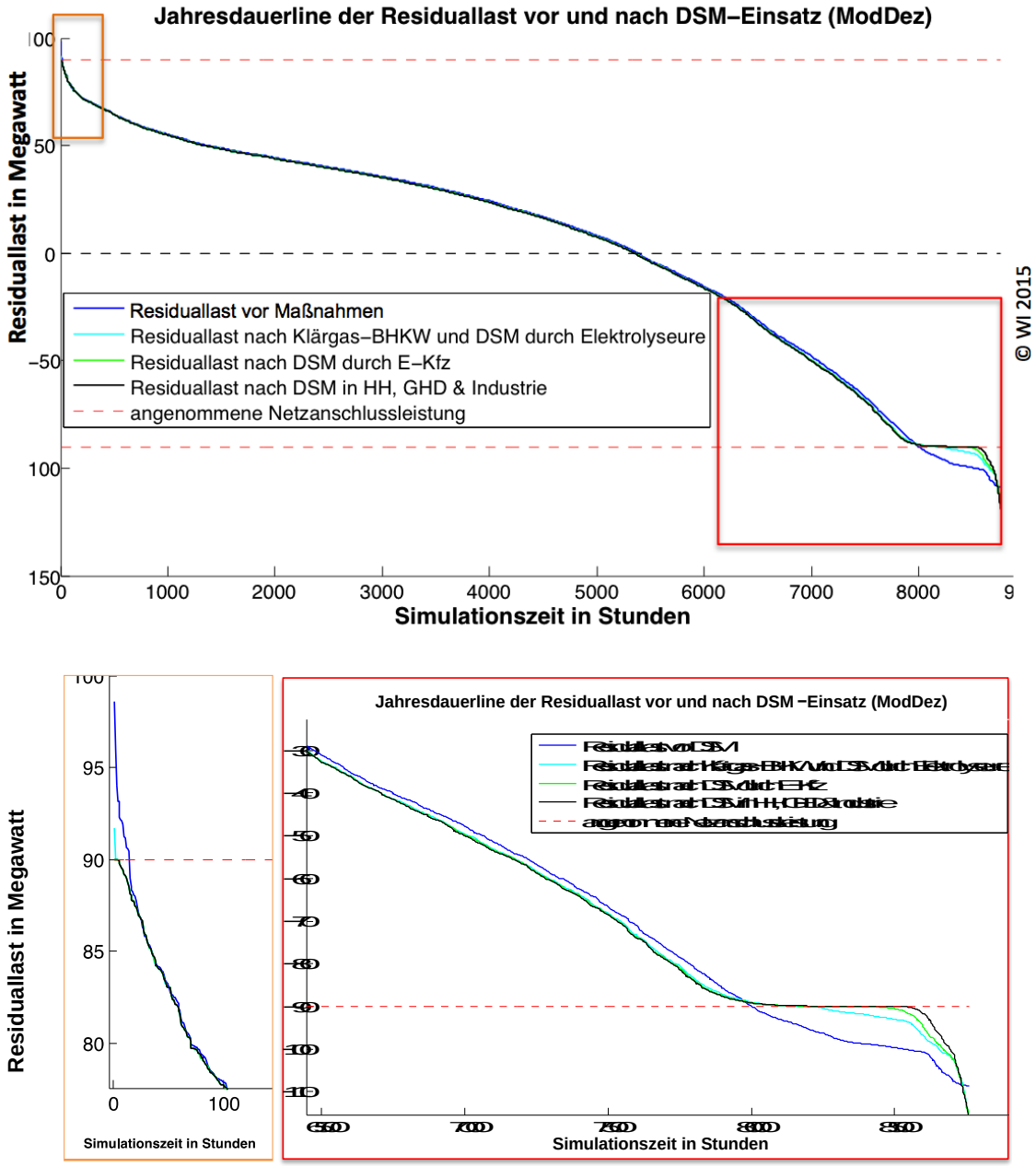


Abbildung 6-7: Jahresdauerlinie vor[39] und nach DSM-Einsatz (MOD-DEZ). Oben: Gesamter Simulationszeitraum. Unten: vergrößerte Ausschnitte

[39] Vor DSM-Einsatz heißt hier: diejenige Residuallast, die nach Kappung von Lastspitzen und der Glättung der Residuallast durch die Potenziale eines großen, in Rheine ansässigen Industriebetriebs (Apetito) und zwei Krankenhäusern (vergleiche Kapitel 6.3) erreicht werden kann.

6.3 Systemausschnitt 3: Detaillierte Simulation des Lastmanagements und der Abwärmenutzung ausgewählter Betriebe

Deutsches Luft- und Raumfahrtzentrum

6.3.1 Aufgabenstellung

Im Rahmen von KomRev wurden für das Gesamtsystem Rheine stündliche Zeitreihen der Stromerzeugung und des Strombedarfs berechnet – jeweils für die beiden Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ. Die resultierende Residuallast weist für beide Konzepte sowohl große Überschüsse als auch große Defizite auf (siehe Abbildung 6-8). Die hier dargestellte Residuallast berücksichtigt noch *nicht* die Möglichkeit, mittels Batteriespeichern, Lastmanagement und geregelter Erzeugung die residuale Last in Rheine zu glätten bzw. hohe Erzeugungs-Überschüsse aus Wind- (und ggf. PV-) Anlagen abzuregeln.

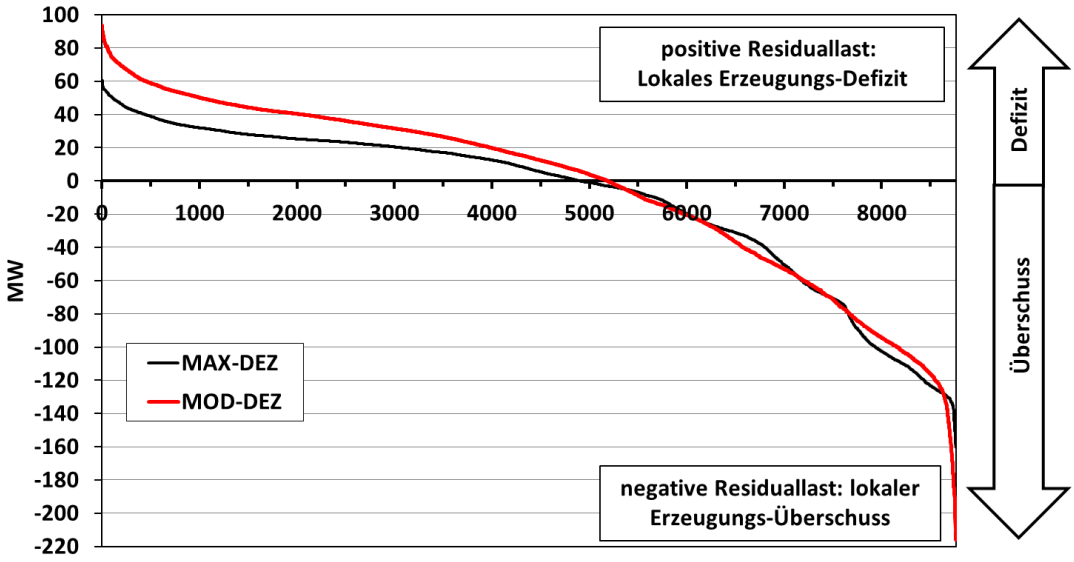


Abbildung 6-8: geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast für die Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ

Grundsätzlich war es ein Ziel in KomRev, zu untersuchen, inwieweit der Einsatz aller Flexibilitätsoptionen in Rheine (Speicher, Lastmanagement, flexible Erzeugung, Abregelung) sowohl Überschüsse als auch Defizite im System Rheine auf den aktuell gültigen Grenzwert von 60 MW beschränken kann. Dieser Grenzwert entspricht der heutigen Kuppelleistung zwischen dem Verteilnetze in Rheine und der nächsthöheren Netzebene. Eine Beschränkung der residualen Last für MAX-DEZ und MOD-DEZ impliziert, dass für 2050 die Kuppelleistung mit dem vorgelagerten Netz *nicht* erhöht werden müsste - trotz insbesondere des starken lokalen Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den beiden Konzepten MAX-DEZ und MOD-DEZ.

Ein weiterer Schwerpunkt des KomRev-Projektes war die Entwicklung exergie-effizienter Energieversorgungsstrukturen für Rheine. In diesem Zusammenhang wurde das Potenzial zur Nutzung von Abwärme aus Industrie- und Gewerbebetrieben analysiert, das Wärme für Niedertemperaturanwendungen (Raumwärme, Warmwasser) bereitstellen kann.

Aus diesen Anforderungen ergaben sich zwei Ziele für die detaillierte Simulation von Ausschnitten des Systems Rheine durch das DLR:

- Analyse der Potenziale für Lastmanagement und geregelte Stromerzeugung ausgewählter Betriebe in Rheine,
- Analyse der Potenziale derselben Betriebe zur internen Abwärmenutzung und ggf. – nach Ausschöpfen interner Nutzungspotenziale - zur Abgabe von Abwärme an externe Verbraucher.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Potenziale im Jahr 2050 zu ermöglichen, wurden aus Industrie und Gewerbe in Rheine drei große Einzelverbraucher ausgewählt. Deren aktueller Energiebedarf sowie die bestehende Energieversorgung wurden detailliert analysiert und nachmodelliert.

Als Betriebe, die näher untersucht werden sollten, wurden der Nahrungsmittelhersteller Apetito, das Mathias-Spital und das Jakobi-Krankenhaus ausgewählt. Dahinter lag die ursprüngliche Annahme, dass Apetito und die Krankenhäuser die einzigen Betriebe in Rheine sind, die Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme (>100°C) hätten (Apetito insbesondere in den Küchen, die Krankenhäuser in Küchen und für die Sterilisation von Gerätschaften). Daher käme für alle drei Betriebe (und nur für diese Betriebe in Rheine) der Einsatz eines BHKWs zur gekoppelten Erzeugung von Prozesswärme und Strom in Betracht. Die Versorgungssysteme dieser drei Betriebe zeichnen sich zudem durch einen hohen Komplexitätsgrad aus. Gleichzeitig sind Technologien zur Bereitstellung erneuerbarer Hochtemperatur-Prozesswärme noch nicht weit verbreitet. Da aber bereits verschiedene Technologien von BHKW über Brennstoffzelle bis hin zur Gasturbine für diesen Einsatz geeignet scheinen, wurde dieser Systemausschnitt für eine detaillierte Simulation ausgewählt.

Nach ausführlicher Datenerhebung bei den drei Betrieben stellte sich jedoch heraus, dass das Jakobi-Krankenhaus ein reines Bettenhaus ist, das keinerlei Bedarf an Prozesswärme hat (siehe Abschnitt 6.3.2). Darüber hinaus sind Energiebedarf (insbesondere von Hochtemperatur-Prozesswärme), Last- und Erzeugungsmanagement-Potenziale und Abwärmemengen des Mathias-Spitals deutlich geringer als bei Apetito. Daher fokussiert die folgende Darstellung auf die Simulation von Apetito für 2050 und die entsprechenden Ergebnisse. Ergebnisse für das Mathias-Spital und das Jakobi-Krankenhaus werden kurz im Abschnitt 6.3.7 angerissen.

6.3.2 Bestandsaufnahme: Energieversorgung und –bedarf bei Apetito, dem Mathias-Spital und dem Jakobi-Krankenhaus

Als Eingangsinformation für die Modellierung der drei Betriebe wurden jeweils der bestehende Energiebedarf und die aktuell verfügbare Energieversorgung analysiert. Zum einen wurden öffentlich verfügbare Berichte von Apetito ausgewertet (Apetito 2013b) (Apetito 2013a). Zusätzliche Informationen lieferten detaillierte Interviews mit jedem der drei Unternehmen vor Ort und per Telefon. Abgefragt und ermittelt wurden für jeden der Betriebe:

- Detaillierter Überblick über Produktions- und Betriebsabläufe (Produktionszeiten, Heizperioden, Temperaturanforderungen),
- Gesamter jährlicher Gas- und Stromverbrauch, ggf. differenziert nach Anlagen bzw. Anwendungsbereichen,
- Vorhandener Bestand an Energieanlagen, einschließlich spezifischer Leistung und Energieverbrauch.

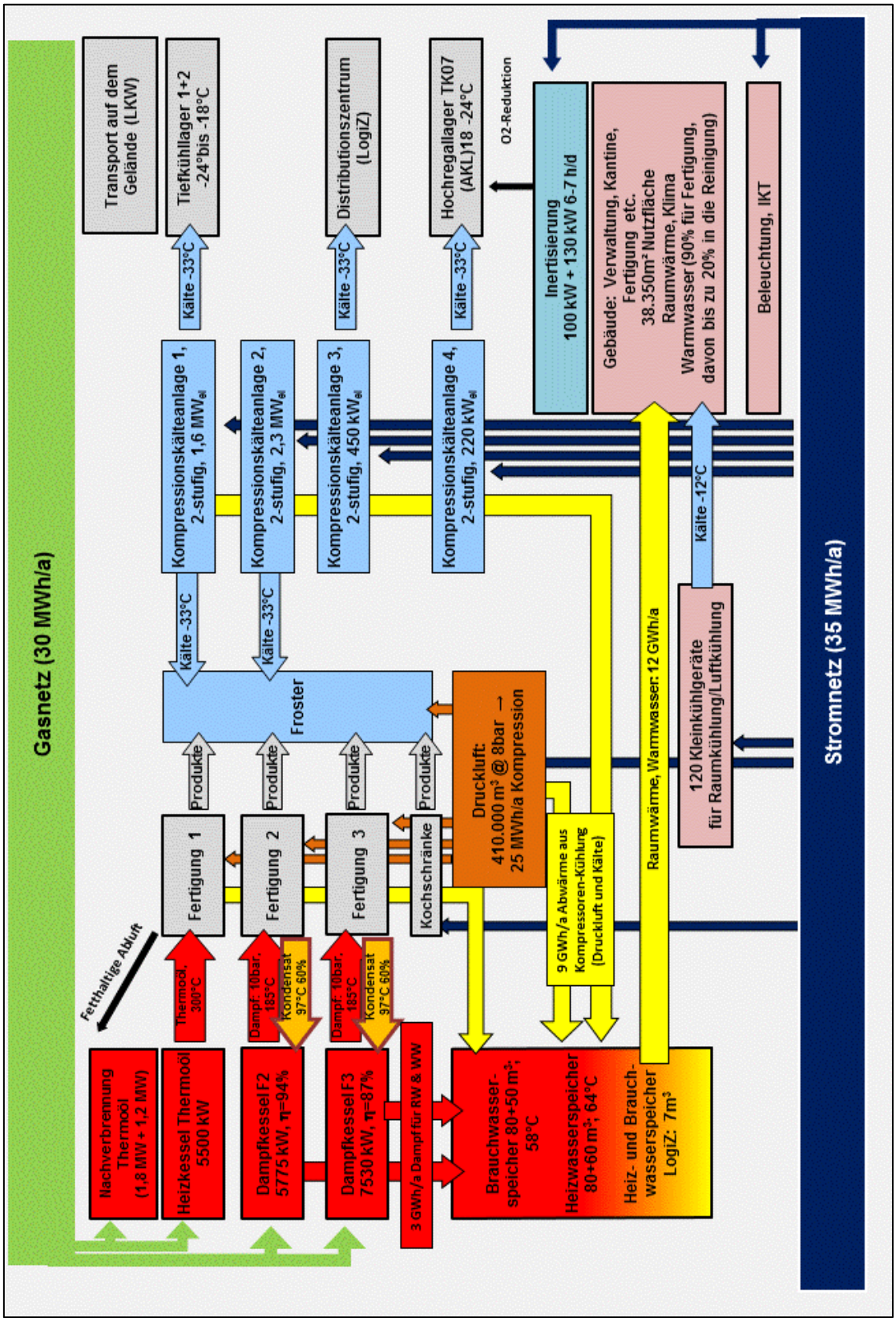


Abbildung 6-9: Struktur Energieverbrauch und Energieversorgung bei Apetito

Abbildung 6-9 bis Abbildung 6-11 geben einen Überblick über die für das Jahr 2013 detailliert abgebildeten Energieversorgungssysteme der drei Betriebe. Apetito (Abbildung 6-9) repräsentiert einen Betrieb mit sehr hohem Energieverbrauch und komplexem Produktions- und Versorgungssystem. Gas deckt vorwiegend den hohen Bedarf an Prozesswärme. Die verschiedenen Kochprozesse werden in erster Linie durch Heizkessel mit Dampf und Thermoöl versorgt. Der hohe Strombedarf wird insbesondere durch die Kälteanlagen bedingt. Diese versorgen hauptsächlich die Froster in der Produktion sowie die Tiefkühllager. Die Drucklufterzeugung für die Fertigung hat ebenfalls einen relevanten Strombedarf und stellt eine erhebliche Abwärmequelle dar. Die Gebäudeversorgung mit Strom, Wärme und Warmwasser nimmt einen geringen Anteil ein.

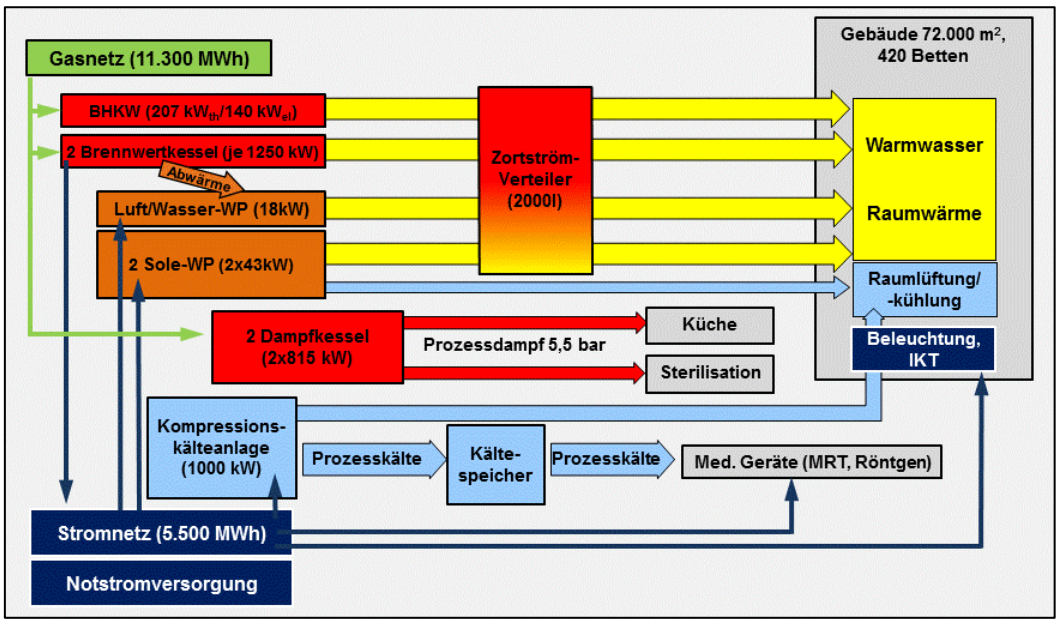


Abbildung 6-10: Struktur Energieverbrauch und Energieversorgung im Mathias-Spital

Die Bedarfsstruktur des Mathias-Spitals ist weniger komplex (Abbildung 6-10). Den Hauptbedarf stellt die Gebäudeversorgung mit Wärme, Kühlung und Beleuchtung/IKT. Daneben bestehen ein geringer Prozesswärmebedarf für Küche und Sterilisation sowie ein spezieller Strombedarf für die Kühlung medizinischer Geräte. Als Besonderheit sticht hier die Integration einer wärmegeführten KWK-Anlage sowie dreier Wärmepumpen in die Niedertemperatur-Wärmeversorgung des Spitals heraus.

Demgegenüber stellt das Jakobi-Krankenhaus als reines Bettenhaus ein einfaches Gebäudeversorgungssystem dar (Abbildung 6-11). Raumwärme und Warmwasser werden per Gaskessel bereitgestellt und Beleuchtung, IKT, medizinische Geräte und Belüftung/Kühlung per Strom aus dem Netz versorgt. Größter Einzelverbraucher des Hauses sind die Fahrstühle.

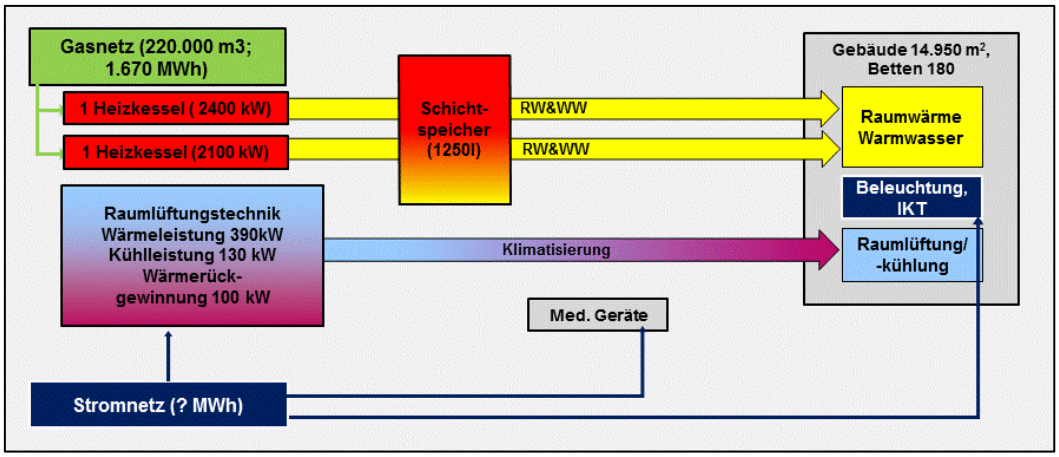


Abbildung 6-11: Struktur Energieverbrauch und Energieversorgung im Jakobi-Krankenhaus

Diese drei hier dargestellten Systeme (Apetito, Mathias-Spital und Jakobi-Krankenhaus) dienen als Grundlage für die im Folgenden beschriebene Modellierung für das Zieljahr 2050, wobei der Fokus der Modellierung ebenso wie der Auswertung der Ergebnisse auf der komplexen Energieversorgung der Produktionsprozesse bei Apetito liegt, die die interessantesten Resultate erwarten ließ.

Für die Abbildung im kommunalen Energiesystem in 2050 wurden die heutigen Produktionsmengen und Auslastungen für beide Konzepte unverändert übernommen. Der aktuelle Nutzenergiebedarf wurde mit Hilfe von Annahmen zu Effizienzentwicklung in den Konzepte für 2050 abgeleitet (s. Abschnitt 3.2.3). Mit Hilfe des Modells wurden dann die oben genannten Potenziale untersucht. Im Folgenden wird das Modell für Apetito detailliert dargestellt, da es sich hierbei - wie gesagt – um die komplexeste Energieversorgung der drei untersuchten Betriebe handelt. Obendrein weist Apetito auch die größten Last- und Erzeugungsmanagement- sowie Abwärmepotenziale auf.

6.3.3 Modellbeschreibung für die Apetito-Simulationen:

6.3.3.1 *Simulations-Tool*

Die Simulation wurde mit dem Tool INSEL[40] durchgeführt. INSEL ist eine modulare Simulationsumgebung, die speziell für die Simulation von Energiesystemen entwickelt worden ist. INSEL kombiniert eine graphische Programmieroberfläche mit einer großen Bibliothek, die unterschiedlichste Strom-, Wärme- und Infrastruktur-Technologien sowie meteorologische Parameter und Flexibilitätsoptionen repräsentiert. Eigene Blöcke können auf einfache Art und Weise in die Bibliothek und damit in die Modelle integriert werden. Das Modell besteht prinzipiell aus drei Komponenten-Typen:

- Technologie-Module, die das Verhalten einzelner Komponenten (BHKW, Kältemaschinen, thermische Speicher) in linearen Gleichungen vereinfacht darstellen,
- Kontroll-Module, die den Einsatz der flexiblen Erzeuger und Verbraucher sowie der thermischen Speicher in Abhängigkeit von exogenen Faktoren (wie z.B. der residualen Last) und modell-endogenen Faktoren (wie z.B. Speicherfüllstände) definieren,
- exogene Input-Zeitreihen (wie z.B. residuale Last, stündliche Lastgänge Nutzenergiebedarf, Außentemperatur).

[40] Für nähere Informationen zu INSEL siehe http://www.insel.eu

Modellstruktur

Das Modell für Apetito repräsentiert die wichtigsten energieverbrauchenden Prozesse (s. oben). Eine schematische Zusammenfassung zeigt Abbildung 6-12. Während die Produktionsprozesse prinzipiell gegenüber dem oben beschriebenen heutigen System bestehen blieben, wurden die Energieversorgungsanlagen angepasst.

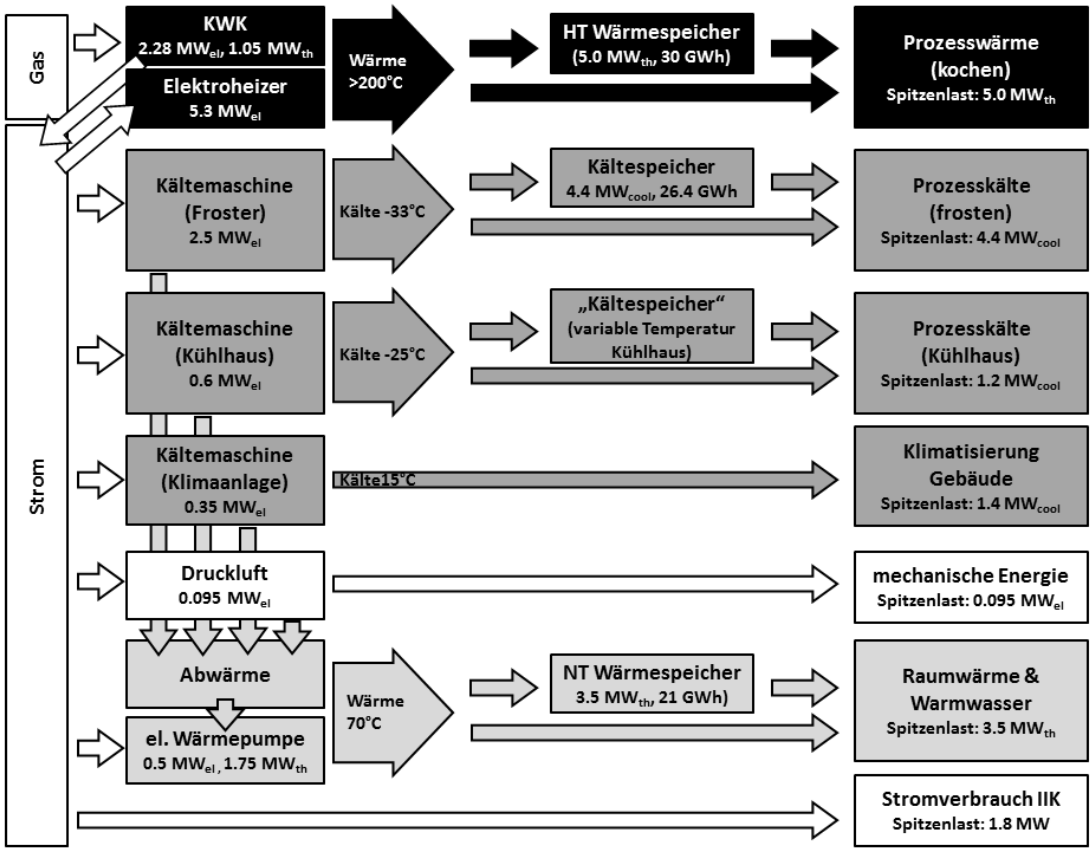


Abbildung 6-12: Struktur und wichtige technische Kenngrößen für das Apetito-Modell[41]

Im Standard-Setup des Modells übernimmt im Gegensatz zur aktuellen Prozesswärmeversorgung eine KWK-Anlage (eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle) in Kombination mit einem Elektroheizer die Prozesswärmeerzeugung. Unverändert zum heutigen Setup bleiben die drei Kompressionskälteanlagen bestehen, die Prozess- und Klimakälte für den Froster, das Kühlhaus und die Klimatisierung der Gebäude erzeugen. Mechanische Energie wird ebenfalls wie heute über eine Druckluftanlage bereitgestellt.

Neu ist dagegen, dass der Bedarf an Niedertemperatur-Wärme (Raumwärme und Warmwasser) weitgehend über Abwärme aus den Kältemaschinen und der Drucklufterzeugung gedeckt wird. Da allerdings ein Großteil der Abwärme auf einem Temperaturniveau vorliegt, das für eine direkte Nutzung für Raumwärme und Warmwasser zu niedrig ist, muss eine elektrische Wärmepumpe diese Abwärme auf die erforderliche Temperatur anheben.

Damit Apetitos Stromverbraucher und die KWK-Anlage flexibel zur Stabilisierung des lokalen Stromsystems gefahren werden können, müssen Nutzenergiebedarf und Endenergieverbrauch mittels Speichern zeitlich entkoppelt werden. Das Modell setzt dafür künftig auf einen Hochtemperatur- (HT-) Wärmespeicher (für Prozesswärme), einen Niedertemperatur-(NT-)

[41] HT: Hoch-Temperatur; NT: Nieder-Temperatur, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, IIK: Illumination, Information, Kommunikation (= Beleuchtung + IKT)

Wärmespeicher (für Raumwärme und Warmwasser) sowie einen Kältespeicher (für den Froster) (Abbildung 6-12).

Das Modell simuliert für das fiktive Jahr 2050 in stündlichen Zeitschritten Nutzenergiebedarf, Endenergieverbrauch, Stromerzeugung, Einsatz der flexiblen und inflexiblen Technologien (inflexibel: Strombedarf für IKT und Beleuchtung, Druckluft; flexibel: Kältemaschinen für Klimakälte, Kühlhaus und Froster inkl. Kältespeicher, BHKW und E-Heizer inkl. Hochtemperatur-Wärmespeicher für Prozesswärme, elektrische Wärmepumpe für Abwärmeveredelung für Raumwärme/Warmwasser). Der Beladezustand der Speicher und die Innentemperaturen (Büro- und Produktionsgebäude, Kühlhaus) müssen zu Beginn der Simulation vorgegeben werden.

Im Standard-Setup des Modells können sowohl der Kältespeicher als auch der Hochtemperatur-Wärmespeicher sechs Stunden der Spitzenlast des jeweiligen Nutzenergiebedarfs (Prozesswärme, Prozesskälte, Raumwärme & Warmwasser) decken. Die Speicherkapazität von sechs Stunden berücksichtigt dabei, dass die geometrische Größe von Wärme- und Kältespeichern auf dem Gelände eines Unternehmens realistischer Weise begrenzt sein muss. Die Be- und Entladeleistungen der Speicher sind so gewählt, dass sie die Nutzwärme und –kälte der Kältemaschinen bzw. der KWK-Anlage unter Volllast aufnehmen können bzw. die Spitzenlast an Nutzwärme- und Kältebedarf decken können.

6.3.3.2 *Annahmen zum (Nutz-)Energiebedarf bei Apetito für 2050 und resultierender Endenergieverbrauch*

Neben dem (normierten) zeitlichen Verlauf des (Nutz-)Energiebedarfs für einzelne Anwendungen sind Abschätzungen zum (Nutz-)Energiebedarf einzelner Anwendungsgruppen ein wesentlicher Input für die Modellierung[42].

Die Basis für die Annahmen zum Nutzenergiebedarf von Apetito im Jahr 2050 waren zum einen die Bestandsaufnahme der heutigen Energieversorgung, die in Abschnitt 6.3.2 dokumentiert ist. Zum anderen wurden Abschätzungen zum Effizienzpotenzial für verschiedene Anwendungsgruppen aus der Grobanalyse des zukünftigen Energiebedarfs für Rheines Betriebe (siehe Abschnitt 3.2.3) aus Arbeiten des Wuppertal Instituts übernommen.

Tabelle 6-4 fasst die resultierenden Nutzenergiebedarfe für die wesentlichen Energie-Anwendungen bei Apetito zusammen. In Kombination mit den Lastzeitreihen (vgl. dazu Abschnitt 6.3.3.4) ergeben sich die ebenfalls in Tabelle 6-4 dokumentierten Spitzenlasten, die letztendlich die Auslegung (thermische Leistung, Kälteleistung) einzelner Erzeugungskomponenten (BHKW, E-Heizer, Kältemaschinen) sowie die Ein- und Ausspeicherleistung des Warmwasser-Speichers, des Hochtemperatur-Wärmespeichers und des Kältespeichers bestimmen.

[42] Der *Nutz*-Energiebedarf ist unabhängig von Einsatz der flexiblen Verbraucher und Erzeuger und ist daher in allen Simulationen identisch (im Gegensatz zum Endenergieverbrauch). Im Falle von Prozess- und Klimakälte ist der Nutzenergiebedarf hier definiert als die durch die Kältemaschine extrahierte Wärme. Im Falle der Mechanischen Energie ist die Nutzenergie der Stromverbrauch der Druckluftanlagen. Die Nutzenergie für IKT und Beleuchtung entspricht ebenfalls dem Stromverbrauch.

Tabelle 6-4: jährlicher Nutzenergiebedarf sowie Spitzenlast einzelner Anwendungsgruppen bei Apetito für 2050

Anwendung	Spitzenlast [MW]	jährlicher Nutzenergie-Bedarf [GWh/a]
Prozesswärme	5,0 MW_{th}	17,7
Prozesskälte (Froster)	4,4 $MW_{kühl}$	15,1
Prozesskälte (Kühlhaus)	1,2 $MW_{kühl}$	5,9
Klimakälte (Büro- und Produktionsgebäude)	1,4 $MW_{kühl}$	0,54
Raumwärme (Büro- und Produktionsgebäude)	0,76 MW_{th}	2,1
Warmwasser	2,8 MW_{th}	9,6
Mechanische Energie	0,95 MW_{el}	0,35
IKT, Beleuchtung	1,8 MW_{el}	7,5

Aus diesen Annahmen resultieren in den Simulationen Endenergieverbräuche von Apetito für die Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ, wie sie Tabelle 6-5 für den Referenzfall INFLEX (s.u.) ohne Last- und Erzeugungsmanagement dokumentiert sind.

Tabelle 6-5: Endenergieverbrauch (EEV), interne Abwärmenutzung, ungenutzte Abwärme und interne Bruttostromproduktion (jeweils in GWh/a) in den Apetito-Simulationen für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Referenz-Simulation INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement)

GWh/a	EEV Strom (netto)	EEV Gas	EEV Fernwärme	EEV Erdwärme	intern genutzte Abwärme	nicht genutzte Abwärme	Stromproduktion (brutto)
MAX-DEZ	17,83	28,95	-	-	11,71	23,01	14,47
MOD-DEZ	17,83	28,95	-	-	11,71	23,01	14,47

Im Fall Apetito sind Endenergieverbräuche (Strom und Gas), intern genutzte Abwärme, ungenutzte Abwärme und Brutto-Stromproduktion des BHKW in MAX-DEZ und MOD-DEZ identisch. Dies liegt daran, dass für Apetito in MAX-DEZ und MOD-DEZ der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser im Modell für 2050 vollständig über (veredelte) Abwärme gedeckt werden kann, so dass die unterschiedlichen Optionen für die Niedertemperatur-Wärmeversorgung in MAX-DEZ (solare Nahwärme) und MOD-DEZ (elektrische Erdwärme-pumpen) nicht zum Einsatz kommen. In den Simulationen für das Mathias-Spital und das Jakobi-Krankenhaus ist dies anders (Abschnitt 6.3.7).

6.3.3.3 *Last- und Erzeugungsmanagement im Apetito-Modell*

Im Modell für das Jahr 2050 kann bei Apetito sowohl der Strombedarf als auch die Stromerzeugung im BHKW flexibel gefahren werden. Insgesamt bietet das System folgende Flexibilitätsoptionen:

- Das **gasbetriebene BHKW** kann stromgeführt (flexibel) betrieben werden, wenn Wärmebedarf und Wärmeerzeugung durch einen **Hochtemperatur-(HT)-Wärmespeicher** (> 200°C) zeitlich entkoppelt werden. Im Falle eines lokalen Erzeugungsüberschusses im Stromsystem Rheine wird das BHKW abgeschaltet und eine weitere Erhöhung des Überschusses durch das BHKW vermieden, während Prozesswärme aus dem Speicher bereitgestellt wird. Im Falle eines Erzeugungsdefizits kann das BHKW auch zu Zeiten eines geringen Prozesswärmebedarfs Strom produzieren, um das Defizit zu reduzieren. Die überschüssige BHKW-Wärme wird im Wärmespeicher eingespeichert.
- Der Einsatz eines **Elektroheizers** in Kombination mit demselben HT-Wärmespeicher erhöht weiter die Flexibilität der Prozesswärmeerzeugung, wenn der Elektroheizer Überschuss-Strom aus dem System Rheine nutzt, um direkt Prozesswärme zu erzeugen oder den HT-Wärmespeicher zu beladen.
- Der Strombedarf des **Frosters** kann mittels eines **Kältespeichers** vom Kältebedarf entkoppelt werden. Der Kältespeicher wird bei lokalem Strom-Überschuss im System Rheine beladen; während lokaler Defizite deckt der Kältespeicher den Prozesskälte-Bedarf.
- Die **thermische Trägheit** des **Kühlhauses** kann als Kältespeicher dienen. In Defizit-Situationen kann die Kältemaschine des Kühlhauses abgeschaltet werden, bis die Kühlhaus-Temperatur auf -20°C gestiegen ist. In Überschuss-Situationen kann das Kühlhaus über die Soll-Temperatur von -22°C hinaus bis auf -24°C abgekühlt werden.
- Ein **Niedertemperatur-Wärmespeicher** kann die Abwärme-Veredelung durch die **elektrische Wärmepumpe** vom Niedertemperatur-Wärmebedarf (für Raumwärme und Warmwasser) entkoppeln.

Der Einsatz der flexiblen Einheiten bei Apetito wird von der aktuellen residualen Last (RL) im Stromsystem Rheine getriggert (vgl. Abbildung 6-8). Dabei wird zwischen drei typischen Situationen unterschieden:

- **hoher Erzeugungs-Überschuss** („Überschuss" im folgenden Text): RL ist unterhalb eines negativen Grenzwertes Thr_{sur}: $RL < Thr_{sur} < 0$
- **hohes Erzeugungs-Defizit** (im Folgenden „Defizit"): RL größer als ein positiver Grenzwert Thr_{def}: $0 < Thr_{def} < RL$
- **intermediäre Situation**: RL ist positiv oder negativ, aber zwischen Thr_{sur} und Thr_{def}: $Thr_{sur} < RL < Thr_{def}$

Die Wahl der Parameter Thr_{sur} und Thr_{def} in den einzelnen Simulationen wird in Abschnitt 6.3.3.6 erläutert.

Der Einsatz der flexiblen Einheiten im Modell erfolgt mit einer perfekten Voraussicht von 12 Stunden. Das bedeutet, dass das Modell 12h im Voraus weiß, wann eine Überschuss- oder Defizit-Situation auftritt, um die Speicher vor diesen Events so vorzubereiten, dass mit Eintritt der entsprechenden Situation die Speicher ein möglichst effektives Last- oder Erzeugungsmanagement ermöglichen. Der hier eingesetzte heuristische Algorithmus zur Steuerung der flexiblen Einheiten ist daher keine Optimierung im mathematischen Sinne.

Abbildung 6-13 bis Abbildung 6-15 illustrieren die flexiblen Betriebsstrategien für jeweils eine ausgewählte Defizit- und eine Überschuss-Situation für die Kältemaschine des Frosters (einschl. Kältespeicher), für die Kältemaschine des Kühlhauses (bei variabler Kühlhaustemperatur) und für die Prozesswärmeerzeugung in BHKW und E-Heizer (einschließlich Hochtemperaturspei-

cher). Die Nummern hinter den folgenden Spiegelstrichen beziehen sich dabei auf die Nummern in den entsprechenden Abbildungen für Froster (Abbildung 6-13), Kühlhaus (Abbildung 6-14) und Prozesswärmeerzeugung (Abbildung 6-15).

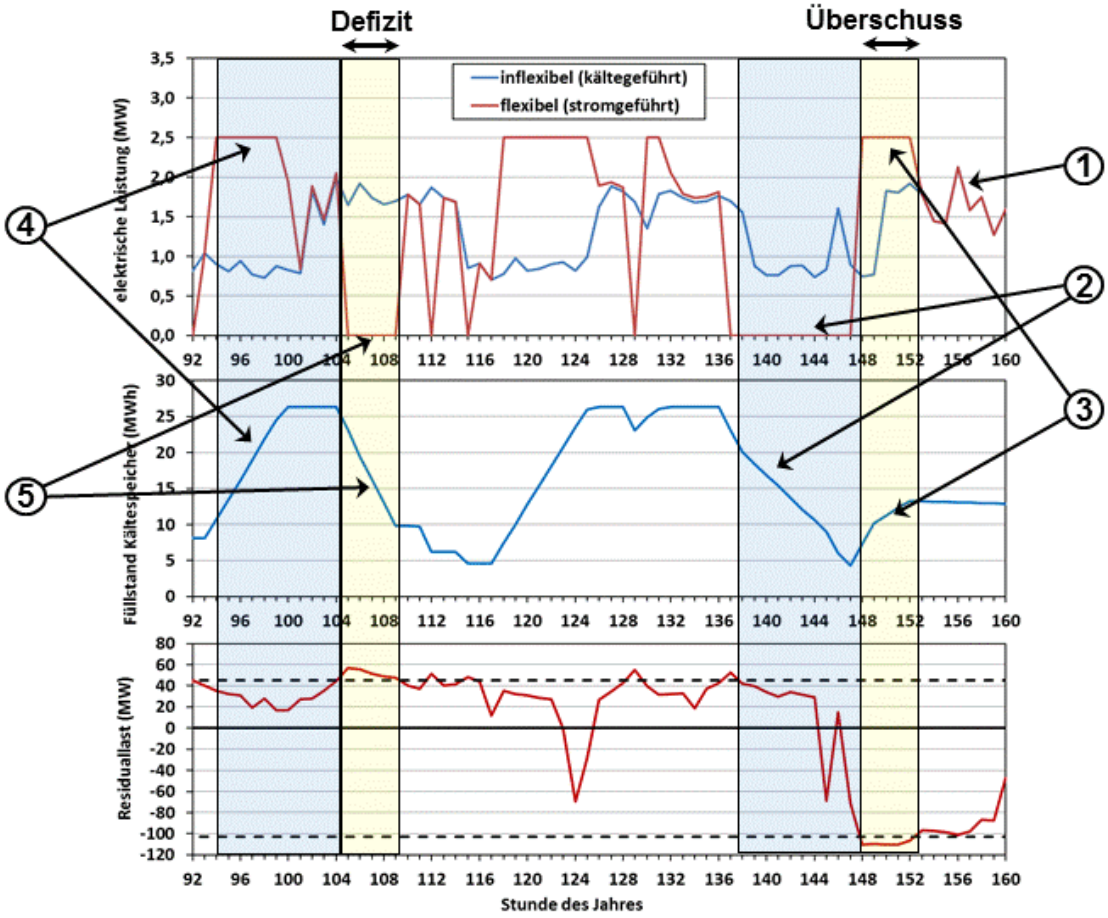


Abbildung 6-13: Illustration der flexiblen Fahrweise der Kältemaschine des Frosters (oberes Panel), des Füllstands des Kältespeichers (mittleres Panel) und die residuale Last (unteres Panel) für jeweils eine ausgewählte Defizit- bzw. Überschuss-Periode (gelb unterlegt); die Vorbereitung des Speichers auf die Überschuss- bzw. Defizit-Periode ist blau unterlegt. Erläuterung der Punkte (1) – (5): siehe Text.

In **intermediären Situationen** werden die flexiblen Einheiten wie folgt betrieben:

- Die **Kältemaschine des Frosters** deckt den aktuellen Prozesskältebedarf. Der Kältespeicher wird weder beladen noch entladen (Abbildung 6-13(1)).
- Die **Kälteanlage des Kühlhauses** regelt die Kühlhaustemperatur auf den Sollwert -22°C (Abbildung 6-14 (1)).
- **Prozesswärmeerzeugung:**
  - Im Falle eines kleinen Erzeugungsdefizits ($0 < RL < Thr_{def}$) erzeugt die KWK-Anlage die Prozesswärme-Grundlast, der Elektroheizer deckt den Spitzenlastbedarf
  - Im Fall eines kleinen Erzeugungsüberschusses ($Thr_{sur} < RL < 0$): Die KWK-Anlage ist abgeschaltet; der Elektroheizer deckt vollständig den Prozesswärmebedarf (Abbildung 6-15 (1)).

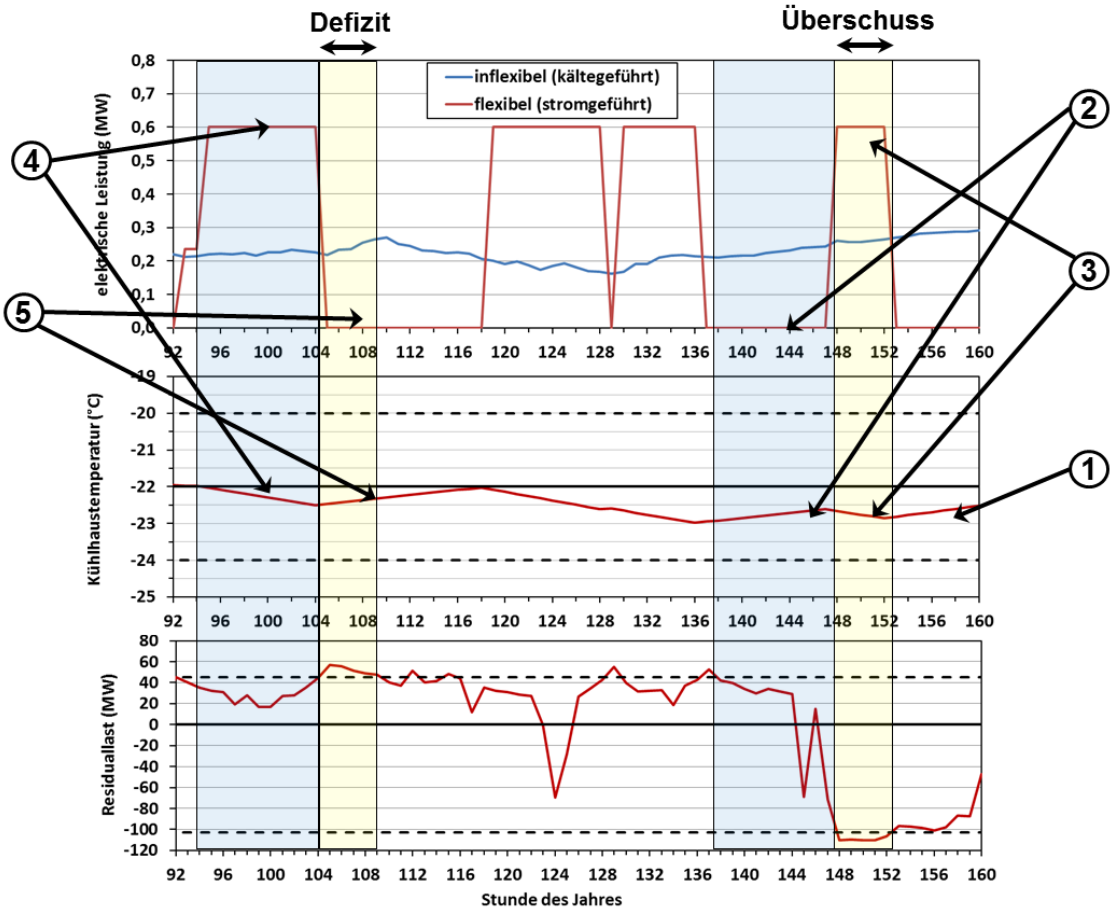


Abbildung 6-14: Illustration der flexiblen Fahrweise der Kältemaschine des Kühlhauses (oben) und der Kühlhaustemperatur (Mitte); residuale Last (unten); gelb unterlegt: Defizit/Überschuss-Periode, blau unterlegt: Vorbereitung auf Defizit/Überschuss; Erläuterung der Punkte (1) – (5): siehe Text

(Erwartete) Überschuss-Situation: Liegt zu einem Zeitpunkt t eine intermediäre Situation vor, aber für 12 Stunden später wird ein starker Überschuss erwartet, werden die flexiblen Einheiten vor bzw. während der Überschuss-Situation wie folgt betrieben:

- **Froster und Kältespeicher:**
  - vorher: Die Froster-Kältemaschine schaltet ab; Prozesskältebedarf wird aus dem Speicher gedeckt, der dadurch entladen wird (Abbildung 6-13 (2)).
  - währenddessen: Die Kältemaschine läuft auf Nennleistung; der Kältespeicher wird mit nicht benötigter Überschuss-Kälte beladen (Abbildung 6-13 (3)).
- **Kühlhaus:**
  - vorher: Die Kältemaschine schaltet ab; die Kühlhaustemperatur steigt (bis maximal -20°C; danach hält die Kältemaschine die Temperatur auf -20°C) (Abbildung 6-14 (2)).
  - währenddessen: Die Kältemaschine arbeitet mit Nennleistung; die Kühlhaus-Temperatur sinkt (bis maximal -24°C) (Abbildung 6-14 (3)).
- **KWK-Anlage, Elektroheizer und HT-Speicher:**
  - vorher: Die KWK-Anlage schaltet ab. Prozesswärmebedarf wird aus dem Speicher gedeckt oder – falls Speicher leer – über den Elektroheizer (Abbildung 6-15 (2)).

- o während dessen: Die KWK-Anlage bleibt abgeschaltet, der Elektroheizer arbeitet mit Nennleistung. Nicht benötigte Wärme wird eingespeichert, der Speicherfüllstand steigt (Abbildung 6-15 (3)).

(Erwartete) Defizit-Situation: Liegt zum Zeitpunkt t eine intermediäre Situation vor, für 12h später wird jedoch ein starkes Defizit erwartet, dann werden die flexiblen Einheiten vor bzw. während der Defizit-Situation wie folgt betrieben:

- **Froster und Kältespeicher:**
  - o vorher: Die Kältemaschine läuft mit Nennleistung, ggf. nicht nutzbare Kälte wird eingespeichert, Speicherfüllstand steigt (Abbildung 6-13 (4)).
  - o währenddessen: Die Kältemaschine ist abgeschaltet; Prozesskältebedarf wird aus dem Speicher gedeckt, d.h. der Speicherfüllstand sinkt (Abbildung 6-13 (5)).
- **Kühlhaus:**
  - o vorher: Die Kältemaschine läuft mit Nennleistung, die Temperatur sinkt (bis maximal -24°C) (Abbildung 6-14 (4)).
  - o währenddessen: Die Kältemaschine schaltet ab; die Kühlhaustemperatur steigt (auf maximal -20°C) (Abbildung 6-14 (5)).
- **KWK-Anlage, Elektroheizer und HT-Speicher:**
  - o vorher: KWK-Anlange und Elektroheizer laufen auf Nennleistung; Überschuss-Wärme wird eingespeichert, der Speicherfüllstand steigt[43] (Abbildung 6-15 (4)).
  - o währenddessen: Die KWK-Anlage läuft auf Nennleistung; der Prozesswärmebedarf wird über die KWK-Anlage und – falls nötig – aus dem Speicher gedeckt. (Der Elektroheizer läuft nur dann, wenn KWK-Anlage und Speicher den Wärmebedarf nicht decken). (Abbildung 6-15 (5)).

[43] In Abbildung 6-15 ist der Wärmespeicher zur Stunde 96 vollständig gefüllt und somit gut auf die Defizit-Situation ab Stunde 104 vorbereitet, so dass die Leistung des E-Heizers wieder reduziert werden kann.

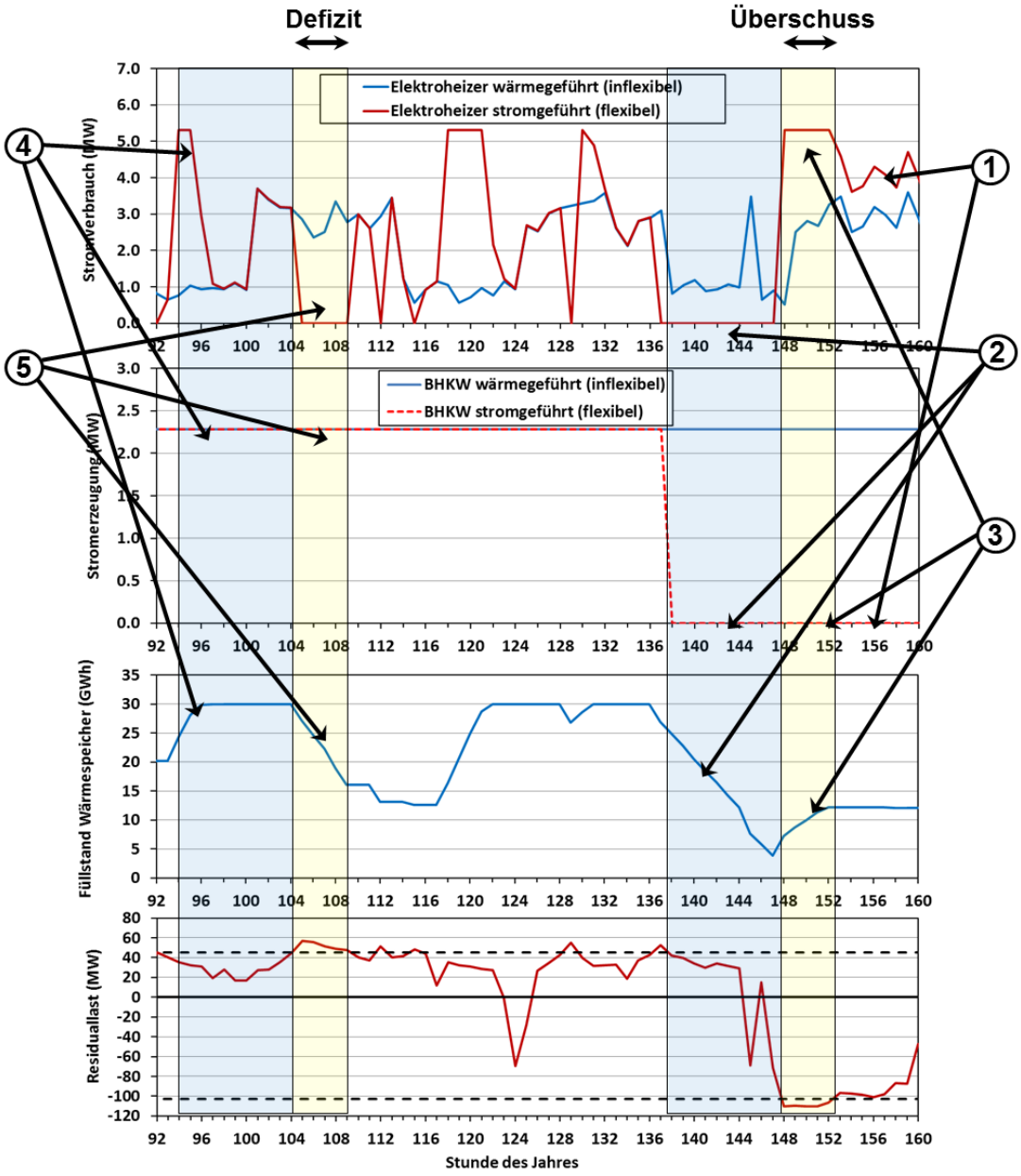


Abbildung 6-15: Illustration der flexiblen Fahrweise des E-Heizer (oben) und des BHKW (Mitte oben) und des Füllstands des Wärmespeichers (Mitte unten). Unten: Residuallast; gelb unterlegt: Defizit/Überschuss-Periode, blau unterlegt: Vorbereitung auf Defizit/Überschuss; Erläuterung der Punkte (1) – (5): siehe Text

6.3.3.4 *Lastzeitreihen für den Nutzenergiebedarf bei Apetito*

Für den Nutzenergiebedarf (Prozesswärme und -kälte, Warmwasser, Raumwärme etc.) bei Apetito liegen keine gemessenen Lastzeitreihen vor, die als Input für die Modellierung dienen könnten. Daher mussten zunächst synthetische Lastgänge für diejenigen Energieverbraucher entwickelt werden, deren Lastgänge nicht modellendogen bestimmt werden (wie dies z.B. beim Raumwärme- und Klimakältebedarf sowie beim Kühlungsbedarf für das Kühlhaus der Fall ist). Exogene Lastgänge wurden daher insbesondere für die Nutzenergiebedarfe an Prozesswärme (Kochen), Prozesskälte (Froster), Warmwasser (Reinigung & Sanitär), Druckluft und IIK entwickelt. Den Berechnungen wurden vorliegende Informationen über Produktionszeiten

und -mengen, Jahreszeitengang sowie eigene Annahmen über Bürozeiten, interne und solar Gewinne, Heizsollwerte und Verteilung auf Anwendungsarten zugrunde gelegt. Relevant für die Entwicklung der Lastzeitreihen ist insbesondere der zeitliche Verlauf der Produktionsvolumina, die den Nutzenergiebedarf für Koch- und Reinigungsprozesse, für Tiefkühlen und Verpacken bestimmen.

Diesen Lastgängen liegen folgende (verallgemeinerte) Informationen zugrunde.

- werktags zwischen 5h und 17h (Freitags: 16h) läuft die Produktion auf Volllast
- werktags zwischen 17h und 5h laufen 50% der Produktionslinien
- zwischen Freitag 16h und Samstag 10h wird die Produktion auf 70% heruntergefahren
- zwischen Samstag 10h und Sonntag 22h steht die Produktion still
- In den Sommerferien steht die Produktion für zwei Wochen für eine Generalwartung und –reinigung still, ebenso zwischen Weihnachten und dem 2. Januar. Feiertage werden im Modell wie Sonntage behandelt.

Die Produktionslinien werden regelmäßig mit heißem Wasser gereinigt. Der Verlauf des Bedarfs an Warmwasser folgt der Produktion um eine Stunde. Samstags nach Abschalten der Produktion erfolgt eine Grundreinigung mit erhöhtem Warmwasserbedarf.

Unmittelbar nach dem Kochen wird die Ware verpackt, anschließend tiefgekühlt. Der Tiefkühlvorgang dauert 60 – 90 Minuten. Im Mittel wird daher angenommen, dass der Kältebedarf des Frosters eine Stunde nach den Koch- und Verpackungsprozessen anfällt.

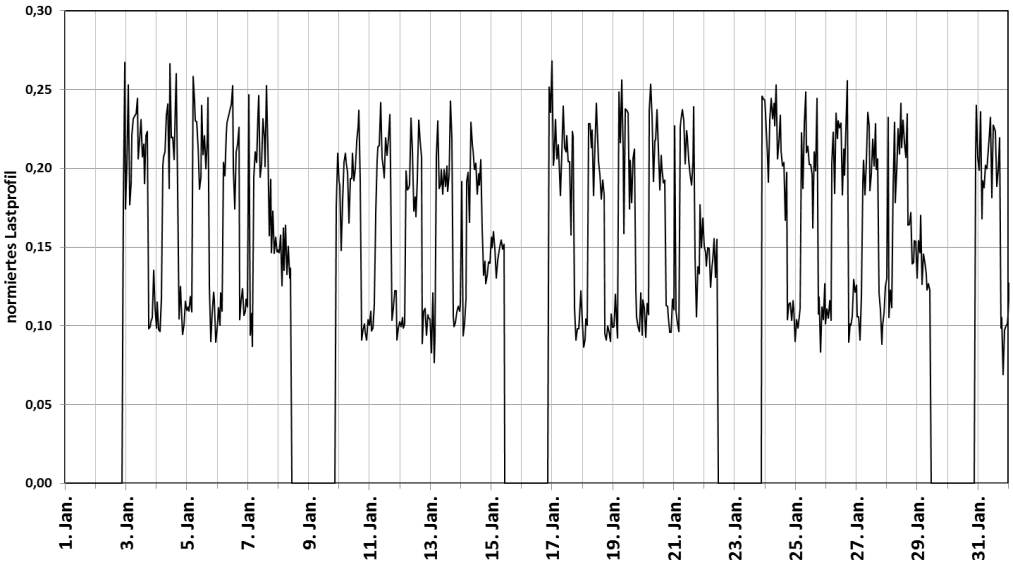


Abbildung 6-16: Normiertes Lastprofil (Jahressumme = 1000) für Prozesswärmebedarf für Apetito (Ausschnitt für Januar)

Die so entwickelten primären Zeitreihen weisen eine unrealistische Gleichförmigkeit von Woche zu Woche auf. Um diesem entgegen zu wirken, wird den primären Zeitreihen eine stochastische Schwankung (Normalverteilung mit Standardabweichung 10%) aufgeprägt. Abbildung 6-16 zeigt exemplarisch das resultierende (normierte) Lastprofil für den Prozesswärmebedarf.

Der Strombedarf für IKT und Beleuchtung folgt weitgehend den üblichen Bürozeiten und – zu einem geringeren Teil – den Produktionszeitreihen. Der Beleuchtungsbedarf ändert sich mit der jahreszeitlich bedingten Änderung der Tagesstunden.

Der Heizungs- und Klimatisierungsbedarf von Büro- und Produktionsgebäuden ergibt sich aus Annahmen über die (energetischen) Gebäudeeigenschaften (Geometrie, Dämmung, …), Sollwerte der Innentemperatur und gemessene Zeitreihen für die Außentemperatur der Region Rheine.

6.3.3.5 *Definition von Ausgleichspotenzialen*

In der folgenden Analyse der Ausgleichsmöglichkeiten bei Apetito wird zwischen einer Reihe von verschiedenen "Ausgleichspotenzialen" unterschieden, die hier definiert werden sollen:

Das **theoretische Ausgleichs-Potenzial** wird definiert als die installierte elektrische Leistung aller flexiblen Verbraucher sowie der BHWK-Anlage. Das theoretische Potenzial berücksichtigt nicht, dass der Betrieb der Anlagen sowie begrenzte Speichergrößen ggf. das Ausgleichspotenzial limitiert.

Das **technische Ausgleichspotenzial** ist das Ausgleichspotenzial, das sich bei theoretisch unendlich großen Speichern ergeben würde. Es berücksichtigt allerdings Restriktionen, die sich aus dem Betrieb der Anlage ergeben. Hierbei muss zwischen Defizit- und Überschuss-Situationen unterschieden werden:

- **Überschüsse**: Das technische Ausgleichspotenzial für alle *flexiblen Verbraucher* ist die Differenz zwischen der installierten Kapazität und der mittleren Last während Überschuss-Situationen im inflexiblen Fall. Um diesen Betrag kann die Leistung des Verbrauchers im flexiblen Fall erhöht werden, um Überschüsse abzumildern. Für die flexiblen Erzeuger ist das technische Potenzial das mittlere Erzeugungspotenzial in Überschuss-Situationen im inflexiblen Fall, die im flexiblen Fall abgeschaltet werden können, um den Überschuss nicht noch weiter zu erhöhen.
- **Defizite**: Für alle flexiblen Verbraucher ist das technische Potenzial die mittlere elektrische Last während Defizit-Situationen im inflexiblen Fall. Im flexiblen Fall kann diese Last abgeschaltet werden, um das Defizit nicht weiter zu erhöhen. Für die flexiblen Erzeuger ist das technische Potenzial die Differenz zwischen installierter elektrischer Leistung und tatsächlicher Leistung im inflexiblen Fall. Im flexiblen Fall kann genau jene Leistung zusätzlich abgerufen werden, um das Defizit zu reduzieren.

Das **realisierbare Ausgleichs-Potenzial:** Das realisierbare Ausgleichspotenzial berücksichtigt Limitierungen beim Ausgleich der residualen Last durch den flexiblen Betrieb, die sich durch gegebene Speicherkapazität und Einschränkungen durch den Produktionsbetrieb ergeben. Das realisierbare Potenzial wird berechnet als mittlere Änderung der residualen Last durch den flexiblen Einsatz oben genannter Flexibilitätsoptionen. Auch hier müssen zwei Unter-Fälle berücksichtigt werden:

- Das **realisierbare Ausgleichs-Potenzial für Defizite** ist die mittlere Änderung der residualen Last während aller starken Defizit-Situationen innerhalb des simulierten Jahres.
- Analog ist das **realisierbare Ausgleichs-Potenzial für Überschüsse** die mittlere Änderung der residualen Last während aller Überschuss-Situationen.

Das **ungenutzte technische Potenzial** ist die Differenz zwischen dem technischen Potenzial und dem realisierbaren Potenzial und ist somit ein Maß dafür, inwieweit die begrenzte Speichergröße einen vollständigen Abruf des technischen Potenzials beschränkt.

Folgendes Beispiel soll die Definition der Potenziale illustrieren: Das theoretische Ausgleichspotenzial des Frosters liegt bei 2,5 MW_{el} (der elektrischen Nennlast der Kältemaschine). Im Falle eines Überschusses kann – bei flexiblem Betrieb des Frosters – das vollständige theoretische Potenzial nur dann abgerufen werden, wenn der Froster im inflexiblen Betrieb während der Überschuss-Situationen nicht arbeiten würde (z.B. am Wochenende). Andererseits kann das

vollständige theoretische Potenzial des Frosters in Defizit-Situationen nur dann abgerufen werden, wenn der Froster im inflexiblen Fall während der Defizit-Situationen unter Volllast fahren würde. Die mittlere elektrische Leistungsaufnahme des Frosters in Defizit-Situationen ist (im inflexiblen Fall) 1,56 MW_{el}. Diese Last kann – ohne Beschränkung durch die Speichergröße - abgeworfen werden, um das Defizit zu reduzieren. Die mittlere Leistungsaufnahme während Überschuss-Situationen liegt im inflexiblen Fall bei 0,83 MW_{el}, so dass der Froster bei flexiblem Betrieb seine elektrische Leistungsaufnahme während Überschuss-Situationen um 1,67 MW_{el} (2,5 MW_{el} – 0,83 MW_{el}) erhöhen könnte, wenn die Speichergröße keine Beschränkung darstellt. Das technische Ausgleichspotenzial des Frosters liegt also bei 1,56 MW_{el} (Defizit) bzw. 1,67 MW_{el} (Überschuss). Je nach Speichergröße liegt das realisierbare Ausgleichspotenzial des Frosters jedoch unter diesen Werten.

6.3.3.6 *Definition der Simulations-Läufe*

Um Apetitos Ausgleichspotenziale durch einen flexibilisierten Betrieb zu ermitteln, wurde eine Reihe von Simulationen durchgeführt: neben den Basissimulationen Sensitivitätstests bzgl. Speichergröße und bzgl. der Struktur der residualen Last (MAX-DEZ vs. MOD-DEZ).

Die beiden **Basissimulationen** können wie folgt beschrieben werden:

Im Lauf **INFLEX** werden alle Verbraucher und Erzeuger inflexibel betrieben, d.h. der Betrieb folgt ausschließlich den Produktionsabläufen; die aktuelle Residuallast wird nicht berücksichtigt. Entsprechend werden keine Wärme- oder Kältespeicher eingesetzt. Der INFLEX-Lauf dient als Referenz: Das realisierbare Ausgleichspotenzial wird als Differenz zwischen INFLEX und den Simulationen mit flexiblem Einsatz der Verbraucher/der KWK-Anlage ermittelt.

Im Lauf Standard (**STA**) werden alle flexiblen Verbraucher und Erzeuger systemdienlich eingesetzt. Ziel ist die Minderung von starken Überschüssen und starken Defiziten der residualen Last. Die Speicherkapazitäten liegen bei jeweils 6h (siehe oben). Der Einsatz der flexiblen Einheiten wird durch die Residuallast aus dem Konzept **MAX-DEZ** getriggert, wobei sehr große Überschüsse (Residuallast < -110 MW_{el}) abgeregelt werden. Die Grenzwerte für Überschuss- und Defizit-Situationen, ab denen Last- und Erzeugungsmanagementmaßnahmen ergriffen werden, liegen bei -103 MW_{el} (Thr_{sur}) und +45MW_{el} (Thr_{def}). Diese Grenzwerte wurden so gewählt, dass die Dauer und die Häufigkeit der daraus resultierenden Überschuss- und Defizitsituationen bei einer Speicherkapazität von 6h eine gute Ausnutzung der technischen Ausgleichspotenziale zulässt (siehe Abschnitt 6.3.4.3).

Über die Basissimulationen hinaus wurden **Sensitivitätstests zur Speichergröße** gerechnet. Die Parametrierung des Modells ist identisch mit dem Lauf STA, jedoch wurden Speichergrößen von 1h bis 192h angesetzt. Die entsprechenden Läufe werden als **STOR_1h bis STOR_192h** bezeichnet (wobei STOR_6h identisch mit STA ist).

Zu guter Letzt wird im Lauf **MOD** der Effekt einer veränderten Residuallast auf die Ausgleichspotenziale untersucht. Der Einsatz flexibler Einheiten im Lauf MOD wird von der Residuallast aus dem MOD-DEZ Konzept getriggert. Wie in STA sind auch im Lauf MOD Überschüsse größer 110 MW_{el} abgeregelt; der Grenzwert für „starke“ Überschuss-Situationen liegt ebenfalls bei -103 MW_{el}. Alleine der Grenzwert für Defizit-Situationen wird in MOD auf +75 MW_{el} angehoben, um den generell höheren Defiziten (höhere Maxima der Residuallast) im Zielkonzept MOD-DEZ gegenüber MAX-DEZ Rechnung zu tragen.

6.3.4 Ausgleichspotenziale durch Last- und Erzeugungsmanagement bei Apetito

6.3.4.1 *Ausgleichspotenziale in den Basis-Simulationen*

Abbildung 6-17 zeigt die verschiedenen Ausgleichspotenziale für die Flexibilitätsoptionen Wärmepumpe (WP), Kühlhaus (KH), Froster (FRO), Elektroheizer (EH) und KWK-Anlage zusammen mit dem kombinierten Effekt aller Technologien in der Standard-Simulation. In Überschuss-Situationen können im Mittel nahezu 50% des theoretischen Ausgleichspotenzials erschlossen werden; während Defizit-Situationen liegt dieser Wert bei 40% (siehe SUMME in Abbildung 6-17).

Der mittlere Beitrag jeder einzelnen Technologie zum Ausgleichspotenzial unterscheidet sich zwischen Überschuss- und Defizit-Situationen. Wie oben erläutert hängt das realisierbare Ausgleichspotenzial vom mittleren Betriebszustand der flexiblen Einheiten während Überschuss- und Defizit-Situationen im inflexiblen Referenzfall (INFLEX) ab. Dieser Sachverhalt kann besonders gut am Beispiel der KWK-Anlage illustriert werden: In Defizit-Situationen trägt die KWK-Anlage gar nicht zum Ausgleich bei. Dafür sind in erster Linie zwei Faktoren verantwortlich: Zunächst deckt die KWK-Anlage im INFLEX-Fall in erster Linie die Grundlast der Prozesswärme, d.h. die KWK-Anlage läuft weitgehend auf Nennleistung. Ausnahmen bilden nur Wochenende, Ferien und Feiertage, wenn die Produktion still steht. Im Fall eines flexiblen Betriebs der KWK-Anlage (Simulation STA) kann also die Leistung der KWK-Anlage zu den meisten Zeiten nicht mehr gegenüber dem INFLEX-Fall erhöht werden. An Wochenenden und Feiertagen jedoch ist die KWK-Anlage im INFLEX-Fall ausgeschaltet und könnte prinzipiell ihre volle elektrische Leistung in Defizit-Situationen zum Ausgleich der Residuallast beisteuern. Allerdings muss an Wochenenden und Feiertagen die Wärmeproduktion der KWK-Anlage vollständig gespeichert werden, da kein Bedarf an Wärme für die Produktion herrscht. Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität ist aber auch das Ausgleichspotenzial der KWK-Anlage in Defizit-Situationen am Wochenende und an Feiertagen begrenzt.

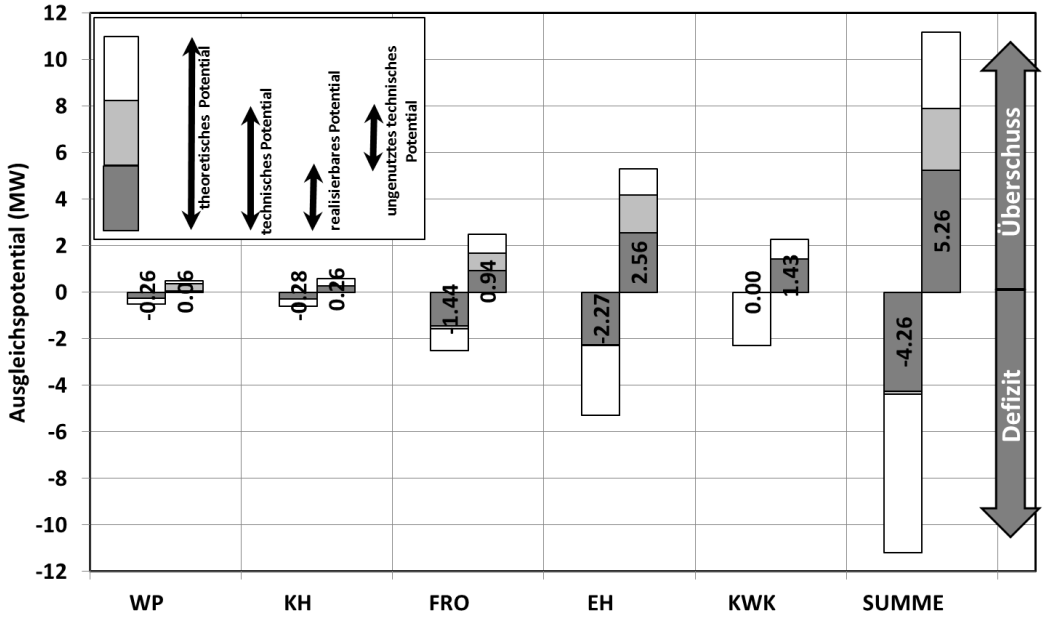


Abbildung 6-17: Ausgleichspotenziale bei Apetito (realisierbar, technisch, theoretisch) für die Wärmepumpe (WP), das Kühlhaus (KH), den Froster (FRO) den Elektroheizer (EH) und die KWK-Anlage sowie der kombinierte Effekt (SUMME) für Defizit- und Überschuss-Situationen im Standard-Lauf (STA).

Im Gegensatz zur KWK-Anlage kann der E-Heizer signifikant zur Reduktion von Defiziten beitragen – im Mittel 45% der elektrischen Nennleistung des E-Heizers. Ebenso kann das realisierbare Ausgleichspotenzial der Wärmepumpe und der beiden Kältemaschinen (Kühlhaus und Froster) weitgehend über die mittlere Leistung im INFLEX-Fall in Defizit-Situationen erklärt werden, die im flexiblen Fall STA abgeschaltet werden kann. Diese Ergebnisse implizieren, dass die Speicherkapazität von 6h, die für die STA-Simulation angenommen wurden, ausreicht, um in Defizit-Situationen das technische Ausgleichspotenzial von Apetito weitgehend auszuschöpfen.

In Überschuss-Situationen ist das realisierbare Ausgleichspotenzial der untersuchten Technologien im Allgemeinen höher als im Falle von Defiziten. Auch das Potenzial zum Ausgleich von Überschüssen erklärt sich weitgehend aus dem mittleren Betriebszustand der flexiblen Einheiten während der Überschusssituationen im inflexiblen Betrieb (INFLEX): In diesen Situationen sind die Wärmepumpe, die Kältemaschinen und der E-Heizer im Mittel mit weniger als 50% ihrer Nennleistung in Betrieb (Abbildung 6-17). Ihr Potenzial, in Überschuss-Situationen die Leistungsaufnahme zu erhöhen, ist also höher als ihr Potenzial, in Defizit-Situationen die Leistungsaufnahme zu reduzieren.

Die KWK-Anlage kann nur begrenzt zum Ausgleich von Überschüssen beitragen (1,43 MW_{el}). Da dieser Wert aber gut mit der mittleren Erzeugungsleistung der KWK-Anlage während Überschuss-Situationen im INFLEX-Fall übereinstimmt, kann auch hier geschlussfolgert werden, dass das Ausgleichspotenzial der KWK-Anlage während eines Überschusses nicht durch die Speichergröße begrenzt ist.

Allerdings zeigen die relativ hohen Werte für das ungenutzte technische Potenzial im Überschuss-Fall insbesondere des Frosters und des E-Heizers (Abbildung 6-17), dass die Speichergröße einen limitierenden Faktor für den Überschuss-Ausgleich darstellt. Der Effekt der Speichergröße auf das Ausgleichspotenzial wurde daher im folgenden Sensitivitätstest näher untersucht.

6.3.4.2 *Sensitivitätstests zur Speichergröße*

Abbildung 6-18 zeigt die Ergebnisse des Sensitivitätstests bzgl. der Speichergröße. Im Falle großer Defizite steigt das realisierbare Ausgleichspotenzial von 2,37 MW bei einer Speichergröße von 1h bis auf 4,37 MW bei einer Speichergröße von 48h. Eine weitere Erhöhung der Speichergröße erhöht das Ausgleichspotenzial für Defizite nicht mehr. Allerdings sind mit einer Speichergröße von 6h schon über 97% des maximal möglichen Ausgleichspotenzials (4,26 MW von maximal 4,37 MW) in Defizit-Situationen ausgeschöpft.

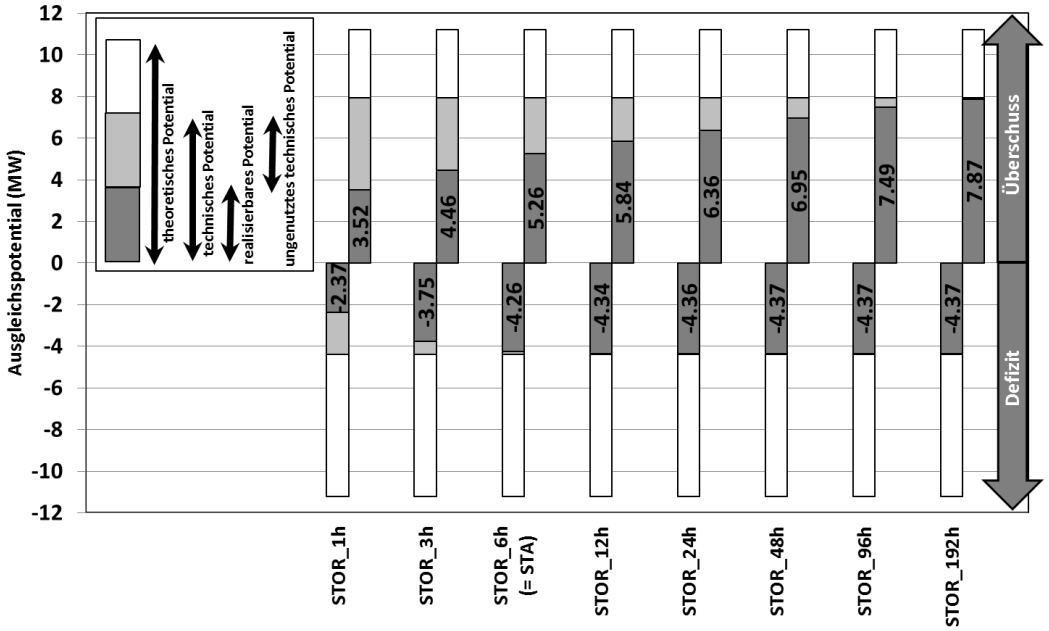


Abbildung 6-18: Ausgleichspotenziale bei Apetito: Ergebnisse der Sensitivitätstests bzgl. Speichergröße. STOR_6h ist identisch mit SUMME des Standard-Laufs STA aus Abbildung 6-17.

Die Abhängigkeit des Ausgleichspotenzials von Defiziten von der Speichergröße kann anhand der Häufigkeit und der Dauer von Defiziten erklärt werden, wie sie in Abbildung 6-19 dargestellt ist: Legt man die Residuallast aus MAX-DEZ und die oben für STA definierten Grenzwerte für „starkes Defizit“ und „starker Überschuss“ zugrunde, dann ist der Großteil der starken Defizit-Ereignisse kürzer als 3h. Nur zwei Defizit-Ereignisse dauern länger als 6h, das längste davon 8h. Eine Speicherkapazität von 12h reicht also vollständig aus, um alle Defizit-Ereignisse zeitlich überbrücken zu können.

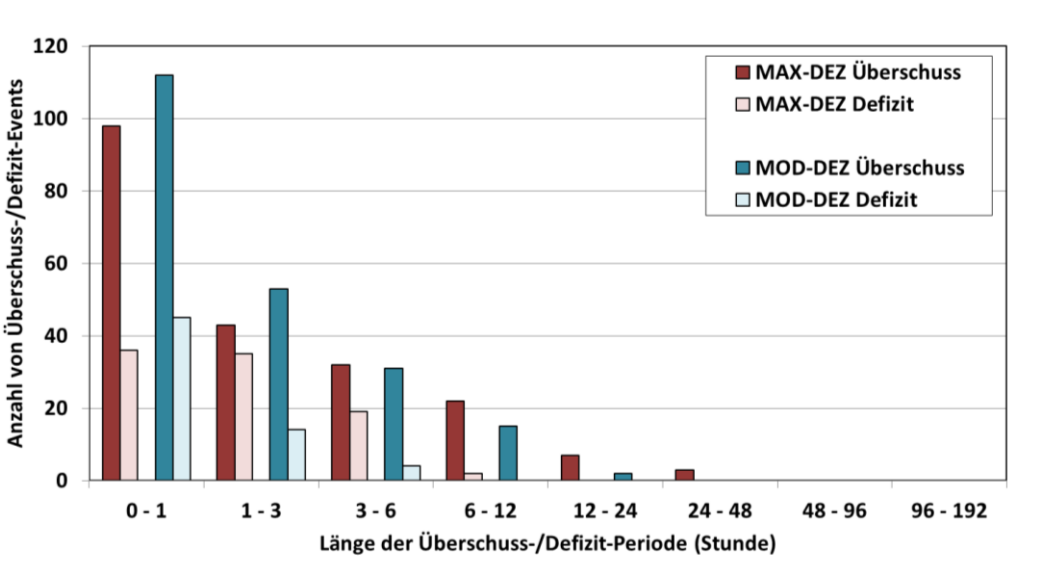


Abbildung 6-19: Häufigkeitsverteilung von Überschuss- und Defizit-Situationen unterschiedlicher Länge für Residuallast aus MAX-DEZ und MOD-DEZ[44]

[44] Abregelung von Überschüssen jeweils bei -110 MW, Thr_{sur} jeweils -103 MW, Thr_{def} = 45MW (MAX-DEZ) bzw. Thr_{def} = 75MW (MOD-DEZ)

Eine ähnliche Argumentation gilt für Überschuss-Situationen. Über 80% der Überschuss-Ereignisse dauern nicht länger als 6h. Allerdings finden sich noch drei Überschuss-Ereignisse im Segment 24-48h. Längere Überschuss-Ereignisse gibt es nicht (Abbildung 6-19). Als Konsequenz kann eine Erhöhung der Speichergröße bis auf 48h das Ausgleichspotenzial in Überschuss-Situationen ansteigen lassen (Abbildung 6-18). Allerdings kann dieses Argument nicht erklären, warum das Ausgleichspotenzial für noch größere Speicher (96h und 192h) weiter ansteigt, wie Abbildung 6-18 zeigt.

Eine detaillierte Analyse der Simulationen STOR_48h – STOR_192h zeigt, dass das zusätzliche Ausgleichspotenzial von STOR_96 und STOR_192 gegenüber STOR_48h in erster Linie während der Weihnachtsferien auftritt, wenn die Produktion bei Apetito heruntergefahren ist und es weder Bedarf an Prozesswärme noch an Prozesskälte bei Apetito gibt. Werden dennoch der E-Heizer und die Froster-Kältemaschine zur Minderung der Überschuss-Situationen von 23. bis 25. Dezember und erneut am 26. Dezember eingesetzt, können Wärme- und Kältespeicher zwischenzeitlich nicht entladen werden. Größere Speicher ermöglichen hier also nicht primär, dass längere Überschuss-Situationen überbrückt werden, sondern sie sorgen dafür, dass in längeren Produktionspausen mit resultierenden fehlenden Wärme- und Kältesenken die Wärme- und Kältespeicher länger mit Überschuss-Strom beladen werden können. Allerdings steht nicht zu erwarten, dass die Auslegung von Speichern auf Einzelereignisse selbst im Jahr 2050 wirtschaftlich abbildbar sein wird.

6.3.4.3 *Sensitivitätstest: Residuallast aus MOD-DEZ*

Wird – wie in der Simulation MOD – die Residuallast aus MOD-DEZ als "Trigger" für den Einsatz der flexiblen Einheiten verwendet, ist das ungenutzte technische Potenzial im Falle von Überschuss-Ereignissen ca. 15% niedriger als in den STA-Simulationen (bei jeweils 6h Speicherkapazität)[45]. Die Unterschiede zwischen STA und MOD ergeben sich wieder aus der Struktur der jeweiligen Residuallasten für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Abbildung 6-19). Die Residuallast in MOD-DEZ weist insgesamt weniger Überschuss-Ereignisse als MAX-DEZ auf, die länger als 6h dauern. Darüber hinaus sind Überschuss-Ereignisse ≥ 6 h im Mittel kürzer in MOD-DEZ als in MAX-DEZ, so dass sich in MOD insgesamt weniger Situationen ergeben, in denen aufgrund vollständig gefüllter Speicher kein weiterer Ausgleich in Überschuss-Situationen möglich ist.

6.3.5 Auswirkungen der erhöhten Flexibilität auf den Endenergieverbrauch bei Apetito

Werden Nutzenergiebedarf und Endenergieverbrauch mittels Speichern zeitlich entkoppelt, führen Verluste (z.B. in Wärmetauschern) bei der Be- und Entladung von Speichern sowie Standby-Verluste der Speicher unweigerlich zu höherem Endenergieverbrauch als im inflexiblen Fall ohne Speichernutzung.

Abbildung 6-20 zeigt die Abhängigkeit des Endenergieverbrauchs (Strom und Gas) von der Speichergröße in den Sensitivitätstests zur Speichergröße. Grundsätzlich ist festzustellen, dass der Endenergieverbrauch mit zunehmender Speichergröße ansteigt. Dies liegt jedoch nicht ursächlich an der Speichergröße, sondern ist der Tatsache geschuldet, dass ein größerer Speicher im Laufe des Jahres häufiger für Ausgleichsaufgaben herangezogen werden kann, weil er im Vergleich zu einem kleineren Speicher seltener in Defizitsituationen leer und in Überschusssituationen voll ist. Diese stärkere Nutzung des Speichers geht mit einem verstärkten

[45] In Defizit-Situationen wird bei 6h Speicher sowohl in STA (MAX-DEZ) als auch in MOD (MOD-DEZ) das technische Potenzial nahezu vollständig ausgeschöpft

Durchsatz einher, der wiederum mit den entsprechenden Verlusten behaftet ist, die durch höheren Endenergieverbrauch ausgeglichen werden müssen.

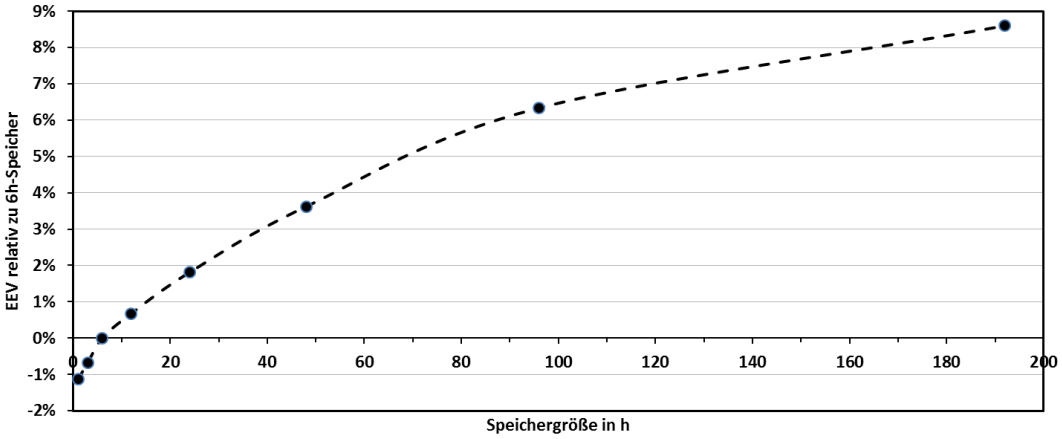


Abbildung 6-20: relative Änderung des Endenergieverbrauchs (Strom und Gas) mit der Speichergröße (Referenz: Standard-Simulation STA mit 6h Speichergröße)

Letztendlich ist der zusätzliche Endenergieverbrauch bei der hier angenommenen Effizienz der Speicherung relativ gering: Die Unterschiede im Energieverbrauch zwischen den Simulationen mit einer Speicherkapazität von 1h und von 192h beträgt ca. 4.3 MWh/a und liegt damit in der Größenordnung von 10% des gesamten Endenergieverbrauchs im STA-Fall. Bei kleinen Speichergrößen werden daher für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Flexibilisierung die zusätzlichen Investitionskosten für Speicher und Steuerung, die in dieser Studie nicht näher untersucht worden sind, vermutlich eine größere Rolle spielen als die Speicherverluste.

6.3.6 Möglichkeiten zukünftiger Abwärmenutzung bei Apetito

Im Apetito-Modell für 2050 fallen große Mengen Abwärme an, die mit einem gewissen technischen Aufwand prinzipiell nutzbar gemacht werden können. Die größten Abwärmequellen sind die Kondensatoren der Kälteanlagen (Kühlhaus, Froster, Klimaanlage), in denen in der STA-Simulation jährlich insgesamt 25,8 GWh an Abwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau von ca. 35°C anfallen. An den Kompressoren und Enthitzern der Kälteanlagen fallen weitere 8,1 GWh an Abwärme bei 70°C an. Aus der Drucklufterzeugung stammen noch 0,4 GWh, ebenfalls auf einem Niveau ≥70°C. Insgesamt fällt also im Apetito-Modell für 2050 Abwärme von 34,3 GWh an, davon 8,5 GWh mit Temperaturen ≥70°C.

Der Nutzwärmebedarf für Niedertemperatur-(NT-)Anwendungen wie Raumwärme und Warmwasser liegt im Apetito-Modell bei 11,7 GWh, davon 9,6 GWh für Warmwasser und 2,1 GWh für Raumwärme. Aus hygienischen Gründen ist für Warmwasser, das für Reinigungs- und Sanitärzwecke eingesetzt wird, mindestens ein Temperaturniveau von 70°C erforderlich. Für Raumwärme wären bei geeigneten Heizkörpern prinzipiell niedrigere Temperaturen möglich. Im Modell wird allerdings vereinfacht angenommen, dass Raumwärme und Warmwasser kombiniert erzeugt werden, so dass die Heizungsanlage für eine Vorlauftemperatur von 70°C ausgelegt ist.

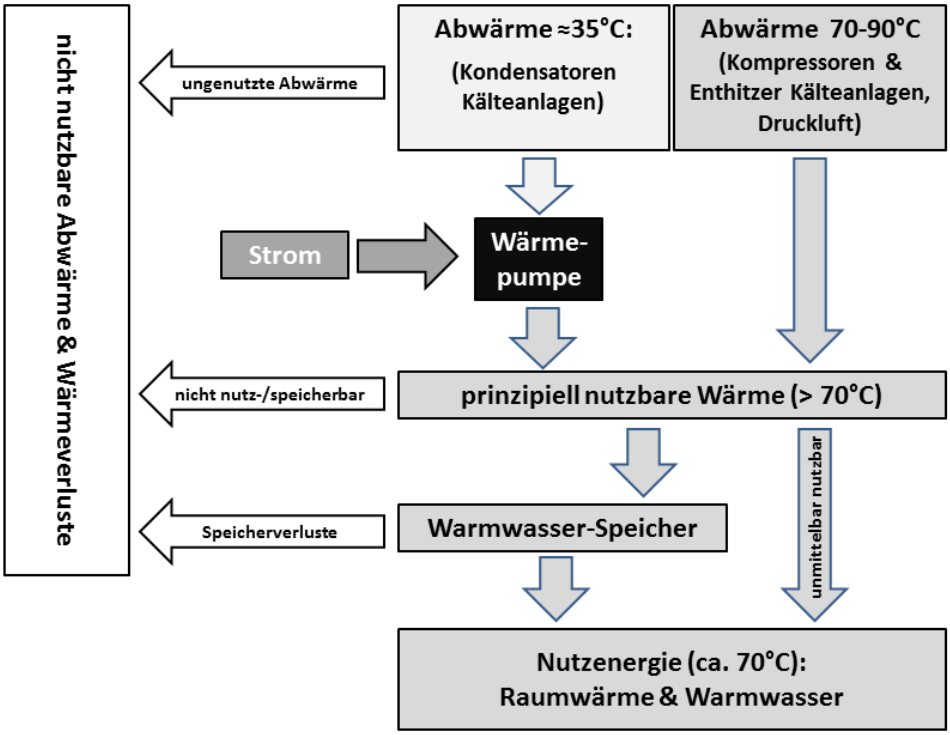


Abbildung 6-21: Schema der Abwärmeerzeugung und -nutzung für Apetito

Von den 11,7 GWh NT-Wärmebedarf könnten nun prinzipiell 8,5 GWh unmittelbar aus Abwärme ≥70°C gedeckt werden. Allerdings fallen Abwärmeerzeugung (≥70°C) und NT-Wärmebedarf zeitlich nicht immer zusammen, so dass ein Teil der Abwärme (≥70°C) eingespeichert werden muss. Um auch die Abwärme der Kondensatoren (35°C) nutzbar zu machen, muss die Abwärme über eine (elektrische) Wärmepumpe auf ein Niveau ≥70°C angehoben und damit veredelt werde. Insgesamt werden in den STA-Simulationen 3,3 GWh Abwärme (35°C) in der Wärmepumpe veredelt; die Wärmepumpe erzeugt daraus 4,6 GWh an Wärme mit einer Temperatur von 70°C. Der jährliche Stromverbrauch der Wärmepumpe liegt in den STA-Simulationen bei 1,3 GWh, was einer mittleren Jahresarbeitszahl von ca. 3,5 entspricht.

Insgesamt liegen somit 13,1 GWh an – teils veredelter – Abwärme vor, die zur Deckung von 11,7 GWh NT-Wärmebedarf eingesetzt werden. Der Differenzbetrag von 1,4 GWh stellt dabei zum Teil Speicherverluste dar (0,6 GWh), zum anderen Abwärme, die zwar auf prinzipiell nutzbarem Niveau (≥70°C) anfällt, aber aufgrund akut begrenzten Bedarfs und eines vollen Wärmespeichers aktuell weder genutzt noch gespeichert werden kann.

Grundsätzlich lässt sich also festhalten, dass die Abwärmemengen im Apetito-Modell ausreichen, den Niedertemperatur-Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser von Apetito im Jahr 2050 (11,7 GWh) vollständig zu decken, wenn man berücksichtigt, dass ein (geringer) Teil der Abwärme zuvor mittels einer elektrischen Wärmepumpe auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben werden muss. Darüber hinaus fallen bei Apetito noch große Abwärmemengen (22,5 GWh) bei ca. 35°C an, die im Betrieb selbst nicht genutzt werden können, aber ggf. einem (kalten) Wärmenetz zur Verfügung gestellt werden könnten. Abbildung 6-22 fasst die Abwärmeerzeugung und Abwärmenutzung in der STA-Simulation von Apetito zusammen.

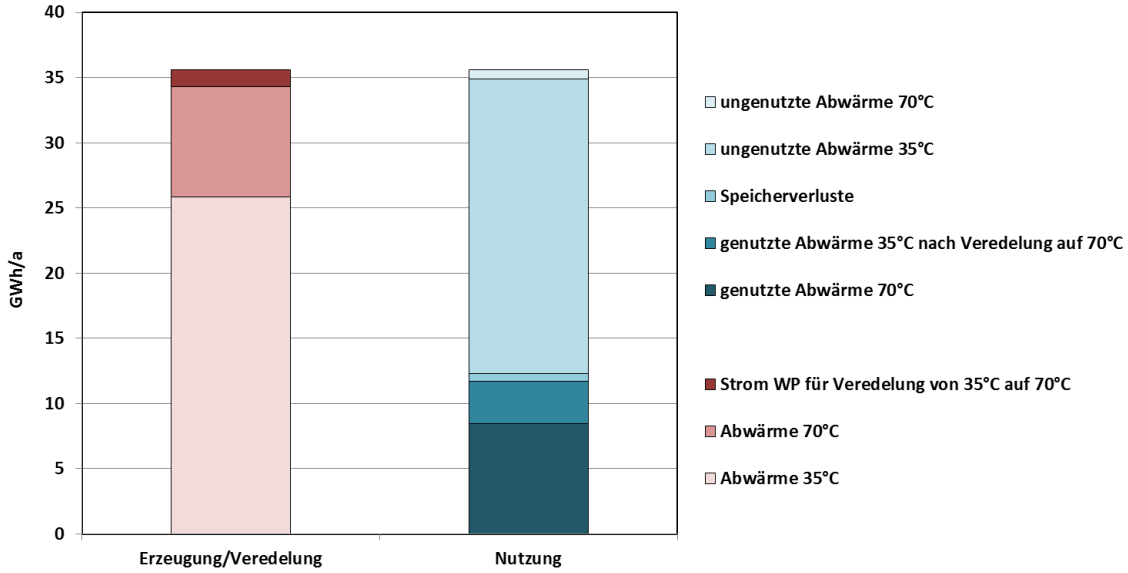


Abbildung 6-22: Zusammenfassung Abwärmeerzeugung bzw. -Veredelung und -Nutzung für Apetito (STA-Simulation)

Allerdings ist festzuhalten, dass in den Untersuchungen hier die Frage im Mittelpunkt stand, inwieweit eine vollständige Deckung des NT-Wärmebedarfs bei Apetito über betriebsinterne Abwärme technisch möglich ist – und wenn ja, mit welchem technischen Aufwand (insbesondere bzgl. der Speicherung). Diese technische Betrachtung zeigt somit, dass die Abwärmenutzung innerhalb dieses Großverbrauchers den Bedarf an zusätzlichen Energieträgern oder Fernwärme im System Rheine verringern kann. Letztendlich ist die Abwärmenutzung damit eine Systemdienstleistung, deren Wirtschaftlichkeit stark von den Rahmenbedingungen des Gesamtsystems – z.B. mögliche Entlohnung von DSM oder höherem Gaspreis im restriktiven Konzept MOD-DEZ abhängt. Diese unterliegen zum jetzigen Zeitpunkt einer hohen Unsicherheit (aufgrund mangelnder Daten) und wurden im Projekt KomRev daher nicht ermittelt. Eine ökonomische Bewertung der Abwärmenutzung, wie sie hier im Modell entwickelt wurde, stellt jedoch einen interessanten möglichen Forschungsgegenstand im Rahmen von Nachfolgeprojekten des KomRev-Projektes dar.

6.3.7 Zusammenfassung der Simulation und Ergebnisse für das Mathias-Spital und das Jakobi-Krankenhaus

Wie oben erwähnt lag das Hauptaugenmerk der Simulationen und Analysen des DLR auf Apetito, während Ergebnisse des Mathias-Spitals und des Jakobi-Krankenhauses nicht mit derselben Tiefe analysiert wurden. Die Priorität für Apetito ergab sich einerseits, weil die Komplexität des Systems die größte Herausforderung für die Modell-Entwicklung darstellte, andererseits für Apetito die höchsten Lastmanagement- und Abwärme-Potenziale der drei untersuchten Betriebe zu erwarten waren. Dennoch sollen hier kurz die Simulationen des Mathias-Spitals und des Jakobi-Krankenhauses bzgl. Lastausgleichspotenzial, Endenergieverbrauch und Abwärmenutzung kurz dargestellt und deren Ergebnisse analysiert werden.

6.3.7.1 *Simulationen Mathias-Spital*

Die Struktur des Modells für das Mathias-Spital basiert auf der heutigen Bedarfs- und Versorgungsstruktur (Abbildung 6-10) des Spitals. Wesentliche Unterschiede in der modellierten Versorgungsstruktur für 2050 gegenüber heute sind wie folgt:

- Die Dampfkessel der heutigen Prozessdampferzeugung für Küche und Sterilisation wurden durch ein Hochtemperatur-Brennstoffzellen-BHKW (Grundlast) und einen Elektrodenkessel (Spitzenlast) ersetzt. Das BHKW liefert zudem einen Teil des Stromverbrauchs des Krankenhauses.
- Abwärme der Prozess- und Klimakälteerzeugung kann für Niedertemperatur-Anwendungen (Raumwärme, Warmwasser) verwendet werden, ggf. nach Veredelung durch eine elektrische Wärmepumpe. Der Anteil des Wärmebedarfs, der über Abwärme gedeckt werden kann, ist jedoch im Vergleich zu Apetito gering.
- Der verbleibende Niedertemperatur-Wärmebedarf wird durch solar gespeiste Fernwärme (MAX-DEZ) oder aber ebenfalls durch eine Wärmepumpe gedeckt (MOD-DEZ), die neben der Abwärme der Kältemaschinen auch Umweltwärme (Bodensonden) nutzt.
- Die Erzeugung von Prozesskälte (Kühlung von medizinischen Geräten), von Prozesswärme (Küchen und Sterilisierung) sowie der Einsatz der Wärmepumpe kann mittels Kälte- und Wärmespeichern flexibilisiert werden. Der Algorithmus zum Einsatz der flexiblen Einheiten ist identisch mit dem Algorithmus für Apetito.
- Bzgl. des (Nutz-)Energieverbrauchs des Mathias-Spitals im Jahr 2050 folgt das Modell den Annahmen aus Abschnitt 6.3.2, die in Tabelle 6-6 zusammengefasst sind.

Die Modellierung des Mathias-Spitals nutzt prinzipiell dieselbe Modell-*Struktur* wie die Modellierung bei Apetito (siehe Abbildung 6-12). Nutzenergiebedarf, Lastzeitreihen und installierte Leistungen von Erzeugern und Verbrauchern wurden jedoch an die Gegebenheiten im Mathias-Spital angepasst, wobei auch hier vorausgesetzt wurde, dass Effizienzmaßnahmen zu einer deutlichen Reduktion des Energiebedarfes 2050 führen. Nutzenergiebedarfe und Spitzenlasten für die einzelnen Anwendungsgruppen im Mathias-Spital sind in Tabelle 6-6 zusammengefasst.

Tabelle 6-6: jährlicher Nutzenergiebedarf sowie Spitzenlast einzelner Anwendungsgruppen im Mathias-Spital im Modell für 2050

Anwendung	Spitzenlast	jährlicher Nutzenergie-Bedarf
Prozesswärme (Küche, Sterilisierung)	0,22 MW_{th}	0,81 GWh/a
Prozesskälte (Gerätekühlung)	0,14 $MW_{kühl}$	0,49 GWh/a
Klimakälte	0,89 $MW_{kühl}$	0,06 GWh/a
Raumwärme	1,30 MW_{th}	3,20 GWh/a
Warmwasser	0,32 MW_{th}	1,77 GWh/a
IKT, Beleuchtung	0,63 MW_{el}	3,25 GWh/a

Das BHKW kann im Mathias-Spital den Prozesswärmebedarf vollständig decken (im Gegensatz zu Apetito, wo das BHKW nur die Grundlast liefert). Dadurch ändert sich die Einsatzstrategie von BHKW, E-Heizer und HT-Speicher: Der E-Heizer wird ausschließlich in Überschuss-Zeiten eingesetzt. Im Gegensatz zu Apetito wird im Modell des Mathias-Spitals der HT-Speicher vor Defizit-Perioden geleert, damit während des Defizits das BHKW auf Volllast zur Reduktion des Defizits beitragen und möglichst viel aktuell nicht nutzbare Wärme eingespeichert werden kann.

An Lastmanagement-Optionen stehen im Mathias-Spital die Prozesswärmeerzeugung im BHKW (flexibilisiert durch Hochtemperatur-Wärmespeicher), die Prozesskälte-Erzeugung (mit Tiefsttemperatur-Kältespeicher) sowie die Wärmepumpe in Kombination mit einem Warmwasserspeicher zur Verfügung, die zur Abwärmeveredelung und (in MOD-DEZ) zur Nutzung von Erdwärme für die Raumwärme- und Warmwassererzeugung eingesetzt werden.

Die Analyse der Lastmanagement-Potenziale ergab strukturell ähnliche Ergebnisse wie bei Apetito: Bei den vorgegebenen Zeitreihen der residualen Last (einschl. Abregelung von Überschüssen bei -110 MW_{el}) kann für MAX-DEZ und MOD-DEZ mit 6h-Speichern für Prozesswärme und Prozesskälte der Großteil des technischen Ausgleichspotenzials genutzt werden. Abbildung 6-23 fasst die Ergebnisse für die Ausgleichspotenziale des Mathias-Spitals zusammen. Es fällt insbesondere auf, dass das Ausgleichspotenzial in MOD-DEZ deutlich höher ausfällt als in MAX-DEZ. Dies liegt daran, dass in MOD-DEZ die elektrische Wärmepumpe deutlich größer dimensioniert ist als in MAX-DEZ, da sie in MOD-DEZ nicht nur zur Abwärmeveredelung eingesetzt wird, sondern auch als Erdwärmepumpe zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. In MAX-DEZ hingegen wird der Niedertemperatur-Wärmebedarf über ein lokales, solar gespeistes Nahwärmenetz gedeckt, dessen Nutzung für das Spital keine weiteren Flexibilitätspotenziale eröffnet.

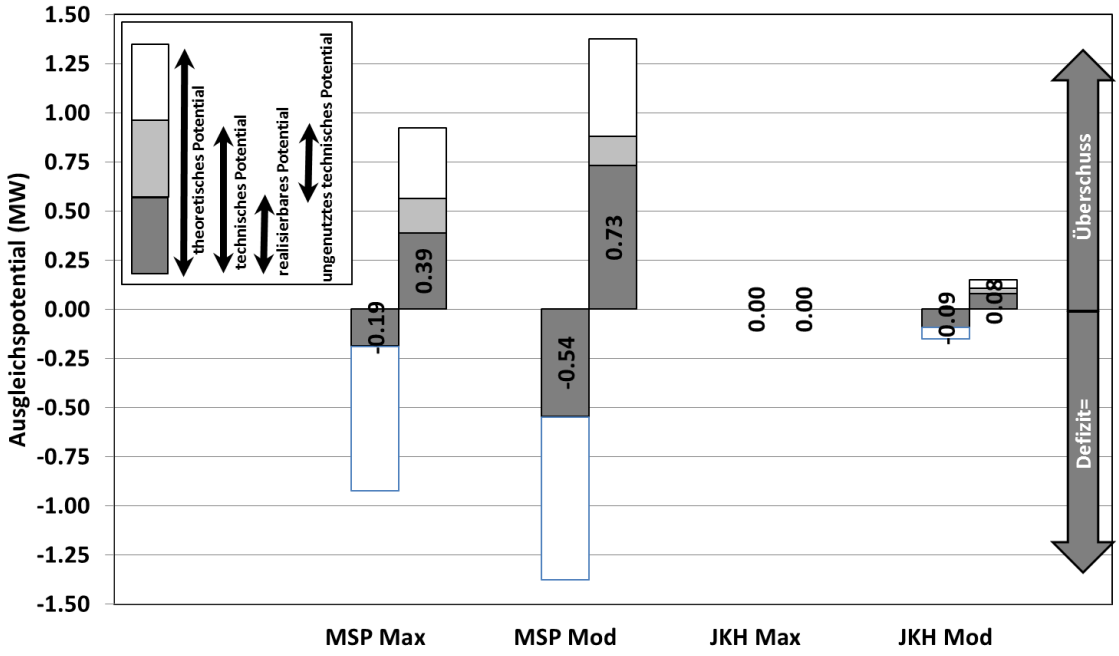


Abbildung 6-23: Ausgleichspotenziale des Mathias-Spitals (MSP) und des Jakobi-Krankenhauses (JKH) für MAX-DEZ und MOD-DEZ

Tabelle 6-7 fasst Endenergieverbrauch, Abwärmenutzung und Stromproduktion im Mathias-Spital in MAX-DEZ und MOD-DEZ zusammen – jeweils für den Referenzfall INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement.

Tabelle 6-7: Endenergieverbrauch (EEV), interne Abwärmenutzung, ungenutzte Abwärme und interne Bruttostromproduktion (jeweils in GWh/a) in den Simulationen des Mathias-Spitals für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Referenz-Simulation INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement)

GWh/a	EEV Strom (netto)	EEV Gas	EEV Fernwärme	EEV Erdwärme	intern genutzte Abwärme	nicht genutzte Abwärme	Strom-produktion (brutto)
MAX-DEZ	1,82	3,52	4,15	-	0,82	-	1,76
MOD-DEZ	3,38	3,52	-	2,66	0,82	-	1,76

Die im Mathias-Spital anfallenden Abwärmemengen von 0,82 GWh/a aus der Prozess- und Klimakälteerzeugung reichen – trotz Veredelung – nicht aus, um den Niedertemperatur-Wärmebedarf zu decken. Im Konzept MAX-DEZ müssen daher 4.15 GWh/a an Fernwärme von außen bezogen werden. Im Konzept MOD-DEZ nutzt die Wärmepumpe 2,66 GWh/a an Umweltwärme zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Der Netto-Strombezug des Spitals liegt in MAX-DEZ bei 1,82 GWh/a (Stromproduktion BHKW: 1,76 GWh). Das BHKW verbraucht 3,52 GWh an Gas. Da in MOD-DEZ eine elektrische Erdwärmepumpe für den Niedertemperatur-Wärmebedarf eingesetzt wird, liegt hier der Stromverbrauch (netto) mit 3,38 GWh/a deutlich höher als in MAX-DEZ.

6.3.7.2 *Simulationen Jakobi-Krankenhaus*

Wie im Falle des Mathias-Spitals beruht die Struktur des Modells für das Jakobi-Krankenhaus auf der heutigen Bedarfs- und Versorgungsstruktur, mit folgenden Änderungen für 2050:

- Der Niedertemperatur-Wärmebedarf wird durch Fernwärme (MAX-DEZ) oder aber ebenfalls durch eine Erdwärmepumpe gedeckt (MOD-DEZ).
- Der Einsatz der elektrischen Wärmepumpe kann durch einen Warmwasserspeicher flexibilisiert werden. Der Algorithmus zum Einsatz der Wärmepumpe ist identisch mit dem Algorithmus im Mathias-Spital und bei Apetito.
- Bzgl. des (Nutz-)Energieverbrauchs des Jakobi-Krankenhauses im Jahr 2050 folgt das Modell den Annahmen aus Abschnitt 6.3.2. Tabelle 6-8 fasst die Annahmen zusammen.

Tabelle 6-8: Jährlicher Nutzenergiebedarf sowie Spitzenlast einzelner Anwendungsgruppen im Jakobi-Krankenhaus im Modell für 2050

Anwendung	Spitzenlast	jährlicher Nutzener-gie-Bedarf
Klimakälte	0,20 $MW_{kühl}$	0,01 GWh/a
Raumwärme	0,30 MW_{th}	0,75 GWh/a
Warmwasser	0,07 MW_{th}	0,41 GWh/a
IKT, Beleuchtung	0,15 MW_{el}	0,75 GWh/a

Das Modell für das Jakobi-Krankenhaus nutzt ebenfalls dieselbe Struktur wie das Apetito-Modell (Abbildung 6-12). Allerdings besteht im Jakobi-Krankenhaus keinerlei Bedarf an Prozesswärme und Prozesskälte. Darüber hinaus ist die anfallende Abwärme der Klimaanlage so gering, dass im Modell auf eine Nutzung dieser Abwärme verzichtet wurde. Letztendlich ist so die elektrische Wärmepumpe, die in MOD-DEZ Raumwärme und Warmwasser erzeugt, in Kombination mit einem Warmwasserspeicher die einzige Flexibilitätsoption für das Jakobi-Krankenhaus. Im Fall MAX-DEZ werden keinerlei flexible Verbraucher eingesetzt, da der Bezug solarer Nahwärme keine Auswirkungen auf den Strombedarf des Krankenhauses hat. Entsprechend sind die Ausgleichspotenziale (siehe Abbildung 6-23) in MOD-DEZ gering, in MAX-DEZ sind sie null.

Tabelle 6-9: Endenergieverbrauch (EEV), interne Abwärmenutzung , ungenutzte Abwärme und interne Bruttostromproduktion (jeweils in GWh/a) in den Simulationen des Jakobi-Krankenhaus- für MAX-DEZ und MOD-DEZ (Referenz-Simulation INFLEX ohne Last- und Erzeugungsmanagement)

GWh/a	**EEV Strom (netto)**	**EEV Gas**	**EEV Fernwärme**	**EEV Erdwärme**	**intern genutzte Abwärme**	**nicht genutzte Abwärme**	**Strom-produktion (brutto)**
MAX-DEZ	0,75	-	1,16	-	-	-	-
MOD-DEZ	1,18	-	-	0,73	-	-	-

Die Endenergieverbräuche für das Jakobi-Krankenhaus 2050 für MAX-DEZ und MOD-DEZ sind in Tabelle 6-9 zusammengefasst. In MAX-DEZ werden 1,16 GWh/a an Fernwärme zur Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs genutzt. Der Strombedarf – insbesondere für Beleuchtung, IKT, Klimakälte – liegt bei 0,75 GWh/a. In MOD-DEZ wird die Niedertemperatur-Wärme über eine Erdwärmepumpe gedeckt, die 0,73 GWh an Umweltwärme nutzt. Der zusätzliche Strombedarf der Wärmepumpe hat den gegenüber MAX-DEZ höheren Strombedarf von 1,18 GWh/a zur Folge.

6.3.8 Fazit: Simulation Systemausschnitte Apetito und Krankenhäuser

Aus der Modellierung des Systemausschnittes „Apetito“ sind drei wesentliche Ergebnisse festzuhalten:

- **Last- und Erzeugungsmanagement** bei Apetito kann **signifikant** zum Glätten der residualen Last in Rheine beitragen. Sowohl das positive als auch das negative Lastausgleichspotenzial liegt dabei bei einer Speichergröße von 6h im jährlichen Mittel in der Größenordnung von 4-5 MW. Damit kann Apetito signifikant zur Integration der lokalen fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und PV beitragen.
- Thermische Speicher ermöglichen die Entkopplung von Nutzenergiebedarf und Endenergieverbrauch, so dass die eigentlichen **Produktionsprozesse** bei Apetito durch die Flexibilisierung des (Netto-)Stromverbrauchs **unberührt** bleiben.
- Das Ausgleichspotenzial von Apetito in Situationen starker lokaler Stromerzeugungs-Überschüsse und –Defizite wird wesentlich von drei Faktoren bestimmt:

    - installierte elektrische Leistung von flexiblen Stromverbrauchern und –erzeugern,
    - Last der Erzeuger und Verbraucher im inflexiblen Referenzfall, also von typischen Produktions-Zeitabläufen innerhalb des Tages, der Woche oder des Jahrs,
    - dem Verhältnis von Speichergröße zu typischer Länge von Überschuss- und Defizit-Situationen.
- Apetito kann seinen **Niedertemperatur-Wärmebedarf von 11,7 GWh/a vollständig** über **Abwärme** aus Kältemaschinen und der Drucklufterzeugung decken. Ggf. müssen Teile der Abwärme, die auf einem zu niedrigen Temperaturniveau anfallen, über eine Wärmepumpe veredelt werden, um nutzbar gemacht zu werden. Darüber hinaus fallen bei Apetito weitere große Mengen an Abwärme auf einem Temperaturniveau von ca. 30°C an, die prinzipiell für externe Verbraucher nutzbar gemacht werden können.

Für die beiden Krankenhäuser lässt sich darüber hinaus festhalten:

- Aufgrund der geringeren Anzahl und **geringeren installierten Leistung** flexibler Verbraucher und Erzeuger ist das Flexibilisierungspotenzial des Mathias-Spitals deutlich geringer als bei Apetito. Dennoch kann auch das Mathias-Spital im jährlichen Durchschnitt zum Ausgleich von Erzeugungs-Überschüssen und Defiziten in der Größenordnung weniger 100 kW beitragen.
- Das Ausgleichspotenzial des Jakobi-Krankenhauses ist im Fall MAX-DEZ gleich null, im Fall MOD-DEZ in der Größenordnung einiger Kilowatt.
- **Interne Abwärmenutzung** kann im Mathias-Spital den Endenergieverbrauch um nicht ganz **1 GWh/a** reduzieren. Abwärmepotenziale im Jakobi-Krankenhaus sind gering. Für beide Krankenhäuser muss daher die Niedertemperatur-Wärmeversorgung entweder zentral über solare Nahwärme (MAX-DEZ) oder dezentral über elektrische Erdwärmepumpen gewährleistet werden.

Die Analysen im Rahmen von KomRev betrachteten ausschließlich die technische Machbarkeit von Last- und Erzeugungsmanagement und einer intensiven Abwärmenutzung. Eine Analyse, unter welchen Voraussetzungen (z.B. erzielbare Preise für Systemdienstleistungen im kommunalen System Rheine, erzielbare Preise für Niedertemperatur-Abwärme) die hier dargestellten technischen Optionen für Apetito oder die Krankenhäuser auch wirtschaftlich darstellbar sind, konnte im Rahmen von KomRev nicht erfolgen. Eine detaillierte, systematische Wirtschaftlichkeitsanalyse wird allerdings für die praktische Realisierbarkeit der hier skizzierten Ansätze (oder daraus abgeleiteten Varianten) eine entscheidende Rolle spielen.

7 Transformationspfade zu den Zielkonzepten

Nachdem in den vorigen Kapiteln differenziert beschrieben wurde, wie die beiden Zukunftskonzepte MOD-DEZ und MAX-DEZ für eine nahezu CO_2 freie kommunale Energieversorgung im Jahr 2050 am Beispiel der Stadt Rheine aussehen und funktionieren, wird in diesem Kapitel zunächst dargestellt wie man von „heute“ (Jahr 2010) zu den Zielkonzepten für 2050 gelangen kann. Dazu werden möglichst geeignete Transformationspfade zwischen dem Ausgangsjahr und dem Zieljahr abgeleitet, indem zum einen vorausschauend von heute zum Zielzustand (forecasting Methode) und zum anderen vom Zielzustand nach heute zurückblickend (backcasting Methode) die jeweils nötigen Schritte und Entwicklungen für die Transformation bestimmt werden. Dabei wird wieder nach der Nachfrage- und Angebotsseite sowie den verschiedenen „Sektoren“ (Haushalte, Industrie und Verkehr sowie Strom, Wärme und Brenn-und Kraftstoffe) unterschieden (siehe Kapitel 7.1 und 7.2.).

Zusätzlich zur Erreich- und Machbarkeit werden die beiden Zukunftskonzepte im Hinblick auf ihre exergetische Effizienz (Kapitel 7.3), ihre resultierenden Treibhausgasemissionen (Kapitel 7.4) und die aufzuwendenden Investitionen bzw. die damit verbundenen Kosten (Kapitel 7.5) untersucht und bewertet. Die beiden Konzepte MOD-DEZ und MAX-DEZ werden unter Berücksichtigung der zuvor genannten Aspekte abschließend verglichen.

7.1 Nachfrage

Wuppertal Institut

7.1.1 Haushalte

Der Bestand an Haushaltsgeräten, deren Energiebedarf und die daraus resultierende Stromnachfrage wurde in Kapitel 3.2.2 detailliert erläutert. Die Entwicklung der Konzeptpfade beruht im Wesentlichen auf der zeitlichen Fortschreibung des Gerätebestandes in die Zukunft unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Lebensdauern und der Effizienzsteigerungen je Erneuerung für jede der Geräteklassen. Darüber hinaus werden technologische Trends, insbesondere bei elektronischen Gütern, in Form von dynamischen Ausstattungsraten bei der Fortschreibung berücksichtigt. Eine rein technische Analyse führt stets zu Effizienssteigerungen der betrachteten Geräte durch deren Weiterentwicklung. In der Realität zeigt sich jedoch oft, dass der Einsatz besonders sparsamer Technologien zu sog. Rebound-Effekten führen kann, welche in einer stärkeren Nutzung der Gebrauchsgüter resultieren und dadurch die Energieeinsparungen kompensieren oder sogar überkompensieren können. Andererseits kann suffizientes Verhalten zu einer verminderten Anwendung energieintensiver Geräte führen. Dies kann nicht durch die Berechnung technischer Effizienzsteigerungen abgebildet werden, sondern schlägt sich in den Ausstattungsraten bzw. im spezifischen Strombedarf nieder.

Durch die Verwendung gerätetypischer Erneuerungszyklen nach (Schmalwasser, Müller, und Weber 2011b) wurden für die ausgewählten Gerätegruppen mittlere Erneuerungszyklen berechnet. Bei Geräten mit unterschiedlicher Lebensdauer innerhalb einer Gerätegruppe wurde ein mit dem jeweiligen Energieverbrauch der Einzelgeräte gewichteter Mittelwert herangezogen.

Die Effizienzsteigerungen bei einer Erneuerung der Geräte hängen stark von dem Effizienzpotenzial der jeweiligen Geräte ab. Für Kleingeräte sowie Haushaltselektronik ist das Potenzial begrenzt und wurde durch Expertenschätzungen quantifiziert. Großgeräte (Weißware,

Staubsauger, TV) hingegen sind bereits heute mit Energielabeln ausgestattet. Aus den zugehörigen Verordnungen wurde entnommen, welche Einsparung notwendig ist, um die jeweils nächsthöhere Energieeffizienzklasse zu erreichen. Die Fortschreibung wurde unter der Annahme entwickelt, dass die durchschnittliche am Markt befindliche Technologie pro Lebenszyklus um eine Effizienzklasse verbessert wird.

Um das Konsumverhalten der Verbraucher entsprechend der Zielvisionen zu berücksichtigen, wurde definiert, welcher Anteil an Neuanschaffungen auf Effizienztechnologie (BAT) entfällt und welcher Anteil an durchschnittlicher, zum jeweiligen Stützjahr marktüblicher Technologie angeschafft wird. Das Konsumverhalten hat auf die Effizienzsteigerung entscheidenden Einfluss und ist ein wichtiger Bestandteil der Entwicklung der unterschiedlichen Zielvisionen. Nicht nur der Anteil an Effizienzgeräten unter den Neuanschaffungen kann sich in Abhängigkeit des Konsumverhaltens ändern. Auch die vorhandene Anzahl und Nutzungsintensität insbesondere energieintensiver Gebrauchsgüter hängt stark vom unterstellten Bewusstsein für Energieeffizienz der Verbraucher ab. So ist z.B. anzunehmen, dass die Ausstattungsrate von elektrischen Wäschetrocknern in einem Zielkonzept niedriger wird, je mehr den Konsumenten ein suffizientes Verhalten zugesprochen wird. Die in (Matthes, Markewitz, Dieckmann, u. a. 2009) angegebene Fortschreibung der Ausstattungsraten bis in das Jahr 2030 wurde zunächst übernommen. Darüber hinaus wurden in Abhängigkeit des Zielkonzepts weitere Änderungen der Ausstattungsraten vorgenommen. Während die Entwicklungen im MOD-DEZ Konzept nach 2030 dem Trend nach (Matthes, Markewitz, Dieckmann, u. a. 2009) folgen, werden für das MAX-DEZ Konzept davon abweichende Annahmen für energieintensive Geräte getroffen. Konkret schlägt sich dies in einer um 5% erhöhten Ausstattungsrate von Kühl-Gefrier-Kombinationen nieder. Dafür werden verbrauchsintensivere Gefriergeräte entsprechend weniger verwendet. Zudem bleibt das Ausstattungsniveau der Wäschetrockner im MAX-DEZ Konzept nach 2030 konstant. Zuletzt geht ebenso die Ausstattung mit großen TV-Geräten im Vergleich zu MOD-DEZ um 1% gegenüber 2030 zurück.

Auf Basis der ermittelten Ausstattungsraten konnte die Fortschreibung des Gesamtstrombedarfs in das Zieljahr vorgenommen werden. Zunächst wurde für jede Gerätegruppe und Altersklasse die Anzahl der mittleren Neubeschaffungen zwischen den Stützjahren ermittelt. Hierfür wurde die spezifische Nutzungsdauer herangezogen. Die spezifische Energieeinsparung je Effizienzsteigerung, welche aus der Untersuchung der Energieeffizienzlabels hervorgeht, wurde dann zur Berechnung des spezifischen Energieverbrauchs im Stützjahr genutzt.

Analog zur Vorgehensweise beim Energiebedarf im Ausgangsjahr wurde der Gesamtstrombedarf durch Addition aller Gerätegruppen im Zieljahr berechnet.

In Abbildung 7-1 ist die zeitliche Entwicklung des Haushaltsstrombedarfs nach Anwendungen beipielhaft für die Zielvision MOD-DEZ und in Abbildung 7-2 ist entsprechend die rückläufige Entwicklung des gesamten jährlichen Strombedarfs der Haushalte in Rheine für beide Zukunftskonzepte dargestellt.

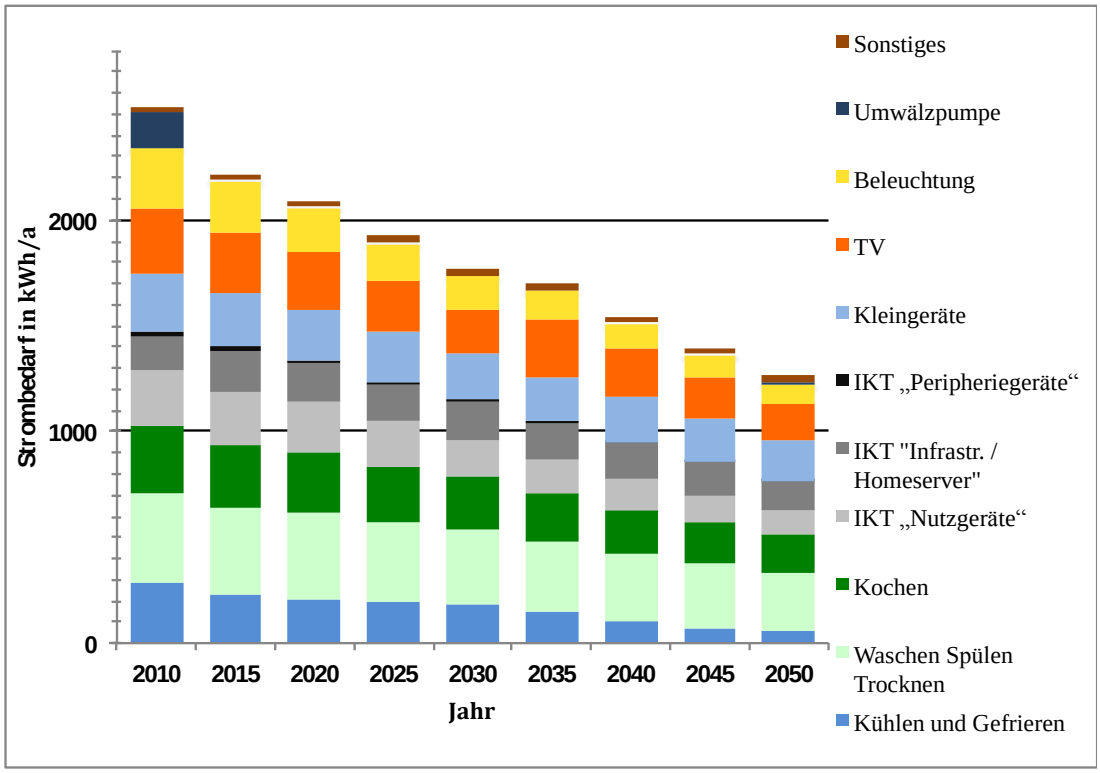


Abbildung 7-1: Transformationspfad des mittleren jährlichen Haushaltsstrombedarfs im MOD-DEZ Konzept

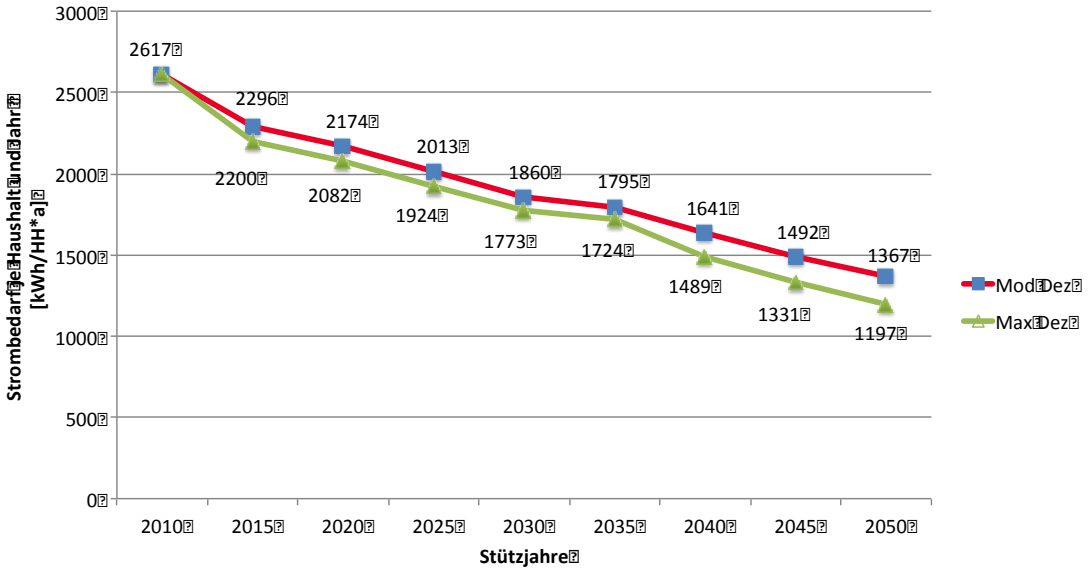


Abbildung 7-2: Entwicklung des mittleren jährlichen Strombedarfs aller Haushalte in Rheine für MOD-DEZ und MAX-DEZ von 2010 bis 2050

Die Entwicklung des Transformationspfades für die Wärmenachfrage in Wohngebäuden in Rheine basiert auf den folgenden Annahmen zur Entwicklung von gebäudespezifischen Energiekennzahlen und Sanierungsraten für den Raumwärmebedarf sowie zur Entwicklung des spezifischen Warmwasserbedarfs.

Die Abbildung 7-3 zeigt die angenommenen Energiekennzahlen (in kWh pro Quadratmeter und Jahr) für den Raumwärmebedarf der betrachteten Gebäudetypen zur Bestimmung der Entwicklung des thermischen Energiebedarfs von Wohngebäuden in Rheine. Dabei werden insgesamt drei verschiedene Gebäudetypen (EFH=Einfamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus und GFH=Großes Mehrfamilienhaus) mit jeweils drei verschiedenen Sanierungsarten[46]

- unsaniert=Alt-/Bestandsbau,
- „Passivhaus“=„Niedrigstenergiehaus“ und
- „neu“=„Niedrigenergiehaus“ berücksichtigt.

Die Werte liegen in einer Bandbreite zwischen rund 98 kWh_{th} pro Quadratmeter und Jahr für das unsanierte Einfamilienhaus und 29,9 kWh_{th} pro Quadratmeter und Jahr für das Einfamilien- und große Mehrfamilienhaus als Passivhäuser. Für die Bestimmung des künftigen Wärmebedarfs von Wohngebäuden in Rheine wurde der Bestand im Referenzjahr 2010 als Ausgangsbasis verwendet und diesbezüglich dynamische Annahmen zu seiner Sanierung im Zeithorizont getroffen (siehe Abbildung 7-4). Mögliche Neubauten und Abrisse von Wohngebäuden wurden explizit nicht betrachtet, weil die Datengrundlage dafür zu unsicher wäre und Variantenrechnungen nicht vorgesehen waren.

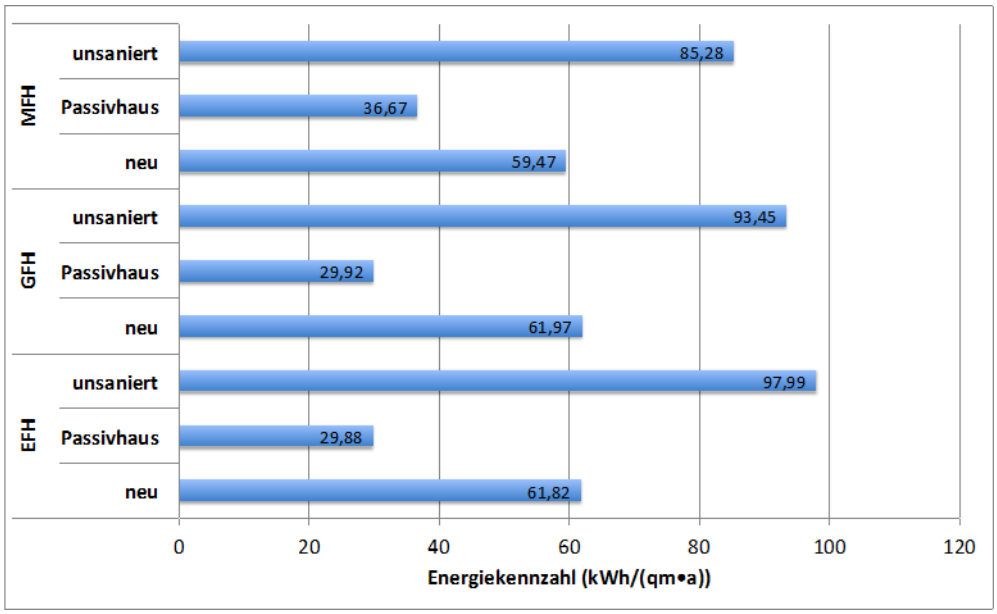


Abbildung 7-3: Gebäudespezifische Energiekennzahlen Raumwärme für die drei betrachteten Gebäudetypen und Sanierungstiefe für die zeitliche Entwicklung des Raumwärmebedarfs bis 2050

Die Abbildung 7-4 zeigt die Annahmen zur Entwicklung der Anteile der betrachteten Gebäudetypen in den Jahren 2020, 2030, 2040 und im Zieljahr 2050. Demnach werden alle Bestandsgebäude aus dem Referenzjahr 2010 bis zum Jahr 2050 in unterschiedlicher Tiefe saniert. Es gibt also im Jahr 2050 keine unsanierten „Altbauten“ mehr. Die Sanierungsraten und –tiefen sind dabei für jeden Gebäudetyp ungefähr gleich, so dass der Anteil der auf „Passivhausniveau“ (s.o.) sanierten Gebäude auf gut 31 % für Einfamilien- (EFH) und kleine Mehrfamilienhäuser (MFH) sowie knapp 35 % für große Mehrfamilienhäuser (GFH) im Jahr 2050 ansteigt. Die Anteile der „nur“ auf „Niedrigenergiehaus“ sanierten Wohngebäude liegt demnach respektive bei knapp 69 % (EFH und MFH) bzw. gut 65 % (GFH).

[46] Hinter den Begriffen verstecken sich jeweils zwei verschiedene Sanierungsklassen, die der Einfachheit halber für andere Berechnungen hier zusammengefasst wurden.

Anteil'am'jeweiligen'Haustyp	2020	2030	2040	2050
EFH'unsaniert	83,32%	59,43%	30,81%	0,00%
EFH'("neu")	14,81%	32,72%	49,49%	68,90%
EFH'(passiv)	1,86%	7,85%	19,70%	31,10%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
GFH'unsaniert	82,97%	60,99%	33,64%	0,00%
GFH'("neu")	15,27%	31,76%	47,95%	65,10%
GFH'(passiv)	1,76%	7,25%	18,40%	34,90%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
MFH'unsaniert	81,56%	56,91%	28,68%	0,00%
MFH'("neu")	16,48%	34,96%	51,54%	68,90%
MFH'(passiv)	1,96%	8,13%	19,78%	31,10%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Abbildung 7-4: Annahmen zur zeitlichen Entwicklung des sanierten Wohngebäudebestandes nach Gebäudetypen und Sanierungstiefe bis 2050

Die Abbildung 7-5 zeigt die angenommene Entwicklung des spezifischen mittleren Warmwasserbedarfs (in kWh thermisch pro Person und Jahr) in Wohngebäuden ausgehend vom Jahr 2005 bis zum Ziel-Jahr 2050. Dieser Jahresbedarf sinkt von etwa 1.200 kWh thermisch pro Person um ca. 51 % im Jahr 2005 auf etwa 590 kWh thermisch pro Person im Jahr 2050. Hauptgrund dafür sind die unterstellten technischen Effizienzsteigerungen bei Armaturen und Geräten. Annahmen zur Änderung des Nutzerverhaltens bzw. Suffizienz wurden nicht getroffen.

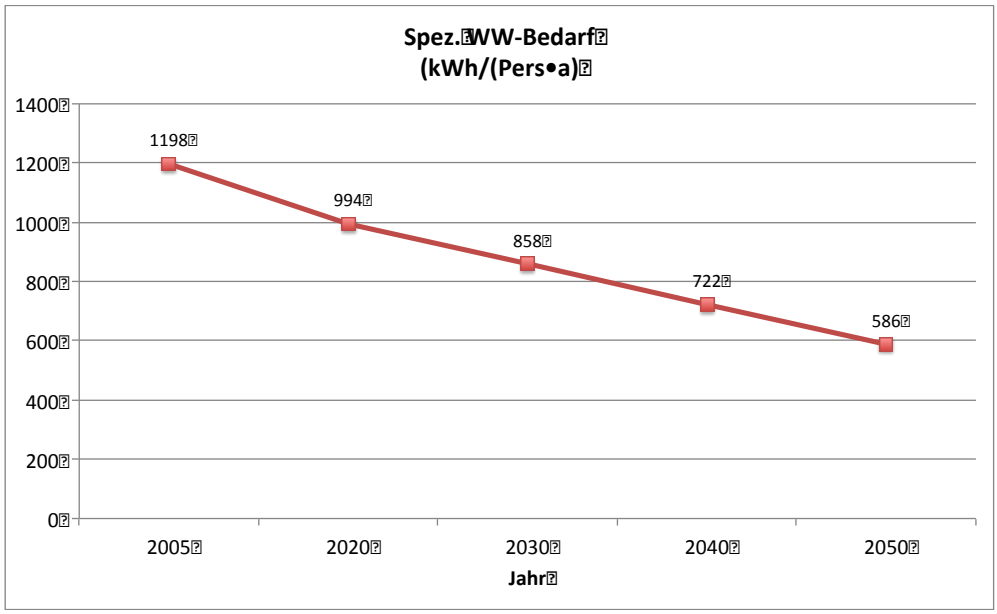


Abbildung 7-5: Annahmen zur zeitlichen Entwicklung des spezifischen Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden bis 2050

Auf Basis der zuvor dargestellten Annahmen folgt die in Abbildung 7-6 dargestellte Entwicklung von jährlichem Raumwärme-, Warmwasser- und Gesamt-Wärmebedarf (in Mio. kWh) durch die Wohngebäude in Rheine vom Referenzjahr 2010 bis zum Zieljahr 2050 in 10 Jahresschritten. Der gesamte Wärmebedarf sinkt in der Zeit von etwa 539 Mio. kWh pro Jahr um ca. 63 % auf knapp 200 Mio. kWh pro Jahr. Den größten Anteil daran hat der Rückgang des Raumwärmebedarfs, der von 450 Mio. kWh pro Jahr um 64 % auf gut 158 Mio. kWh pro Jahr sinkt. Der Warmwasserbedarf geht im Vergleich dazu von knapp 89 Mio. kWh um „nur“ etwa 55 % auf gut 39 Mio. kWh pro Jahr zurück und erlangt dadurch - relativ betrachtet - eine

größere Bedeutung. Sein Anteil am gesamten Wärmebedarf steigt demnach in diesem Zeitraum von 15 auf rd. 20 %.

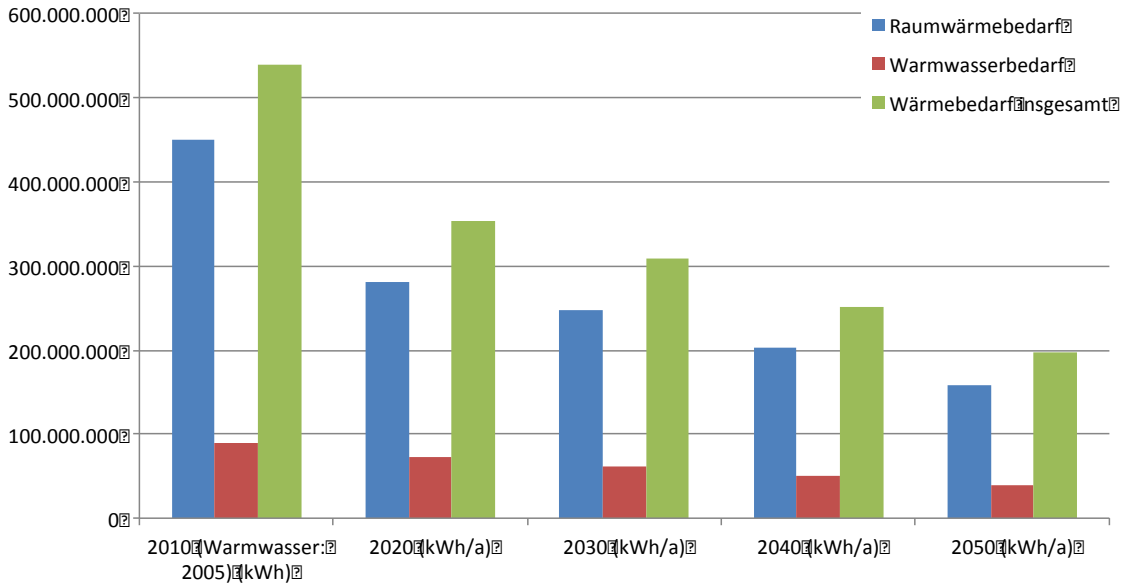


Abbildung 7-6: Transformationspfad für den Wärmebedarf von Wohngebäuden in Rheine von 2010 – 2050

7.1.2 Verkehr

Entwicklung der Pkw-Flotte

Die im Moderat-Dezentralen und Maximal-Dezentralen Konzept hinterlegte Entwicklung des Pkw-Bestandes in Rheine, der Shift in den Antriebstechnologien der Pkw weg von konventionellen benzin- und dieselbetriebenen hin zu elektrisch, teil-elektrisch, gas- oder wasserstoff-brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen ist in Kapitel 3.4 *Vorgehensweise im Verkehrssektor* dargestellt. Zusätzlich ist die zukünftige Nutzungsart der Fahrzeuge bei der Pfadentwicklung berücksichtigt worden, das heißt, ob die Fahrzeuge beispielsweise zukünftig privat oder als Car Sharing-Fahrzeuge genutzt werden. Auch eine durch die technische Weiterentwicklung bedingte Effizienzverbesserung wird für sämtliche zukünftig relevanten Antriebsarten hinterlegt. Dies bedeutet, dass der in den Konzepten angesetzte Energieverbrauch je zurückgelegtem Fahrzeugkilometer sinkt .

Um den in den Konzepten hinterlegten Shift bei den Antriebstechnologien zu erreichen, wird unterstellt, dass die dafür erforderliche Versorgungsinfrastruktur in dem Maße bereitgestellt wird, dass eine flächendeckende Versorgung sämtlicher in den Konzepten relevanten Antriebsarten gewährleistet werden kann. Für das **MOD-DEZ Konzept** bedeutet dies die Bereitstellung einer Erdgastankstelle für die Versorgung der gasbetriebenen Fahrzeuge sowie die Bereitstellung einer Wasserstofftankstelle zur Versorgung der Brennstoffzellenfahrzeuge und von Ladesäulen für die elektrisch und teil-elektrisch betriebenen Fahrzeuge. Konkret ist der Bau von 9.880 Ladesäulen auf Privatgrundstücken und 1.400 Ladesäulen im öffentlichen Raum erforderlich. Bei den Ladesäulen auf Privatgrundstücken wird eine Ladesäule je in Rheine im Jahr 2050 zugelassenem Fahrzeug angenommen, im öffentlichen Raum eine Ladesäule je sieben Fahrzeuge. Das **MAX-DEZ Konzept** setzt für 2050 auf den ausschließlichen Einsatz von elektrisch betriebenen Fahrzeugen, zum überwiegenden Teil als Car-Sharing-Fahrzeuge, in geringer Anzahl auch als im Privatbesitz genutzte Fahrzeuge. Als Brückentechnologie wird jedoch noch bis etwa 2040 die Nutzung von Erdgas und Biogas angenommen. Neben der Erdgastankstelle wird im MAX-DEZ Konzept die Bereitstellung von 650 Ladesäulen auf

Privatgrundstücken und 6.200 Ladesäulen im öffentlichen Raum für die Car-Sharing-Fahrzeuge angenommen.

Entwicklung der ÖPNV- und SPNV-Flotte

Auch für den in Rheine mit Bussen erbrachten öffentlichen Personennachverkehr (ÖPNV) und den Schienenpersonennahverkehr (SPNV) werden für die in den Konzepten eingesetzten Antriebsarten Diesel und Strom technische Weiterentwicklungen angenommen. Diese bewirken vergleichbar dem Pkw eine Verbesserung bei der Fahrzeugeffizienz und sinkende fahrzeugkilometerspezifische Energieverbräuche.

Zusammensetzung der genutzten Antriebsenergien

Für den Betrieb der Pkw als auch für den ÖPNV und den SPNV ist für beide Konzepte eine zukünftige Entwicklung der Energie- und Kraftstoffzusammensetzung im Sinne einer Minderung ihrer Kohlenstoffintensität angenommen worden. Dies bedeutet die schrittweise Zumischung von Bioethanol zu fossilem Benzin, die Beimischung von Biodiesel zum konventionellen Diesel, Biomethan zum fossilen Erdgas und die Erhöhung des Anteils von erneuerbarem Strom bei der Nutzung in elektrisch betriebenen Pkw und im ÖPNV. Auch die im MOD-DEZ Konzept relevante Gewinnung von Wasserstoff für die Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen erfolgt zunehmend regenerativ.

Die Veränderung der Verkehrsmittelnutzung

Neben den Veränderungen bei den eingesetzten Antriebstechnologien für den motorisierten Verkehr hin zu kohlenstoffarmen und kohlenstofffreien Antriebsenergien ist die Verschiebung im Modal Split in beiden Konzepten die zentrale Stellschraube für die Minderung der verkehrsbedingten Energieverbräuche und der damit einhergehenden CO_2-Emissionen. In beiden Konzepten wird eine ganz erhebliche Verschiebung der Verkehrsmittelnutzung weg vom Pkw hin zu öffentlichen Verkehrsmitteln, zum Fahrrad und zum Zufußgehen angenommen. Um diese Verschiebung zu erreichen, wird in den Konzepten beispielsweise die Infrastruktur für den fließenden und ruhenden motorisierten Individualverkehr zurückgebaut oder umgewidmet. Viele der bisher primär dem Pkw vorbehaltenen Flächen werden so zu Flächen für den ÖPNV, den Radverkehr oder das Zufußgehen. Dort, wo der Bedarf besteht, erfolgt die Bereitstellung von zusätzlichen Verkehrsflächen für die Verkehrsmittel des Umweltverbundes[47], um trotz steigender Nutzer- und Nutzerinnenzahlen eine komfortable und sichere Nutzung zu gewährleisten.

In beiden Konzepten erfolgt eine qualitative und quantitative Ausweitung des ÖPNV-Angebotes, die Verbesserung der Erschließung insbesondere der peripheren Stadtteile durch den ÖPNV, eine Netzverdichtung, eine Erhöhung der Taktung und eine Ausweitung der Betriebszeiten.

- Im M**aximal-Dezentralen Konzept** verdoppelt sich die Jahresfahrleistung der Busse in Rheine bis 2050 gegenüber heute. Sie beträgt im Jahr 2050 rund 2.200.000 Fahrzeugkilometer.
- Im M**oderat-Dezentralen Konzept** wird für 2050 eine gegenüber heute fast vier mal so hohe Jahresfahrleistung der Busse in Rheine angenommen. Die im Konzept angenommene Jahresfahrleistung für 2050 beträgt somit rund 4.100.000 Fahrzeugkilometer.

Zudem wird in den Konzepten hinterlegt, dass eine Verbesserung der Nahversorgung insbesondere in den unterversorgten Teilen des Stadtgebietes erfolgt. Auf diese Weise werden viele Versorgungswege (wieder) kürzer und können verstärkt mit dem Fahrrad oder zu Fuß zurückge-

[47] Umweltverbund: Gruppe der „umweltverträglichen“ Verkehrsmittel (z.B. Fußgänger, Fahrrad, ÖPNV)

legt werden. Flankierend erfolgt die Durchführung restriktiver Maßnahmen für den motorisierten Individualverkehr. Dies umfasst insbesondere die Einrichtung zeitlicher und räumlicher Zufahrtsbeschränkungen für Pkw in Teile des Stadtgebietes. Die Verschiebung im Modal Split erfolgt in Abhängigkeit der Länge der verlagerten Pkw-Fahrten. Kurze Pkw-Fahrten bis zu einem Kilometer Länge werden in beiden Konzepten verstärkt zu Fuß zurückgelegt, Pkw-Fahrten zwischen einem und fünf Kilometern deutlich öfter mit dem Fahrrad. Bei längeren Pkw-Fahrten erfolgt deren Verlagerung in erster Linie auf den ÖPNV und SPNV. Die nachfolgenden Tabellen zeigen den Modal Shift in beiden Konzepten jeweils über alle Wegelängenklassen.

Tabelle 7-1: Entwicklung des Modal Split im Maximal-Dezentralen Konzept

Entwicklung Modal Split gesamt	2010	2020	2030	2040	2050
Fuß	10,0	10,7	11,4	12,1	12,8
Rad	24,0	28,6	33,2	37,8	42,4
Pkw/Krad als Fahrer	51,0	41,8	32,5	23,3	14,0
Pkw als Mitfahrer	9,0	8,2	7,4	6,6	5,8
ÖPNV	6,0	10,7	15,3	20,0	24,6
sonstige	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4
gesamt	100	100	100	100	100

Tabelle 7-2: Entwicklung des Modal Split im Moderat-Dezentralen Konzept

Entwicklung Modal Split der Wege gesamt (Prozent)	2010	2020	2030	2040	2050
Fuß	10,0	10,4	10,9	11,3	11,8
Rad	24,0	25,4	26,9	28,3	29,7
Pkw/Krad als Fahrer	51,0	45,0	39,1	33,1	27,1
Pkw als Mitfahrer	9,0	9,1	9,2	9,3	9,5
ÖPNV	6,0	9,9	13,8	17,7	21,6
sonstige	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
gesamt	100	100	100	100	100

Die Tagesmobilität der Rheinenser Bevölkerung, das heißt die durchschnittlich von jedem Bürger und jeder Bürgerin zurückgelegte tägliche Wegstrecke ändert sich in den beiden Konzepten insgesamt nur geringfügig. Das heißt, mit der weitgehenden Abkehr von der Pkw-Mobilität ist keine Einschränkung der Mobilität der Bürgerinnen und Bürger Rheines verbunden. Wohl aber verschiebt sich die Tagesmobilität zwischen den Verkehrsträgern. Die Mobilität mit Pkw beispielsweise geht in beiden Konzepten erheblich zurück, während die Mobilität mit dem Fahrrad und öffentlichen Verkehrsmitteln beträchtlich zunimmt.

Tabelle 7-3: Entwicklung der Tagesmobilität im Moderat-Dezentralen Konzept

Entwicklung der Tagesmobilität je Person nach Verkehrsträger (km)	2010	2020	2030	2040	2050
Fuß	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Rad	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5
Pkw/Krad	28,0	24,6	21,3	17,9	14,5
ÖPNV	3,8	6,5	9,2	11,9	14,6
sonstige	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0
gesamt	35,7	35,0	34,4	33,7	33,1

Tabelle 7-4: Entwicklung der Tagesmobilität im Maximal-Dezentralen Konzept

Entwicklung der Tagesmobilität je Person nach Verkehrsträger (km)	2010	2020	2030	2040	2050
Fuß	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Rad	2,9	3,4	3,9	4,4	4,9
Pkw/Krad	28,0	23,0	18,0	13,0	8,0
ÖPNV	3,8	7,0	10,3	13,5	16,7
sonstige	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
gesamt	35,7	34,3	33,0	31,6	30,3

Die resultierenden Transformationspfade

Der beschriebene Shift bei den Antriebstechnologien für Pkw, Busse und Schienenfahrzeuge, technische Effizienzgewinne und die Verschiebungen im Modal Split bewirken in beiden Konzepten bis 2050 einen ganz erheblichen Rückgang des Energiebedarfs des Personenverkehrs in Rheine. Im M**oderat-Dezentralen Konzept** sinkt der Energiebedarf des motorisierten Straßenpersonenverkehrs von derzeit rund 1.200 TJ jährlich auf nur noch knapp über 300 TJ, im **Maximal-Dezentralen Konzept** sinkt er gar auf nur noch 85 TJ.

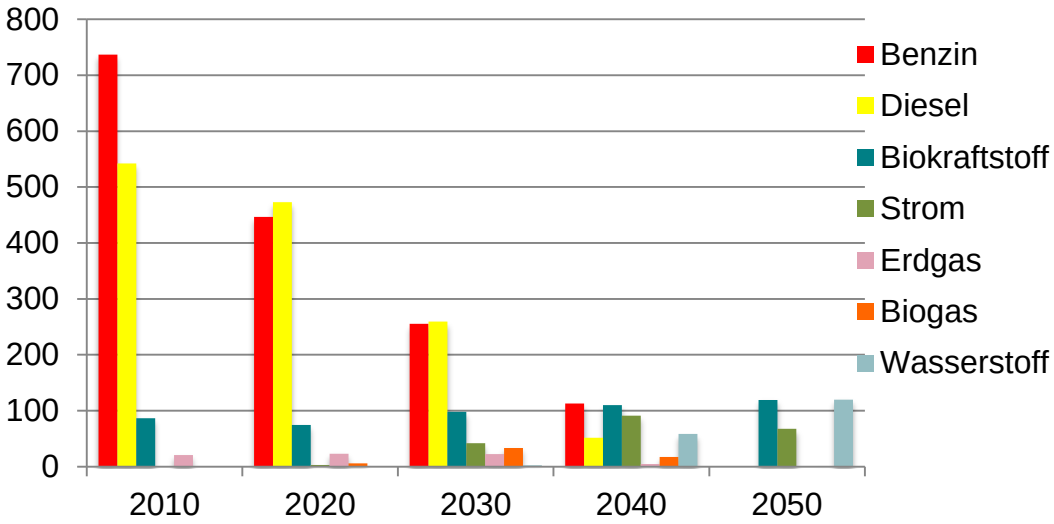


Abbildung 7-7: Transformationspfad des Energiebedarfs des Straßenpersonenverkehrs im Moderat-Dezentralen Konzept

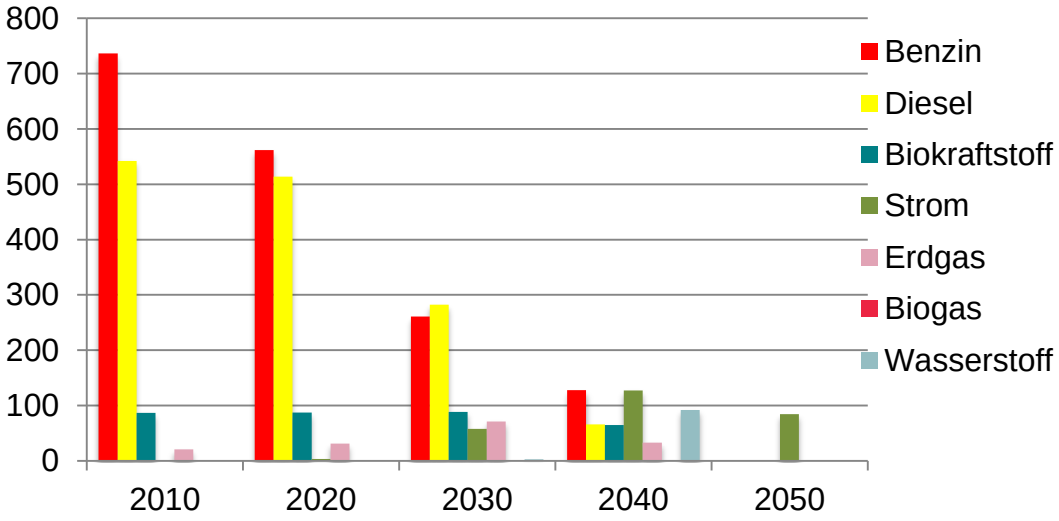


Abbildung 7-8: Transformationspfad des Energiebedarfs des Straßenpersonenverkehrs im Maximal-Dezentralen Konzept

7.1.3 Industrie

Der erarbeitete Transformationspfad für die Industrie bildet - wie in den übrigen Nachfragesektoren auch - im Sinne des Konzeptbegriffs nur eine von vielen möglichen Zukünften ab. Um die angestrebten Energie- und CO_2-Einsparungen bis 2050 zu erreichen, wird pro Betrieb und erfassten Anwendungen für den gesamten betrachteten Zeitraum nur ein einmaliger Ersatz der relevanten Verbraucher (im folgenden Sanierung genannt) unterstellt. Das Vorgehen zur Auswahl der Sanierungszeitpunkte ist folgend skizziert.

Der vom Wuppertal Institut erarbeitete Vorschlag für den Transformationspfad, der zunächst einzig die Nachfrageseite fokussierte, wurde vom Solar-Institut Jülich auf seine versorgungsseitige Umsetzbarkeit geprüft. In diesem Iterationsschritt wurde deutlich, dass die starke Zunahme des Elektrizitätsbedarfs aufgrund der Elektrifizierung verschiedener energieintensiver Prozesse (z.B. Dampferzeugung, verschiedene gasbetriebene Anwendungen in der Textilindustrie, Schmelzprozesse in der Metallindustrie, Trocknungsvorgänge in der steinverarbeitenden Industrie) größtenteils durch den unterstellten Ausbau an erneuerbaren Stromerzeugungs- und -transportkapazitäten aufgefangen werden kann. Nur um einen lokalen Engpass in dem Zeitraum um 2030 zu vermeiden, musste für zwei Betriebe der Sanierungszeitpunkt von 2030 auf 2040 verschoben werden.

Vorgehen zur Auswahl der Sanierungszeitpunkte

Wie bereits aus der Erstellung der industriellen Nachfragekonzepte bekannt (siehe Kapitel 3.2.3), werden die Bedarfe der größten Industrie- und GHD-Betriebe auch in den Transformationspfaden einzeln ausgewiesen. Zur Festlegung der Sanierungszeitpunkte werden nicht alle Anwendungen einzeln betrachtet. Nur die wichtigsten Prozesse mit den höchsten Energiebedarfen werden einzeln bewertet, die anderen werden je nach Charakteristik in Anwendungsgruppen zusammengefasst.

Bei der Auswahl der Sanierungszeitpunkte gelten folgende Leitlinien:

*Vorgehen bei **einzeln** betrachteten Anwendungen:*

- Für Einzelanwendungen wird als „Default-Sanierungszeitpunkt“ die Mitte des Betrachtungszeitraums (2010 bis 2050) vorgeschlagen, also das Jahr 2030.
- Frühzeitige Sanierungen bis 2020 stellen eher eine Ausnahme dar, da zum Untersuchungszeitpunkt (2015) vielfach noch keine Sanierungsbestrebungen in den Betrieben erkennbar sind. Von dieser Regel wird jedoch in folgenden Fällen abgewichen:
    - Bei Einrichtungen in öffentlicher Hand aufgrund der Vorbildfunktion (hier werden die Sanierungszeitpunkte möglichst frühzeitig gesetzt).
- Verspätete Sanierungen werden vorrangig bei vergleichsweise geringen Energiebedarfen und entsprechend geringen Energiekosten vorgeschlagen.
- Bei spezifischem Wissen über die jeweilige Unternehmenskultur und den aktuellen Stand der Anlagen aufgrund von Telefonaten und Vor-Ort-Besichtigungen wurde dies in der Auswahl der Sanierungszeitpunkte berücksichtigt.
- Für Raumwärme und Warmwasser wird unterstellt, dass der Ersatz der Betriebstechnik vielfach an die Sanierung der Abwärmequellen gekoppelt ist, da sich teilweise aufgrund von geminderten nutzbaren Abwärmemengen höhere zusätzlich zu deckende Bedarfe ergeben. Zudem ist in diesem Zuge auch eine Sanierung der Warmwasser- und Raumwärmebereitstellungsanlagen sinnvoll. Sofern keine nutzbare Abwärme besteht, wird unterstellt, dass die Betriebstechnik zur Warmwasserbereitstellung teilweise aufgrund von relativ geringen Investitionskosten früher ersetzt wird.

Darüber hinaus wurden, wie eingangs bereits erläutert, pro Betrieb teilweise Anwendungen bzw. Prozesse bezüglich ihrer Sanierungszeitpunkte ***kumuliert*** *betrachtet.*

- In diesem Fall wird eine kontinuierliche Sanierung über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen, da ein sukzessiver, stückweiser Ersatz der Anlagen vorgenommen wird.

Alle nicht einzeln betrachteten Betriebe werden dann in ***Betriebsgruppen*** *zusammengefasst und ihre Bedarfe sowie deren Transformationspfade kumuliert betrachtet.*

- Ebenso wie im Falle der kumuliert betrachteten Anwendungen wird hier eine „kontinuierliche", d.h. im Zeitverlauf lineare Sanierung unterstellt, da es sich um eine Vielzahl an Betrieben & Anwendungen handelt und der Ersatz der Anlagen sukzessive vorgenommen wird.

Der resultierende Transformationspfad

Zunächst sind in Abbildung 7-9 die Entwicklungen der kumulierten Bedarfe aller Industriebetriebe in Rheine zusammengestellt. Wird die Elektrifizierung einiger (ursprünglich brennstoffbetriebener) Prozesse zunächst nicht berücksichtigt, kann durch die Sanierung der Anlagen und die damit verbundenen Effizienzsteigerungen in den bestehenden Industrie- und GHD-Betrieben eine Reduktion des Strombedarfes um 25% im Zeitraum 2010 bis 2050 erreicht werden (dargestellt in der dunkelroten Linie). Aufgrund der gehäuften Sanierung zwischen den Stützjahren 2020 und 2030 kann in diesem Zeitabschnitt der Bedarf am stärksten gemindert werden (jeweils um 30 GWh zwischen den Stützjahren). Durch die Elektrifizierung fällt jedoch bis 2050 ein zusätzlicher Strombedarf von 92 GWh an. Dies entspricht im Jahr 2050 48% des gesamten Strombedarfs. Die Elektrifizierung der Prozesse findet verstärkt in dem Zeitraum 2020 bis 2040 statt. In den untersuchten Stützjahren 2030 und 2040 erhöht sich der Stromverbrauch jeweils um 31 GWh. Der gesamte industrielle Strombedarf liegt für das Untersuchungsgebiet damit im Jahr 2050 4% über demjenigen in 2010.

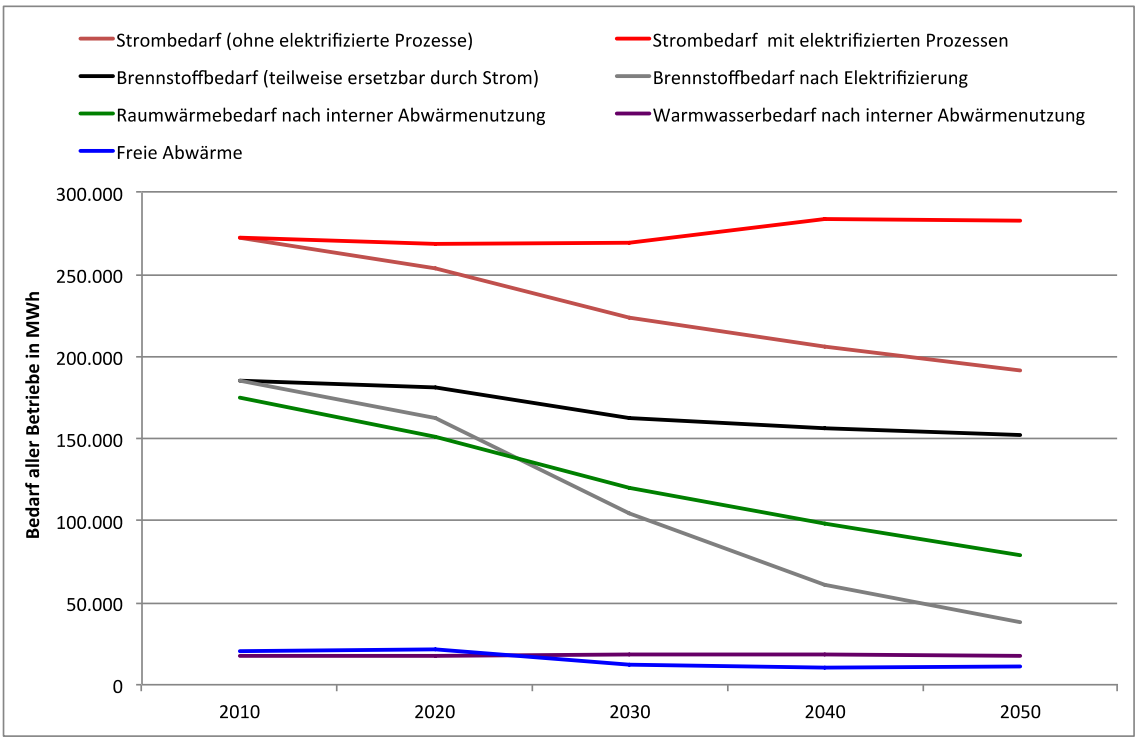


Abbildung 7-9: Übersicht über Strom-, Brennstoff-, Raumwärme-, und Warmwasserbedarfe aller Industriebeitriebe in Rheine und der zur Verfügung stehenden freien Abwärme bis 2050

Der Brennstoffbedarf kann in diesem Nachfragekonzept erheblich gemindert werden. Dies ist vor allem auf den vermehrten Ersatz der Brennstoffe durch Elektrizität als Betriebsmittel zurückzuführen. Die Einsparung, die durch die Sanierung derjenigen Produktionsschritte erreicht werden kann, für die eine Elektrifizierung nicht in Frage kommt, beläuft sich auf 18% im Zeitraum 2010 bis 2050. Durch die Elektrifizierung kann der Brennstoffbedarf insgesamt auf ca. 38 GWh (um 80% gegenüber 2010) reduziert werden. Die stärksten Minderungen finden sich zwischen den Stützjahren 2020 und 2040.

Beim Warmwasserverbrauch verhält es sich anders. Zwischen 2020 und 2030 ist dort ein leichter Anstieg von 6% zu verzeichnen (in Summe über alle Betriebe, vergleiche Abbildung 7-9). In den anderen Perioden ist der Verbrauch jeweils leicht rückgängig, sodass sich in der Summe über den gesamten Betrachtungszeitraum kaum Änderungen ergeben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Energieeinsparpotenziale durch die Sanierung der Warmwasserbereitstellung (im Mittel bei ca. 5%) vergleichsweise gering sind. Die zur Verfügung stehende Abwärme, die teilweise zur Deckung des Warmwasserbedarfs genutzt wird, wird aufgrund der Sanierung von thermischen und/oder technischen Produktionsprozessen in einigen Betrieben stark reduziert. In einzelnen Betrieben kann, je nach Anteil der Bedarfsdeckung des Warmwasserverbrauches durch Abwärme, der Energiebedarf zur Warmwasserbereitstellung nach Abwärmenutzung deshalb sogar (stark) angsteigen. Die Effizienzgewinne seitens der Sanierung der Warmwasserbereitstellung können in diesem Fall nicht den höheren Bedarf aufgrund der (stark) reduzierten Abwärmemenge kompensieren. In Abbildung 7-10 im Schaubild kann dies nachvollzogen werden. Auch der Bedarf der Raumwärme wird teilweise durch die Nutzung interner Abwärme gedeckt. Dieser sinkt, verglichen mit dem Warmwasserbedarf, deutlich stärker - über den gesamten Betrachtungszeitraum um fast 55%.

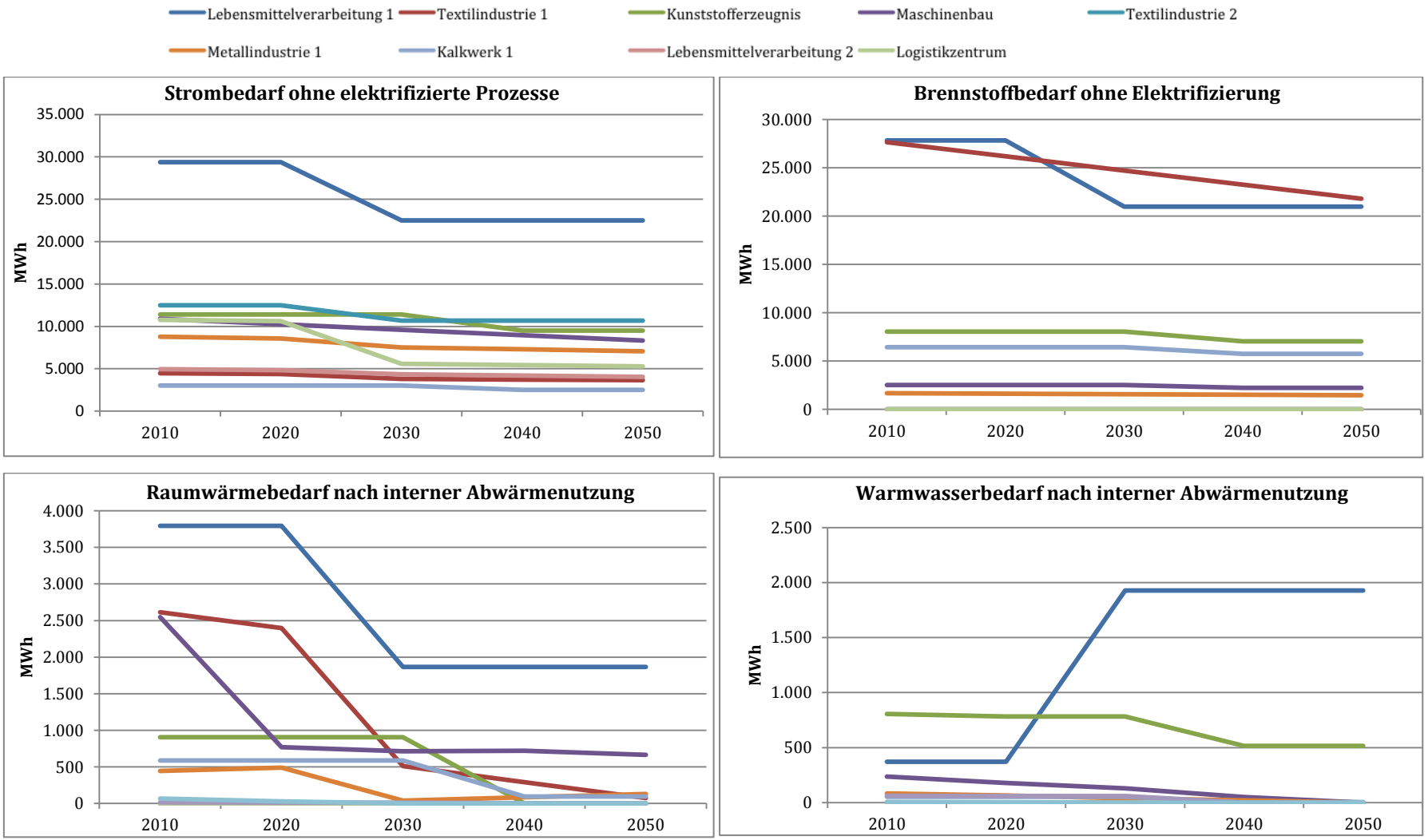


Abbildung 7-10: Zeitliche Entwicklung von Strom-, Brennstoff-, Raumwärme- und Warmwasserbedarfen für die größten industriellen Verbraucher des Untersuchungsgebietes

7.2 Versorgung

Solar-Institut Jülich

7.2.1 Stromversorgung

Bei der Entwicklung der Transformationspfade für den Bereich Stromversorgung werden für alle Energieträger grundsätzlich vier Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Erhebung der Bestandsanlagen für das Basisjahr 2010 und Gruppierung der Leistungen nach Errichtungsjahr,
2. Festlegung der zu erwartenden Lebensdauer der Anlagen und Ermittlung der sich daraus ergebenden Leistungen in den Stützjahren durch Bestandsanlagen,
3. Ermittlung des notwendigen Zubaus von Stromerzeugungsanlagen in den jeweiligen Stützjahren unter Berücksichtigung von z.B. geltenden Förderrichtlinien oder Anknüpfungspunkten für DSM,
4. Abgleich der installierten Leistung in den Stützjahren mit den in Rheine vorliegenden Strombedarfen und Ermittlung jährlicher Importbedarfe für Strom.

Für das Zieljahr 2050 werden die Jahresbilanzen der Stromversorgung über die Ergebnisse der Simulationen erhoben. Im gesetzten Bearbeitungszeitrahmen ist eine Anpassung des Modells für jedes Stützjahr mit anschließender Simulation nicht möglich. Daher wird zur Ermittlung der jährlichen Stromerzeugung für PV, Wind und Biomasse in Rheine die in den Stützjahren installierte Leistung der Anlagen mit - an die Simulationsergebnisse angelehnte - Vollaststunden der jeweiligen Technologie multipliziert. Für die gennannten Stromerzeugungstechnologien werden folgende Volllaststunden angenommen:

- Photovoltaik: 900 h
- Windkraft: 2.300 h
- Biomasse: 6.000 h

Da die 2010 vorliegende Stromerzeugungsleistung aus Wasserkraft und Haushaltsmüll für 2050 beibehalten wird, können diese Werte auch für die jeweiligen Stützjahre übernommen werden (siehe Kapitel 2.4.2.4, 4.3.1.2 und 4.3.1.4).

Abbildung 7-11 und Abbildung 7-12 zeigen jeweils die durchschnittliche jährliche Erzeugung für MAX-DEZ und MOD-DEZ in den Stützjahren. In beiden Konzepten kann ab 2030 weit über die Hälfte der Strombedarfe durch lokale Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien gedeckt werden.

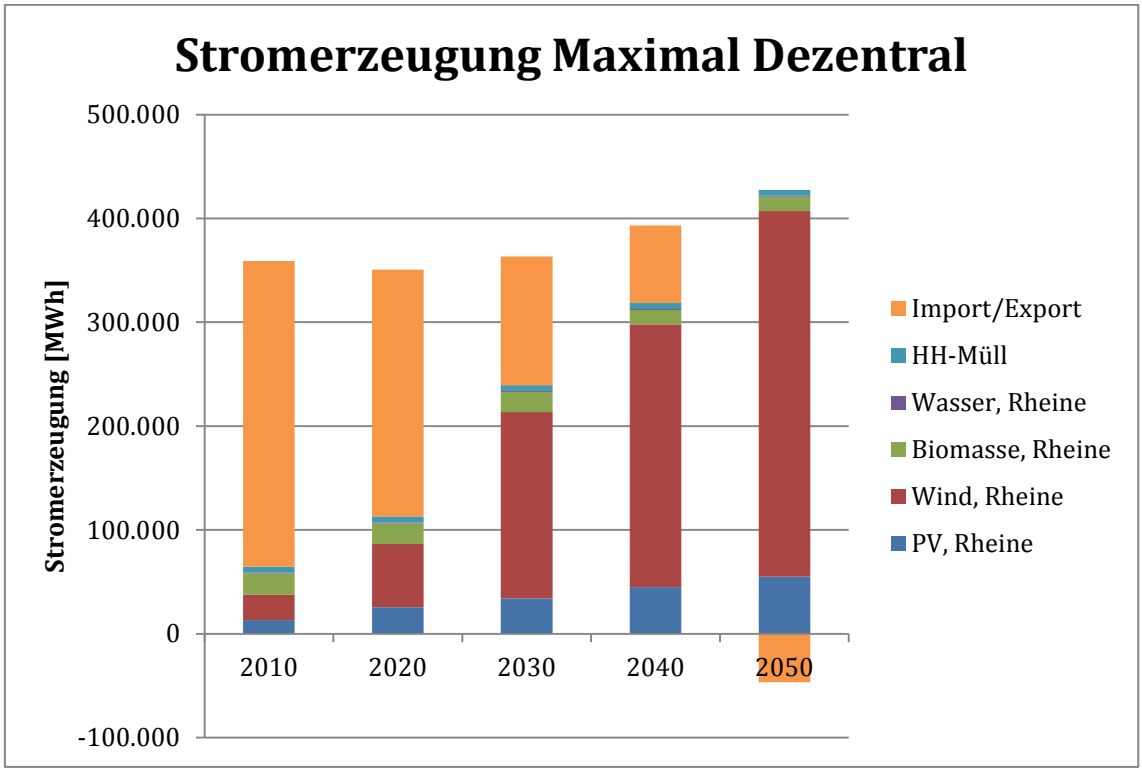


Abbildung 7-11: Lokale Stromerzeugung und Importbedarfe in den Stützjahren für MAX-DEZ

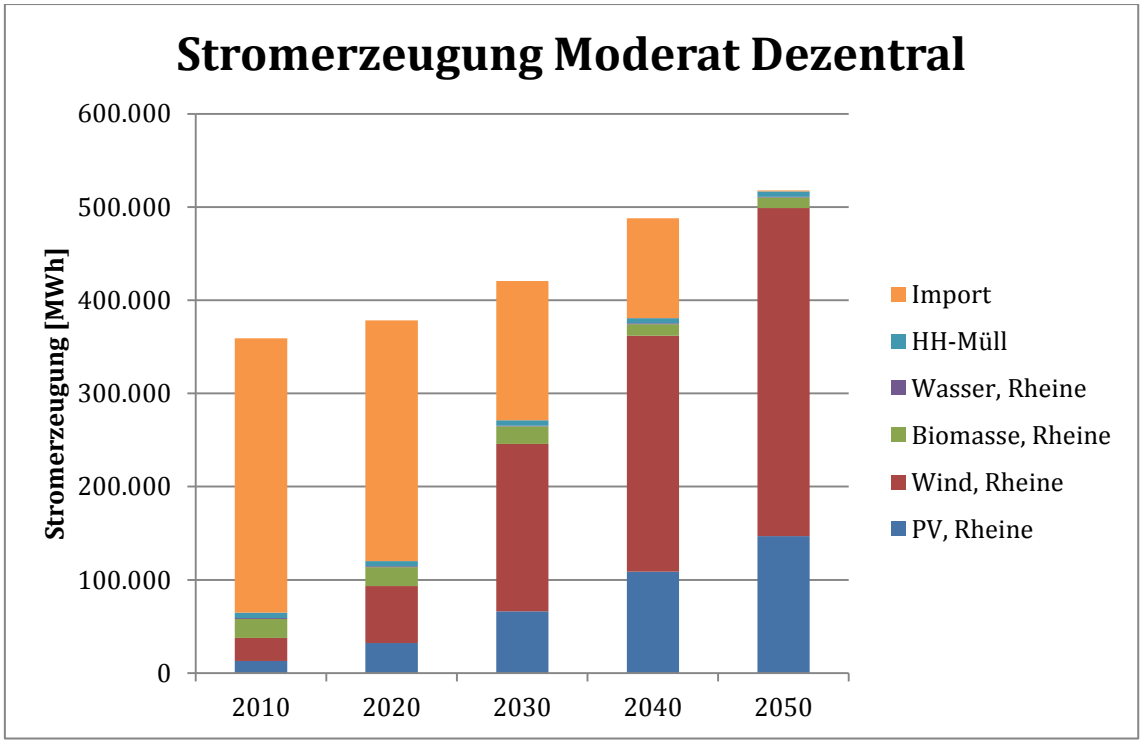


Abbildung 7-12: Lokale Stromerzeugung und Importbedarfe in den Stützjahren für MOD-DEZ

Der Transformationspfad der Stromversorgung ergibt sich aus der Summe der Transformationspfade der einzelnen Erzeugungstechnologien, welche im Folgenden dargestellt werden.

7.2.1.1 *Photovoltaik*

Die Bestandserhebung für Photovoltaikanlagen in Rheine ergibt für 2010 eine gesamte installierte Leistung von 15,5 MW. Diese wurden im Zeitraum 1995 bis 2010 errichtet.

Für die Festlegung der Lebensdauer der PV Module werden drei Gruppen gebildet:

- Baujahr 1995-1999: 20 Jahre Lebensdauer
- Baujahr 2000-2009: 25 Jahre Lebensdauer
- Baujahr ab 2010: 30 Jahre Lebensdauer

Wechselrichter haben in der Regel eine kürzere Lebensdauer von bis zu 15 Jahren (Energie-experten.org 2016). Es wird vorausgesetzt, dass diese vor Erreichen der Lebensdauer des PV-Moduls ausgetauscht werden und somit die Anlage bis zum Erreichen der Lebensdauer des Moduls betrieben wird, also auch dann noch, wenn Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfallen.

Da Photovoltaikmodule mit der Zeit eine Leistungsminderung durch Degradation erfahren (Photovoltaik.org 2017), wird außerdem für die drei Gruppen festgelegt, ab wann eine Leistungsabnahme auf 90 % Nennleistung erfolgt. Für Anlagen mit Baujahr 1995-1999 werden 16 Jahre festgelegt, für Anlagen von 2000-2009 werden 20 Jahre festgelegt und für Anlagen ab 2010 werden 24 Jahre festgelegt. Aus den festgelegten Lebensdauern und den Degradationszeiträumen ergeben sich die in Abbildung 7-13 dargestellten installierten Leistungen der Bestandsanlagen für die jeweiligen Stützjahre.

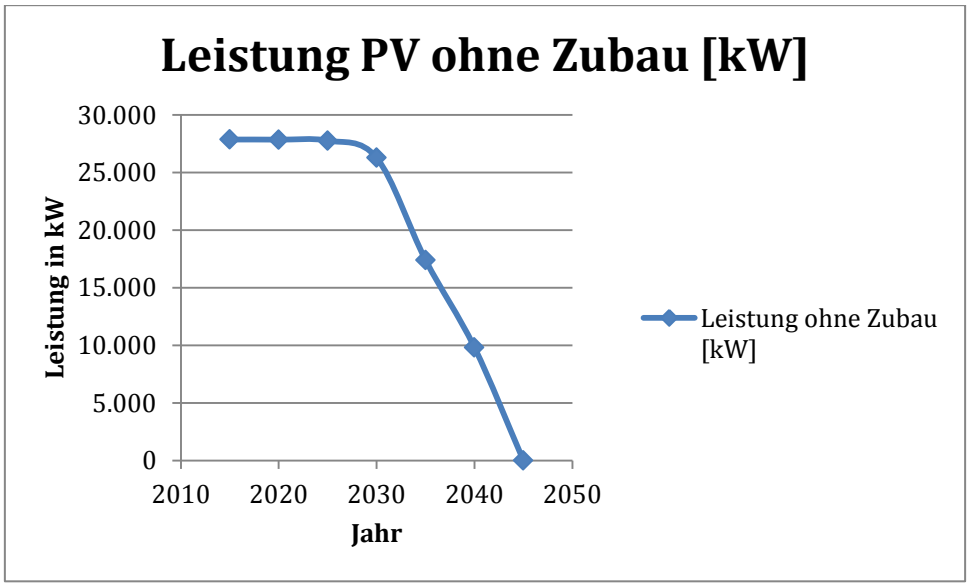


Abbildung 7-13: Gesamtleistung der PV-Bestandsanlagen in Rheine in den jeweiligen Stützjahren

Für die weitere Entwicklung werden die Zielwerte der installierten Leistung in 2050 jeweils für MAX-DEZ und MOD-DEZ linear auf die Stützjahre verteilt. Abzüglich der ermittelten Leistung aus den Bestandsanlagen ergibt sich somit ein erster Zubaubedarf für die Stützjahre. Anlagen, die im Konzept im Zeitraum 2010 bis 2020 erbaut werden, erreichen im Zeitraum 2040 bis 2050 das Ende ihrer Lebensdauer, so dass der Zubaubedarf 2040 bis 2050 um diese Leistungen entsprechend erhöht werden muss.

Abbildung 7-14 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung für PV und die dafür notwendigen Zubauraten. Es wird deutlich, dass trotz linearem Verlauf der installierten Leistungen ab 2030 der Zubaubedarf merklich ansteigt. Das hängt damit zusammen, dass ab 2030 ein großer Teil der Bestandsanlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht. So ist im Maximal-Dezentralen

Konzept im Zeitraum 2030 bis 2040 durchschnittlich ein jährlicher Zubau von 3 MW notwendig, im Moderat-Dezentralen Konzept sogar von fast 7 MW.

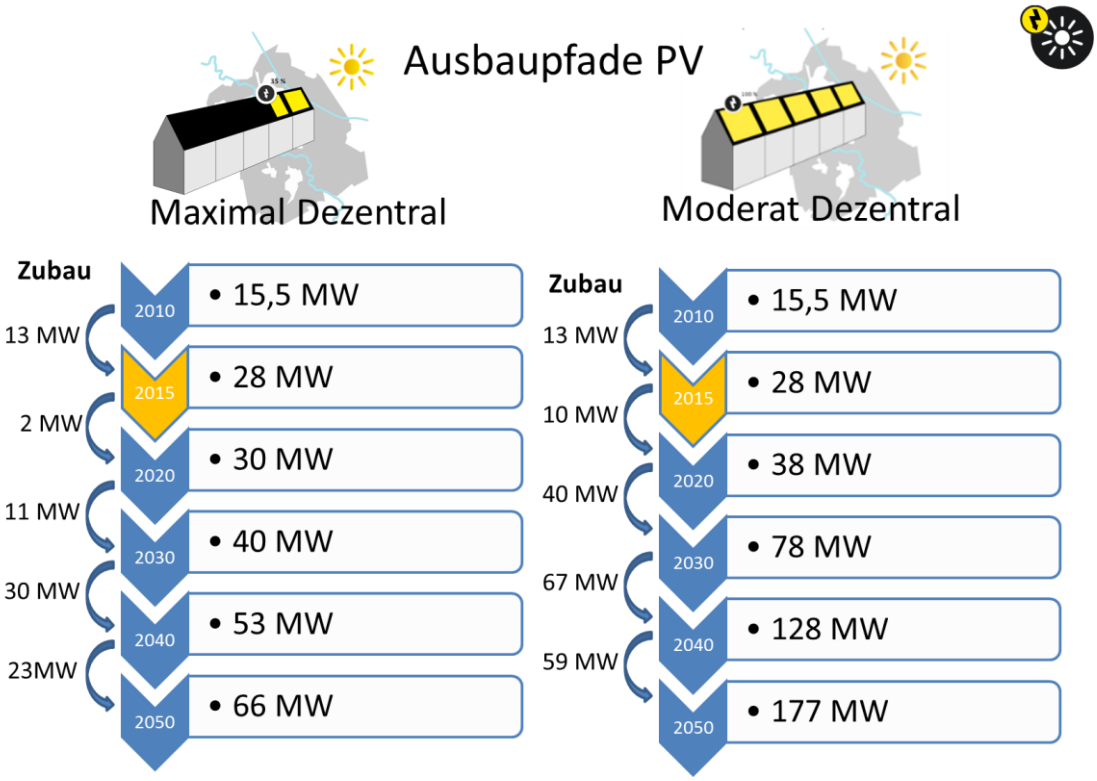


Abbildung 7-14: Installierte PV-Leistung und zugehöriger Zubaubedarf im Zeitraum 2010-2050

Es wäre prinzipiell möglich, den Zubau-Peak im Zeitraum 2030 bis 2040 durch einen vermehrt frühen Bau von PV-Anlagen (2020-2030) oder vermehrt späten Bau von PV-Anlagen (2040-2050) zu verringern. Ein „vorzeitiger“ Bau von Anlagen wäre allerdings aufgrund der zu erwartenden Kostenentwicklungen (Fraunhofer ISE 2015) und erneutem Austauschbedarf der Module vor 2050 mit höheren Kosten verbunden. Ein „späterer“ Bau von PV-Anlagen würde im Zeitraum 2030-2040 zu höheren und vor allem teuren Importbedarfen für Strom (im Vergleich zum lokalen PV-Strom) führen. Daher wird der in Abbildung 7-14 dargestellte Transformationspfad PV beibehalten.

Für die Entwicklung der Transformationspfade wird das Startjahr 2010 gewählt. Zum Zeitpunkt der Transformationspfadentwicklung liegen bereits Werte für das Jahr 2015 vor, so dass diese mit den Zielwerten abgeglichen wurden (siehe Abbildung 7-14). Es zeigt sich, dass im MAX-DEZ Konzept eine Überschreitung des Zielwertes für das Stützjahr 2020 zu erwarten ist. Im MOD-DEZ Konzept ist hingegen eine Beibehaltung des aktuell stark von der Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geprägten Ausbautrends zur Zielerreichung notwendig. Für beide Konzepte ist zu erwarten, dass zur Erreichung der jährlichen Ausbauzahlen ab 2030 ein „Kümmerer“ in Form einer Gesellschaft oder eines Unternehmens (z.B. Stadtwerk) notwendig sein wird.

7.2.1.2 *Windkraft*

Die Bestandsanalyse ergibt für Rheine im Startjahr 2010 einen Windpark mit sieben Windkraftanlagen (WKA) und einer gesamten Leistung von 10,5 MW.

Durch die Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) (Bundesnetzagentur 2017) ist für Anlagen(gruppen), die eine installierte Leistung von mehr als 750 kW aufweisen, ab dem

1. Januar 2017 ein Ausschreibungsverfahren notwendig. Dies führt durch die Einhaltung der Form- und Fristvorschriften (Fachagentur Wind an Land 2017) zu einem zeitlichen Mehraufwand. Daher wird für die Entwicklung des Transformationspfads folgende Gruppierung vorgenommen (siehe Abbildung 7-15):

- **WKA Gruppe A bis G**: Sieben neue Anlagengruppen, die nach EEG einem Ausschreibungsverfahren unterliegen und aufgrund des zeitlichen Mehraufwands für die Ausschreibung frühestens ab 2020 errichtet werden können,
- **WKA Gruppe I bis IV**: Vier neue Anlagengruppen mit maximal drei Anlagen, die vor dem 01.01.2017 ohne Ausschreibungsverfahren erbaut werden können,
- **WKA Gruppe R**: Repowering des bestehenden Windparks und Erweiterung auf 10 WKA mit je 2,0 MW (20 MW gesamt).

Die Gruppierung der Anlagen ist in Abbildung 7-15 grafisch dargestellt.

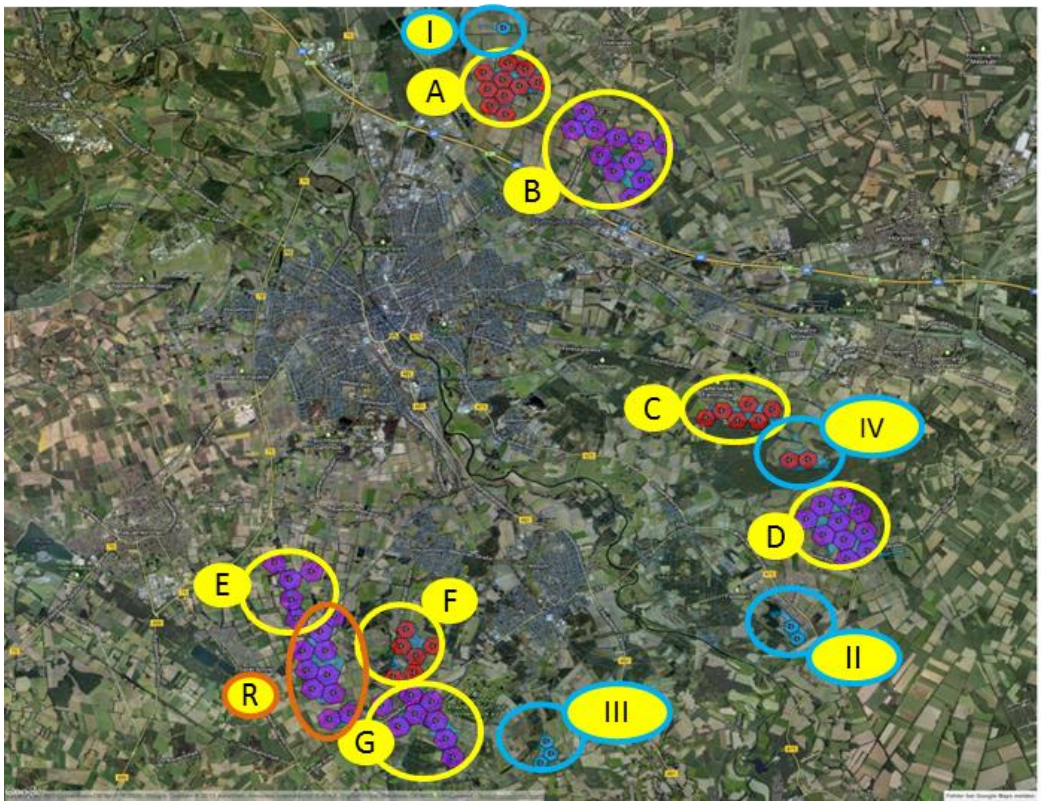


Abbildung 7-15: WKA-Gruppierungen A bis G (ab 2020), I bis IV (vor 2017) und R (Repowering) der Transformationspfadentwicklung; Bild: Google Maps

Für den Zeitraum 2010 bis 2020 wird für beide Konzepte (MAX-DEZ und MOD-DEZ) angenommen, dass die Anlagen I-IV errichtet werden (insgesamt 16 MW). Zusammen mit dem bestehenden Windpark ergibt sich somit eine installierte Leistung von 26,5 MW im Stützjahr 2020.

Im MAX-DEZ und MOD-DEZ Konzept müssen große Teile der Prozesswärmebereitstellung elektrifiziert werden (siehe Kapitel 4.3.2.5). Die meisten Prozesse werden in den Konzepten bis 2030 auf die elektrische Wärmebereitstellung umgestellt (siehe Abschnitt 7.2.3.1). Diese Elektrifizierung führt zu deutlich steigenden Strombedarfen, birgt aber auch ein hohes Potenzial für Demand Side Management (DSM). Daher werden für den Zeitraum 2020 bis 2030 diejenigen Windkraftanlagen ausgewählt, die in räumlicher Nähe zu hohen Bedarfen an elektrifizierter

Prozesswärme liegen. Dies trifft für die WKA-Gruppe A und B zu, die zusammen eine Leistung von 42 MW haben. Des Weiteren wird für den bestehenden Windpark, der 2002 errichtet wurde, eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Daher wird im Zeitraum 2020 bis 2030 zusätzlich ein Repowering der Bestandsanlagen und Ergänzung auf zehn Anlagen mit insgesamt 20 MW festgelegt. Für das Stützjahr 2030 ergibt sich somit eine installierte Windleistung von insgesamt 78 MW.

Im Zeitraum 2030 bis 2040 ergeben sich im MAX-DEZ Konzept weitere Strombedarfe durch die großflächige Elektrifizierung des Verkehrs. Im MOD-DEZ Konzept wiederum ergeben sich im Bereich Verkehr zusätzliche Strombedarfe durch die Herstellung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff. Beide Strombedarfe bieten wiederum gleichzeitig Potenziale für DSM. Zur Vermeidung zusätzlicher Stromimporte wird festgelegt, dass der Zubau von WKA in derselben Größenordnung wie die Strombedarfe des Verkehrs liegen sollte. Daher wird für den Zeitraum 2030 bis 2040 in beiden Konzepten der Bau der WKA-Gruppen C und D angenommen. Für das Stützjahr 2040 ergibt sich somit eine installierte Windleistung von insgesamt 110 MW.

Im Zeitraum 2040 bis 2050 werden in beiden Konzepten die WKA-Gruppen E, F und G erbaut, so dass sich 2050 eine gesamte installierte Leistung von 148 MW ergibt.

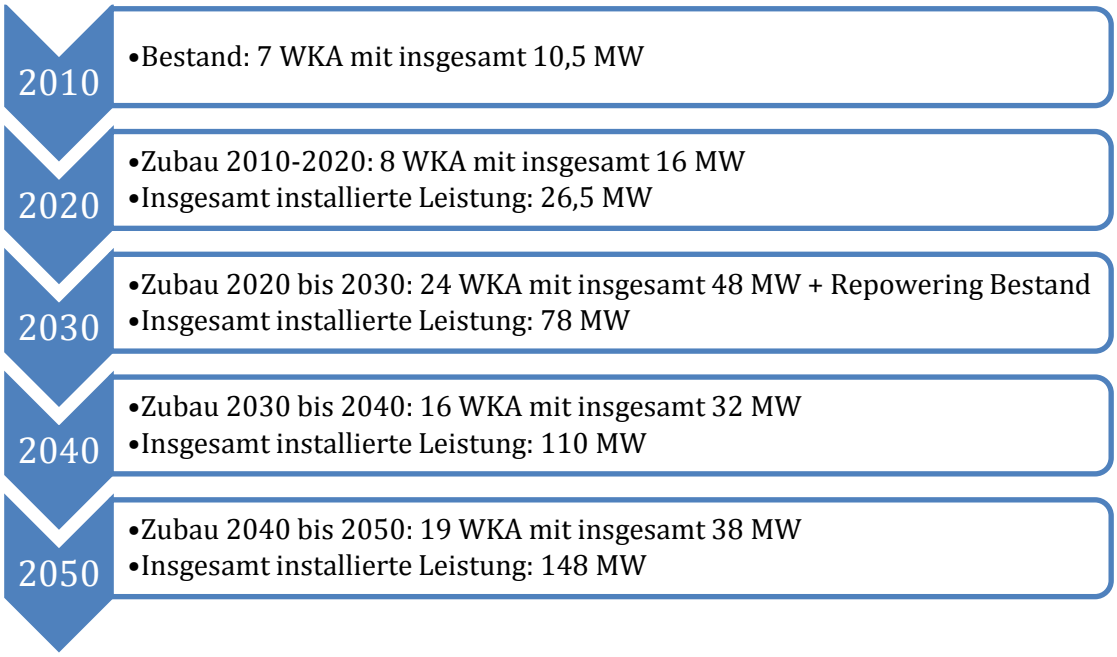


Abbildung 7-16: Zubau und installierte Leistung Windkraft in den Stützjahren

Im Süden Rheines werden somit 32 Anlagen mit insgesamt 64 MW angenommen. Dies stellt auch eine Herausforderung bezüglich der Akzeptanz in der Bevölkerung dar. Der Bauzeitraum 2040 bis 2050 für die Mehrzahl der südlichen Anlagen ermöglicht aber z.B. einen langfristig angelegten Dialogprozess mit der Bevölkerung oder Bürgerbeteiligungen am Windpark, was die erfolgreiche Umsetzung fördern könnte.

Für Anlagen, die im Konzept im Zeitraum 2010 bis 2030 errichtet werden, ist zu erwarten, dass ein Austausch von Rotor und Generator vor 2050 notwendig wird (Lebensdauer von circa 20 Jahren). Dabei wurde unterstellt, dass keine weitere Leistungssteigerung oder Veränderung der Anlagenhöhe vorgenommen wird, sondern ein Austausch entsprechend der vorhandenen Auslegung erfolgt.

7.2.1.3 *Stromerzeugung aus Wasserkraft und Haushaltsmüll*

In den Konzepten MAX-DEZ und MOD-DEZ werden die elektrischen Erzeugungsleistungen für Wasserkraftanlagen und für die energetische Verwertung von Haushaltsmüll von 2010 für das Zieljahr 2050 beibehalten. Für Wasserkraft wird daher in den Stützjahren jeweils eine Stromerzeugung von 0,9 GWh hinzuaddiert, für die Nutzung von Haushaltsabfällen die festgelegte Stromgutschrift (siehe Abschnitt 4.3.1.4) von 5,7 GWh.

7.2.1.4 *Biomassenutzung zur Stromerzeugung*

In Rheine werden für das Startjahr 2010 zehn Biomasse-KWK-Anlagen mit einer gesamten elektrischen Leistung von 3,4 MW_{el} ermittelt. Die Anlagestammdaten nach EEG weisen dabei nicht aus, welche Biomassefraktion zur Energieerzeugung zum Einsatz kommt. Im Kommunalsteckbrief der Stadt Rheine (Wetter u. a. 2011a) ist aber ein Anteil von 84% Biogasanlagen und 16% Anlagen mit fester Biomasse verzeichnet. Somit ergeben sich 2,9 MW_{el} für Biogasanlagen und 0,5 MW_{el} für Anlagen fester Biomasse, für die die Verwendung von Holzhackschnitzeln angenommen wird.

Für die Entwicklung des Transformationspfades Biomasse ist neben der Ermittlung bereits installierter Leistung wichtig, die zugehörigen Biomassefraktionen und die zur Leistungsbereitstellung benötigten Mengen an Biomasse zu bestimmen. Es wird angenommen, dass die Anlagen eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 6.000 Stunden aufweisen und einen elektrischen Wirkungsgrad von 40 Prozent. Somit ergibt sich für 2010 ein Bedarf von knapp 43 GWh an Biogas und gut 8 GWh an Holzhackschnitzeln. Für Biogas wird eine Deckung über Energiepflanzen, Zwischenfrüchte, tierische Exkremente und ab 2030 zusätzlich über Bioabfälle angenommen. Für Holzhackschnitzel wird die Bereitstellung aus energetischer Holznutzung und Wallheckenpflegematerial angenommen.

Die Lebensdauer von BHKWs liegt nach (Philipp 2006) und (BHKW-Infozentrum 2017) bei circa 20 Jahren, wobei Motoren nach durchschnittlich 40.000 bis 60.000 Betriebsstunden ausgetauscht werden müssen. Für die Transformationspfadentwicklung wird angenommen, dass bestehende Anlagen insgesamt 20 Jahre betrieben werden. Über die festgelegte Volllaststundenzahl, den elektrischen Wirkungsgrad sowie die Lebensdauer können somit die Biomassebedarfe der Bestandsanlagen in den Stützjahren ermittelt werden.

Den ermittelten Bedarfen der Bestandsanlagen stehen die Biomassepotenziale der einzelnen Stützjahre gegenüber. Für diese wird angenommen, dass:

- Potenziale an energetischer Holznutzung (9.360 MWh (H_u)), Zwischenfrüchten (13.000 MWh (H_u)) und tierischen Exkrementen (11.800 MWh (H_u)) bereits 2010 im vollen Umfang gehoben sind,
- Potenziale an Wallheckenpflegematerial 2010 in Höhe der Bedarfe des bestehenden Biomasse Heizwerks genutzt werden (1.040 MWh (H_u)) (siehe Abschnitt 7.2.2.1 und 7.2.2.2) und sich linear bis 2050 zum maximalen Potenzial (4.520 MWh (H_u)) erhöhen,
- Potenziale an Stroh 2010 noch nicht gehoben sind, diese aber zwecks Biokohleherstellung gezielt bis 2030 im vollen Umfang (8.480 MWh (H_u)) erschlossen werden,
- Potenziale an Bioabfällen 2010 noch nicht gehoben sind, diese aber bis 2050 linear bis zum maximalen Potenzial (3.290 MWh (H_u)) erschlossen werden,
- Potenziale an Anbauflächen für Energiepflanzen in 2010 entsprechend der Biogasbedarfe (Biomasse-KWK) mit Silomais genutzt werden und restliche Flächenpotenziale für den Rapsanbau genutzt werden (Biodiesel-Produktion zur Beimischung zu Diesel (Shell Germany 2017)). Im Maximal-Dezentralen Konzept wird angenommen, dass die Anbauflächenpotenziale ab 2030 nur noch für Energiepflanzen zur Biogaserzeugung

genutzt werden und eine zunehmende Durchmischung des Silomaisanbaus durch Wildpflanzensaat (WPS) bis hin zu einem Anteil von 25 % WPS in 2050 erfolgt. Im Moderat-Dezentralen Konzept wird angenommen, dass die Anbauflächenpotenziale ab 2030 nur noch für Silomais- und Getreideanbau zur Erzeugung von Biogas bzw. Bioethanol genutzt werden und eine lineare Abnahme des Silomaisanteils bei gleichzeitiger linearer Zunahme des Getreideanteils bis auf die Zielwerte 2050 (siehe Abschnitt 5.3.2.2) erfolgt.

Der Abgleich der Biomassepotenziale in den Stützjahren mit den Biomassebedarfen für Bestandsanlagen und Bedarfen an biogenen Brenn- und Kraftstoffen (siehe Abschnitt 7.2.3) zeigt die Möglichkeiten für Biomasse-KWK in den Stützjahren auf.

Im MAX-DEZ Konzept ergibt sich für das Jahr 2020 eine gesamte installierte Leistung von 3,3 MW, für 2030 eine Leistung von 3,2 MW und für 2040 eine Leistung von 2,3 MW. Abbildung 7-17 zeigt die Stromerzeugung in den Stützjahren der verschiedenen biomassebasierten Erzeugungstechnologien sowie die Erzeugungssumme. Durch Biomethanbedarfe in Industrie und GHD sowie Prozesswärmebedarfe, auf einem Temperaturniveau über 100°C, nimmt insbesondere die Biogas-KWK zügig ab. 2040 stehen keine Biomassepotenziale mehr für Biogas-KWK zur Verfügung. Produziertes Biogas wird vollständig zu Biomethan aufbereitet und als direkter Brennstoff in Industrie und GHD sowie in Hochtemperatur-Brennstoffzellen (BZ) genutzt.

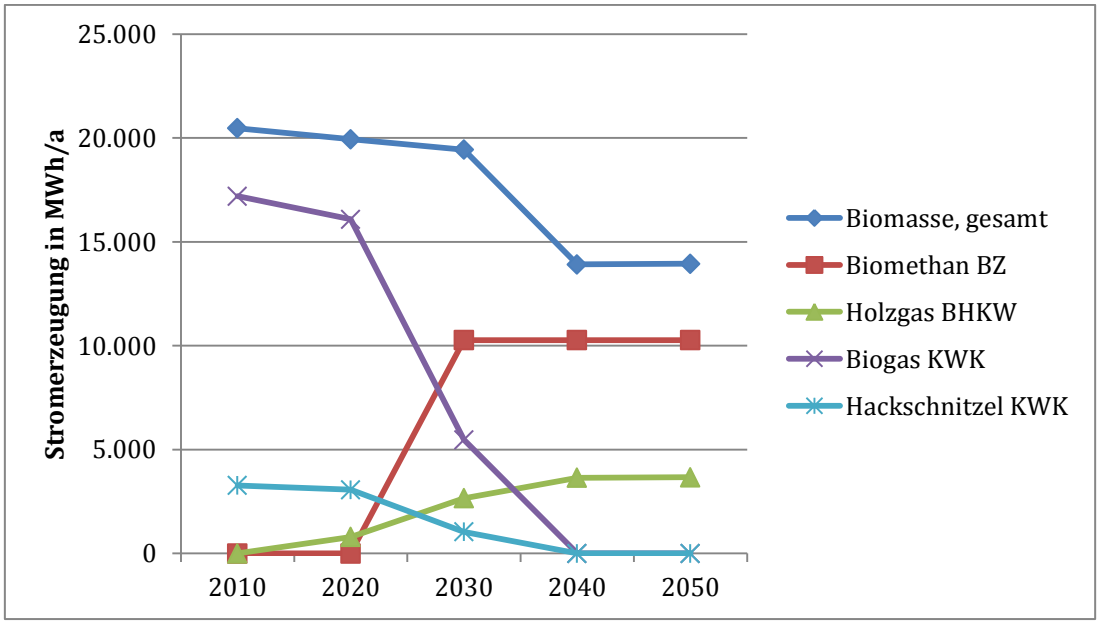


Abbildung 7-17: Stromerzeugung aus Biomasse im MAX-DEZ Konzept

Im MOD-DEZ Konzept ergibt sich für das Jahr 2020 eine gesamte installierte Leistung von 3,4 MW, für 2030 eine Leistung von 3,2 MW und für 2040 eine Leistung von 2,1 MW. Abbildung 7-18 zeigt die Stromerzeugung in den Stützjahren der verschiedenen biomassebasierten Erzeugungstechnologien sowie die Erzeugungssumme. Die Biomassebedarfe müssen bis 2050 zunehmend für Kraftstoffbedarfe des Verkehrs sowie Prozesswärmebedarfe mit Temperaturniveau über 100°C genutzt werden, so dass Biogas- und Hackschnitzel-KWK vollständig verdrängt wird.

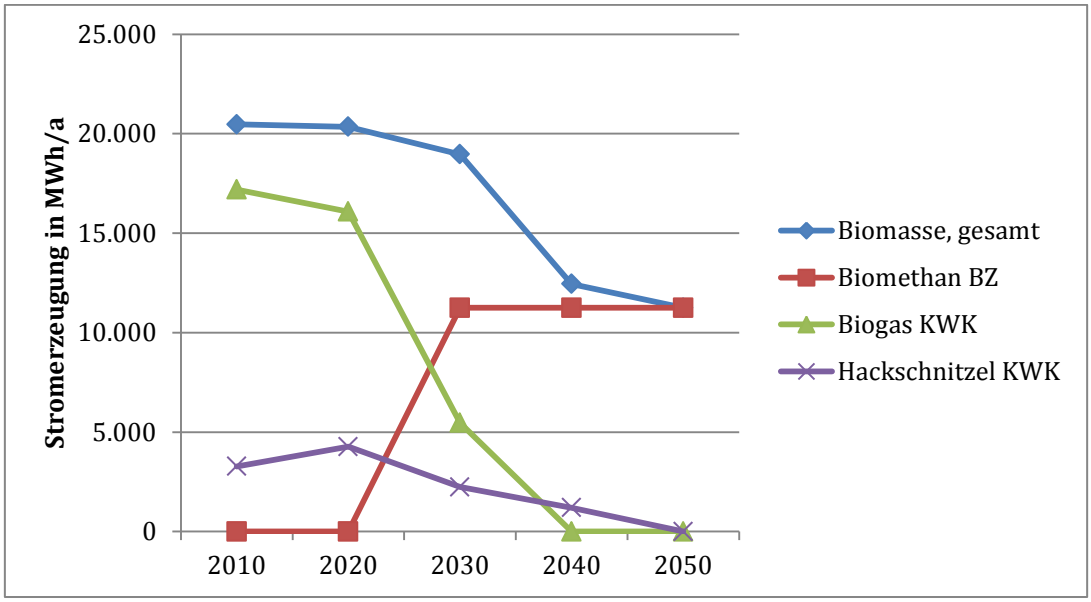


Abbildung 7-18: Stromerzeugung aus Biomasse im MOD-DEZ Konzept

Der Transformationspfad der lokalen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergibt sich aus den voran beschriebenen Teil-Transformationspfaden der einzelnen Erzeugungstechnologien. Für die Ermittlung des Transformationspfads der Stromversorgung in Rheine (lokale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und verbleibender Importbedarf) muss der Transformationspfad der Stromerzeugung der Entwicklung der Strombedarfe, welche im Folgenden beschrieben wird, gegenübergestellt werden (siehe Abbildung 7-11 und Abbildung 7-12).

7.2.1.5 *Entwicklung Strombedarfe*

Die Strombedarfe der Sektoren Haushalte und Industrie/GHD nehmen im **MAX-DEZ** Konzept entsprechend der Abschnitte 7.1.1 und 7.1.3 ab.

Zusätzliche Strombedarfe ergeben sich in **MAX-DEZ** durch die teilweise Elektrifizierung der Prozesswärmeversorgung (Abschnitt 7.2.3.1), die Elektrifizierung des Verkehrs (Abschnitt 7.1.2), die Wärmeversorgung peripherer Gebäude über Wärmepumpen (Abschnitt 7.2.2.1), die Biogaserzeugung und -aufbereitung zu Biomethan (Abschnitt 7.2.3.1) und den Einsatz von Wärmepumpen in den saisonalen Wärmespeichern sowie von Pumpen im Wärmenetz (Abschnitt 7.2.2.1).

Tabelle 7-5: Strombedarfe in den Stützjahren im MAX-DEZ Konzept

Strombedarf [MWh]	2010	2020	2030	2040	2050
Haushalte	80.830	68.050	59.540	50.100	34.320
Industrie und GHD	278.190	259.140	228.050	210.420	195.300
Verkehr	0	790	11.860	30.900	24.280
Prozesswärme	0	14.970	47.600	79.990	101.420

Strombedarf [MWh]	2010	2020	2030	2040	2050
Wärmepumpe, saisonaler Speicher + Pumpen, Wärme-netz	0	5.790	11.030	15.420	18.670
Wärmeversorgung Peripherie (Wärmepumpen)	0	1.010	2.080	2.870	3.330
Infrastruktur Biomethan	0	1.000	3.180	3.410	3.530
Summe	359.020	350.750	363.360	393.120	380.850

Im **MOD-DEZ** Konzept ergeben sich signifikante zusätzliche Strombedarfe durch die Umstellung der Wärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) auf Wärmepumpen (Abschnitt 7.2.2.2). Darüber hinaus ergeben sich Strombedarfe durch die teilweise Elektrifizierung der Prozesswärmeversorgung (Abschnitt 7.2.3.1), die Erzeugung von Wasserstoff für den Sektor Verkehr (Abschnitt 7.2.3.2), Elektrofahrzeuge (Abschnitt 7.1.2), die Biogaserzeugung und -aufbereitung zu Biomethan (Abschnitt 7.2.3.1) und den Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des Temperaturniveaus von Abwärme (in vernachlässigbarer Größenordnung im einstelligen Megawattstunden-Bereich).

Tabelle 7-6: Strombedarfe in den Stützjahren im MOD-DEZ Konzept

Strombedarfe [MWh]	2010	2020	2030	2040	2050
Haushalte	80.830	71.050	62.450	50.310	39.170
Industrie/GHD	278.190	259.140	228.050	210.420	195.300
Verkehr (Elektrofahrzeuge + H2-Herstellung)	0	842	14.040	55.220	77.660
Prozesswärme	0	14.970	47.600	79.990	100.930
Wärmepumpe	0	31.240	65.710	89.650	101.880
Infrastruktur Biomethan	0	990	2.270	1.880	2.210
Infrastruktur Bioethanol	0	0	440	660	880
Summe	359.020	378.230	420.580	488.150	518.040

7.2.1.6 *Residuallast und Speicherbedarf*

Stromspeicher, vor allem in Form von Batterien, die Strom kurzfristig (stundenweise) speichern und bei Bedarf wieder abgeben können, sind für ein System mit steigender Stromerzeugung aus fluktuierenden EE-Anlagen unerlässlich. In Ergänzung zu Potenzialen in der Lastverschiebung (DSM-Potenziale) bieten Stromspeicher die Möglichkeit, Strommengen zeitlich zu verschieben, Versorgungssicherheit in den Stromnetzen zu gewährleisten und dezentral erzeugten Strom lokal zu nutzen. Dabei geht es nicht nur darum, Strommengen zeitlich zu verschieben, sondern Stromspitzen abzufangen und Bedarfstäler zu füllen. Die Speicher können sowohl dezentral direkt in die EE-Anlagen integriert als auch zentral an wichtigen Netzknotenpunkten installiert werden.

Die Analyse für das Jahr 2010 ergibt einen gesamten Strombedarf von 360.000 kWh, der etwa zu 25 % aus Haushalten und zu etwa 75 % aus Gewerbe und Industrie nachgefragt wurde. Der Strombedarf wurde zu circa 80 % aus Stromimporten gedeckt. Die in Rheine vorhandenen EE-Anlagen decken somit rund 20 % des Strombedarfs. Aufgrund der verhältnismäßig geringen installierten Leistung der fluktuierenden Erzeuger PV (15,5 MW) und Wind (10,64 MW) wird für 2010 angenommen, dass der EE-Strom ohne zusätzlichen Stromspeicheraufwand fast vollständig vor Ort genutzt werden kann. Stromspeicher und DSM-Ausgleich nahmen 2010 somit in der Stromversorgung und -verteilung nur eine untergeordnete Rolle ein.

Im **MAX-DEZ** Konzept steigen durch den schrittweisen Ausbau der PV-Anlagen auf 66 MW und der Windkraftanlagen auf 148 MW im Jahr 2050 die Einspeisefluktuationen kontinuierlich an. Regelbare Erzeuger wie Biomasse- und Wasserkraftwerke haben mit einem durchschnittlichen Anteil von 3 % der installierten Leistung in den Jahren 2010 bis 2050 kaum Einfluss auf die Stromversorgung. Im Vergleich dazu bleibt im gleichen Zeitraum der Gesamtstrombedarf annähernd konstant, jedoch verteilt sich der Bedarf auf mehrere Positionen. Während der Strombedarf für Haushalte und Industrie/Gewerbe kontinuierlich abnimmt, steigen die Bedarfe bei Verkehr, Prozesswärme und Wärmepumpe an (siehe Kapitel 7.2.1.5). Es wird angenommen, dass ab 2020 eine Lastverschiebung über die in den saisonalen Wärmespeichern integrierten Wärmepumpen sowie die elektrische Prozesswärmeversorgung ganzjährig möglich ist und somit ein ausreichendes Potenzial zur lokalen Nutzbarmachung der 2020 installierten fluktuierenden Erzeuger PV (30 MW) und Wind (26,5 MW) vorliegt. Ab dem Jahr 2030 bieten sich zusätzliche Möglichkeiten zur Lastverschiebung und kurzzeitigen Stromspeicherung durch die im Car Sharing angebotenen Elektrofahrzeuge an, so dass auch für 2030 keine zusätzlichen Stromspeicher für die installierten fluktuierenden Erzeuger PV (40 MW) und Wind (78 MW) angenommen werden müssen. Das bestehende Leistungsvolumen der Koppelstelle zum übergeordneten Stromnetz von 60 MW und die vorhandenen DSM-Potenziale werden als ausreichend angesehen, um ein vermehrtes Abregeln von fluktuierender Erzeugung zu vermeiden. Zusätzliche zentrale und/oder verknüpfte dezentrale Stromspeicher, welche das langzeitige Abregeln von PV- und Windkraftanlagen verhindern und zusätzlich bei Sonnen- und Windflauten den Stromimport begrenzen sollen, werden im Maximal-Dezentral Konzept ab 2040 als notwendig erachtet. Insgesamt wird für das Jahr 2040 ein elektrischer Speicherbedarf von 45 MW ermittelt. Unter der Annahme, dass 50 % der PV-Anlagen, die im Zeitraum 2030 bis 2040 errichtet werden (30 MW), mit einem der PV-Leistung entsprechenden Batteriespeicher ausgestattet sind, ergeben sich 15 MW PV-Batterien und ein zusätzlicher Bedarf von 30 MW Netzbatterien.

Im **MOD-DEZ** Konzept steigt im Vergleich zum Maximal-Dezentralen Konzept (66 MW) die installierte Leistung der PV-Anlagen bis zum Jahr 2050 auf 177 MW. Die installierte Leistung der Windkraftanlagen ist mit 148 MW in beiden Konzepten gleich. Die installierte Leistung der Biomasse- und Wasserkraftwerke macht im Mittel im Zeitraum 2010 bis 2050 nur etwa 2 % aus. Die im Vergleich zum MAX-DEZ Konzept zusätzlich installierte Leistung an fluktuierenden Erzeugern (PV) von 111 MW bedeutet für die Stromversorgung eine deutlich frühere

Notwendigkeit von Stromspeichern. Außerdem steigt im Gegensatz zum MAX-DEZ Konzept im MOD-DEZ Konzept der Strombedarf bis zum Jahr 2050 um fast 50 % an. Bei zeitlicher Übereinstimmung von hohen Strombedarfen und geringer Einspeisung EE, müssten ohne vorhandene Stromspeicher somit Stromimporte über die Koppelstelle in Rheine erfolgen, die deren Leistungskapazität übersteigen. Im MOD-DEZ Konzept müssen Stromspeicher somit stärker im Kontext der Versorgungssicherheit gesehen werden als im MAX-DEZ Konzept, bei dem Speicher für die lokale Nutzbarmachung der EE-Erzeugung im Fokus stand. Es wurde angenommen, dass ab 2020 – wie im MAX-DEZ Konzept – eine Lastverschiebung über die elektrische Prozesswärmeversorgung ganzjährig möglich ist. Das Leistungsvolumen der Koppelstelle von 60 MW und das DSM-Potenzial der elektrischen Prozesswärmeversorgung werden als ausreichend angesehen, um ein vermehrtes Abregeln der fluktuierender Erzeugung (38 MW PV und 26,5 MW Wind) in 2020 zu vermeiden. Ab dem Jahr 2030 entstehen zusätzliche DSM-Potenziale im Verkehr (Elektrofahrzeuge und strombasierte Wasserstoffherstellung). Allerdings lässt sich der steigende Strombedarf der Wärmepumpen zur Wärmeversorgung nur im geringen Maße zeitlich verschieben, da im Gegensatz zum Maximal-Dezentralen Konzept keine großvolumigen Wärmespeicher genutzt werden, sondern lediglich Pufferspeicher. Im MOD-DEZ Konzept werden daher schon ab 2030 Stromspeicher mit insgesamt 50 MW notwendig. Hierbei wird wiederum angenommen, dass 50 % der PV-Anlagen, die im Zeitraum 2020 bis 2030 errichtet werden (40 MW), mit einem der PV-Leistung entsprechenden Batteriespeicher ausgestattet sind, so dass sich 20 MW PV-Batterien und zusätzlich notwendige 30 MW Netzbatterien ergeben. Ab 2040 bietet vor allem die verstärkte H_2-Produktion für den Verkehr ein hohes Potenzial für Lastverschiebungen. Dennoch wird ein Speicherbedarf von insgesamt etwa 120 MW ermittelt, wovon 50 MW PV-Batterien und 70 MW Netzbatterien sind.

Der Stromspeicherbedarf im Maximal-Dezentralen Konzept fällt deutlich geringer aus als im Moderat-Dezentralen Konzept. Auch sind Stromspeicher flächendeckend erst etwa 10 Jahre später notwendig, da die Fluktuationen bei Einspeisung und Bedarf geringer ausfallen und mit Lastverschiebungen aufgefangen werden können. Der Einsatz von Stromspeichern ist allerdings in beiden Konzepten zwingend notwendig und orientiert sich überwiegend am Ausbau der fluktuierenden EE-Anlagen sowie an zeitlich nicht verschiebbaren Bedarfen. Bei den oben beschriebenen Bedarfen an Stromspeichern für die Stützjahre wird ein Leistungsausbau der Koppelstelle, welcher den Speicherbedarf entsprechend senken würde, nicht berücksichtigt.

7.2.2 **Raumwärme und Warmwasser**

Es wurden die in den Stützjahren erreichbaren energetischen Sanierungsraten für den Gebäudebestand in Rheine ermittelt. Sowohl im MAX-DEZ Konzept als auch im MOD-DEZ Konzept wird der Zeitpunkt zur Umstellung der Wärmeversorgung an diesen Sanierungsraten ausgerichtet. Das heißt, dass im MOD-DEZ Konzept angenommen wird, dass ab dem Zeitpunkt der Gebäudesanierung die Wärmeversorgung über Wärmepumpen mit Erdsonden erfolgt und im MAX-DEZ Konzept über solarthermisch gespeiste Wärmenetze bzw. für periphere Gebäude ebenfalls über Wärmepumpen mit Erdsonden.

Tabelle 7-7: Sanierungsanteile EFH, GFH und MFH sowie rechnerischer Mittelwert

	2010	2020	2030	2040	2050
EFH unsaniert	100,0 %	83,3 %	59,5 %	30,8 %	0,0 %
EFH saniert	0,0 %	16,7 %	40,5 %	69,2 %	100,0 %
GFH unsaniert	100,0 %	83,0 %	61,0 %	33,6 %	0,0 %
GFH saniert	0,0 %	17,0 %	39,0 %	66,4 %	100,0 %
MFH unsaniert	100,0 %	81,6 %	56,9 %	28,7 %	0,0 %
MFH saniert	0,0 %	18,4 %	43,1 %	71,3 %	100,0 %
Durchschnitt unsaniert	100,0 %	82,6 %	59,2 %	31,0 %	0,0 %
Durchschnitt saniert	0,0 %	17,4 %	40,9 %	69,0 %	100,0 %

Zur Ermittlung der Anteile, die in den Stützjahren saniert sind und somit über die in den Zielkonzepten festgelegten „neuen“ Technologien versorgt werden, wird ein Mittelwert aus den Werten für Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und Große Mehrfamilienhäuser (GFH) gebildet (siehe Tabelle 7-7).

Für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser liegen keine Schornsteinfegerdaten oder vergleichbare Daten vor, aus denen der Brennstoffmix für das Ausgangsjahr 2010 hervorgeht. Es ist allerdings die Erdgasmenge bekannt, die in 2010 über das Erdgasnetz zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung genutzt wird. Des Weiteren kann aus den Daten zur installierten Biomasse-KWK (2010) und dem Hackschnitzel-Heizwerk (HW) in Rheine die Wärmebedarfsdeckung aus Biomasse abgeschätzt werden. Für Bedarfe, die 2010 nicht über Erdgas oder Biomasse-KWK abgedeckt sind, wird vereinfachend angenommen, dass eine Deckung über Erdöl erfolgt, auch wenn anzunehmen ist, dass geringe Anteile in Rheine 2010 über Wärmepumpen oder Solarkollektoren bereitgestellt werden. Der Aufwand zur Ermittlung dieser geringen Deckungsanteile wäre sehr hoch und verändert die Ergebnisse nicht wesentlich. Somit ergibt sich für die Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe in 2010 eine Verteilung von 76,8 % Erdgas und 23,2 % Erdöl. Diese Verteilung wird in den Stützjahren für fossile Brennstoffe beibehalten. Ebenfalls nicht ermittelt wird, in welcher Höhe Kamine und Öfen in Rheine zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Generell stehen 2010 Potenziale an holzartiger Biomasse noch zur Verfügung, ab 2020 würde es aber bereits zu Importbedarfen an holzartiger Biomasse bei der Wärmeerzeugung in Kaminen oder Öfen kommen. Langfristig wäre im Sinne der Ressourcen- und CO_2-Ziele ein Verbot für Kamin- und Ofeneinzelfeuerungen anzustreben. Eine Wärmeversorgung über Kamine oder Öfen und dafür notwendige Biomassemengen werden daher bei der Entwicklung der Transformationspfade nicht berücksichtigt.

7.2.2.1 *Transformationspfad Wärme im MAX-DEZ Konzept*

Wärmeversorgung über Solarthermie und industrielle Abwärme

Für die Transformation der Wärmeversorgung auf vorwiegend solarthermisch gespeiste Nahwärmenetze mit saisonalen Speichern ist die Annahme einer quartiersweisen Sanierung und Umstellung der Wärmeversorgung notwendig. Für die Festlegung der Reihenfolge, nach der die einzelnen Versorgungsgebiete umgebaut werden, werden zunächst Auswahlkriterien festgelegt. Demnach sollen im ersten Schritt Versorgungsgebiete umgebaut werden, bei denen eine Einspeisung industrieller Abwärme erfolgt, so dass diese nutzbar gemacht werden kann. Als nächstes werden Gebiete mit hoher Netzwärmebelegung (> 1.500 kWh_{th}/(m*a)) bevorzugt, da für diese eine frühere Wirtschaftlichkeit anzunehmen ist. Saisonale Speicher in der im Konzept vorgesehenen Größe wurden bisher nur in wenigen Projekten in Dänemark gebaut (T. Schmidt et al. 2011), (T. Schmidt und Miedaner 2012). Daher ist entsprechend der anzunehmenden Lernkurve mit einer deutlichen Kostenreduktion für zukünftige Speicherbauten zu rechnen. Auch für Solarkollektoren und Nahwärmenetze ist mit einer weiteren, wenn auch vergleichsweise geringeren Kostenabnahme zu rechnen (Drück 2017). Langfristig ist somit auch für Gebiete geringerer Netzwärmebelegung eine Wirtschaftlichkeit denkbar. Innerhalb der Gruppe hoher Netzwärmebelegung und der Gruppe niedriger Netzwärmebelegung werden die räumliche Lage des Versorgungsgebiets sowie die Größe des Speichers überprüft. Für Gebiete nahe dem Stadtkern wird angenommen, dass der Umbau möglichst spät stattfinden sollte, da z.B. das im MAX-DEZ Konzept zukünftig deutlich reduzierte Fahrzeugaufkommen den Nahwärmenetzbau erleichtert. Gebiete mit großen Speichern werden ebenfalls mit Blick auf die zu erwartende deutliche Kostenabnahme möglichst spät umgebaut.

Entsprechend der beschriebenen Auswahlkriterien erfolgt eine Sortierung aller Versorgungsgebiete. Anschließend wird ermittelt, welche Wärmemengen nach den Sanierungsraten jeweils in den Stützjahren solarthermisch versorgt sein müssten, und es erfolgt, unter Beibehaltung der Reihenfolge, eine Zuordnung der Versorgungsgebiete zu den Stützjahren. Somit ergibt sich folgender Ablauf beim Umbau der Wärmeversorgungsstruktur:

Im Zeitraum 2010 bis 2020 erfolgt im Konzept der Umbau von neun Versorgungsgebieten, wobei in den ersten zwei Gebieten industrielle Abwärme in Höhe von 56 MWh_{th} bzw. 1.871 MWh_{th} im Nahwärmenetz eingebunden wird. Die übrigen Gebiete weisen Wärmebelegungen zwischen 1.100 kWh_{th}/(m*a) und 3.080 kWh_{th}/(m*a) auf und liegen vorwiegend in den Randgebieten Rheines, so dass auch fünf industrielle Großverbraucher mit in diesen Gebieten liegen. Im Stützjahr 2020 werden somit mit 116.550 m² Kollektorfläche 55.648 MWh solarthermische Wärme in Wärmenetze eingespeist.

Im Zeitraum 2020 bis 2030 werden 14 weitere Versorgungsgebiete umgebaut. In diesem Zeitraum werden auch zwei erste Gebiete im Stadtkern umgebaut, die eine hohe Netzwärmebelegung aufweisen (1.640 kWh_{th}/(m*a) bzw. 2.075 kWh_{th}/(m*a)). Beide Gebiete müssen aufgrund nicht ausreichender solarthermischer Potenziale über Holzgas-BHKW unterstützt werden. Die zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Biomassepotenziale sind für die Versorgung der Holzgas-BHKW ausreichend. Im Stützjahr 2030 werden somit mit 282.280 m² Kollektorfläche 128.310 MWh solarthermische Wärme in Nahwärmenetze eingespeist.

Im Zeitraum 2030 bis 2040 werden 15 weitere Versorgungsgebiete umgebaut, wobei ein großer Teil der Versorgungsgebiete Wärmebelegungen < 800 kWh_{th}/(m*a) aufweist. Im Stützjahr 2040 werden mit 493.650 m² Kollektorfläche 218.204 MWh solarthermische Wärme in Wärmenetze eingespeist.

Die letzten 17 Gebiete werden im Zeitraum von 2040 bis 2050 umgebaut, so dass alle 55 Versorgungsgebiete bis 2050 auf solarthermisch versorgte Wärmenetze umgestellt sind und

rund 737.500 m² Kollektorfläche 321.700 MWh solarthermische Wärme in Wärmenetze einspeisen.

In den saisonalen Wärmespeichern der Versorgungsgebiete werden einstufige Wärmepumpen eingesetzt, die bei einer Unterschreitung der vorgegebenen Vorlauftemperatur von 60 °C in Betrieb gehen. Außerdem sind in den Wärmenetzen Pumpen erforderlich. Dadurch ergeben sich in den Stützjahren zusätzliche Strombedarfe. Für das Zieljahr 2050 können die Strombedarfe der (Wärme)pumpen aus den Simulationsergebnissen ausgelesen werden. Da für die Transformationspfade eine Simulation in der Projektlaufzeit nicht möglich ist, werden die Werte für 2050 entsprechend der Sanierungsraten vereinfachend auf die Stützjahre verteilt. Die sich daraus ergebenden Strombedarfe sind in Kapitel 7.2.1.5 in Tabelle 7-5 aufgelistet.

Wärmeversorgung über Wärmepumpen

Für periphere Gebäude wird eine Umstellung der Wärmeversorgung gemäß der Sanierungsrate angenommen. Die sich daraus ergebenden Anteile Wärmepumpe an der Wärmeversorgung und zugehörigen Wärmemengen sind in Tabelle 7-8 dargestellt.

Tabelle 7-8: Anteile und Wärmemengen Wärmeversorgung über Wärmepumpen, MAX-DEZ

	2010	2020	2030	2040	2050
Anteil Wärmepumpe an Wärmeversorgung Peripherie [%]	0,0	17,4	40,9	69,0	100,0
Wärmepumpe, Erdwärme [MWh]	0	1.960	4.020	5.540	6.300
Wärmepumpe, Strom [MWh]	0	980	2.010	2.770	3.200

Wärmeversorgung über Biomasse

Für Biomasse-Bestandsanlagen wird angenommen, dass sie entsprechend der in Abschnitt 7.2.1.4 ausgewiesenen Lebensdauer betrieben werden und Abwärme in bestehende Wärmenetze einspeisen. Daher wird festgelegt, dass in Versorgungsgebieten mit bestehenden Wärmenetzen erst nach Erreichen der Lebensdauer der Biomasse-Bestandsanlage eine Sanierung und Umstellung auf solarthermische Wärmeversorgung erfolgt. Die Höhe der Abwärmemengen in den jeweiligen Stützjahren ergibt sich aus den in Abschnitt 7.2.1.4 ermittelten installierten Leistungen für Biomasse-KWK, dem festgelegten thermischen Wirkungsgrad von η_{th}= 0,45 und den angesetzten Vollaststunden von 6.000 Stunden pro Jahr. Auch für das bestehende Hackschnitzel-Heizwerk wird angenommen, dass dieses bis zum Ende seiner Lebensdauer zur Wärmeversorgung eingesetzt wird. Durch das Erreichen der Lebensdauer von Bestandsanlagen mit Holzhackschnitzeln werden wiederum Potenziale an holzartiger Biomasse für neu zu errichtende Holzgas-BHKW frei, die zur Unterstützung der Wärmeversorgung in Gebieten nicht ausreichender solarthermischer Potenziale eingesetzt werden. Tabelle 7-9 gibt einen Überblick über die Wärmeversorgung durch Biomasse-Bestandsanlagen (B) und neu zu errichtende Holzgas-BHKW im MAX-DEZ Konzept.

Tabelle 7-9: Wärmeversorgung über Biomasse im MAX-DEZ Konzept

Angaben in MWh	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Biogas KWK (B)	32.234	30.155	10.253	0	0
Hackschnitzel KWK (B)	3.684	3.446	1.172	0	0
Hackschnitzel HW (B)	900	900	0	0	0
Holzgas BHKW	0	0	5.043	7.676	7.740
Summe	36.818	34.501	16.468	7.676	7.740

Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe

Gebäude der Versorgungsgebiete, die in den Stützjahren noch nicht saniert sind und keine Wärme aus Biomasse-KWK beziehen, werden über den Import fossiler Brennstoffe versorgt mit einem Erdgasanteil von 76,8 Prozent und einem Erdölanteil von 23,2 Prozent (siehe auch Abschnitt 7.2.2.). Für Gasheizungen wird ein Nutzungsgrad von 0,85 und für Ölheizungen ein Nutzungsgrad von 0,80 festgelegt. Daraus ergeben sich die in Tabelle 7-10 dargestellten Erdgasbedarfe und Erdölbedarfe zur Wärmeversorgung.

Tabelle 7-10: Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe, MAX-DEZ

	2010	2020	2030	2040	2050
Erdgas	628 GWh	393 GWh	281 GWh	148 GWh	0 GWh
Erdöl	202 GWh	126 GWh	90 GWh	47 GWh	0 GWh

Die sich aus den oben beschriebenen Transformationen (Solarthermie, industrielle Abwärme, Wärmepumpen, Biomasse und fossile Brennstoffe) ergebende Entwicklung der Wärmeversorgung für Raumwärme und Warmwasser im Zeitraum 2010 bis 2050 und die Verteilung auf die verschiedenen Energieträger sind in Abbildung 7-19 dargestellt. Der Wärmeeintrag über Strom der Wärmepumpen in den saisonalen Wärmespeichern ist dabei mit dem der Wärmepumpen in peripheren Gebäuden zusammengefasst.

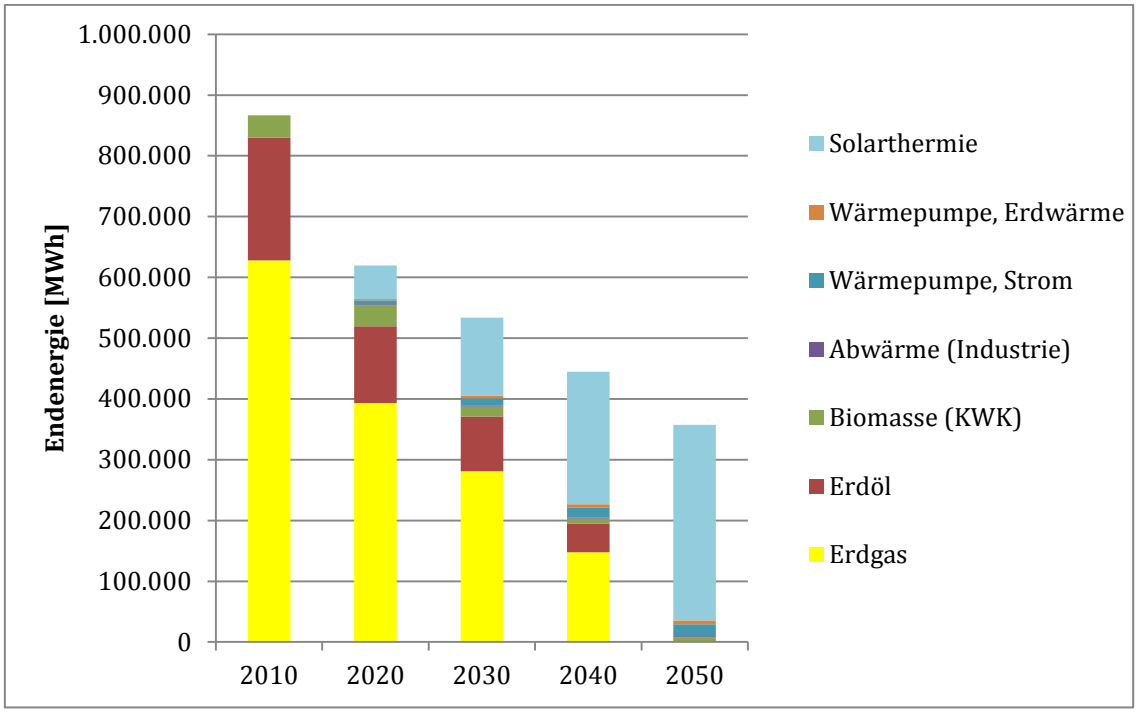


Abbildung 7-19: Wärmeversorgung im MAX-DEZ Konzept

7.2.2.2 *Transformationspfad Wärme im MOD-DEZ Konzept*

Wärmeversorgung über Wärmepumpen

Im MOD-DEZ Konzept erfolgt eine Transformation der Wärmeversorgung hin zu einer vollständigen Raumwärme- und Warmwasserbereitung über Wärmepumpen mit Erdsonden. Es wird im Gegensatz zu MAX-DEZ nicht von einer quartiersweisen Sanierung ausgegangen. Allerdings ist z.B. die Aufrechterhaltung des Gasnetzes in reinen Wohngebieten, in denen nur noch vereinzelte Häuser angeschlossen sind, langfristig eher unwahrscheinlich. Da die vollständige Umstellung der Wärmeversorgung (Raumwärme und Warmwasser) auf Wärmepumpen mit einem deutlichen Strukturwandel des Gasnetzes verbunden ist, ist ein strukturierter Umbau der Wärmeversorgung, z.B. nach einem kommunalen Wärmeplan, erforderlich.

Zur Ermittlung der Wärmeversorgungsanteile über Wärmepumpen und Erdsonden (Strom und Geothermie) wurde wie bei peripheren Gebäuden im MAX-DEZ Konzept vorgegangen (siehe Kapitel 7.2.2.1). Das heißt, entsprechend der angesetzten Sanierungsraten werden 17,38 % der Gebäude in 2020 über Wärmepumpen mit Erdsonden versorgt, 40,85 % der Gebäude in 2030 und 68,96 % der Gebäude in 2040.

Somit ergibt sich die in Tabelle 7-11 dargestellte Wärmeversorgung über Wärmepumpen in den Stützjahren.

Tabelle 7-11: Wärmeversorgung über Wärmepumpe im MOD-DEZ Konzept

[GWh]	2010	2020	2030	2040	2050
Wärmepumpe, Strom	0	30,2	63,5	86,6	99,0
Wärmepumpe, Erdwärme	0	60,4	127,0	173,2	197,9
Summe	0	90,6	190,5	259,8	269,9

Wärmeversorgung über Biomasse

Wie im MAX-DEZ Konzept wird auch im MOD-DEZ Konzept angenommen, dass Bestandsanlagen der Biomasse-KWK und das in Rheine bestehende Holzhackschnitzel-Heizwerk bis zum Erreichen ihrer Lebensdauer weiter betrieben werden und Abwärme in bestehende Wärmenetze einspeisen. Die Biomassepotenziale in den Stützjahren erlauben außerdem den Bau einer neuen Biomasse-KWK Anlage im Zeitraum 2010 bis 2020. Damit mit dieser Anlage nicht der Bau eines neuen Wärmenetzes verbunden ist, sollte die Anlage dort errichtet werden, wo sie in ein bestehendes Wärmenetze einspeisen kann und wo gleichzeitig Bestandsanlagen durch das Erreichen ihrer Lebensdauer wegfallen. Wie im MAX-DEZ Konzept wird für Gebäude, die an bestehende Wärmenetze angeschlossen sind, angenommen, dass diese erst nach Erreichen der Lebensdauer der KWK-Anlage saniert und auf eine Wärmeversorgung über Wärmepumpen und Erdsonden umgestellt werden. Im Gegenzug wird angenommen, dass in Gebieten ohne Wärmenetze vereinzelt früher Gebäude saniert und auf eine Wärmeversorgung über Wärmepumpen und Erdsonden umgestellt werden, so dass insgesamt die ermittelte Sanierungsrate beibehalten wird.

Tabelle 7-12 zeigt die Entwicklung der Wärmeversorgung über Biomasse für die einzelnen Stützjahre im MOD-DEZ Konzept.

Tabelle 7-12: Wärmeversorgung über Biomasse im MOD-DEZ Konzept

Wärme [MWh]	2010	2020	2030	2040	2050
Biogas KWK	32.234	30.155	10.253	0	0
Hackschnitzel KWK	3.684	4.796	2.522	1.3500	0
Hackschnitzel HW	900	900	0	0	0
Summe	36.818	34.501	16.468	7.676	7.740

Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe

Gebäude, die in den Stützjahren noch nicht saniert sind und keine Wärme über Biomasse-KWK beziehen, werden über den Import fossiler Brennstoffe versorgt unter Beibehaltung des Erdgasanteils von 76,8 Prozent und des Erdölanteils von 23,2 Prozent (siehe auch Abschnitt 7.2.2). Für Gasheizungen wird ein Nutzungsgrad von 0,85 und für Ölheizungen ein Nutzungsgrad von 0,8 festgelegt. Daraus ergeben sich die in Tabelle 7-13 dargestellten Bedarfe an Erdgas und Erdöl.

Tabelle 7-13: Wärmeversorgung über fossile Brennstoffe, MOD-DEZ

	2010	2020	2030	2040	2050
Erdgas	628 GWh	360 GWh	221 GWh	99 GWh	0 GWh
Erdöl	202 GWh	109 GWh	67 GWh	30 GWh	0 GWh

Die sich aus den oben beschriebenen Transformationen (Wärmepumpen, Biomasse und fossile Brennstoffe) ergebende Entwicklung der Wärmeversorgung für Raumwärme und Warmwasser

im Zeitraum 2010 bis 2050 und die Verteilung auf die verschiedenen Energieträger sind in Abbildung 7-20 dargestellt.

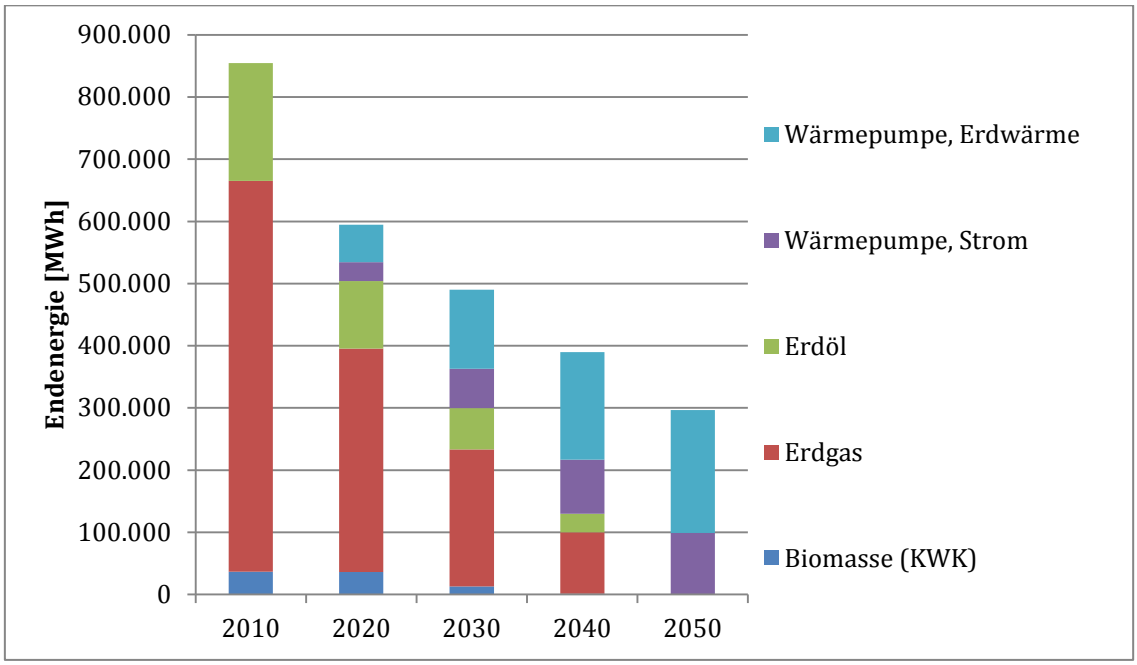


Abbildung 7-20: Wärmeversorgung im MOD-DEZ Konzept

7.2.3 Brenn- und Kraftstoffversorgung

Im Ausgangsjahr 2010 werden (fossile) Kraftstoffe für den Verkehr, (fossile) Brennstoffe für Industrie und GHD zur Bereitstellung von Prozesswärme, Warmwasser und Raumwärme und (fossile) Brennstoffe für private Haushalte ebenfalls zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme genutzt. Zur Erreichung der CO_2-Minderungsziele von 95% müssen fossile Brennstoffe in allen Bereichen durch biogene Brenn- und Kraftstoffe, durch synthetische Brenn- und Kraftstoffe oder durch Umstellung auf strombasierte Versorgungsoptionen ersetzt werden. Die Transformation der Warmwasser- und Raumwärmeversorgung wird ausführlich im Kapitel 7.2.2 beschrieben. Die Transformation der Brennstoffversorgung zur Prozesswärmebereitstellung und die Transformation der Kraftstoffversorgung für den Verkehr werden im Folgenden beschrieben.

7.2.3.1 *Bereitstellung von Brennstoffen zur Prozesswärmeversorgung*

Art und Menge der Brennstoffträger zur Prozesswärmeversorgung der Sektoren Industrie und GHD in Rheine liegen für das Ausgangsjahr 2010 nicht vor. Daher wird anhand bundesweiter Werte für Brennstoffträger in der Industrie (DESTATISTA 2015) abgeschätzt, welche fossilen Brennstoffträger zur Prozesswärmebereitstellung eingesetzt werden. Für das Jahr 2010 wird angenommen, dass rund 47 % der Prozesswärme über Erdgas bereitgestellt wird, etwa 34 % über Steinkohle, circa 12 % über Braunkohle und die restlichen 7 % über Heizöl.

Wie in Kapitel 7.1.3 beschrieben werden Sanierungszeitpunkte der Versorgungstechnologien für Prozesswärme bestimmt. Bei Prozessen, für die im Zieljahr 2050 eine Prozesswärmeversorgung über Strom vorgesehen ist, wird angenommen, dass zum Sanierungszeitpunkt eine Umstellung von fossiler Brennstoffversorgung auf elektrische Versorgung erfolgt. Für Prozesse, die im Zielkonzept über biogene bzw. synthetische Brennstoffe versorgt werden, erfolgt mit dem Sanierungszeitpunkt eine Umstellung, soweit es die Potenziale an biogenen Brennstoffen

zu diesem Zeitpunkt zulassen. Das heißt beispielsweise, dass Prozesse, die 2050 nur noch über Biomethan versorgt werden, nach dem Sanierungszeitpunkt zunächst einen Mix aus Erdgas und Biomethan aus dem Gasnetz beziehen, da die Potenziale an Biomethan in den Stützjahren noch nicht zur vollständigen Deckung aller Prozesse ausreichen.

Für die Entwicklung der Biomassepotenziale gelten die in Kapitel 7.2.1.4 beschriebenen Annahmen. Des Weiteren werden Biomasse-KWK-Bestandsanlagen in beiden Konzepten bis zur Erreichung ihrer Lebensdauer weiterbetrieben. Potenziale an biogener Brennstoffherstellung werden somit sukzessive mit dem Wegfall von Bestandsanlagen sowie durch die Hebung noch nicht genutzter Biomassepotenziale zum Beispiel im Bereich Reststoffe frei. Im MOD-DEZ Konzept werden allerdings durch die prioritäre Nutzung verfügbarer Biomassepotenziale zur Kraftstoffherstellung (siehe auch Kapitel 7.2.3.2) große Teile der Biomassepotenziale abgegriffen, so dass hier ab 2020 ein Ausgleich über EE-Methan-Importe erfolgt.

Abbildung 7-21 zeigt die Entwicklung der Brennstoffversorgung für den Bereich Prozesswärme im MAX-DEZ Konzept.

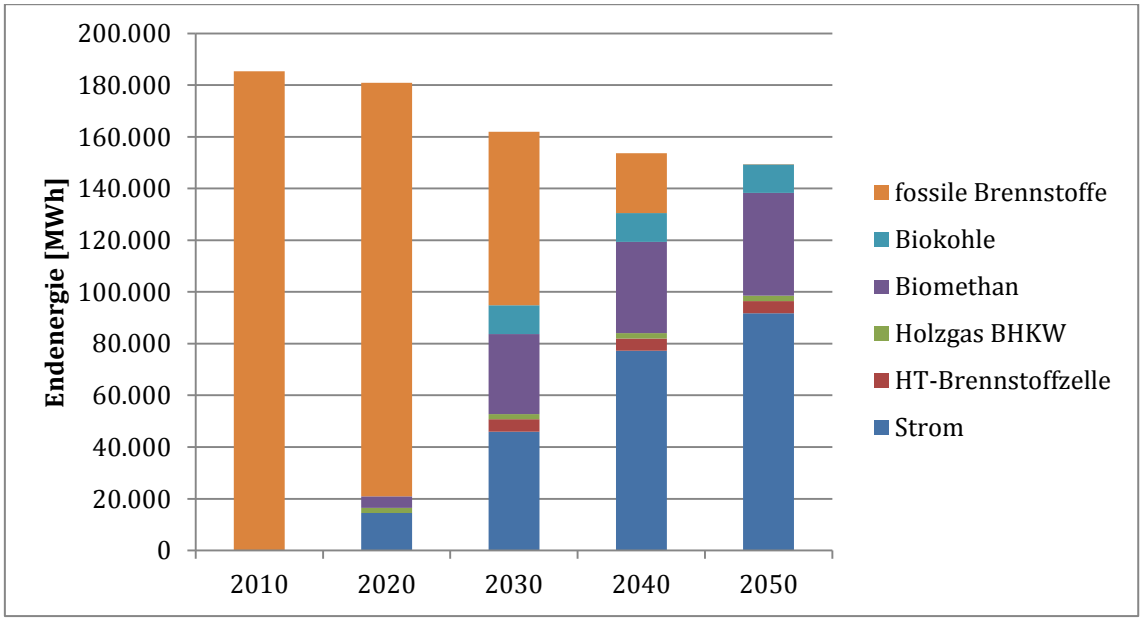


Abbildung 7-21: Prozesswärmeversorgung im MAX-DEZ Konzept

Abbildung 7-22 zeigt die Entwicklung der Brennstoffversorgung für den Bereich Prozesswärme im MOD-DEZ Konzept.

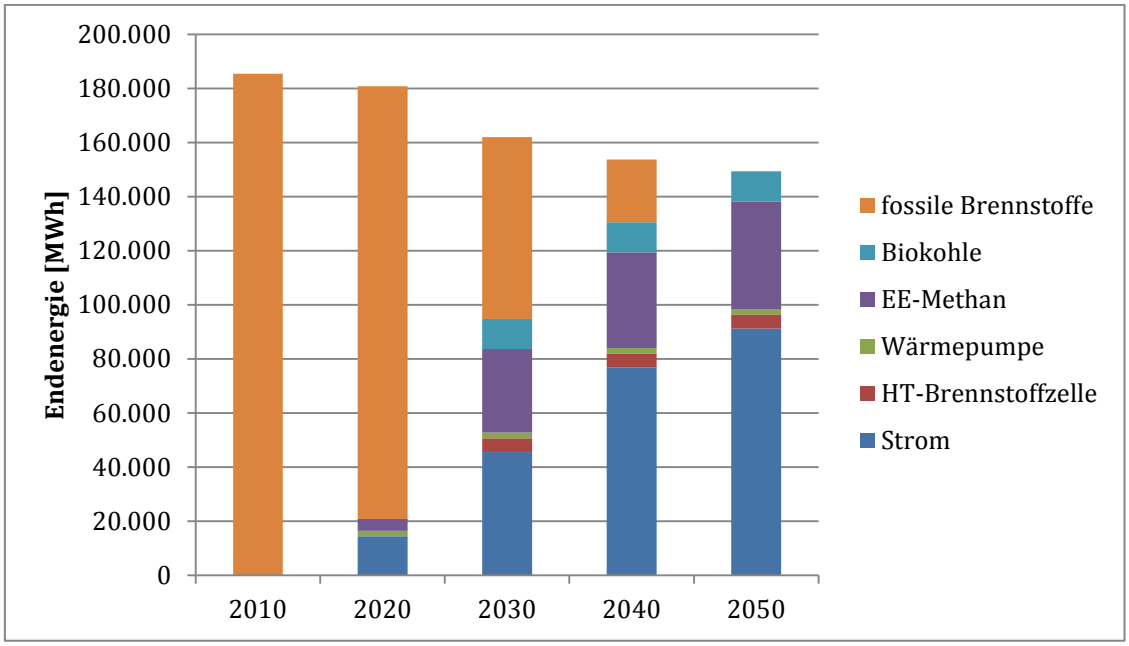


Abbildung 7-22: Prozesswärmeversorgung im MOD-DEZ Konzept

7.2.3.2 *Bereitstellung von Kraftstoffen*

Im Ausgangsjahr 2010 muss zur Deckung der Kraftstoffbedarfe im Verkehr ein Import von Diesel, Benzin sowie Erdgas erfolgen. Des Weiteren entsteht durch die aktuell gesetzlich vorgeschriebene Beimischung von Biodiesel und Bioethanol, Bedarf an biogenen Kraftstoffen.

Im MAX-DEZ Konzept werden die Biomassepotenziale prioritär zur Herstellung von Brennstoffen zur Prozesswärmeversorgung genutzt. Eine lokale „Versorgung" der Kraftstoffbedarfe kann dadurch nur in Form von Rapsanbau auf freien Potenzialflächen für Energiepflanzenanbau unterstützt werden. Dabei wird nicht von einer eigenen Biodieselherstellung auf dem Gebiet von Rheine ausgegangen, sondern von einer Produktion auf Kreisebene. Restliche Bedarfe an Kraftstoffen müssen über Importe gedeckt werden. Eine Übersicht über die verschiedenen Kraftstoffbedarfe in den Stützjahren sowie die Verteilung auf Importe und lokale Versorgung sind in Tabelle 7-14 aufgelistet.

Tabelle 7-14: Kraftstoffversorgung im MAX-DEZ Konzept

		2010	2020	2030	2040	2050
Importe						
Benzin	GWh/a	205	123	42	9	0
Diesel	GWh/a	151	116	71	12	0
Bioethanol	GWh/a	13	10	7	3	0
Biodiesel	GWh/a	9	7	12	3	0
Erdgas	GWh/a	6	4	9	4	0
Rheine, lokal						
Biodiesel, Raps	GWh/a	3	3	0	1	0
Summe	GWh/a	387	263	141	32	0

Im MOD-DEZ Konzept werden die Biomassepotenziale prioritär zur Herstellung biogener Kraftstoffe eingesetzt. Bis 2030 kann die Kraftstoffversorgung aufgrund zu geringer Biomassepotenziale und nicht zu erwartender Technologie (Fischer Tropsch Verfahren für Biodiesel und für Bioethanol) auf Kreisebene nur in Form von Rapsanbau auf freien Potenzialflächen für Energiepflanzenanbau und Herstellung von Biomethan unterstützt werden. Ab 2030 sind die Potenziale an holzartiger Biomasse (FT-Diesel) und Energiepflanzen (Bioethanol) ausreichend, um eine eigene Produktion von Biodiesel im Fischer-Tropsch-Verfahren und Bioethanol innerhalb von Rheine zu realisieren. Eine Übersicht über die verschiedenen Kraftstoffbedarfe in den Stützjahren sowie die Verteilung auf Importe und lokale Versorgung gibt Tabelle 7-15.

Tabelle 7-15: Kraftstoffversorgung im MOD-DEZ Konzept

		2010	2020	2030	2040	2050
Importe						
Benzin	GWh/a	205	124	69	30	0
Diesel	GWh/a	151	131	72	14	0
Bioethanol	GWh/a	13	10	10	16	10
Biodiesel	GWh/a	11	11	11	5	0
Erdgas	GWh/a	6	6	6	1	0
Rheine, lokal						
Biodiesel, Raps	GWh/a	3	3	0	0	0
Bioethanol, Getreide	GWh/a	0	0	3	4	6
FT-Diesel	GWh/a	0	0	3	5	6
Biomethan	GWh/a	0	2	9	5	13
Wasserstoff, Strom	GWh/a	0	0	1	16	33
Summe	GWh/a					

7.2.3.3 *Entwicklung des Gasnetzes in Rheine*

Wie in Kapitel 2.3.4.1 beschrieben verfügt Rheine über ein gut ausgebautes Gasnetz von circa 35,9 km². Im Jahr 2010 wurden rund 65 Mio. Nm³ Erdgas durch das Gasnetz transportiert. Insbesondere durch den Umbau der Wärmeversorgung für Raumwärme und Warmwasser erfolgt bis 2050 eine deutliche Reduzierung der Bedarfe an gasförmigen Brennstoffen in Rheine. Reine Wohngebiete greifen zur Wärmeversorgung langfristig in den Konzepten nicht mehr auf das Gasnetz zu.

Im MAX-DEZ Konzept gibt es 2050 nur noch Bedarfe an gasförmigen Brennstoffen zur Prozesswärmeversorgung in Industrie und GHD. Nur noch rund acht Prozent des Volumens von 2010 werden im Zieljahr 2050 im Erdgasnetz transportiert. Dadurch ist ein „Rückbau“ des Gasnetzes auf wenige Verbindungen wahrscheinlich, welche die beiden in den Konzepten vorgesehenen Anlagen zur Biogasaufbereitung mit den Biomethan-Verbrauchern in Industrie und GHD verbinden. Tabelle 7-16 zeigt die Entwicklung der Gasvolumina im MAX-DEZ Konzept.

Tabelle 7-16: Entwicklung jährliche Gasvolumina in MAX-DEZ

Mio. Nm^3	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Erdgas	65	42,6	29,0	14,7	0
Biomethan	0	0,4	4,1	4,5	4,8
Summe	65	43	33,1	19,3	4,8

Im MOD-DEZ Konzept ergeben sich neben gasförmigen Brennstoffbedarfen in der Industrie und GHD Bedarfe an gasförmigen Brennstoffen für den Verkehr. Es werden nur noch rund neun Prozent des Volumens von 2010 im Zieljahr 2050 im Gasnetz transportiert. Wie im MAX-DEZ Konzept ist ein Rückbau des Gasnetzes sehr wahrscheinlich. Neben den Verbrauchern in Industrie und GHD verbleibt im MOD-DEZ Konzept auch eine Gastankstelle an das Gasnetz angeschlossen. Außerdem muss durch die Importbedarfe an EE-Methan ein Anschluss an das übergeordnete Gasnetz bestehen bleiben. Tabelle 7-17 zeigt die Entwicklung der Gasvolumina im MOD-DEZ Konzept.

Tabelle 7-17: Entwicklung jährlicher Gasvolumina in MOD-DEZ

Mio. Nm^3	**2010**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Erdgas	65	39,8	23,3	10,0	0
Biomethan	0	0,4	2,3	1,9	2,7
EE-Methan	0	0	2,8	3,2	3,4
Summe	65	40,2	28,4	15,1	6,1

7.3 **Exergetische Bewertung**

Solar-Institut Jülich

Analysen zu den Potenzialen zukünftiger treibhausgasarmer Versorgungsoptionen zeigen, dass die Wertigkeit der Energie in Zukunft eine viel stärkere Rolle spielen muss als bisher. Wenn von „Verbrauch“ von Energie umgangssprachlich die Rede ist, ist die Umwandlung von Energie einer höheren Wertigkeit in Energie einer niedrigeren Wertigkeit gemeint, die mit Energieverlusten einhergeht. Bestrebungen zur Minimierung der Energieverluste führen zu einer höheren Effizienz beim Energieeinsatz und somit zu einem nachhaltigeren Umgang mit den wertvollen und begrenzten energetischen Ressourcen. Dies gilt auch für den Einsatz erneuerbarer Energien, denn deren Potenziale und Kosten sind ebenfalls begrenzt. In der Thermodynamik wird für die Wertigkeit von Energie der Begriff des „Exergiegehalts“ verwendet, der Werte zwischen Null (0 %) und Eins (100 %) annehmen kann. Exergie ist definiert als derjenige (von den Umgebungsbedingungen abhängige) Anteil der Energie, der zur

Verrichtung von Arbeit in der Lage ist („Arbeitsfähigkeit“). Der Exergiegehalt der besonders hochwertigen Energieform „Elektrische Energie“ liegt beispielsweise bei 100 %, das heißt, Strom lässt sich - zumindest theoretisch in einem idealisierten Prozess, das heißt ohne Verluste - zu 100 % in Arbeit umwandeln. Im Gegensatz dazu beträgt der Exergiegehalt von Wärme auf Umgebungstemperatur-Niveau 0 %. Umwandlungsprozesse ohne Verluste kommen in der Realität nicht vor.

Die Berechnung des Exergieaufwands (= Exergie der Erzeuger) und des Exergiebedarfs (= Exergie der Bedarfe) erfolgt aufgrund der unterschiedlichen Berechnungsansätze ihrer Exergiegehalte jeweils getrennt für die Bereiche Strom- und Wärmeversorgung für die beiden Zielvisionen MAX-DEZ und MOD-DEZ. Für die Berechnung wird das Gesamtsystem der Energieversorgung daher in die Untersysteme Strom- und Wärmeversorgung aufgeteilt. Diese Abgrenzung ermöglicht einen belastbaren Vergleich der Ergebnisse.

Als Basisgrößen der Exergieberechnungen für das Zieljahr 2050 werden die in der Simulation berechneten Jahressummen der Energieerzeugung und der Energiebedarfe beider Konzepte verwendet.

7.3.1 Berechnungsansatz Exergetischer Wirkungsgrad Stromversorgung

Der exergetische Wirkungsgrad der Stromversorgung berechnet sich aus dem Verhältnis von Exergiebedarf zu Exergieaufwand. Der Exergiebedarf ist gleich dem elektrischen Energiebedarf Q_{Bedarf}. Der Exergieaufwand wird aus der abgegebenen Energiemenge der Stromerzeugungsanlage $Q_{Erzeuger}$, dem anlagenspezifischen Faktor zur Berücksichtigung des kumulierten Energieverbrauchs (KEV) und dem Verhältnis zwischen Brennwert (Ho) und Heizwert (Hu) des Brennstoffbedarfs der Stromerzeugung berechnet. Da erneuerbare Energieanlagen wie Photovoltaik oder Windkraftanlagen keine Brennstoffe zur Energieerzeugung nutzen, fließt bei der exergetischen Betrachtung dieser Anlagen nur die um den KEV-Faktor korrigierte elektrische Energie in die Berechnung ein.

Der jeweilige Exergieaufwand wird für die verschiedenen Typen von Stromerzeugungsanlagen einzeln berechnet und anschließend aufsummiert.

Die Berechnung des exergetischen Wirkungsgrads für das Stromversorgungssystem erfolgt nach der Formel:

$$\zeta_{Strom} = \frac{\text{Exergiebedarf}}{\text{Exergieaufwand}} = \frac{Q_{Bedarf}}{\Sigma\,(Q_{Erzeuger} * KEV_{Erzeuger} * \frac{H_O}{H_U})}$$

7.3.2 Exergetischer Wirkungsgrad Stromsystem MOD-DEZ und MAX-DEZ

Im Maximal-Dezentral Konzept wird bilanziell pro Jahr im Jahr 2050 427,5 GWh Strom produziert. Dem gegenüber steht ein jährlicher Strombedarf von 373,5 GWh zzgl. 3,5% Leitungsverluste für die Stromverteilung innerhalb Rheines, was 383 GWh und somit knapp 90 % der Stromerzeugung entspricht. Bei der Berechnung der exergetischen Effizienz darf daher für den Exergieaufwand nicht die gesamte Stromerzeugung in Rheine als Bezug gewählt werden, sondern nur ein Anteil von 90% der Stromerzeugung ($Q_{Erzeuger}$). Vereinfachend wird dabei angenommen, dass sich die 90% Stromerzeugung gleichmäßig auf alle Stromerzeugungsanlagen verteilen, d.h. jeder Anlagentyp (PV, Wind,…) exportiert in Jahressumme 10% seiner Erzeugung an das übergeordnete Stromsystem.

Der Nettostrombedarf (ohne Leitungsverluste) beträgt rund 370 GWh/a. Dem stehen 383 GWh/a an in Rheine erzeugtem und verbrauchtem Strom gegenüber, der einem Exergieaufwand (inkl. KKEV) von 458 GWh/a entspricht.

Aus diesen Werten berechnet sich für das Stromsystem von MAX-DEZ ein exergetischer Wirkungsgrad von 81 %:

$$\zeta_{\text{Strom,MaxDez}} = \frac{\text{Exergiebedarf}}{\text{Exergieaufwand}} = \frac{370\ \text{GWh}}{458\ \text{GWh}} = 81\ \%$$

Im Moderat-Dezentral Konzept ist die jährliche Strombilanz nahezu ausgeglichen. Der Nettostrombedarf beträgt im Jahr 2050 rund 502 GWh. Mit 3,5% Leitungsverlusten für die Stromverteilung innerhalb Rheines ergibt sich damit ein Bruttobedarf von 519,5 GWh. Dem stehen 517 GWh/a an in Rheine erzeugtem und verbrauchtem Strom gegenüber, der einem Exergieaufwand von 649 GWh/a entspricht.

Aus diesen Werten berechnet sich für das Stromsystem von MOD-DEZ ein exergetischer Wirkungsgrad von 77%:

$$\zeta_{\text{Strom,ModDez}} = \frac{\text{Exergiebedarf}}{\text{Exergieaufwand}} = \frac{502\ \text{GWh}}{649\ \text{GWh}} = 77\ \%$$

Die Versorgungslücke von 2,5 GWh, welche durch externen Strombezug sichergestellt werden müsste, wird aufgrund der ungenauen Datenlage zu KEV des externen Stroms vernachlässigt. Auf das Ergebnis hat dies keinen relevanten Einfluss.

Die exergetischen Wirkungsgrade der Stromsysteme in beiden Konzepten liegen mit 81 % bzw. 77 % nah beisammen. Der etwas höhere Wirkungsgrad für das MAX-DEZ Konzept ist vor allem dem hier deutlich geringeren Anteil an PV-Strom zu zuschreiben. Der hohe PV-Stromanteil wirkt sich in MOD-DEZ aufgrund des vergleichsweise hohen KEV-Faktors dieser Technologie, welcher auf die energieintensive Herstellung der PV-Module zurückzuführen ist, reduzierend auf die exergetische Effizienz aus. Der KEV von PV-Anlagen liegt in einer Größenordnung von 1,5 bis 1,6, während andere Technologien wie Wind- und Wasserkraft einen KEV nahe 1 vorweisen.

7.3.3 Berechnungsansatz Exergetischer Wirkungsgrad der Wärmeversorgung

Die Arbeitsfähigkeit (Exergieanteil) einer thermischen Energiemenge ist abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen dieser Wärmemenge und ihrer Umgebung. Sie wird durch die Multiplikation der thermischen Energiemenge mit dem sogenannten Carnot-Faktor berechnet, der die Arbeitsfähigkeit über das Verhältnis zwischen unterer und oberer Bezugstemperatur (T_u und T_o, jeweils in Kelvin) ausdrückt.

$$\text{Carnotfaktor} = 1 - \frac{T_u}{T_o}$$

Die Exergieanteile von Heizwärmebedarfen werden demnach durch Multiplikation der Wärmebedarfsmengen mit dem zugehörigen Carnotfaktor berechnet. Als Bezugstemperaturen sind hier für T_o die Raumtemperatur T_R (20°C = 293,15 Kelvin) und für T_u die Außentemperatur T_A anzusetzen.

Die Exergieaufwände der Wärmeversorgung werden für verschiedenen Typen von Wärmeerzeugungsanlagen einzeln berechnet.

7.3.3.1 *Wärmepumpen*

Beim Einsatz von *Wärmepumpen* sind die genutzte Umweltwärme und der Stromverbrauch in der Berechnung zu berücksichtigen.

Der Exergiegehalt der Umweltwärme wird analog zum Wärmebedarf über den Energieinhalt und den Carnotfaktor berechnet. Anstelle der Raumtemperatur ist hier die Temperatur der Sole T_S die obere Bezugstemperatur des Carnotfaktors. Wie im Simulationsmodell wird diese mit konstant 7,1 °C angesetzt. Dem Exergiegehalt der Umweltwärme ist die Exergie des elektrischen Stromverbrauchs für den Betrieb der Wärmepumpe aufzuaddieren. Der Exergieaufwand dieses Stromverbrauchs wird über mittlere KEV-Faktoren und mittlere Brenn- zu Heizwert-Verhältnisse der Stromversorgungssysteme beider Zukunftskonzepte berechnet.

Die Berechnung des exergetischen Wirkungsgrads der Wärmeerzeugung über Wärmepumpen (Wärme 1) erfolgt nach folgender Formel, wobei T_{Ein} die Soletemperatur und Q_{Ein} die der Sole entzogene Energie ist:

$$\zeta_{\text{Wärme1}} = \frac{Q_H * (1 - \frac{T_A}{T_S})}{P_{el} * KEV_{mittel} * \frac{H_O}{H_U} + Q_{Ein} * (1 - \frac{T_A}{T_{Ein}})}$$

7.3.3.2 *Abwärme und solarthermische Wärmeversorgung*

Für die Wärmeversorgung aus *Abwärme* wird der Energieinhalt der Abwärme mit dem Carnotfaktor multipliziert.

Der gleiche Berechnungsansatz wird auch für die Exergieberechnung der solarthermischen Wärmeversorgung verwendet. In beiden Fällen ist die mittlere Speichertemperatur ($T_{S,m}$) als obere Bezugstemperatur des Carnotfaktors zu verwenden.

Der exergetische Wirkungsgrad für den Wärmesektor bei einer kombinierten Nutzung von Wärmepumpen, Solarthermie und Abwärme (Wärme 2) ist zu berechnen nach der Formel:

$$\zeta_{\text{Wärme2}} = \frac{Q_H * (1 - \frac{T_A}{T_S})}{P_{el} * KEV_{mittel} * \frac{H_O}{H_U} + Q_{ein} * \left(1 - \frac{T_A}{T_{Ein}}\right) + Q_{Sol} * \left(1 - \frac{T_A}{T_{S,m}}\right)}$$

7.3.4 Exergetischer Wirkungsgrad Wärmesystem MOD-DEZ und MAX-DEZ

Der Exergieanteil des Heiz- und Warmwasserbedarfs (Nutzenergieebene) liegt in beiden Konzepten bei 12 GWh/a.

Im Konzept MOD-DEZ werden die Heiz- und Warmwasserbedarfe ausschließlich über Wärmepumpen bereitgestellt. Dem steht ein Exergieaufwand für die Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen von 123 GWh/a gegenüber. Insgesamt ergibt sich für die Wärmeversorgung im MOD-DEZ Konzept folgender exergetischer Wirkungsgrad:

$$\zeta_{\text{Wärme,ModDez}} = \frac{\text{Exergiebedarf}}{\text{Exergieaufwand}} = \frac{12\ \text{GWh}}{123\ \text{GWh}} = 11{,}8\ \%$$

Die Wärme in MAX-DEZ wird neben einem geringen Wärmepumpen- und Abwärmeanteil vor allem aus Sonnenwärme (solarthermische Kollektoren) bereitgestellt. Der gesamte Exergieaufwand der Wärmebereitstellung beträgt 67 GWh/a, wovon etwa 97 % auf Solarthermie, 2 % auf Wärmepumpen und 1 % auf Abwärme entfallen. Insgesamt ergibt sich für die Wärmeversorgung im MAX-DEZ Konzept folgender exergetischer Wirkungsgrad:

$$\zeta_{\text{Wärme,MaxDez}} = \frac{\text{Exergiebedarf}}{\text{Exergieaufwand}} = \frac{12\ \text{GWh}}{67\ \text{GWh}} = 18{,}4\ \%$$

Der exergetische Wirkungsgrad im MAX-DEZ Konzept ist somit um mehr als die Hälfte größer als in MOD-DEZ. Bei gleichem Nutzenergie- und Exergiebedarf ist in MAX-DEZ aufgrund der Verluste der Wärmenetze und saisonalen Speicher der erforderliche Energieaufwand deutlich höher als in MOD-DEZ. Jedoch erfolgt in MAX-DEZ die Wärmeversorgung vor allem aus Solarthermie. Bei den Solarthermieanlagen liegt eine deutlich höhere Temperaturdifferenz zwischen Umgebungstemperatur und Speichertemperatur (über 50 °C) vor als bei Wärmepumpen (Soletemperatur rund 7 °C). Daraus resultiert eine deutlich höhere Nutzbarkeit des Exergieanteils in der solarthermischen Wärmebereitstellung im Vergleich zur Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen. Diese bessere Nutzung des Exergieanteils führt zu einem besseren exergetischen Wirkungsgrad in MAX-DEZ trotz des höheren Energieaufwands der solarthermischen Wärmebereitstellung im Vergleich zur Wärmebereitstellung aus Wärmepumpen in MOD-DEZ.

7.3.5 Entwicklung der exergetischen Effizienz in MAX-DEZ

Im Gegensatz zu den detaillierten Exergieberechnungen in den Endjahren (siehe vorangegangene Unterkapitel) werden, da keine Simulationen durchgeführt wurden, für die Stützjahre der Transformationspfade nur die Jahressummen der Energie verwendet. Ein Vergleich der Ergebnisse für 2050 zeigt jedoch, dass diese Berechnung annähernd gleiche Ergebnisse liefert wie die detaillierte Berechnung und somit für die Stützjahre aussagekräftig ist. Die Ergebnisse der Berechnungen für das Konzept MAX-DEZ werden in Tabelle 7-18 dargestellt.

Tabelle 7-18: Ergebnisse der exergetischen Betrachtung der Stützjahre in MAX-DEZ

Stützjahr	Exergetischer Wirkungsgrad	
	Strom	Wärme
2010	38,22 %	24,97 %
2020	44,96 %	23,00 %
2030	60,44 %	21,49 %
2040	69,61 %	19,95 %
2050	80,79 %	18,39 %

Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass der exergetische Wirkungsgrad des Stromsystems über die Jahre zunimmt, während der exergetische Wirkungsgrad des Wärmesystems stetig abnimmt. Dies liegt daran, dass im Stromsystem vermehrt auf exergetisch hochwertige Erzeuger wie PV und Wind gesetzt wird. Im Wärmesystem dagegen wird durch die Speicher- und Leitungsverluste über das Jahr deutlich mehr Wärme erzeugt als benötigt.

7.3.6 Entwicklung der exergetischen Effizienz in MOD-DEZ

Die Ergebnisse der Berechnungen für die exergetische Effizient im Konzept MOD-DEZ werden in Tabelle 7-19 dargestellt.

Tabelle 7-19: Ergebnisse der exergetischen Betrachtung der Stützjahre in MOD-DEZ

Stützjahr	Exergetischer Wirkungsgrad	
	Strom	Wärme
2010	38,22 %	24,97 %
2020	44,87 %	17,19 %
2030	59,28 %	14,40 %
2040	66,56 %	12,44 %
2050	77,10 %	11,76 %

Der exergetische Wirkungsgrad des Stromsystems steigt ebenfalls deutlich an, liegt am Ende allerdings knapp unter dem Wert aus MAX-DEZ. Dies liegt am höheren PV-Anteil, der einen höheren kumulierten Energieverbrauch aufweist, sowie am insgesamt höheren Strombedarf in MOD-DEZ. Die exergetische Effizienz im Wärmesektor nimmt in MOD-DEZ im zeitlichen Verlauf ab und erreicht einen niedrigeren Endwert als in MAX-DEZ. Dies liegt daran, dass die Wärme im Konzept nahezu ausschließlich aus Wärmepumpen bereitgestellt wird. Die Umwandlung von exergetisch hochwertigem Strom zu Wärme wirkt sich dabei insbesondere mindernd auf den exergetischen Wirkungsgrad aus.

Insgesamt liegt die exergetische Effizienz im Konzept MAX-DEZ in allen Stützjahren zum Teil deutlich über den Werten in MOD-DEZ. Vor allem die Umwandlung von Strom zu Wärme und ein höherer PV-Anteil wirken sich dabei in MOD-DEZ mindernd aus. Eine Aussage, welches der beiden Konzepte in Zukunft eher verfolgt werden sollte, leitet sich daraus nicht ab.

7.3.7 **Fazit**

Die exergetische Effizienz nimmt im Stromsektor bis zum Jahr 2050 zu, während sie im Wärmesektor sinkt. Dieser Effekt kann in beiden Konzepten gleichermaßen beobachtet werden. Im Stromsektor wird in beiden Konzepten vorwiegend auf brennstoffunabhängige Erzeugung gesetzt, was zu einer deutlichen Verbesserung des KEV und somit auch der exergetischen Effizienz führt. Im Wärmekonzept wird in MOD-DEZ exergetisch wertvoller Strom in Niedrigtemperaturwärme umgewandelt, was zu einer deutlichen Reduzierung des exergetischen Wirkungsgrades führt. In MAX-DEZ wird solarthermische Wärme auf einem - im Vergleich zu MOD-DEZ - höheren Temperatur- bzw. Exergie-Niveau bereitgestellt. Ebenso wird Abwärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus genutzt, jedoch führen die hohen Leitungs- und Speicherverluste ebenfalls zu einer Reduzierung des exergetischen Wirkungsgrades bis 2050.

7.4 **Bewertung der Treibhausgasemissionen in Rheine**

Solar Institut Jülich

Ein wesentliches Ziel der in KomRev entwickelten Konzepte ist eine weitreichende Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zum Basisjahr (1990) müssen laut IPCC-Berechnungen die CO_2-Emissionen in den Industrienationen langfristig um 90 bis 95% gemindert werden (BMUB 2017). Den wichtigsten Beitrag dazu muss die vollständige Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems leisten.

In den folgenden Kapiteln erfolgt die Bewertung der Treibhausgasemissionen stets über CO_2-Äquivalente, d.h. es werden sowohl Kohlendioxid (CO_2) als auch weitere Treibhausgase wie

z.B. Methan in den Bewertungen berücksichtigt und in CO_2-Äquivalenten zur Vergleichbarkeit zusammengefasst.

7.4.1 Bilanzgrenzen

Für die Emissionsberechnungen der Konzepte werden die Emissionen für die energiebereitstellenden Anlagen betrachtet. Die Infrastruktur zur Nutzung der Energie wird dagegen aus der Emissionsberechnung ausgeklammert, da für diesen Teil der Energieversorgung die Festlegung konsistenter Bilanzgrenzen innerhalb des im Projekt gesetzten Betrachtungsraumes nicht möglich ist. Das Abgrenzungsproblem wird in den folgenden Absätzen anhand eines Beispiels verdeutlicht.

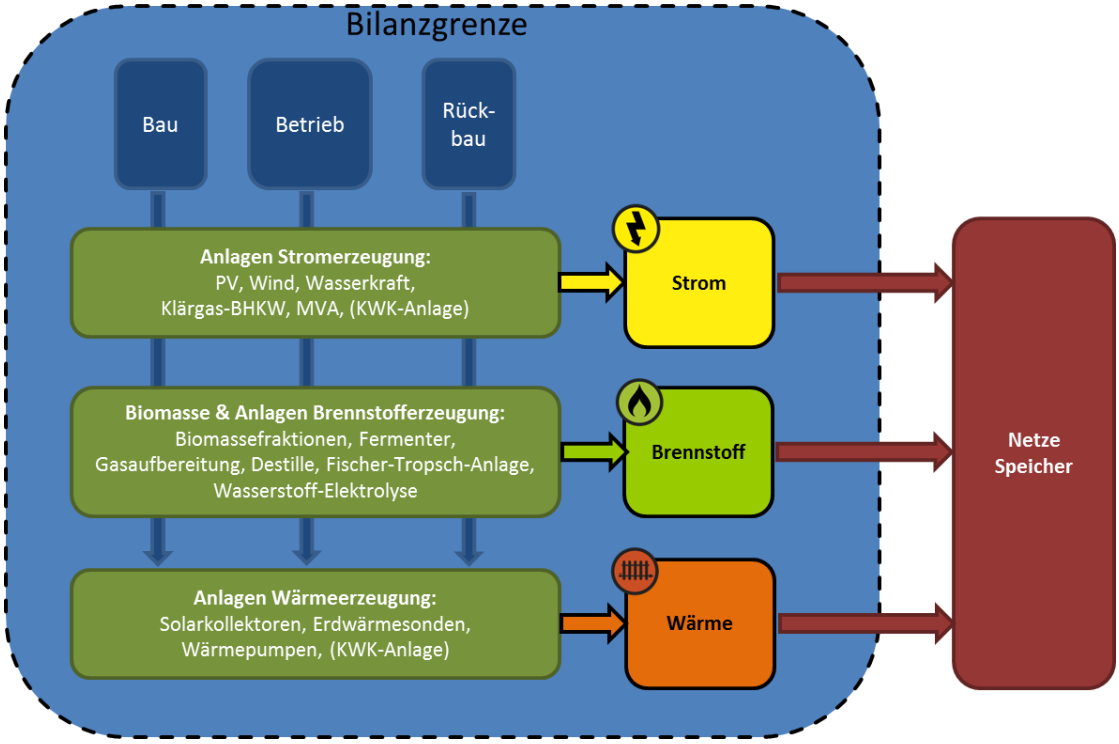


Abbildung 7-23 Bilanzgrenze Emissionsberechnung der Energiebereitstellung in MAX-DEZ und MOD-DEZ

Mit Infrastruktur sind alle Anlagen zur Speicherung, Transport und Verteilung von Energie gemeint, die durch die Energieversorgungskonzepte innerhalb und außerhalb der Stadtgrenzen erforderlich sind. Die beiden Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ setzen teilweise stark unterschiedliche Energieversorgungsoptionen ein. Sowohl innerhalb von Rheine als auch außerhalb der Stadtgrenzen werden durch die Unterschiede in den vorgesehenen Energieerzeugungsanlagen unterschiedliche Infrastrukturen benötigt.

So weist die Residuallastkurve des MAX-DEZ Konzeptes deutlich geringere Einspeise- und Bezugslasten aus als die des MOD-DEZ Konzeptes. Damit erfordert das MAX-DEZ Konzept außerhalb der Stadtgrenzen mit hoher Wahrscheinlichkeit einen geringeren Infrastrukturaufwand für den Fluktuationsausgleich als das MOD-DEZ Konzept. Dies kann den Ausbau des vorgelagerten Netzes ebenso sowie Speicher- und / oder Reservekapazitäten betreffen. Innerhalb der Stadtgrenzen benötigte das MAX-DEZ Konzept jedoch einen höheren Infrastrukturaufwand, um die Nutzung der fluktuierenden Energiequellen mit dem Bedarfsverlauf in Einklang zu bringen. Durch die Kopplung von Wärme- und Stromsystem wirkte im MAX-DEZ Konzept der Bau großer saisonaler Wärmespeicher und Nahwärmenetze dämpfend auf die

Bezugsamplituden des Stromsystems. Dieser erhöhte Infrastrukturaufwand innerhalb der Stadtgrenzen ist bei der objektgebundenen Wärmeversorgung in MOD-DEZ nicht erforderlich.

Würden nun die saisonalen Speicher und Wärmenetze des MAX-DEZ Konzeptes in die Emissionsberechnung einbezogen, wäre aus Konsistenzgründen auch ein entsprechender Anteil der im MOD-DEZ Konzept nach außen verlagerten fluktuationsausgleichenden Infrastruktur zu berücksichtigen gewesen. Dazu müsste zunächst festgestellt werden, welcher Anteil der geringeren Residuallastamplituden den saisonalen Speichern zu zuschreiben ist. Im zweiten Schritt wäre für die außerhalb von Rheine liegende Energieversorgungsstruktur festzulegen, welche Versorgungsanlagen einen möglichst ähnlichen Ausgleichseffekt ermöglichen. Hier wären von einer großräumigen Vernetzung des Europäischen Raums bis hin zur Speicherung elektrolytisch erzeugter synthetischer Brennstoffe mit Wiederverstromung eine Reihe unterschiedlicher Technologien und Kombinationen denkbar. Die vielen Optionen und Kombinationsmöglichkeiten von Anlagen und Baugrößen lassen die Festlegung einer eindeutig den Ausgleichmöglichkeiten der saisonalen Speicher entsprechenden Lösung kaum zu. Hinzu kommt, dass die notwendigen Arbeitsschritte nicht im Fokus des KomRev-Projektes liegen und der Aufwand im gesetzten Rahmen nicht zu bewältigen ist.

Durch die Verengung der Bilanzgrenzen auf energiebereitstellende Anlagen bleibt der Aufwand zur Emissionsberechnung in einem akzeptablen Rahmen. Der Ausschluss der Speicher- und Netzinfrastruktur bewirkte einerseits, dass nur die Emissionen abgebildet werden, die durch die Energieversorgung jährlich mindestens freigesetzt werden. Andererseits differenziert die lebenszyklusweite Emissionsberechnung der regenerativen Erzeugungsanlagen die Bewertung gegenüber der bei Studien zum Wandel des Energiesystems häufig üblichen Nullemissions-Vereinfachung deutlich[48]. Der Vergleich der Emissionsminderungen beider Konzepte ist aufgrund der beschriebenen Bilanzgrenzen-Problematik nur eingeschränkt belastbar. Es wird jedoch deutlich, in welcher Größenordnung die erreichbaren Emissionsminderungen gegenüber 2010 liegen.

Für die Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ ist nach den gesetzten Randbedingungen die Nutzung fossiler Energieträger ausgeschlossen, daher ist die Energieversorgung aus dem Betrieb der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien weitgehend emissionsfrei. Für die Bereitstellung biomassebasierter Brennstoffe sind Emissionen zu berücksichtigen.

7.4.2 **Ökobilanzdaten für Hintergrundprozesse**

Sowohl der Bau und Rückbau der Anlagen als auch die Produktion der zur Energiegewinnung verwendeten Biomasse sind mit Klimabelastungen verbunden. Für die Gegenwart können diese Belastungen durch die Nutzung in Datenbanken verfügbarer Ökobilanz-Datensätze (Life-Cycle-Inventory = LCI-Daten) berechnet werden.

Ein Teil der in Ökobilanzberechnungen ermittelten Umweltbelastungen (LCI-Daten) wird durch den Einsatz fossiler Energieträger bei Bau und Rückbau der Anlagen sowie der Produktion von Biomasse verursacht. Für die Berechnung von Anlagen in einer Zukunft, in der die Energiebereitstellung in den Industrienationen weitgehend dekarbonisiert sein soll, führt die Verwendung solcher LCI-Daten daher zu einer Verzerrung. Dies gilt in geringerem Maß, wenn nur die Klimagasbelastungen der beiden Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ einander gegenüber gestellt werden sollen. Die Verzerrung wirkt sich jedoch deutlich aus, wenn die zukünftig noch verbleibende Klimagasemission der Belastung des Basisjahres 2010 gegenübergestellt werden soll.

[48] So werden beispielsweise in den Leitstudien EE-Anlagen bei der Emissionsberechnung als emissionsfrei betrachtet (Nitsch, et al. 2012).

Die verwendeten LCI-Datensätze aus den Datenbanken GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme des Internationalen Instituts für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien IINAS) und ecoinvent (Ökobilanz-Datenbank des Swiss Centre for Life Cycle Inventories) werden daher in einigen Aspekten an die in KomRev angenommenen Randbedingungen angepasst.

In beiden KomRev-Konzepten wird Energie aus der Energieversorgung außerhalb Rheines bezogen und Strom an das vorgelagerte Netz abgegeben. Die Emissionsberechnung der Energiebilanz muss die mit diesen „Austausch"-Energiemengen verbundenen Emissionen berücksichtigen. Für die von extern bezogenen Strommengen werden die Emissionen anhand des Kraftwerksparks der 95%-Variante des Leitszenarios 2011 (Nitsch u. a. 2012) unter Verwendung der angepassten LCI-Datensätze berechnet.

Für die von extern bezogenen Syngas- und Synfuel-Energiemengen ist die verfügbare Ökobilanz-Datenlage aufgrund ihres frühen Entwicklungsstandes mangelhaft. Hilfsweise werden die Emissionen unter Verwendung vorhandener Ökobilanz-Datensätze der GEMIS-Datenbank abgeschätzt. Die Datensätze werden dabei ebenfalls der in KomRev angenommenen Zukunftssituation angepasst.

7.4.3 Verminderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Basisjahr

Die Berechnung der in Rheine anfallenden Emissionen in den Basisjahren 1990 (Basisjahr für die Emissionsminderungsangaben des IPCC) bzw. 2010 (Basisjahr für die Erstellung der KomRev-Konzepte) ist nicht Teil des Projektes KomRev. Daher werden die Emissionen der beiden Zukunftskonzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ den Emissionen gegenübergestellt, die aus Berechnungen der Kommune mit Hilfe des Online-Tools Ecoregion für die beiden Basisjahre vorlagen.

Mit EcoRegion kann unter Verwendung statistischer Daten und nationaler Kennwerten eine einwohner- und beschäftigtenspezifische Kommunalbilanz ermittelt werden, deren Detaillierungsgrad durch ergänzende kommunenspezifische Daten erhöht werden kann. Für die Stützjahre 1990 und 2010 basiert die Emissionsberechnung der Stadt Rheine auf einer Mischung statistischer und kommunenspezifischer Daten und Kennwerte. Die Berechnungsbasis der Ecoregion-Ergebnisse unterscheidet sich in Detailtiefe und Datenherkunft deutlich von dem für die Zukunftskonzepte angewendeten Emissionsberechnungs-Ansatz. Aufgrund dieser methodischen Unterschiede ist der Vergleich nur als eine grobe Abschätzung der Größenordnung der erzielbaren Emissionsminderungen zu verstehen.

Tabelle 7-20 zeigt die Emissionsergebnisse beider Konzepte mit und ohne Stromerzeugung aus Müllverbrennung und die erzielbare Emissionsminderung im Verhältnis zu den Basisjahren 1990 bzw. 2010.

Tabelle 7-20 Erzielbare Emissionsminderungen der Konzepte MAX-DEZ und MOD-DEZ (links mit, rechts ohne Stromerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen)

Rheine	MAX + MOD mit MVA		MAX + MOD ohne MVA	
Summe jährliche **Emissionen (CO_2-Äquivalente)**	Emissionen t/a	Reduktion ggü. Basis	Emissionen t/a	Reduktion ggü. Basis
EcoRegion 2010	435.483		435.483	
Konzept MaxDez Rheine	20.845	95,2 %	17.616	96,0 %
Konzept ModDez Rheine	24.762	94,3 %	21.214	95,1 %
EcoRegion 1990	570.366		570.366	
Konzept MaxDez Rheine	20.845	96,3 %	17.616	96,9 %
Konzept ModDez Rheine	24.762	95,7 %	21.214	96,3 %

Im Vergleich zu den beiden Basisjahren 1990 und 2010 lassen sich die Emissionen aus der Energieerzeugung durch die Zukunftskonzepte um 94 bis 97% reduzieren. Damit bleiben rund 3 bis 6% der heute jährlich anfallenden Emissionen aufgrund der Hintergrundprozesse z.B. durch die landwirtschaftliche Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen oder die Produktion der Energieanlagen bestehen.

7.4.4 Berechnung der Treibhausgasemissionen in den Stützjahren

Für die Berechnungen der in den Stützjahren anfallenden Emissionen in Rheine werden die in Kapitel 7.6.1 beschriebenen Bilanzgrenzen beibehalten.

Bei der Nutzung der in den Datenbanken verfügbaren Ökobilanz-Datensätze stellt sich die Frage, inwiefern sich die im Laufe der Zeit verändernden Hintergrundprozesse und damit verbundene Emissionsänderungen (z.B. Einsatz fossiler Energieträger bei Bau und Rückbau von Anlagen) abbilden lassen. Eine jeweilige Anpassung der LCI-Datensätze war im gesetzten Zeit- und Bearbeitungsrahmen des Projekts KomRev für jedes Stützjahr (2020, 2030, 2040) nicht möglich. Daher werden vereinfachend für fossile Energieträger und zugehörige Strom- bzw. Wärmeerzeugungsanlagen die LCI-Datensätze unverändert übernommen, für erneuerbare Energien und zugehörige Strom- bzw. Wärmeerzeugungsanlagen hingegen die für das Zieljahr 2050 angepassten LCI-Datensätze verwendet. Durch dieses Vorgehen kommt es in den Stützjahren zu einer geringen Überschätzung der Emissionen für fossile Energieträger und zu einer geringen Unterschätzung der Emissionen für erneuerbare Energien. Es wird angenommen, dass sich diese Abweichungen aber in Summe in etwa ausgleichen und somit die Berechnungen als ausreichend belastbar angesehen werden können.

Für die von extern bezogenen Strommengen werden die Emissionen wiederum anhand des Kraftwerksparks der 95%-Variante des Leitszenarios 2011 (Nitsch u. a. 2012) berechnet. Die in den Stützjahren anfallenden Kraftstoffbedarfe für den Verkehr lagen vom Wuppertal Institut vor. Für die Brennstoffbedarfe für Raumwärme und Warmwasser werden die in Abschnitt 7.2.2

ermittelten Mengen angesetzt, für die Brennstoffbedarfe zur Prozesswärmeversorgung die in Abschnitt 7.2.3.1 ermittelten Mengen.

7.4.5 Entwicklung der Emissionen in MAX-DEZ

Für das Basisjahr 2010 bzw. 1990 werden die Emissionsberechnungen der Kommune Rheine, die mit Hilfe des Online-Tools Ecoregion erstellt wurden, beibehalten. Diese liegen bei 435.483 Tonnen CO_2/a für 2010 bzw. bei 570.366 Tonnen CO_2/a für 1990.

Für das Stützjahr 2020 ergeben sich CO_2-Emissionen von rund 418.500 Tonnen und somit nur eine CO_2-Einsparung von gut 26,5 % (bezogen auf 1990). Im Vergleich zum Ziel der Bundesregierung, das eine Reduktion um 40 % bis 2020 (BMUB 2017) fordert, ist dies eine eher mäßige Einsparung. Zur Erreichung des Bundesziels wären allerdings überdurchschnittliche Anstrengungen im Bereich Gebäudesanierung und Zubau erneuerbarer Stromerzeugung in Rheine notwendig gewesen, die insbesondere aus wirtschaftlicher Sicht unter den gegenwärtigen energiepolitischen Rahmenbedingungen als nicht plausibel angesehen werden.

Für das Stützjahr 2030 ergeben sich Emissionen von rund 234.800 Tonnen und damit eine CO_2-Einsparung von knapp 59 % gegenüber 1990. Der Zielwert der Bundesregierung von 55 % (BMUB 2017) wird somit übertroffen. Insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Umstrukturierungen im Bereich Verkehr tragen zur Emissionsminderung bei.

Für das Stützjahr 2040 reduzierten sich die Emissionen besonders durch die fortlaufende Umstellung der Wärmeerzeugung auf solarthermisch gespeiste Wärmenetze weiter auf rund 104.500 Tonnen, was eine Reduktion um circa 81,5 % bedeutet.

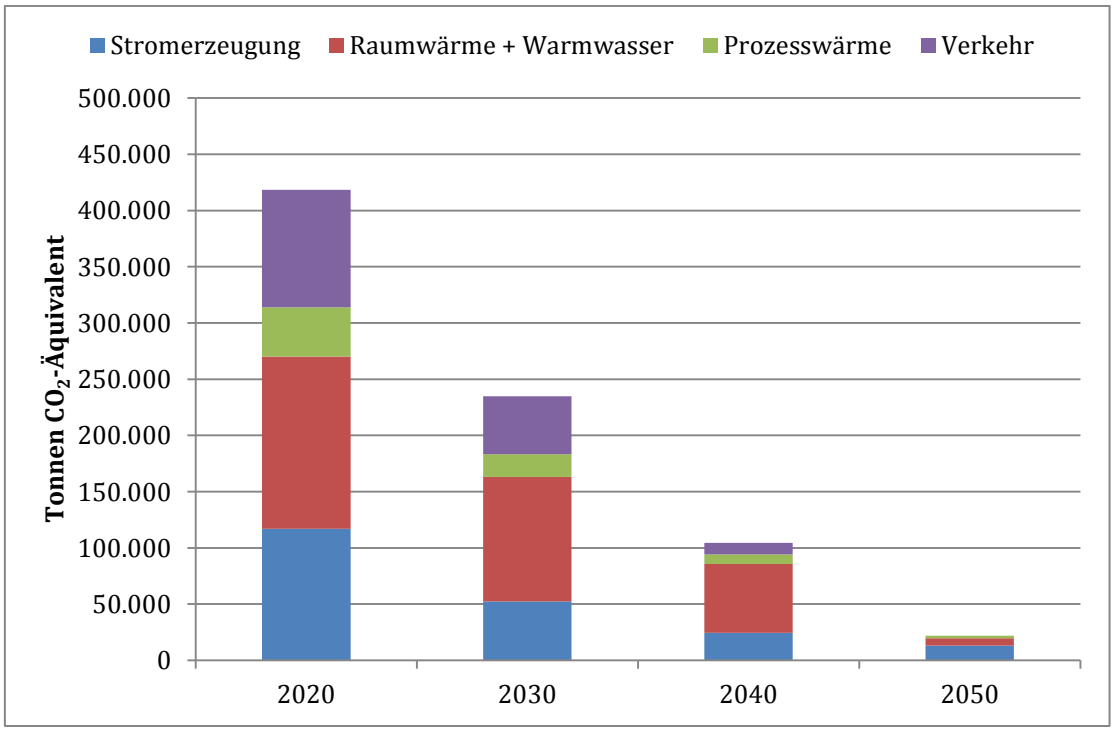


Abbildung 7-24: Emissionsentwicklung 2020 bis 2050 im MAX-DEZ Konzept

Die Emissionsentwicklung des MAX-DEZ Konzeptes für den Zeitraum 2020 bis 2050 in den Bereichen Verkehr, Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser sowie Stromerzeugung ist in Abbildung 7-24 dargestellt. Emissionen des elektrifizierten Verkehrs, des Stroms für Wärmepumpen sowie der elektrischen Prozesswärmeerzeugung wurden dabei dem Bereich Stromerzeugung zugeordnet.

7.4.6 Entwicklung der Emissionen in MOD-DEZ

Für das Basisjahr 2010 bzw. 1990 werden wie in MAX-DEZ die durch die Stadt Rheine erhobenen Werte von 435.483 Tonnen CO_2 für 2010 bzw. 570.366 Tonnen CO_2 für 1990 übernommen.

Für das Stützjahr 2020 ergeben sich CO_2-Emissionen von rund 420.000 Tonnen und somit eine CO_2-Einsparung von knapp 26,5 % (bezogen auf 1990). Genau wie im Maximal-Dezentralen Konzept wird das Zwischenziel der Bundesregierung (Zielwert: -40 % bis 2020) (BMUB 2017) somit nicht erreicht. Im Vergleich zum MAX-DEZ Konzept sind die Emissionen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in 2020 um etwa 15.000 Tonnen geringer, die Emissionen für die Stromerzeugung und den Verkehr jedoch um circa 9.000 Tonnen bzw. 7.000 Tonnen höher.

Für das Stützjahr 2030 ergeben sich Emissionen von rund 233.400 Tonnen und damit eine CO_2-Einsparung von 59 % gegenüber 1990. Auch im Moderat-Dezentralen Konzept wird somit 2030 der Zielwert der Bundesregierung von 55 % (BMUB 2017) übertroffen. Insbesondere die fortlaufende Umstellung auf Wärmeerzeugung (Raumwärme + Warmwasser) über Wärmepumpen und Erdsonden trägt zur Emissionsminderung bei. Im Vergleich zum MAX-DEZ Konzept sind die Emissionen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in 2030 um etwa 24.500 Tonnen geringer, die Emissionen für die Stromerzeugung und den Verkehr jedoch um circa 10.700 Tonnen bzw. 12.400 Tonnen höher.

Für das Stützjahr 2040 reduzieren sich die Emissionen weiter auf rund 106.700 Tonnen, was eine Reduktion um circa 81,5 % bedeutete. Im Vergleich zum MAX-DEZ Konzept sind die Emissionen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in 2040 um etwa 20.000 Tonnen geringer, die Emissionen für die Stromerzeugung und den Verkehr jedoch um circa 10.200 Tonnen bzw. 12.000 Tonnen höher.

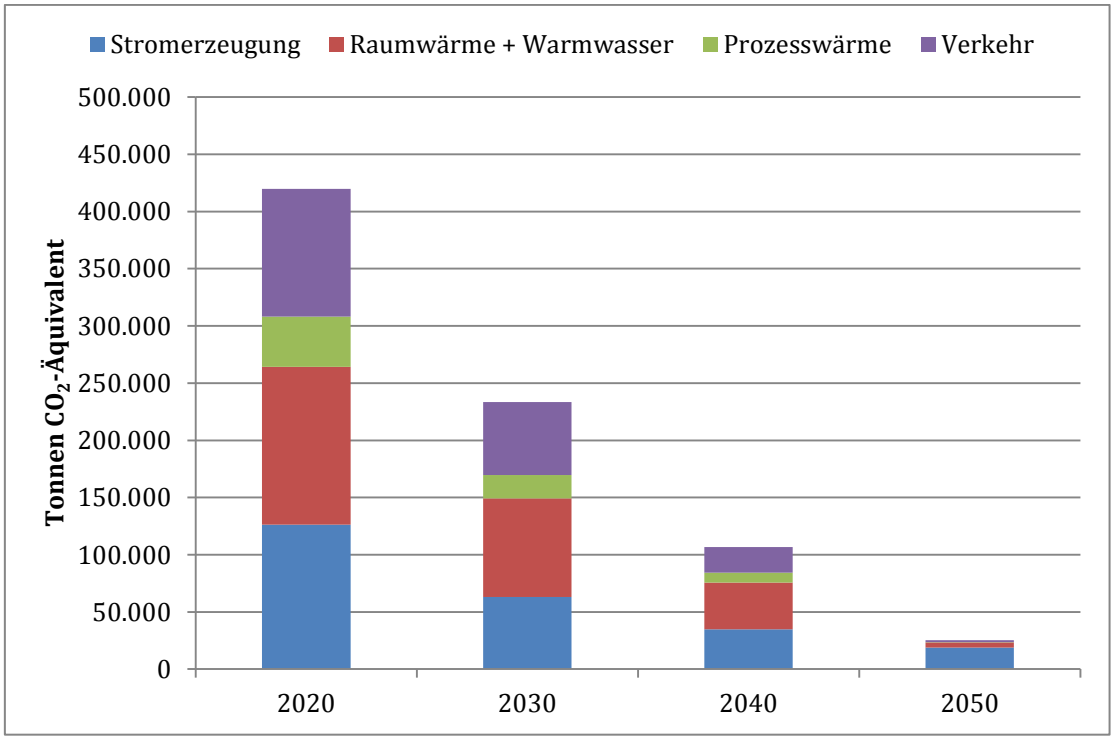


Abbildung 7-25: Emissionsentwicklung 2020 bis 2050 im MOD-DEZ Konzept

Die Emissionsentwicklung des MOD-DEZ Konzeptes für den Zeitraum 2020 bis 2050 in den Bereichen Verkehr, Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser sowie Stromerzeugung ist in

Abbildung 7-25 dargestellt. Emissionen des elektrifizierten Verkehrs, des Stroms für Wärmepumpen sowie der elektrischen Prozesswärmeerzeugung wurden dabei dem Bereich Stromerzeugung zugeordnet.

7.5 Kosten-Schätzungen

Wuppertal Institut

Die beiden Zukunftskonzepte MOD-DEZ und MAX-DEZ, die für die Masterplan-Kommune Rheine für das Zieljahr 2050 entwickelt wurden, sollen möglichst umfassend bewertet werden. Dies dient auch dem Zweck, sie besser miteinander vergleichen und beurteilen zu können, welches Konzept eventuell insgesamt besser abschneidet. Dazu werden die vorangegangenen Bewertungen der Emissionen und Exergie (siehe Kapitel 7.4) im Folgenden um Kostenschätzungen ergänzt.

7.5.1 Ziele, Vorgehensweise und Grundannahmen

Das **Ziel** der folgenden Analysen ist,

a. die wesentlichen Investitionen und – so weit möglich – Betriebs- und Wartungskosten zu ermitteln und zu bewerten, die für die Realisierung der beiden Zukunftskonzepte nötig sein werden und
b. auf dieser Basis die beiden Konzepte in ökonomischer Hinsicht miteinander zu vergleichen und zu bewerten, d.h. darzustellen welche Technologien und damit verbundene Strategien besonders kostenintensiv und folglich relevant sind.

Die Darstellung der Investitionen ist sehr wichtig, da es sich im Hinblick auf die ambitionierten Zukunftskonzepte um den Auf- und Neubau eines nahezu vollständig neuen kommunalen Energieversorgungssystems und weitgehenden Umbau des bestehenden, vom Individualverkehr geprägten, Verkehrssektors[49] handelt. Dadurch ist ein erheblicher Bedarf an Investitionen auf kommunaler Ebene zu erwarten, welche teils von der Kommune und teils von den Bürgern bzw. den Akteuren vor Ort zu leisten sein wird. Allerdings stehen diesen Investitionen in der Folge auch positive Effekte gegenüber, wie z.B. eine höhere regionale Wertschöpfung und Einsparungen an Energiebezugskosten. Auf diese Aspekte kann jedoch im Rahmen dieser Studie nicht genauer eingegangen werden. Zusätzlich ist zu bedenken, dass auch unabhängig von den hier untersuchten Zukunftskonzepten Investitionen in die Anpassungen der lokalen Energieversorgung bzw. des Energiebezugs anfallen werden. Die nachfolgend dargestellten Investitionen und Kosten sollten daher nicht isoliert, sondern im Vergleich zu anderen Entwicklungen bzw. Konzepten interpretiert werden.

Da es für die Masterplan-Kommunen und ihre Ziele kein weiteres Referenz-Konzept gibt, bieten sich hierzu die beiden in KomRev entwickelten Zukunftskonzepte MOD-DEZ und MAX-DEZ an. Im Vordergrund steht also eine vergleichende Kostenanalyse dieser zwei kommunalen, innovativen Zukunftsenergiesysteme. Daher sind die zu treffenden Annahmen zu Kosten- und Technologieentwicklungen in der Regel mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Da es zudem nicht darum geht, konkrete Investitionen auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen, erfolgen die Analysen mit Hilfe einer vereinfachten Vorgehensweise.

Die **vereinfachte Vorgehensweise** für die Kostenanalysen besteht darin, dass

[49] Allerdings ohne Betrachtung von Bahn-, Güter-, Luft- und Schiffsverkehr.

- zunächst angenommen wird, dass alle im Zukunftskonzept für das Jahr 2050 betrachteten Technologien neu errichtet werden müssen und dass dies in den beiden Jahrzehnten zuvor (also im Zeitraum zwischen 2030 und 2050) passiert. Dies ist hinreichend plausibel, weil es sich bis auf wenige Ausnahmen um Anlagen, Betriebsmittel bzw. Geräte mit Lebensdauern von bis zu 20 Jahren handelt. Die Bestandsanlagen werden daher vorher ersetzt und der größte Teil der Neuanlagen wird in diesem Zeitraum errichtet werden.
- auf dieser Basis die Investitionen und Kosten für den gesamten nötigen Zubau mit technologiespezifischen Kosten – sofern möglich – für das Jahr 2030 berechnet werden. Diese werden mittels einer Metaanalyse aus bestehenden Studien und Szenarien sowie weiteren Quellen abgeleitet (siehe Abbildung 7-26). Falls keine Kosten für das Jahr 2030 ermittelt werden können, werden andere Bezugsjahre verwendet und ausgewiesen.
- für die Berechnungen nur pauschal eine "typische" (ausgewählte oder mittlere) technische Anlage herangezogen wird. Es wird also nicht zwischen verschiedenen Ausführungen wie z. B. mono- oder multikristallinen PV-Modulen, Sole- oder Luft-Wärmepumpen, großen oder kleinen PKW unterschieden. Dies ist jedoch – wie zuvor – für die Vergleichsanalysen unerheblich, weil die Annahmen und Vorgehensweisen für beide Konzepte die gleichen sind.
- die gesamten Investitionen für eine Technologie demnach jeweils vereinfacht aus einem spezifischen Kostenfaktor und einem Zubauwert berechnet werden. Zusammen mit weiteren Annahmen u.a. zu Lebensdauern und Zinssätzen (siehe Tabelle 7-21) werden daraus zwecks besserem Vergleich zusätzlich die annuitätischen Kosten und die spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE) berechnet.

Für die Bestimmung der Kostenfaktoren wurde als Erstes eine Literatur- und Internetrecherche durchgeführt. Diese konzentrierte sich auf ökonomisch basierte Szenariostudien für Deutschland wie z. B. die damalige Leitstudie des BMU (Nitsch u. a. 2012) oder einschlägige EE-Kostenstudien wie z. B. (Kost u. a. 2013). Bei mehreren, unterschiedlichen Kostenangaben wurde entweder diejenige, die am besten zur Technologie passt, oder diejenige, die am besten dem Mittelwert entspricht, ausgewählt. Beispielsweise wird für die PV-Anlagen demnach ein spezifischer Investitionswert von 900 €/kWp für das Jahr 2030 auf Basis von (Kost u. a. 2013) ausgewählt (siehe Abbildung 7-26).

Für einen besseren Überblick sind in Abbildung 7-27 die zentralen Annahmen der spezifischen Investitionen für die kostenintensiven und relevanten Technologien im Strom- und Wärmesektor dargestellt (Verkehr siehe Kapitel 7.5.5). Dabei handelt es sich mit Ausnahme von Wärmespeicher, Wärme- und Stromnetz, für die nur einzelne Angaben ermittelt bzw. Quellen ausgewertet werden konnten, um mittlere Werte. Zudem ist in der Abbildung darauf zu achten, dass nicht alle Angaben direkt miteinander verglichen werden können, weil sie sich zum Teil auf unterschiedliche technikspezifische Einheiten beziehen.

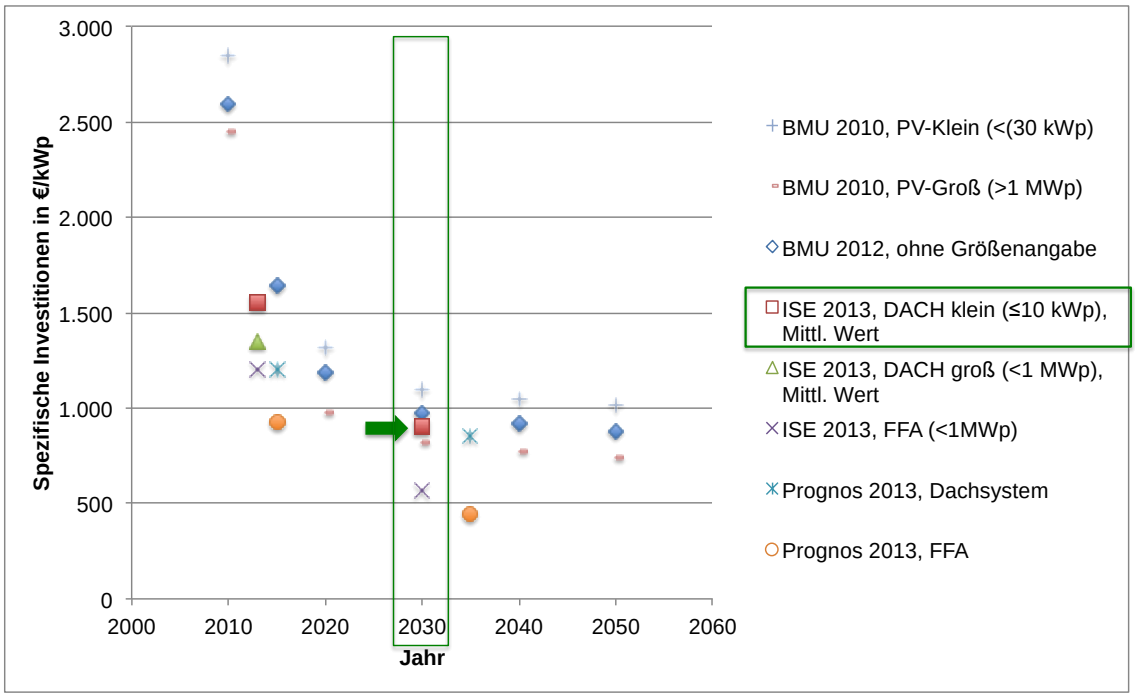


Abbildung 7-26: Auswahl eines Kostenfaktors mittels Metaanalyse am Beispiel Photovoltaik
Quelle: Eigene Darstellung (WI)

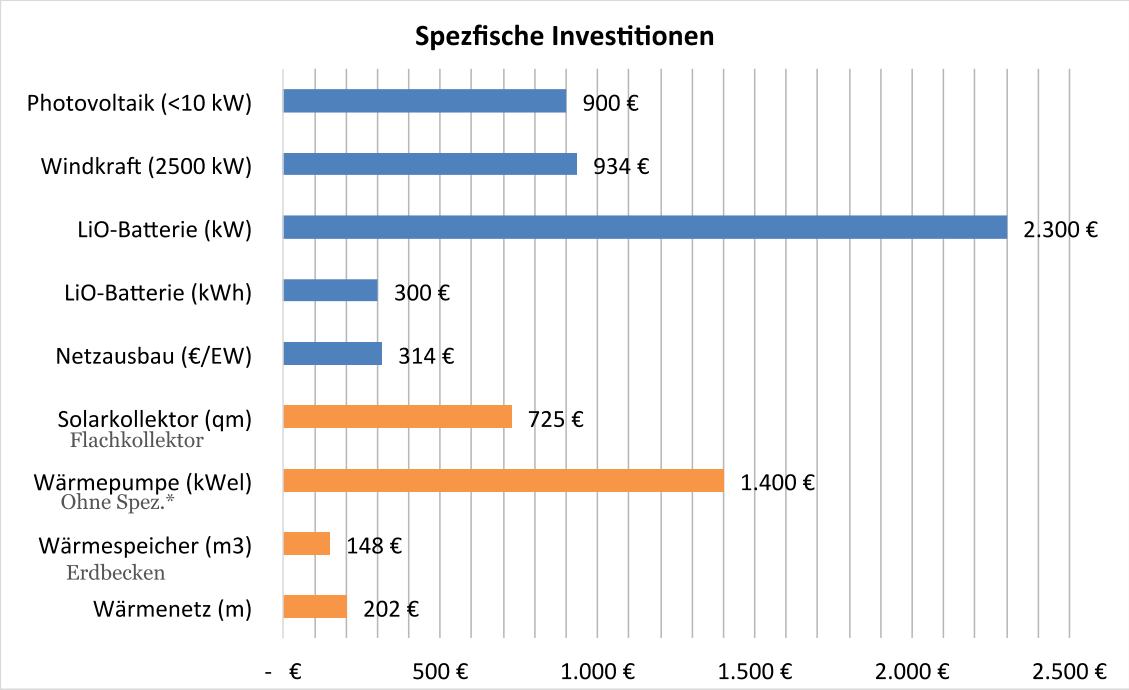


Abbildung 7-27: Zentrale Annahmen für die Kostenschätzungen im Strom- (blau) und Wärmesektor (orange)

** gemäß Leitstudie Datenanhang; Quelle: Eigene Darstellung (WI);*

Tabelle 7-21: Grundannahmen für die Investitionskostenberechnung im Strom- und Wärmesektor

Technologien*	Lebensdauer in Jahren	Zinsen in %
Photovoltaik (<10 kW)	**25**	**2,4**
Windkraft (2500 kW)	**20**	**3,8**
LiO-Batterie	**Charging unit: 15**	**-**
	Discharging unit: 28	
Netzausbau Strom	**-**	**-**
Solarkollektor Flachkollektor	**20**	**6**
Wärmepumpe Ohne Spezifikation**	**20**	**6**
Wärmespeicher (2010) Erdbecken	**20**	**6**
Wärmenetz (2010)	**20**	**6**

** Angaben in der Regel für das Jahr 2030; ** gemäß Leitstudie Datenanhang; Quelle: Eigene Darstellung (WI);*

Die für die Kostenberechnungen allgemein verwendeten Input- und Outputdaten sind in der Tabelle 7-22 zusammengefasst.

Tabelle 7-22: Input und Output Parameter für die Kostenschätzungen

INPUT	OUTPUT
Technologiespezifische Investitionen Verwendete Technologien (Leistungen, Typen, Flächen, Leitungslängen, etc.)	Investitionen
Technische Lebensdauern Betriebskosten (fix und variabel) Eigen- und Fremdkapitalquote Eigen- und Fremdkapitalrendite Kalkulatorischer Zinssatz (WACC*)	Mittlere Stromgestehungskosten (LCOE*) Jährliche Gesamtkosten

Quelle: Eigene Darstellung (WI)

System- und Interpretationsgrenzen der Kostenanalysen

Die Abbildung 7-28 zeigt die Systemgrenzen und die betrachteten Technologien, auf die in der Kostenschätzungen eingegangen wird. Die räumliche Systemgrenze ist identisch mit der Stadtgrenze von Rheine. Die technischen Systemgrenzen beziehen sich in der Regel auf eine schlüsselfertige Anlage bis zum anlagenseitigen Anschluss für die Energielieferung oder den Energiebezug. Die in der Abbildung Rot hervorgehobene KWK-Technologie wird zwar grundsätzlich mit betrachtet, aber kostenseitig nicht separat ausgewiesen, weil ihre installierte Leistung und folglich auch ihre Kosten im Vergleich zu den anderen Technologien vernachlässigbar gering ist. Umgekehrt werden die Stromnetze in den Zukunftskonzepten zwar nicht explizit betrachtet, allerdings werden sie bei den Kostenschätzungen aufgrund ihrer Relevanz durch den starken lokalen EE-Ausbau in einfacher Weise mit berücksichtigt.

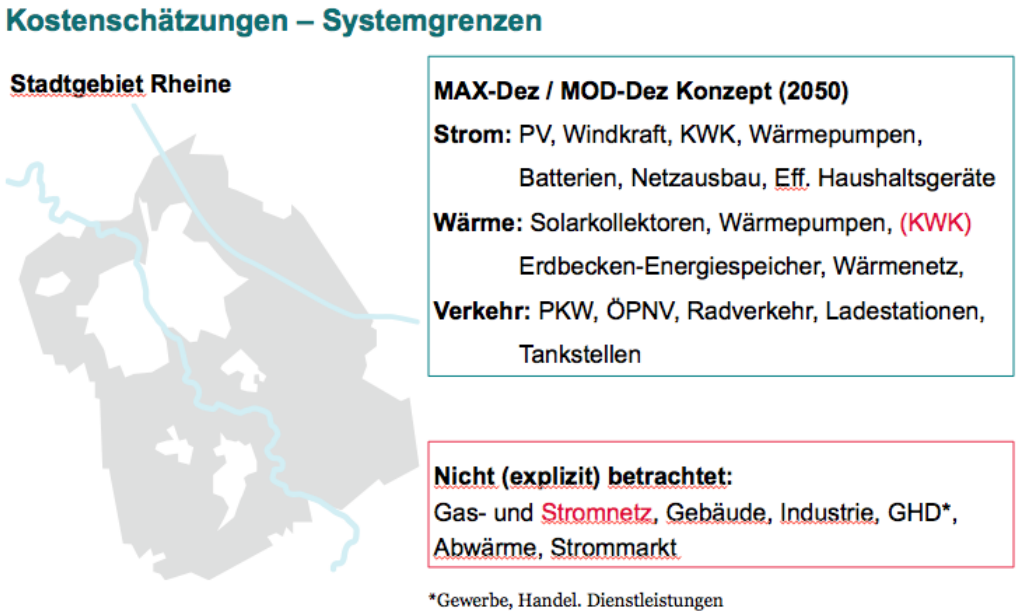


Abbildung 7-28: Systemgrenzen für die Kostenschätzungen
Quelle: Eigene Darstellung (WI)

Um Missverständnissen und Fehlinterpretationen bezogen auf die folgenden Kostenschätzungen vorzubeugen, werden anschließend wesentliche Implikationen und Grenzen der vereinfachten Vorgehensweise aufgelistet:

Investitionen

- Nur ein Teil der Annahmen, insbesondere im Strombereich, basiert auf Lernkurven und zukünftigen Kostendaten. Der Wärmebereich ist dagegen konservativ und überwiegend auf der Basis von "heutigen" Kostendaten abgebildet.
- Die Annahmen für die spezifischen Investitionen gelten i.d.R. für durchschnittliche Anlagentypen oder sind ohne Zuordnung technischer Spezifikationen wie z. B. der Größe getroffen worden.
- Die Berechnungen sind bis auf den Verkehr (siehe Kapitel 7.5.5) und die Kosten für die Steigerung der Effizienz bei Haushaltsgeräten statisch durchgeführt worden.
- Die Sektoren Industrie und Gewerbe, das Gasnetz und die Sanierung von Gebäuden[50] sind nicht in den Berechnungen und Ergebnissen enthalten.

Jahreskosten

- Die Berechnungen sind nur für eine Lebensdauer, einen Zinssatz und ohne Inflation durchgeführt worden.
- Abschreibungen und Restwerte sind bis auf den Verkehr nicht berücksichtigt worden.

Spezifische Gestehungskosten (LCOE)

- Die Berechnungen der LCOE beziehen sich auf mittlere, rechnerische und nicht auf „reale" Erzeugungsmengen.

Allgemein

- Es sind keine Sensitivitätsrechnungen durchgeführt worden.

[50] Im Fall der Gebäude ist das für die Vergleichsanalysen nicht von Belang, weil der (unveränderte) Gebäudebestand und die unterstellten Sanierungen in beiden Zukunftskonzepten gleich sind.

- Vorgelagerte Kostenfaktoren wie beispielsweise für den externen Strom-/Gasbezug und die Versorgungssicherheit sind nicht berücksichtigt worden.
- Ein Vergleich mit heutigen Kosten bzw. den Referenzkosten ist nur bedingt möglich bzw. wenig sinnvoll.

Aufgrund der zuvor dargestellten vereinfachten Annahmen und Vorgehensweise sind die folgenden Ergebnisse im Sinne von guten Schätzungen zu verstehen, die plausible und vergleichbare Größenordnungen für den ökonomischen Aufwand der beiden Zukunftskonzepte angeben. Sie eignen sich jedoch nicht als Basis für Investitionsentscheidungen - bzw. Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

7.5.2 Kostenschätzungen zur kommunalen Stromwende

Die „Stromwenden“ in den beiden Zukunftskonzepten für Rheine bis zum Jahr 2050 beruhen im Wesentlichen auf einem starken Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Die Windkraft wird in beiden Fällen gleich stark ausgebaut, auf insgesamt 148 MW, weil damit die verfügbaren lokalen Potenziale vor Ort ausgeschöpft sind (siehe Kapitel 2.4.2). Im Sinne der Zielerreichung ist dies auch notwendig. Die Photovoltaik wird dagegen im MOD-DEZ Fall auf 177 MWp ausgebaut und liegt damit deutlich über dem Ausbau von 66 MWp im MAX-DEZ Fall. Dies liegt vor allem daran, dass im MAX-DEZ Konzept deutlich weniger Strom für die Wärmebereitstellung benötigt wird und kein Strom zur H_2-Herstellung im Bereich Verkehr.

Die **anderen Erzeugungstechnologien,** Wasserkraft und Brennstoffzellen BHKW sowie ein Teil der MVA, spielen dagegen mit insgesamt 12 (MOD-DEZ) bzw. 18 MW (MAX-DEZ) installierter Leistung im Vergleich zu Wind und PV eine untergeordnete Rolle. Die für sie nötigen Investitionen würden zusammen genommen „nur“ etwa gut 7 Mio. € oder gut 2 % (MOD-DEZ) und 10 Mio. € oder ca. 5 % (MAX-DEZ) betragen. Sie sind daher relativ gering und liegen zudem relativ nahe beisammen. Sie werden daher nur aggregiert und nachrichtlich ausgewiesen (siehe Abbildung 7-29 links).

Die Investitionen in den zukünftigen Anlagenpark an **Windkraftanlagen** würden in beiden Konzepten mit insgesamt 138 Mio. € aufgrund der o.g Gründe gleich hoch ausfallen und damit einen großen Investitionssockel von 45 % (MOD-DEZ) und 66% (MAX-DEZ) ausmachen. Der lokale Ausbau der **Photovoltaik** würde dagegen zu erheblichen Unterschieden bei den Investitionen führen, zu etwa 159 Mio. € im MAX-DEZ Fall und damit mehr als 2,5 mal so viel wie mit 60 Mio. € im MOD-DEZ Fall. **Die Photovoltaik bzw. die sie treibende unterschiedlich hohe lokale Stromnachfrage machen den Unterschied zwischen beiden Zukunftskonzepten im Stromsektor aus**, so dass die nötigen Investitionen für eine Realisierung von MOD-DEZ im Stromsektor um etwa knapp 100 Mio. € über denen von MAX-DEZ liegen. Insgesamt wären demnach für die lokale erneuerbare Stromerzeugung in Rheine zwischen ca. 200 Mio. € (MAX-DEZ) und 300 Mio. € (MOD-DEZ) an Investitionen zu tätigen (siehe Abbildung 7-29). Der Unterschied zwischen beiden Konzepten geht dabei allein auf die höhere benötigte PV-Leistung (+111 MW_{el}) vor Ort im MOD-DEZ Fall zurück. Die genannten Investitionen fallen jedoch nicht zu einem bestimmten Zeitpunkt an, sondern verteilen sich gemäß den Annahmen auf mindestens zwei Jahrzehnte. Die jährlichen Aufwände fallen also deutlich niedriger aus, sie hören allerdings im Zieljahr auch nicht auf, sondern sie müssten dann je nach technisch ökonomischer Entwicklung weiter verstetigt werden.

Der dezentrale EE-Ausbau wird zudem nicht ohne Anpassungen der lokalen Infrastruktur gelingen. Das Stromnetz ist nicht für eine so große Anzahl von dezentralen Einspeisern ausgelegt und muss daher optimiert, verstärkt und auch ausgebaut werden. Zum Vergleich: Die Leistung der Transformatoren, die das lokale Verteilnetz mit dem übergeordneten Transportnetz verbinden, beträgt aktuell etwa 60 MW_{el}, während sich die EE-Leistungen im Jahr 2050 auf über 100 bzw. 200 MW_{el} summieren. Die Stromeinspeisung ist zudem wetterabhängig und schwankt daher mehr oder weniger stark. Diese Schwankungen sind auch auf dezentraler Ebene

auszugleichen, weil sie sonst den Netzbetrieb zu stark stören. Dafür sind z.B. Energiespeicher nötig, die die Schwankungen zeitlich ausgleichen können. Es ist also in der Folge des EE-Ausbaus mit nennenswerten Zusatzinvestitionen in die lokale Infrastruktur zu rechnen, zu deren Abschätzung folgende vereinfachte Annahmen getroffen werden:

- Das lokale Stromnetz wird pauschal und analog zu den Ergebnissen für den Klimaschutzplan NRW ausgebaut (Koepp, Ackermann, und Lehr 2014).
- Jede zweite PV-Anlage verfügt in 2050 über einen Batteriespeicher mit gleicher Leistung wie die PV-Anlage. Diese Speicher werden von den Anlagenbetreibern im Rahmen einer netzverträglichen Eigenverbrauchsoptimierung zur Senkung ihrer Stromkosten eingesetzt.
- Für die zu erwartenden verbleibenden Schwankungen der Stromeinspeisungen aus den lokalen EE-Anlagen müsste noch ein zentraler Batteriespeicher („Netzbatterie“) errichtet werden. Für dessen „nötige“ Leistung wird zur Orientierung die Differenz zwischen der Leistung des o.g .Transformators zum Transportnetz und der zeitgleich maximalen Einspeiseleistung aus den PV- und Windkraftanlagen angenommen. Hierfür wird die sehr konservative Annahme getroffen, dass das für jeweils 90 % und damit insgesamt für 81 % der nominal installierten PV- und Wind-Leistung gilt.

Die Abbildung 7-29, rechte Seite, zeigt als Ergebnis, dass in Folge des angenommenen EE-Ausbaues mit beträchtlichen Zusatzinvestitionen zu rechnen ist. Im bisher günstigeren MAX-DEZ Fall würden sie demnach mit insgesamt 285 Mio. € nennenswert über den Investitionen für den EE-Ausbau selber liegen. Der größte, aber auch unsicherste Anteil würde dabei mit 185 Mio. € auf die „Netzbatterie“ entfallen. Dieser Aufwand dürfte in der Realität jedoch deutlich niedriger ausfallen, weil eine Berücksichtigung von zeitlich aufgelösten Einspeise- und Lastzeitreihen sowie von überregionalen Ausgleichsoptionen zu einer deutlich niedrigeren Auslegung der Netzbatteriegröße führen wird. Dennoch wird von den Autoren damit gerechnet, dass sie auch in diesem Fall einen großen Anteil an den Zusatzinvestitionen ausmachen wird. Die Investitionen in die dezentralen Batteriespeicher würde in einer Größenordnung von etwa 76 Mio. € liegen, während der Netzausbau mit etwa 24 Mio. € relativ gering ausfällt.

Im MAX-DEZ Fall würden die nötigen Zusatzinvestitionen mit insgesamt ca. 528 Mio. € um knapp das 1,9-Fache über denen im MOD-DEZ Fall liegen. Davon würden gut 200 Mio. € auf die dezentralen Batteriespeicher entfallen, was einer Steigerung gegenüber MOD-DEZ um etwa das 2,5-fache entspricht und rechnerisch allein aus dem größeren PV-Ausbau folgt. Bei einem stark zunehmenden Ausbau ist jedoch nicht mehr damit zu rechnen, dass die PV-Batterien linear mit der Anzahl bzw. Leistung der Anlagen wachsen. Vielmehr wird es aus volkswirtschaftlichen Gründen zu größeren gemeinsamen Anlagen kommen, die im Sinne einer Netzbatterie effektiver als viele kleine Batterien sind und daher weniger Investitionen erfordern. Dies zeigt auch der weniger starke Anstieg bei den Investitionen in die Netzbatterie, die nur um einen Faktor 1,4 auf 264 Mio. € ansteigen. Der Ausbau der lokalen Stromnetze fällt mit 60 Mio. € wieder relativ gering aus, steigt jedoch um knapp einen Faktor 3 und wird signifikanter.

Die Kostenschätzungen zeigen für die beiden Konzepte zusammengefasst, dass sich die Investitionen für Batteriespeicher auf etwa rd. 80 bis 200 Mio. € und die für die Netzbatterie auf etwa rd. 190 bis 260 Mio. € summieren, während diejenigen für den Netzausbau zwischen rd. 25 und 60 Mio. € deutlich darunter liegen würden. Hier ist allerdings wieder zu berücksichtigen, dass die Investitionen über etwa zwei Jahrzehnte gestreckt anfallen und die Investitionen in die Stromnetze zudem langlebiger sind.

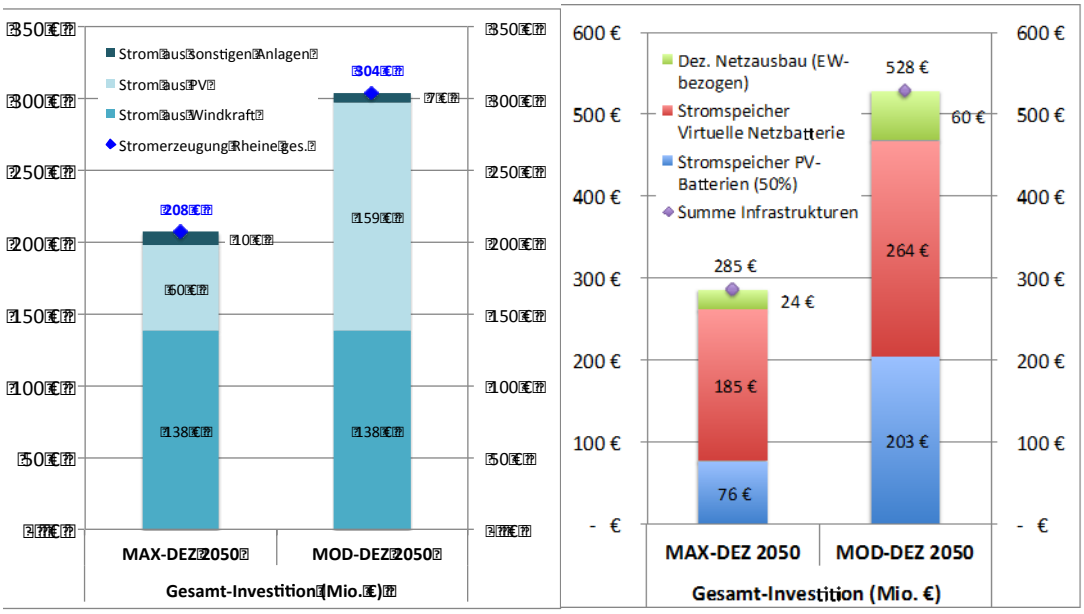


Abbildung 7-29: Resultierende Investitionen in die lokale Stromerzeugung (links) und den lokalen Ausbau von Stromnetz und Stromspeichern (rechts)

Quelle: Eigene Berechnungen (WI)

Zusätzlich zur Angebotsseite wurden im Stromsektor auch die nötigen Kosten für die Steigerung der Energieeffizienz und damit zur möglichen Energieeinsparung[51] abgeschätzt. Diese fallen im MAX-DEZ Fall durch den ambitionierteren bzw. schnelleren Ersatz von alten Haushaltsgeräten durch neue und effizientere Geräte an, um eine noch höhere Stromeinsparung als in MOD-DEZ zu erreichen. Im MOD-DEZ Fall dagegen reichen die üblichen Ersatzzyklen mit neuen Effizienzstandards aus, um die Halbierung des Stromverbrauchs zu erreichen.

Die Kostenschätzung für die ambitioniertere Effizienzsteigerung in MAX-DEZ konnte aufgrund von verfügbaren Studiendaten nur für fünf der 12 betrachteten Gerätegruppen durchgeführt werden (siehe Abbildung 7-30 linke Seite). Die Mehrkosten für ihre vorgezogene Anschaffung variieren sehr und liegen zwischen 2 € pro Jahr (Geschirrspüler) und 14 € pro Jahr (Wäschetrockner). Insgesamt würden Mehrkosten in Höhe von etwa 37 € pro Jahr für die fünf Gerätegruppen über den Zeitraum bis zum Jahr 2050 anfallen. Demgegenüber stehen mögliche Stromkosteneinsparungen von 26,50 € pro Jahr, die aus einem konstant angenommenen Strompreis von 27 €-ct/kWh und einer Einsparung von 3911 kWh an Strom pro Haushalt über den gesamten Zeitraum resultieren. Bezogen auf die Stadt Rheine könnte somit im MAX-DEZ Fall bis zum Jahr 2050 eine Strommenge von insgesamt etwa rd. 120 Mio. kWh eingespart werden, zu Umsetzungskosten von insgesamt 13 Mio. € bzw. spezifischen Vermeidungskosten von etwa rd. 11 €-ct pro kWh Strom. Von diesen Kosten ist aus volkswirtschaftlicher Sicht eigentlich noch zumindest ein Teil der vermiedenen Kosten für den geringeren EE-Ausbau aufgrund der Stromeinsparung abzuziehen.

[51] Rebound-Effekte wurden nicht betrachtet.

Mehrkosten für Effizienztechniken, nur für fünf der 12 Gerätegruppen ausweisbar:

- Kühlen/Gefrieren ca. 9 €/a
- Waschmaschinen ca. 3 €/a
- Geschirrspüler ca. 2 €/a
- Trockner ca. 14 €/a
- Beleuchtung ca. 10 €/a

Summe: ca. 37 €/a

je Haushalt für vorgezogene Effizienzsteigerung!

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Angaben in [Emsaitek 2011]

Einsparungen Max-Dez vs. Mod-Dez.

1) Energetisch über den gesamten Zeitraum:

Je **Haushalt**: **3.911 kWh** (ca. 3-facher Jahresverbrauch von 2050)
26,50 € mittlere jährliche Stromeinsparung, @27ct/kWh)

In **Rheine**: ca. **123 Mio. kWh**

2) Ökonomisch je Haushalt (HH):

Mehrkosten Technologie:	37,00 €/a
Einsparungen Strom:	- 26,50 €/a
	10,50 €/a

=> Einsparung in Rheine: 33 Mio. €*
=> Umsetzungskosten: rd 13 Mio. €

***Strompreis der Haushalte unterstellt**

Abbildung 7-30: Kostenvergleich der beiden Effizienzpfade von Haushaltsgeräten von heute (2010) bis zum Jahr 2050
Quelle: Eigene Berechnungen (WI)

7.5.3 Kostenschätzung zur lokalen Wärmwende

Die Wärmewende in den beiden Zukunftskonzepten für Rheine und das Jahr 2050 beruht im Wesentlichen auf einem starken Zubau von Wärmepumpen (MOD-DEZ) oder Solarkollektoren (MAX-DEZ), in letztem Fall ergänzt um Wärmenetze und große saisonale Erdbecken-Wärmespeicher. KWK-Anlagen in relativ kleinem Umfang runden die Wärmeversorgung ab. Der Wärmebedarf durch die privaten und öffentlichen Gebäude in Rheine ist in beiden Zukunftskonzepten gleich, während es bei der Industrie Unterschiede durch verschiedene Abwärme-Nutzungsstrategien gibt.

Die Angebotsseite in MOD-DEZ besteht aus ca. 165 MW_{el} installierter Wärmepumpenleistung und ca. 12 MW_{el} in KWK-Anlagen, d.h. zusammen etwa 177 MW_{el} Leistung für die Deckung des Wärmebedarfs. In MAX-DEZ summiert sich die Leistung auf rechnerisch „nur“ 91 MW, davon entfallen (umgerechnet) 66 MW_{th} auf die Solarkollektoren, 18 MW_{el} auf die KWK-Anlagen sowie weitere 7 MW_{el} auf Wärmepumpen für die Einzelversorgung von abgelegenen Objekten.

Vor diesem Hintergrund und gemäß der o.g. Annahmen belaufen sich die Investitionen für die Wärmeerzeugung im MOD-DEZ Fall auf insgesamt etwa rd. 230 Mio. € (siehe Abbildung 7-31, linke Seite). Der Anteil der KWK daran ist vernachlässigbar gering. Im MAX-DEZ Fall summieren sich allein die Investitionen für die Solarkollektoren auf etwa 525 Mio. € und damit mehr als das Doppelte von MOD-DEZ. Zusammen mit den Investitionen in den kleinen Park an Wärmepumpen und KWK-Anlagen müssten insgesamt etwa 535 Mio. € in die Wärmeerzeugung im MAX-DEZ Fall investiert werden. Das MAX-DEZ Wärmekonzept schneidet also investiv betrachtet deutlich schlechter ab als das MOD-DEZ Konzept. Darin sind jedoch noch nicht die Zusatzinvestitionen für die Infrastrukturen berücksichtigt, die in MAX-DEZ für die

Umsetzung des Konzepts benötigt werden[52]. Diese summieren sich auf knapp 780 Mio. € (siehe Abbildung 7-31, rechte Seite) und liegen damit weit über den Investitionen, die für die Wärmeerzeugung nötig würden. Der weitaus größte Teil davon ist mit etwa 695 Mio. € für die Wärmespeicher aufzuwenden, während die Wärmenetze „nur“ mit etwa 84 Mio. € zu Buche schlagen. **Die saisonalen Wärmespeicher und die Solarkollektoren dominieren bei den Investitionen mit Abstand und machen das MAX-DEZ Konzept im Wärmesektor deutlich teurer als das MOD-DEZ Konzept.**

Allerdings ist auch hier wieder zu beachten, dass sich die Investitionen über etwa zwei Jahrzehnte erstrecken und im Fall der Infrastrukturen aus Wärmespeichern und –netzen deutlich längere Nutzungsdauern aufweisen.

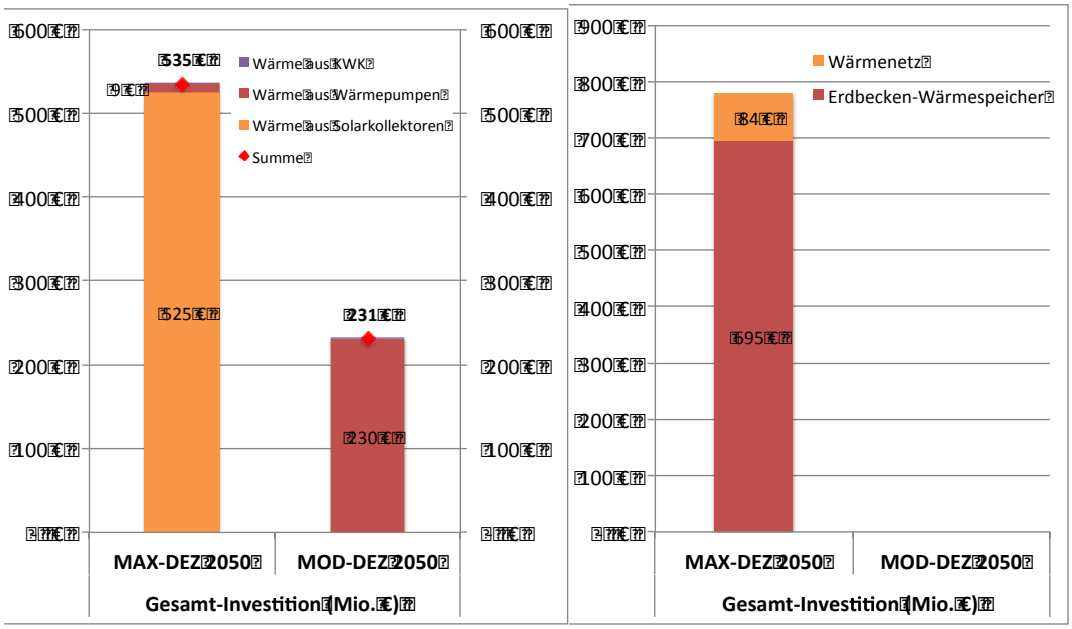


Abbildung 7-31: Resultierende Investitionen in die lokale Wärmeerzeugung (links) und den lokalen Ausbau von Wärmenetz und Wärmespeichern (rechts)
Quelle: Eigene Berechnungen (WI)

7.5.4 Kostenvergleich von MOD-DEZ und MAX-DEZ für den Strom- und Wärmesektor

Nachdem die Investitionen für die beiden stationären Strom- und Wärmesektoren zuvor getrennt betrachtet wurden, werden sie nachfolgend zusammengeführt und miteinander verglichen, da sie jeweils integraler Bestandteil der Konzepte sind.

Das linke Diagramm in der Abbildung 7-32 zeigt die aggregierten Investitionen in die zuvor genannten Erzeugungs- und Infrastrukturtechnologien für MAX-DEZ und MOD-DEZ im Vergleich. Wie man sieht, liegen die insgesamt aufzubringenden Investitionen mit ca. 1800 Mio. € für das MAX-DEZ Konzept deutlich über den etwa 1060 Mio. € für das MOD-DEZ Konzept. Diese Differenz entspricht ziemlich genau den Investitionen, die im MAX-DEZ für die wärmeseitigen Infrastrukturen aus Erdbeckenspeichern und Wärmenetzen benötigt werden. Die hier hinterlegten Kostenannahmen spiegeln aufgrund der verfügbaren Datenquellen noch nicht die zukünftig möglichen Kostensenkungen wider, so dass hier noch mit einer Reduktion im Vergleich zu den anderen Kostenfaktoren gerechnet werden kann. Allerdings würde der

[52] Das MOD-DEZ Konzept kann dagegen von den bestehenden elektrischen Infrastrukturen profitieren. Ein/e gewisse/r Anpassung bzw. Ausbau dürfte zwar auch hier nötig werden, dieser wird aber bereits durch die zuvor ermittelten Kosten beim Stromsektor mit berücksichtigt.

Abstand von MAX-DEZ zu MOD-DEZ selbst bei einer Halbierung dieser Kosten, was als optimistisch angesehen werden kann, mit ca. 400 Mio. € immer noch signifikant hoch bleiben.

Dieser Vergleich berücksichtigt bisher noch nicht die zusätzlich anfallenden Kosten für den Bezug der Energieträger. Das MAX-DEZ Konzept bietet im Vergleich zu MOD-DEZ jedoch auch den Vorteil, dass viel weniger Gas und Strom bezogen werden müssten. Dies kompensiert zwar weiterhin die o.g. Nachteile von MAX-DEZ, doch wird es selbst dann weiterhin bei einem (leichten) Kostenvorteil von MOD-DEZ gegenüber MAX-DEZ bleiben.

Nach diesen statischen Analysen der fälligen Investitionen für die beiden Zukunftskonzepte wird abschließend auch ein Blick auf die resultierenden Jahreskosten (Annuitäten) am Beispiel der teureren Wärmeversorgung geworfen. Dies ist wichtig, weil dadurch die unterschiedlichen Lebensdauern der Anlagen vergleichbar werden und diese Kosten besser den tatsächlichen Zahlungsabläufen inkl. Kapitaldienst, Betriebs- und Wartungskosten entsprechen.

Die Abbildung 7-32 rechts zeigt die anfallenden Jahreskosten für die beiden Wärmekonzepte, differenziert nach den betrachteten Technologien. MAX-DEZ schneidet demnach mit jährlichen Kosten von knapp 90 Mio. € wieder deutlich schlechter ab als MOD-DEZ mit knapp 20 Mio. €. Wie zuvor auch, liegt der Grund dafür nahezu ausschließlich in den hohen Jahreskosten für die Erdbecken-Wärmespeicher. Ohne diesen Kostenfaktor würden die beiden Konzepte bei den Jahreskosten etwa gleichauf liegen.

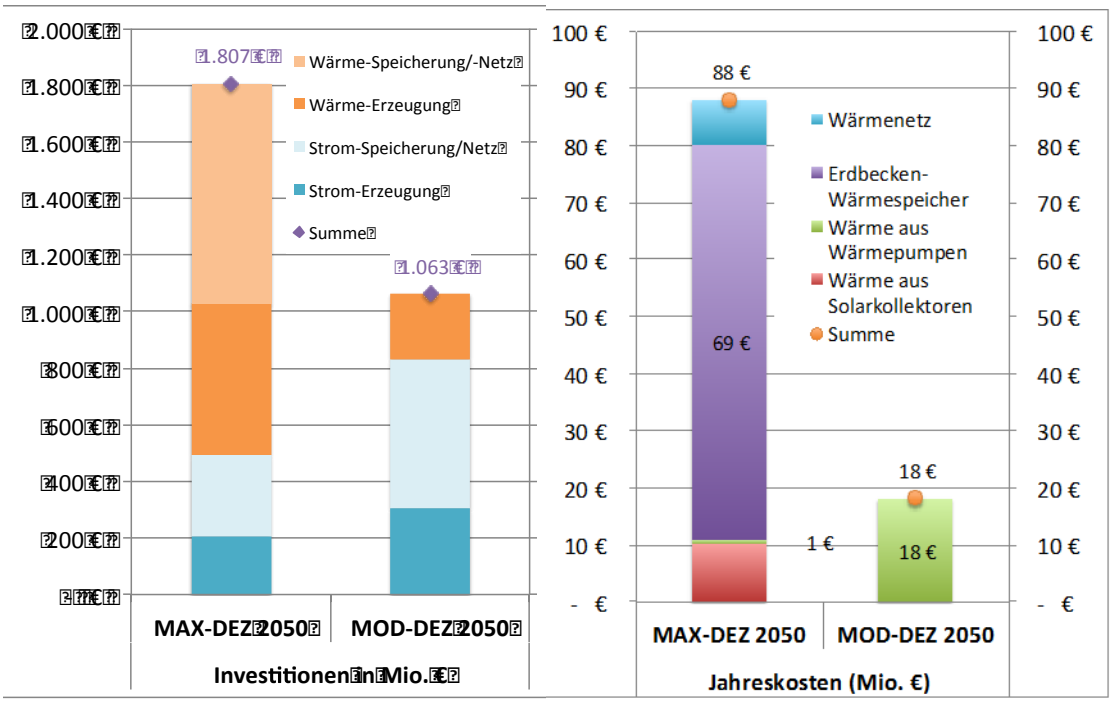


Abbildung 7-32: Resultierende Investitionen in den Strom- und Wärmesektor in MAX-DEZ und MOD-DEZ (links) und die damit verbundenen Jahreskosten (rechts)
Quelle: Eigene Berechnungen (WI)

Aus den vorigen Abschätzungen der nötigen Investitionen und resultierenden Jahreskosten können die folgenden Gestehungskosten abgeleitet werden. Strom aus Photovoltaik kann in 2050 im Mittel für ca. 7,6 ct/kWh und aus Windkraft für ca. 4,3 ct/kWh vor Ort erzeugt werden. Unter Berücksichtigung der aus den Berechnungen folgenden „realen“ EE-Deckungsanteile (insg. 62% am Gesamtbedarf) würden die mittleren EE-Stromgestehungskosten ca. 5,3 ct/kWh betragen. Die Wärme aus den lokalen Wärmepumpen kann in 2050 im Mittel für ca. 6,4 ct/kWh (inkl. lokalem EE-Strombezug) bereitgestellt werden, bei einem 97%-gen De-

ckungsanteil. Die zuvor dargestellten Investitionen in die zukünftigen lokalen Erzeugungsstrukturen können sich daher langfristig „lohnen“.

7.5.5 Kostenschätzungen zur lokalen Verkehrswende

Um im Rahmen des KomRev-Projektes eine möglichst fundierte Entscheidung bzgl. der beiden Konzepte (MAX-DEZ und MOD-DEZ) tätigen zu können, ist eine detaillierte Kostenaufschlüsselung aller Sektoren essentiell. Hierzu wird in diesem Kapitel der Sektor Verkehr betrachtet. Ziel ist es für den motorisierten Individualverkehr (MIV), den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) und die benötigte Versorgungsinfrastruktur die Kostenpunkte aufzuzeigen. Zunächst soll erst einmal auf die Vorgehensweise für die Fahrzeuge und deren verbrauchsgebundenen Kosten eingegangen werden, um sich im Anschluss mit den Infrastrukturkosten zu befassen.

Die Kostenbewertung bzw. der Kostenvergleich wird anhand von zwei Kriterien dargestellt: die Betriebskosten pro gefahrenen Kilometer – angegeben in km/¢ – und die durchschnittlichen Anschaffungskosten der verschiedenen Antriebstechnologien – gemeint sind hier die Unterscheidung in E-Fahrzeuge, Hybrid- sowie Benzin- und Dieselverbrennungsmotoren betriebene Fahrzeuge – in €. Das Jahr 2030 dient als Referenzjahr für die durchschnittlichen Technologiekosten, da die angenommenen durchschnittlichen Nutzungsdauern für die Fahrzeuge und Ladesäulen in der Zukunft 20 Jahre betragen (siehe Tabelle 7-23), sodass der in 2050 bestehende Fuhrpark sowie das Versorgungsnetz in den beiden Jahrzehnten davor (2030 - 2050) neu angeschafft bzw. errichtet werden muss. Folglich wird vereinfacht mit den Investitionskosten aus dem Jahr 2030 kalkuliert, um den Fuhrpark und die Infrastruktur bis zum Zieljahr 2050 vollständig zu erneuern.

Allgemein wurden für die Kostenbestimmung der Gegenwart grundlegende Annahmen getroffen, welche in Tabelle 7-23 für die Gegenwart (2016) möglichst reale Kosten für jede Antriebstechnologie darstellen zu können sind für die gewichteten Anschaffungskosten 5-10 aktuelle Listenpreise (des ADAC) für jedes Fahrzeugsegment – gemeint sind hier z.B. Kleinwagen, Kompaktklasse, Mittelklasse usw. – zufällig aus-gewählt und aus der Summe der Mittelwert gebildet worden. Die Mittelwerte der einzelnen Segmente wurden im Anschluss gewichtet, dem aktuellen Fahrzeugbestand (Januar 2016) des Kraftfahrt-Bundesamtes entsprechend, und zusammengeführt, sodass man die gewichteten Anschaffungskosten in € erhält.

Tabelle 7-23: Grundlegende Annahmen zur Vollkostenrechnung im Verkehrssektor

Kategorien		
Eigenfinanzierungsanteil:	**40 %**	
Zinssatz der Fremdfinanzierung:	**2 %**	
Finanzierungszeitraum	**5**	**In Jahren**
	60	**In Monaten**
Abschreibungszeitraum	**6**	**In Jahren**
Prozentualer Restwert:	**40 %**	
Jährliche Fahrleistung:	**15.000**	**In km/a**
Monatliche Fahrleistung:	**1.250**	**In km/Monat**
Nutzungsdauer:	**20**	**In Jahren**
	240	**In Monaten**

Um die gewichteten Kosten pro Kilometer in der Gegenwart zu genieren, werden zunächst die Einzelkosten – diese bestehen aus den Fixkosten, Variablenkosten sowie der monatlichen Abschreibung – zu den Lebensdauer Gesamtkosten aufsummiert. Im Anschluss werden die Gesamtkosten durch das Produkt der jährlichen Fahrleistung und der Nutzungsdauer in Jahren dividiert (siehe hierfür Werte aus Tabelle 7-21). Aus den Kosten pro Kilometer der einzelnen

Fahrzeugtypen ist der Mittelwert des jeweiligen Fahrzeugsegments gebildet worden. Woraus im Anschluss, mit Hilfe des aktuellen Fahrzeugbestandes (2016) des Kraftfahrt-Bundesamtes, die gewichteten Kosten in ¢/km berechnet worden sind. Die gewichteten Anschaffungskosten und gewichteten Kosten pro Kilometer für die jeweilige Antriebstechnologie des MIVs (Jahr 2016) sind in Tabelle 7-24 dargestellt.

Tabelle 7-24: gewichte Kosten der Fahrzeugtechnologien (MIV) für das Jahr 2016

▪ Antriebsart bzw. Fahrzeugtechnologie	▪ Gewichtete Anschaffungskosten in €	▪ Gewichtete Kosten pro km
▪ Verbrennungsmotor (Benzin)	▪ 26.447,67	▪ 32,75 ¢/km
▪ Verbrennungsmotor (Diesel)	▪ 27.768,24	▪ 31,98 ¢/km
▪ Verbrennungsmotor (Gas)	▪ 22.063,36	▪ 27,76 ¢/km
▪ Plug-in-Hybrid	▪ 36.096,71	▪ k.A.
▪ Akkumulator elektrisch	▪ 34.476,79	▪ 33,74 ¢/km
▪ Brennstoffzelle	▪ 78.500	▪ 34 ¢/km

Aufgrund der Tatsache, dass es aktuell keine eingängigen Preis- bzw. Kostenprognosen für die verschiedenen Fahrzeugtechnologien für das Referenzjahr 2030 gibt, sind die aktuellen Kostenberechnungen (Jahr 2016) vereinfacht für 2030 angenommen worden.

Für den ÖPNV sind aufgrund unzureichender Datenlage die Anschaffungskosten und die Personalkosten nicht berücksichtigt worden – vor allen Dingen im Hinblick auf ungewisse Kostenentwicklung von Bussen, welche mit Akkumulatoren und Brennstoffzellen betrieben werden. Lediglich die Betriebskosten sind für den ÖPNV abgebildet worden.

Im Folgenden soll auf den angenommenen Fahrzeugbestand der beiden Konzepte, für das Referenzjahr 2030 und seine Entwicklung bis zum Zieljahr 2050, eingegangen werden. Bzgl. des ÖPNV gibt es weder für Maximal-Dezentral noch für Moderat-Dezentral Schätzungen zu möglichen zukünftigen Anschaffungskosten für Busse, sodass einzig der Bereich des MIV dargestellt wird. Die genaue Aufschlüsselung hinsichtlich der Antriebstechnologien und ihrer Bestandszahlen kann für MAX-DEZ und MOD-DEZ in Tabelle 7-25 entnommen werden.

Tabelle 7-25: Aufgeschlüsselter Fahrzeugbestand des MIV für MAX-DEZ und MOD-DEZ

Antriebsart bzw. Fahrzeugtechnologie	MAX-DEZ		MOD-DEZ	
	2030	2050	2030	2050
Verbrennungsmotor (Benzin)	8.600	-	11.200	900
Verbrennungsmotor (Diesel)	5.700	-	7.000	200
Verbrennungsmotor (Gas)	1.100	-	1.900	100
Plug-in-Hybrid	3.300	-	5.600	5.600
Akkumulator elektrisch	3.200	6.950	1.200	3.300
Brennstoffzelle	-	-	100	6.100
Jahres-Bestandssumme	21.900	6.950	27.000	16.200

Die durchschnittlichen aktuellen Kosten (für das Jahr 2016) für die benötigte Versorgungsinfrastruktur der verschiedenen Antriebstechnologien verhalten sich unterschiedlich im Hinblick auf die Investitionskosten und deren Entwicklung. Die kommerziellen Tankstellen für Benzin- und Dieselkraftstoffe werden in beiden Konzepten als gegeben angesehen. Die Wasserstofftankstellen sind mit Investitionskosten von 1 Million € veranschlagt, wobei diese ausschließlich im MOD-DEZ Konzept zum Einsatz kommen, da in MAX-DEZ keine wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge angenommen worden sind (vgl. auch Tabelle 7-25). Das Kostenvolumen für Erdgastankstellen wird mit 250.000 € pro Einheit angesetzt. Bei den Ladesäulen wird zwischen privat und öffentlichen genutzten unterschieden. Wobei die öffentlichen Ladesäulen mit einer Investitionssumme von 7.760 € höher ist, da diese zusätzlich Abrechnungs- und Zählsystem ausgestattet werden und die Übertragungsleistung bzw. Ladeleistung höher angesetzt ist – es

wird von Leistungen ab 22 kW ausgegangen. Für private Ladesäulen wird mit einer Investitionssumme von 700 € pro Einheit kalkuliert. Hierbei sind für beide Ladesäulentypen die Anschlusskosten an das Stromnetz schon mit inbegriffen.

Nicht betrachtet worden sind die Kosten für die Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur für den rollenden und ruhenden Verkehr

7.5.5.1 *Vergleich der mit der Realisierung der Konzepte verbundenen Kosten*

Kosten der Pkw-Mobilität

Für beide Konzepte sind die Kosten abgeschätzt worden, die den Nutzerinnen und Nutzern von Pkw für Anschaffung und Betrieb der Fahrzeuge entstehen sowie die Kosten, die für die Bereitstellung der erforderlichen Versorgungsinfrastruktur entstehen. Da in beiden Konzepten ein Shift bei den Antriebstechnologien stattfindet, wird es erforderlich sein, die in Rheine derzeitige, aus Tankstellen für Benzin und Diesel bestehende Versorgungsinfrastruktur um die Versorgungsinfrastruktur für die Antriebssysteme, die in den Konzepten konventionell betriebenen Fahrzeuge teils oder vollständig substituieren, zu ergänzen. Im Moderat-Dezentralen Konzept werden benzin- und dieselbetriebene Fahrzeuge in erheblichem Umfang (jedoch nicht vollständig) bis 2050 sukzessive durch gas-, wasserstoffbrennstoffzellen-, teil- und vollelektrisch angetriebene Pkw ersetzt. Im Maximal-Dezentralen Konzept werden 2050 nur noch elektrisch angetriebene Fahrzeuge eingesetzt.

Die Anschaffungskosten für die Pkw basieren auf den aktuellen Listenpreisen, die (fahrzeugkilometerbezogenen) Betriebskosten umfassen antriebsartspezifisch unter anderem Energiekosten, Kosten für Unterhalt und Wartung, Steuern und Versicherung. Im Moderat-Dezentralen Konzept betragen die den Pkw-Nutzern und –Nutzerinnen entstehenden Kosten im Jahr 2050 für die gesamte, in Rheine noch zugelassene Pkw-Flotte insgesamt 85.342.620 Euro. Dies entspricht rund 4.980 Euro je Fahrzeug und entspricht damit den derzeit mit der Pkw-Nutzung im Bundesdurchschnitt für die Nutzer und Nutzerinnen in etwa verbundenen jährlichen Kosten. Dies bedeutet, dass eine Erhöhung der Kosten für Pkw-Mobilität als Folge der Förderung alternativer Antriebssysteme unter den in den Konzepten definierten Rahmenbedingungen nicht gegeben wäre.

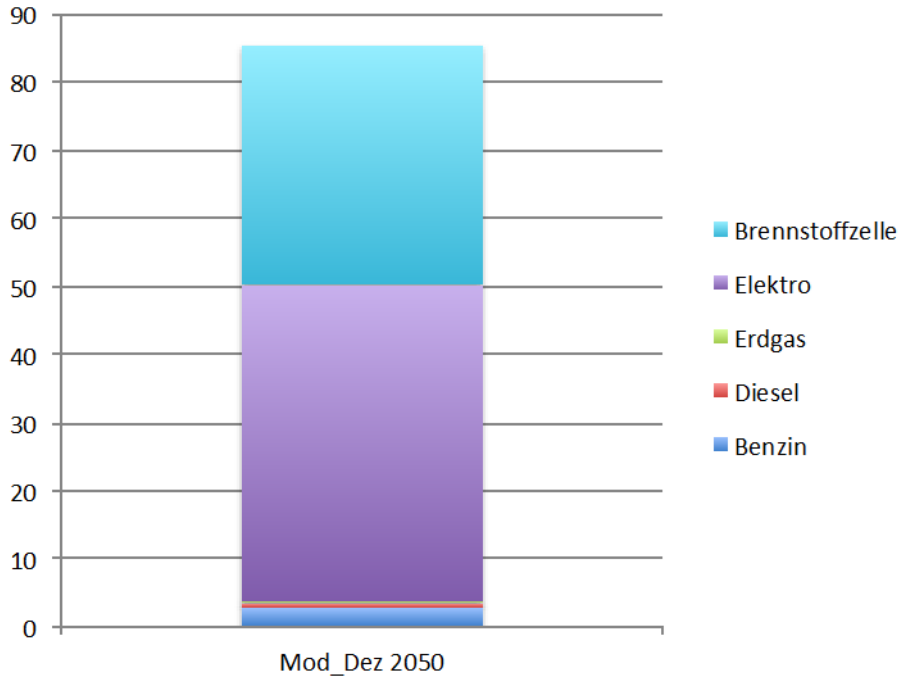


Abbildung 7-33: Gesamtkosten Pkw MOD-DEZ Konzept (Mio. Euro)
Quelle: Eigene Berechnung (WI)

Im Maximal-Dezentralen Konzept betragen die den Pkw-Nutzern und –Nutzerinnen entstehenden Kosten im Jahr 2050 insgesamt 41.820.000 Euro. Die im Vergleich zum Moderat-Dezentralen Konzept deutlich geringeren Kosten sind durch die deutlich geringere Gesamtzahl der Fahrzeuge begründet. Da der überwiegende Teil der Pkw-Flotte im Maximal-Dezentralen Konzept im Jahr 2050 aus Car Sharing-Fahrzeugen besteht und kaum noch privater Pkw-Besitz existiert, sind keine den Nutzerinnen und –Nutzern der Fahrzeuge entstehenden jährlichen Pro-Kopf-Kosten ermittelt worden.

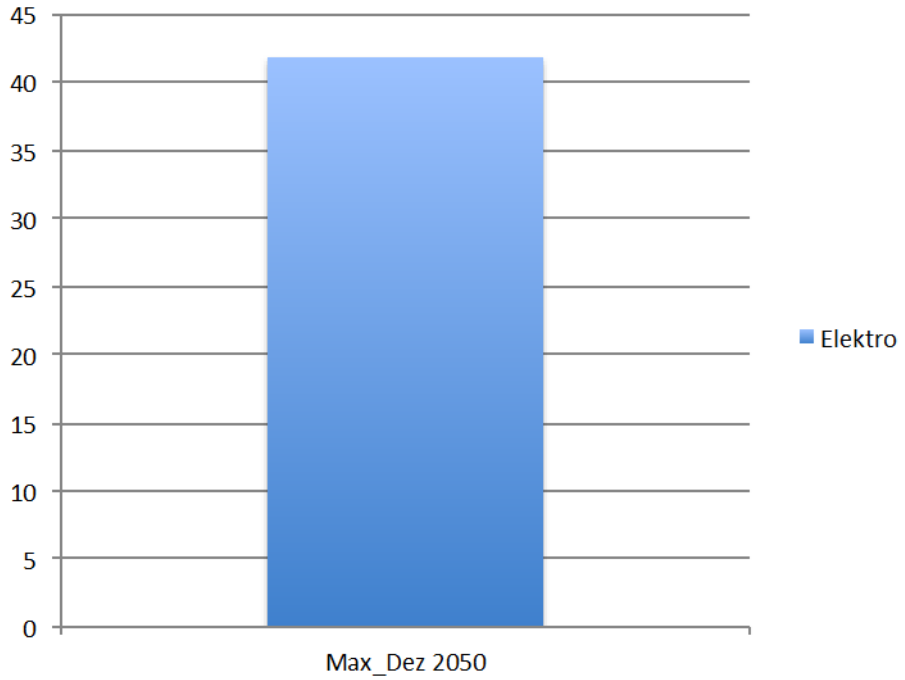


Abbildung 7-34: Gesamtkosten Pkw MAX-DEZ Konzept (Mio. Euro)
Quelle: Eigene Berechnung (WI)

Bei der Abschätzung der Kosten für die Bereitstellung der erforderlichen Versorgungsinfrastruktur ist für beide Konzepte ein bedarfsgerechter Ausbau des Angebotes von Tankstellen und Ladesäulen zugrunde gelegt worden. Die Kosten für den Betrieb und den Unterhalt der Versorgungsinfrastruktur sind nicht berücksichtigt worden.

Die Kosten für die Versorgungsinfrastruktur im Moderat-Dezentralen Konzept umfassen die Kosten für eine Erdgastankstelle, eine Wasserstofftankstelle, 9.880 Ladesäulen für voll- und teilelektrische Fahrzeuge auf Privatgrundstücken und 1.400 Ladesäulen im öffentlichen Raum. Bei den Ladesäulen auf Privatgrundstücken wird eine Ladesäule je in Rheine 2050 zugelassenem Fahrzeug angenommen, im öffentlichen Raum eine Ladesäule je sieben Fahrzeugen. Als Kosten für die Bereitstellung werden für die Erdgastankstelle 250.000 Euro geschätzt, für die Wasserstofftankstelle zur Versorgung der Wasserstoffbrennstoffzellenfahrzeuge 1.000.000 Euro, für die Ladesäulen auf Privatgrundstücken insgesamt 6.916.000 Euro und für die Ladesäulen im öffentlichen Raum insgesamt 10.868.000 Euro. Somit würden die Gesamtkosten für die Bereitstellung der Versorgungsinfrastruktur 19.034.000 Euro betragen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass für die Ladesäulen auf Privatgrundstücken deutlich niedrigere Bereitstellungskosten je Ladesäule angesetzt werden als für die Ladesäulen im öffentlichen Raum, da diese voraussichtlich technisch erheblich aufwendiger sein werden als die Ladesäulen auf Privatgrundstücken. Es werden 700 Euro je privater und 7.760 Euro je öffentlicher Ladesäule angenommen.

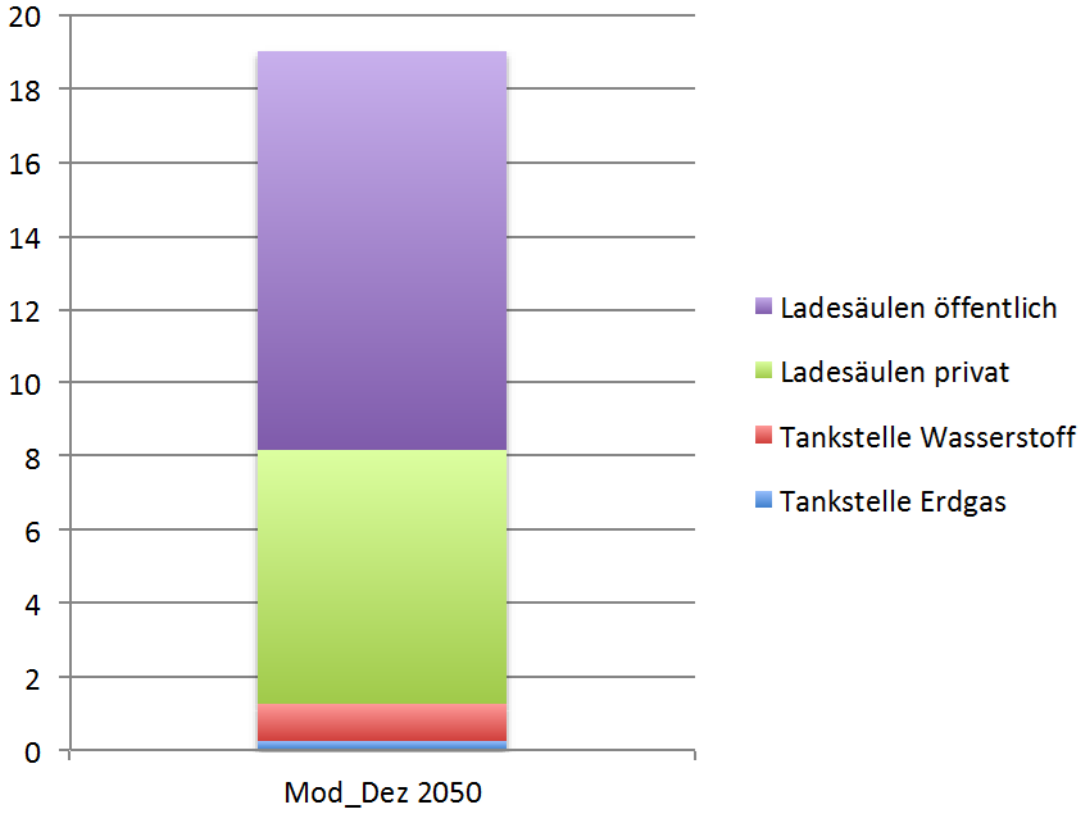


Abbildung 7-35: Kosten der Versorgungsinfrastruktur MOD-DEZ Konzept (Mio. Euro)
Quelle: Eigene Berechnung

Die Kosten für die Versorgungsinfrastruktur im Maximal-Dezentralen Konzept umfassen die Bereitstellungskosten für eine Erdgastankstelle) für die Versorgung der noch bis etwa 2040 genutzten Gasfahrzeuge), für 650 Ladesäulen auf Privatgrundstücken und 6.200 Ladesäulen im öffentlichen Raum für Car-Sharing-Fahrzeuge. Die geschätzten Gesamtkosten betragen 48.837.000 Euro. Davon entfallen 250.000 Euro auf die Erdgastankstelle, 455.000 Euro auf die Ladesäulen auf Privatgrundstücken und 48.132.000 Euro auf die Ladesäulen im öffentlichen Raum.

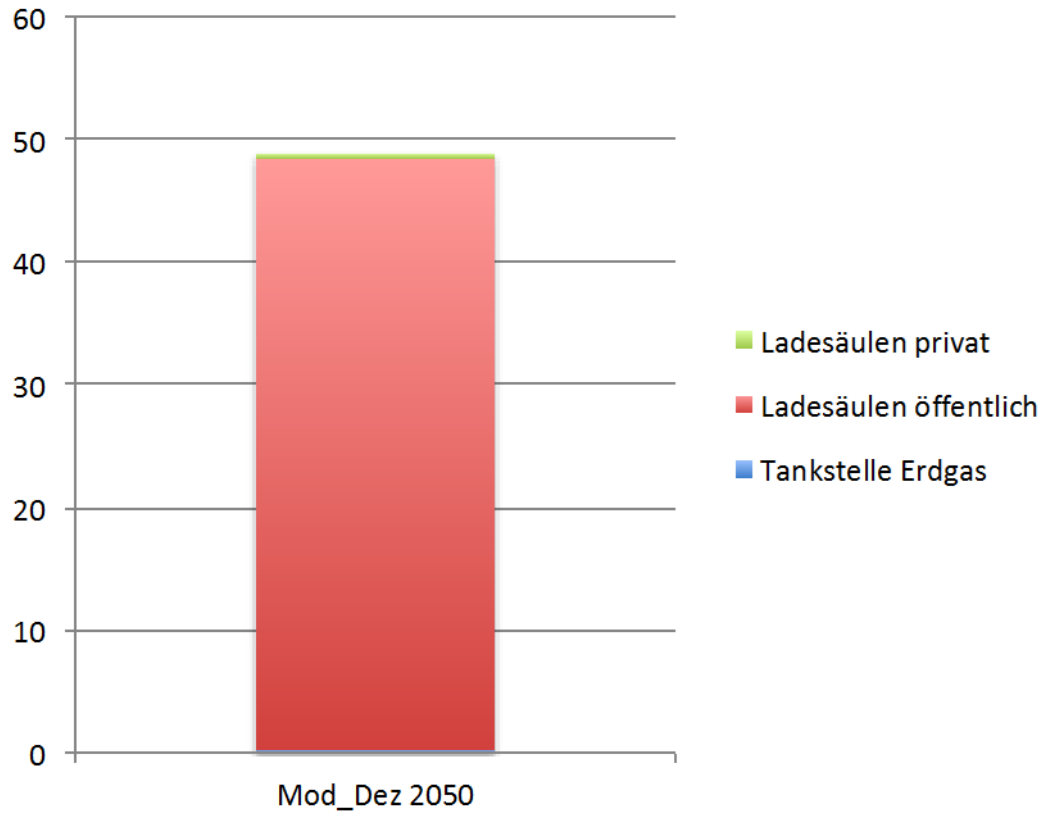


Abbildung 7-36: Kosten der Versorgungsinfrastruktur MAX-DEZ Konzept (Mio. Euro)
Quelle: Eigene Berechnung (WI)

Kosten des ÖPNV

Bei der Abschätzung der Kosten des ÖPNV im Zieljahr 2050 sind die Betriebskosten abgeschätzt worden, die sich aus der in beiden Konzepten zugrunde gelegten erheblichen quantitativen Ausweitung des ÖPNV-Angebotes ergeben. Zur Größe der Busflotte, die erforderlich sein würde, um das gegenüber heute erweiterte Angebot in 2050 zu erbringen, sind für keines der beiden Konzepte belastbaren Aussagen möglich. Gleiches gilt für den Personalbedarf. Daher sind Investitionskosten in die Flotte, Unterhalts- und Wartungskosten sowie die Kosten für das Personal nicht Gegenstand der Kostenabschätzung.

Im Moderat-Dezentralen Konzept wird für 2050 eine gegenüber heute fast viermal so hohe Jahresfahrleistung der Busse in Rheine angenommen. Die im Konzept angenommenen Jahresfahrleistung für 2050 beträgt somit rund 4.100.000 Fahrzeugkilometer. Bei den zugrunde gelegten Betriebskosten von 5,05 Euro je Fahrzeugkilometer würden die Gesamtbetriebskosten für das Busangebot in 2050 20.700.000 Euro betragen.

Im Maximal-Dezentralen Konzept verdoppelt sich die Jahresfahrleistung der Busse in Rheine bis 2050 gegenüber heute. Sie beträgt im Jahr 2050 rund 2.200.000 Fahrzeugkilometer. Bei zugrunde gelegten Betriebskosten von 5,05 Euro je Fahrzeugkilometer würden die Gesamtbetriebskosten für das Busangebot in 2050 11.110.000 Euro betragen.

Exkurs zum Fahrradparken

Zentraler Baustein einer CO2-freien Mobilität in Rheine im Jahr 2050 ist die erhebliche Ausweitung der bereits jetzt recht hohen Fahrradnutzung in der Stadt. Einer der bedeutendsten Faktoren dafür, ob ein Fahrrad genutzt wird oder nicht, ist das Angebot an qualitativ hochwerti-

gen, leicht zu nutzenden, diebstahl- und witterungsgeschützten, gut aus dem Straßenraum erreichbaren Fahrradabstellmöglichkeiten an relevanten Quell- und Zielorten. Da in Rheine in vielen Bereichen, insbesondere der Innenstadt, die Bedingungen zum Abstellen eines Fahrrades eher ungünstig sind, beispielsweise durch zu wenig Raum oder die Verwendung nicht mehr den Anforderungen entsprechender Abstelleinrichtungen, ist im Rahmen der Kostenabschätzung für den Verkehr auch eine überschlägige Abschätzung durchgeführt worden, mit welchen Kosten ein Ausbau der Fahrradabstellanlagen im Stadtgebiet Rheines verbunden wäre.

Es wird für das Jahr 2050 für Rheine ein Bestand von 59.000 Fahrrädern angenommen. Dies bedeutet in etwa eine Vollversorgung der Bürgerinnen und Bürger, die aller Voraussicht nach vom Alter her 2050 (körperlich) in der Lage sein werden, ein Fahrrad zu nutzen. Als Bedarf beziehungsweise Ziel wird in der Abschätzung zugrunde gelegt, dass im Jahr 2050 für jedes fünfte Fahrrad in Rheine ein Stellplatz im öffentlichen Raum zur Verfügung steht. Dies entspräche etwa 11.800 Stellplätzen. Für die hierfür erforderlichen Fahrradbügel werden Anschaffungskosten von rund 100 Euro je Bügel angesetzt, was Gesamtanschaffungskosten von rund 1.180.000 Euro bedeutet. Kosten für die Montage können nicht belastbar abgeschätzt werden und sind daher nicht berücksichtigt. Insgesamt wäre die Umwidmung von rund 2.360 Pkw-Stellplätzen notwendig, um den erforderlichen Raum für die Fahrradabstellmöglichkeiten zu schaffen.

7.5.5.2 *Zusammenfassung*

Für die Realisierung der Versorgungsinfrastruktur und die im Jahr 2050 aus der Nutzung der Pkw-Flotte, der Ausweitung des ÖPNV-Angebotes und der Verbesserungen der Bedingungen für das Fahrradparken würden für das Moderat-Dezentrale Konzept Gesamtkosten von rund 126 Millionen Euro entstehen. Den überwiegenden Teil der Kosten mit rund 85 Millionen Euro hätten die Pkw-Nutzerinnen und –Nutzer in der Stadt zu tragen. Ihre jährlichen Kosten lägen aber voraussichtlich nicht über den Kosten, die bereits heute die Nutzung eines Pkws im Jahr verursacht. Die Ausweitung des ÖPNV, der Aufbau der Versorgungsinfrastruktur und die Bereitstellung besserer Fahrradabstellmöglichkeiten schlügen deutlich geringer zu Buche. Die Kosten für die Versorgungsinfrastruktur setzten sich zum überwiegenden Teil aus den Kosten für die Ladesäulen auf privaten und öffentlichen Flächen zusammen, die Bereitstellung der Erdgas- und Wasserstofftankstelle macht nur einen geringen Teil der Versorgungsinfrastrukturkosten aus.

Etwas anders stellt sich die Situation im Maximal-Dezentralen Konzept dar. Seine Realisierung wäre mit rund 103 Millionen Euro verbunden und somit weniger kostenintensiv als das Moderat-Dezentrale Konzept. Die zugrunde gelegte geringere Zahl der Pkw führt hier zu deutlich geringeren Kosten, nämlich nur zu rund 42 Millionen Euro. Da jedoch in 2050 für jedes der 6.200 elektrisch betriebenen Car-Sharing-Fahrzeuge ein Stellplatz im öffentlichen Raum einschließlich einer Ladesäule erforderlich ist, wären die Kosten für die Bereitstellung der Versorgungsinfrastruktur mit über 48 Millionen wiederum deutlich höher als im Moderat-Dezentralen Konzept.

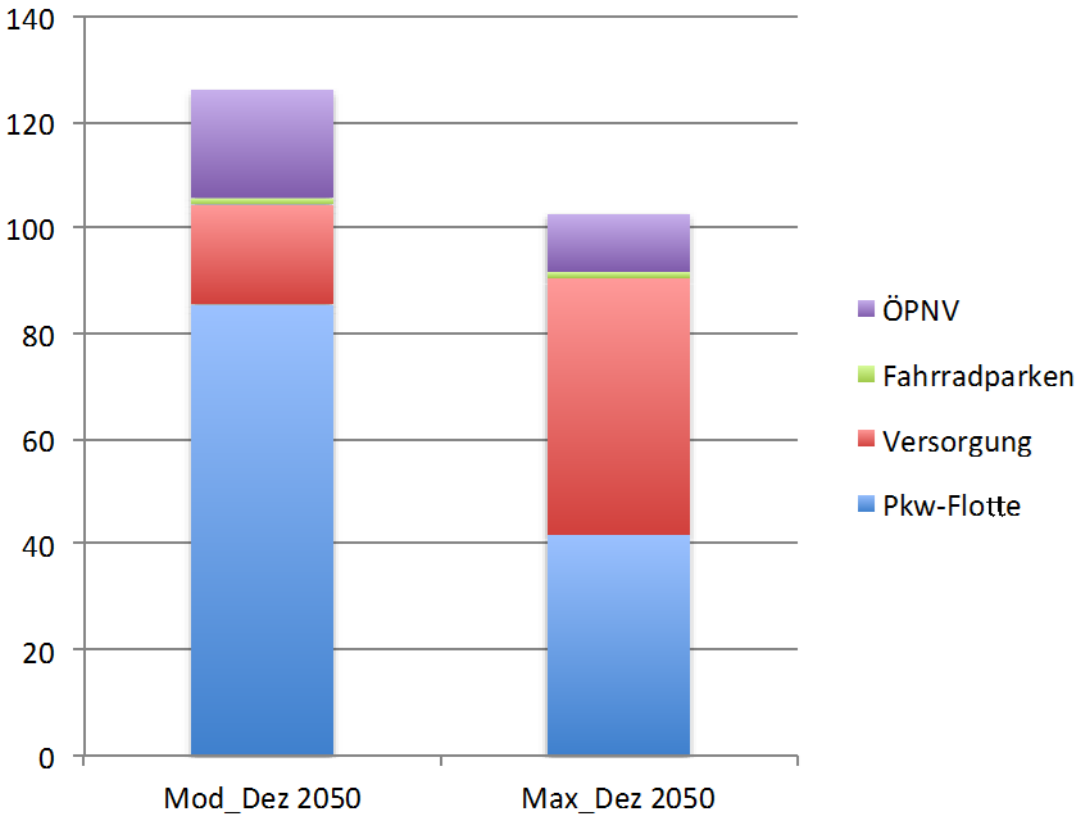


Abbildung 7-37: Zusammenfassender Vergleich des MOD-DEZ und des MAX-DEZ Konzepts (Angaben in Mio. Euro)
Quelle: Eigene Berechnung (WI)

7.6 Zusammenfassung Transformationspfade, Exergie, Treibhausgasemissionen und Kosten

Solar Institut Jülich, Wuppertal Institut

Die im Kapitel 7 durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse zu den Transformationspfaden sowie Exergie, Treibhausgasemissionen und Kosten lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Transformationspfade Nachfrageseite

Die Entwicklung des **Strombedarfs** der Haushalte von 2010 bis zum Jahr 2050 basiert auf Annahmen zur modifizierten Fortschreibung der heutigen, statistisch bekannten Ausstattung der Haushalte mit Geräten, zur gerätespezifischen Effizienzsteigerung und zur Erneuerung des Gerätebestandes nach Lebensdauern. Demnach würde der mittlere Stromverbrauch eines Rheinenser Haushaltes von etwa 2.617 kWh/a in 2010 im MOD-DEZ Konzept um 48% auf 1367 kWh/a und im MAX-DEZ Fall um 54% auf 1.197 kWh/a zurückgehen. Dieser Unterschied geht auf einerseits auf ambitioniertere Effizienzsteigerungen und andererseits auch auf eine andere bzw. kleinere Ausstattungs- und Nutzungsrate der Haushalte mit bestimmten Geräten wie z.B. Fernseher (kleinere Geräte) und Wäsche-Trockner („shared eonomy“) im MAX-DEZ Fall zurück. Der Rückgang des Stromverbrauchs im Haushaltssektor bis 2050 erfolgt in beiden Fällen – zumindest bis zum Jahr 2035 – stärker als eine lineare Entwicklung. Der resultierende Stromverbrauch im MAX-DEZ Konzept liegt dabei durchweg unter demjenigen im MOD-DEZ Konzept, erfolgt also (um etwa 5 Jahre) schneller.

Die **gesamten Strombedarfe** in Rheine nehmen in beiden Konzepten in Summe zu, auch wenn die „konventionellen“ Strombedarfe für Haushalte, Industrie und GHD teils deutlich abnehmen. Der höhere Gesamtstrombedarf kommt insbesondere durch die teilweise Elektrifizierung von Prozesswärme, Elektromobilität, Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmeversorgung und im MOD-DEZ Konzept zusätzlich durch die H_2-Herstellung mittels Power-to-Gas zustande.

Die zeitliche Entwicklung der Wärmenachfrage von Wohngebäuden in Rheine basiert auf den oben dargestellten Annahmen zur Entwicklung von gebäudespezifischen Energiekennzahlen und Sanierungsraten für den Raumwärmebedarf sowie zur Entwicklung des spezifischen Warmwasserbedarfs. Dabei werden drei verschiedene Gebäudetypen (EFH=Einfamilienhaus, MFH=Mehrfamilienhaus und GFH=Großes Mehrfamilienhaus) mit jeweils drei verschiedenen Sanierungsarten (unsaniert=Alt-/Bestandsbau, „Passivhaus“=„Niedrigstenergiehaus“ und „neu“=„Niedrigenergiehaus“) berücksichtigt. Ferner wurde der Bestand im Referenzjahr 2010 als Ausgangsbasis verwendet und diesbezüglich dynamische Annahmen zu seiner Sanierung im Zeithorizont getroffen. Mögliche Neubauten und Abrisse von Wohngebäuden wurden explizit nicht betrachtet.

Daraus folgt, dass der gesamte Wärmebedarf durch Wohngebäude von 2010 bis 2050 von etwa 539 Mio. kWh pro Jahr um ca. 63 % auf knapp 200 Mio. kWh pro Jahr sinkt. Den größten Anteil daran hat der Rückgang des Raumwärmebedarfs, der von 450 Mio. kWh pro Jahr um 64 % auf gut 158 Mio. kWh pro Jahr sinkt. Der Warmwasserbedarf geht im Vergleich dazu von knapp 89 Mio. kWh um „nur“ etwa 55 % auf gut 39 Mio. kWh pro Jahr zurück und erlangt dadurch relativ betrachtet eine größere Bedeutung Sein Anteil am gesamten Wärmebedarf steigt demnach in diesem Zeitraum von 15 auf rd. 20 %.

Im **Verkehr** wird es bis zum Jahr 2050 zu einer ganz erheblichen Verschiebung im Modal Split kommen müssen. ÖPNV, Rad- und Fußverkehr vergrößern ihrer Anteile an den zurückgelegten Wegen zu Lasten der Pkw-Nutzung. Werden derzeit noch über die Hälfte der Wege durch die Bevölkerung Rheines mit dem Pkw zurückgelegt, so sind es 2050 nur noch etwa ein Drittel. Viele Wege in der fahrradtauglichen Distanz von zwei bis fünf Kilometern werden durch die Bevölkerung Rheines derzeit noch mit dem Pkw zurückgelegt. In dieser Distanzklasse kommt

es bis zum Jahr 2050 zu einer deutlichen Verschiebung der Pkw-Nutzung hin zur Nutzung des Fahrrades.

Bis zum Jahr 2050 muss der Pkw-Bestand in Rheine ganz erheblich zurückgehen: Sind derzeit noch über 36.000 Pkw zugelassen, so sind es 2050 nur noch rund 13.000. Zudem erfolgt ein deutlicher Wechsel in der Antriebstechnologie. Derzeit werden die in Rheine zugelassenen Pkw fast ausschließlich von Benzin- und Dieselmotoren angetrieben. 2050 werden die Pkw in Rheine fast ausschließlich elektrisch, teilelektrisch oder mit Gas angetrieben. Die derzeit noch fast ausschließlich von konventionell betriebenen Pkw erbrachte Verkehrsleistung des MIV geht bis 2050 ganz erheblich zurück. Zudem wird sie 2050 fast ausschließlich von elektrisch, teilelektrisch oder gasbetriebenen Fahrzeugen erbracht. Dem Rückgang der Verkehrsleistung des MIV bis 2050 steht ein erheblicher Zuwachs der Verkehrsleistung beim nicht-motorisierten Individualverkehr (NMIV) entgehen. Dieser Zuwachs entfällt in erster Linie auf den Radverkehr und in deutlich geringerem Maße auf das Zufußgehen.

Gegenüber 2010 verändert sich die durchschnittliche Länge eines zurückgelegten Weges über alle Verkehrsträger hinweg in Rheine nur gering. Sie geht von etwas über zehn auf dann zehn Kilometer zurück. Innerhalb der verschiedenen Verkehrsträger kommt es jedoch schon zu Verschiebungen. Mit dem ÖPNV zurückgelegte Wege werden im Mittel länger, während die mit Pkw oder motorisierten Zweirädern zurückgelegten Wege im Durchschnitt 2050 kürzer sein werden als derzeit. Zu Fuß oder mit dem Fahrrad zurückgelegte Wege bleiben von der durchschnittlichen Wegelänge her relativ unverändert.

Der beschriebene Shift bei den Antriebstechnologien für Pkw, Busse und Schienenfahrzeuge, die technischen Effizienzgewinne und die Verschiebungen im Modal Split bewirken in beiden Konzepten bis 2050 einen ganz erheblichen Rückgang des Energiebedarfs des Personenverkehrs in Rheine. Im **Moderat-Dezentralen Konzept** sinkt der Energiebedarf des motorisierten Straßenpersonenverkehrs von derzeit rund 1.200 Terrajoule jährlich auf nur noch knapp über 300 Terrajoule, im M**aximal-Dezentralen Konzept** sinkt er gar auf nur noch 85 TJ.

Um in der **Industrie** die angestrebten Energie- und CO_2-Einsparungen bis 2050 zu erreichen, wird pro Betrieb und erfassten Anwendungen für den gesamten betrachteten Zeitraum nur ein einmaliger Ersatz der relevanten Verbraucher (im folgenden Sanierung genannt) unterstellt. Wird die Elektrifizierung einiger (ursprünglich brennstoffbetriebener) Prozesse zunächst nicht berücksichtigt, kann durch die Sanierung der Anlagen und die damit verbundenen Effizienzsteigerungen in den bestehenden Industrie- und GHD-Betrieben eine Reduktion des Strombedarfes um 25% im Zeitraum 2010 bis 2050 erreicht werden. Aufgrund der gehäuften Sanierungen zwischen den Stützjahren 2020 und 2030 kann in diesem Zeitabschnitt der Bedarf am stärksten gemindert werden (jeweils um 30 GWh zwischen den Stützjahren). Durch die Elektrifizierung fällt dann jedoch bis zum Jahr 2050 ein zusätzlicher Strombedarf von 92 GWh an. Dies entspricht im Jahr 2050 ca. 48% des gesamten Strombedarfs. Die Elektrifizierung der Industrieprozesse findet verstärkt in dem Zeitraum 2020 bis 2040 statt. In den untersuchten Stützjahren 2030 und 2040 erhöht sich der Stromverbrauch jeweils um 31 GWh. Der gesamte (konventionelle plus zusätzlich durch Elektrifizierung induzierte) industrielle Strombedarf liegt für das Untersuchungsgebiet damit im Jahr 2050 4% über demjenigen in 2010.

Transformationspfade Versorgungsseite

Die **Stromversorgung** in Rheine kann ab dem Jahr 2030 in beiden Konzepten (MAX-DEZ und MOD-DEZ) in stündlicher Auflösung weit über die Hälfte der Strombedarfe durch lokale Stromerzeugung aus EE gedeckt werden. Voraussetzung für die Realisierung ist ein jährlicher Zubau von Photovoltaik von bis zu 3 MW in MAX-DEZ und bis zu 7 MW in MOD-DEZ, während der Zubau von Windkraftanlagen in beiden Fällen zwischen 2 und 5 MW jährlich liegen müsste. Die Umsetzung der Windkraft vor Ort wird zusätzlich einen guten Dialogprozess mit den Anwohnern, insbesondere im Süden von Rheine, wo 32 WKA mit insgesamt 64 MW entstehen müssten, erfordern.

Die Stromerzeugung aus Biomasse wird dagegen bis zum Jahr 2050 sinken, da die verfügbaren Biomassepotenziale vorrangig für biogene Brennstoffe (MAX-DEZ) bzw. biogene Kraftstoffe (MOD-DEZ) genutzt werden müssten.

Energiespeicher in Form von Batterien werden in MAX-DEZ ab dem Jahr 2040 erforderlich und dienen vorrangig der Nutzbarmachung des EE-Stroms vor Ort. Im MOD-DEZ Konzept werden Speicher schon ab dem Jahr 2030 notwendig und sind für die Versorgungssicherheit zwingend erforderlich.

Die **Wärmeversorgung** erfolgt im MAX-DEZ Fall durch Umstellung der heutigen Raumwärme- und Warmwasserversorgung auf solarthermisch gespeiste Nahwärmenetze mit saisonalen Wärmespeichern. Dies erfordert eine quartiersweise Sanierung und Umbau der Versorgungsstrukturen. Zunächst werden Gebiete, die industrielle Abwärme im Wärmenetz nutzen, umgebaut, danach Gebiete mit hoher Wärmedichte. Gebiete mit sehr großen Speichern werden aufgrund abnehmender Speicherkosten erst möglichst spät umgebaut, ebenso Gebiete im Stadtkern aufgrund von deutlich geringerem Verkehrsaufkommen.

Für das MOD-DEZ Konzept erfolgt eine Umstellung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung auf Wärmepumpen und Erdsonden. Hierfür ist keine quartiersweise Sanierung notwendig, aber eine Umstellung der Wärmeversorgung nach einem kommunalen Wärmeplan ist empfehlenswert. Die vollständige Umstellung auf Wärmepumpen weist hohe Bedarfsspitzen auf und hat daher auch schon frühzeitig Einfluss auf das Stromsystem. So folgen daraus bereits ab dem Jahr 2030 Strombedarfe in Höhe von gut 60 GWh/a und in 2040 von nahezu 90 GWh/a.

Die heutige fossil-basierte **Brenn- und Kraftstoffversorgung** muss zur Erreichung der CO_2-Minderungsziele von 95% in allen Bereichen durch biogene Brenn- und Kraftstoffe bzw. durch synthetische Brenn- und Kraftstoffe (Fokus MAX-DEZ: Biomethan / Fokus MOD-DEZ: biogene Kraftstoffe) und zusätzlich durch eine Umstellung auf strombasierte Versorgungsoptionen ersetzt werden. Im MAX-DEZ Konzept werden die lokalen Biomassepotenziale prioritär zur Herstellung von Brennstoffen zur Prozesswärmeversorgung genutzt. Die Bedarfe an Kraftstoffen müssen weitgehend über Importe gedeckt werden. Eine lokale „Versorgung“ der Kraftstoffbedarfe kann nur in Form von Rapsanbau auf freien Potenzialflächen für Energiepflanzenanbau unterstützt werden.

Im MOD-DEZ Konzept werden die lokalen Biomassepotenziale dagegen prioritär zur Herstellung biogener Kraftstoffe eingesetzt. Ab dem Jahr 2030 sind die Potenziale an holzartiger Biomasse (FT-Diesel) und Energiepflanzen (Bioethanol) ausreichend, um eine eigene Produktion von Biodiesel im Fischer-Tropsch-Verfahren und Bioethanol innerhalb von Rheine zu realisieren.

Auch an das **Gasnetz** werden durch die beiden Zukunftskonzepte neue Anforderungen gestellt. Im MAX-DEZ Konzept gibt es im Jahr 2050 nur noch Bedarfe an gasförmigen Brennstoffen zur Prozesswärmeversorgung in Industrie und GHD. Nur noch rund acht Prozent des Volumens von 2010 müssten im Zieljahr 2050 im Erdgasnetz transportiert werden. Im MOD-DEZ Konzept gibt es noch zusätzlich Bedarfe an gasförmigen Brennstoffen für den Verkehr, was zu etwas neun Prozent des heutigen Transportvolumens im Zieljahr 2050 führen wird. In beiden Fällen wird dadurch ein „Rückbau“ des Gasnetzes bis auf wenige Verbindungen wahrscheinlich.

Exergetische Bewertung

Insgesamt liegt die exergetische Effizienz des Energiesystems im Konzept MAX-DEZ in allen Stützjahren zum Teil deutlich über den Werten von MOD-DEZ. Vor allem die Umwandlung von Strom zu Wärme und ein höherer PV-Anteil wirken sich dabei in MOD-DEZ hinsichtlich der exergetischen Effizienz mindernd aus.

Es lässt sich jedoch beobachten, dass die exergetische Effizienz im Stromsektor bis zum Jahr 2050 zunimmt, während sie im Wärmesektor sinkt. Dieser unerwartete Effekt wird in beiden

Konzepten gleichermaßen beobachtet. Im Stromsektor wird in beiden Konzepten vorwiegend auf brennstoffunabhängige Erzeugung gesetzt, was zu einer deutlichen Verbesserung (Minderung) des kumulierten Energieverbrauchs (KEV) und somit auch der Steigerung der exergetischen Effizienz führt. Im Wärmekonzept von MOD-DEZ wird exergetisch wertvoller Strom in Niedrigtemperaturwärme umgewandelt, was zu einer deutlichen Reduzierung des exergetischen Wirkungsgrades führt. In MAX-DEZ wird die solarthermische Wärme auf einem - im Vergleich zu MOD-DEZ - höheren Temperatur- bzw. Exergie-Niveau bereitgestellt. Abwärme wird auf unterschiedlichen Temperaturniveaus genutzt. Jedoch führen die hohen Leitungs- und Speicherverluste in Summe zu einer Reduzierung des exergetischen Wirkungsgrades bis 2050.

Die Aussage, ob ein Konzept gegenüber dem anderen auf Basis seines bilanziell berechneten exergetischen Gesamtwirkungsgrades vorteilhafter ist, kann nur näherungsweise und qualitativ gemacht werden. Die hier angewandte Berechnungsmethodik hat ihre Unschärfe aus folgenden Gründen: Ein Aspekt sind die unterschiedlichen eingesetzten Technologien und Speicherlösungen für die Wärmeversorgung in den beiden Konzepten. Während in MAX-DEZ die Wärme saisonal gespeichert wird und erst nach einigen Wochen oder Monaten wieder genutzt wird, wird in MOD-DEZ die Wärme sehr zeitnah abgerufen. Diese zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf in MAX-DEZ erschwert eine detaillierte Berechnung des exergetischen Wirkungsgrades. Auch sind die Konzepte hinsichtlich ihres Grades der (Sektoren übergreifenden) Verzahnung sehr unterschiedlich: In MOD-DEZ z.B. werden vorwiegend Wärmepumpen eingesetzt, die genaue Berechnung des KEV - als wichtige Größe zur Berechnung des exergetischen Wirkungsgrades - kann nur erfolgen, wenn der Strommix im Netz zu Zeiten des Strombezugs zu jedem Zeitpunkt bekannt ist. Ähnliches gilt für den KEV von Stromspeichern, auch hier muss für die Berechnung des exergetischen Wirkungsgrades die Herkunft des in den Speicher eingespeisten Stroms zu jedem Zeitpunkt erfasst werden. Streng genommen ist für eine exergetische Vergleichbarkeit der Konzepte der exergetische Wirkungsgrad (bzw. die exegetische Effizienz) aller verzahnten Teilsysteme (Speichersysteme, KWK, etc.) sowie deren Verteilungsverluste zu jedem Zeitpunkt unter Beachtung ihrer grundsätzlichen Vergleichbarkeit zu ermitteln. Derartige detaillierte exergetischen Analysen konnten jedoch im Rahmen des Projekts nicht durchgeführt werden.

Treibhausgasemissionen (CO2-Äquivalente)

Für das Basisjahr 2010 bzw. 1990 werden die Emissionsberechnungen der Kommune Rheine, die mit Hilfe des Online-Tools Ecoregion erstellt wurden, beibehalten. Diese liegen bei 435.483 Tonnen CO2/a für 2010 bzw. bei 570.366 Tonnen CO2/a für 1990.

Für das MAX-DEZ Konzept und das Stützjahr 2020 ergeben sich CO2-Emissionen von rund 418.500 Tonnen und somit nur eine CO2-Einsparung von gut 26,5 % (bezogen auf 1990). Im Vergleich zum Ziel der Bundesregierung, das eine Reduktion um 40 % bis 2020 (BMUB 2017) fordert, ist dies eine eher mäßige Einsparung. Zur Erreichung des Bundesziels wären allerdings überdurchschnittliche Anstrengungen im Bereich Gebäudesanierung und Zubau erneuerbarer Stromerzeugung in Rheine notwendig gewesen, die insbesondere aus wirtschaftlicher Sicht unter den gegenwärtigen energiepolitischen Rahmenbedingungen als nicht plausibel angesehen werden.

Für das Stützjahr 2030 ergeben sich Emissionen von rund 234.800 Tonnen und damit eine CO2-Einsparung von knapp 59 % gegenüber 1990. Der Zielwert der Bundesregierung von 55 % (BMUB 2017) wird somit übertroffen. Insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Umstrukturierungen im Bereich Verkehr tragen zur Emissionsminderung bei. Für das Stützjahr 2040 können die Emissionen besonders durch die fortlaufende Umstellung der Wärmeerzeugung auf solarthermisch gespeiste Wärmenetze weiter auf rund 104.500 Tonnen reduziert werden, was eine Reduktion um circa 81,5 % bedeutet. Für das Zieljahr 2050 betragen die Emissionen 20.845 t/a, was einer Reduktion von 96,3 % entspricht. Das Ziel einer Reduktion von mindestens 95% wird somit im MAX-DEZ Konzept erreicht.

Für das MOD-DEZ Konzept ergeben sich im Stützjahr 2020 CO_2-Emissionen von rund 420.000 Tonnen und somit eine CO_2-Einsparung von knapp 26,5 % (bezogen auf 1990). Genau wie im Maximal-Dezentralen Konzept wird das Zwischenziel der Bundesregierung (Zielwert: -40 % bis 2020) (BMUB 2017) somit nicht erreicht. Im Vergleich zum MAX-DEZ Konzept sind die Emissionen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in 2020 um etwa 15.000 Tonnen geringer, die Emissionen für die Stromerzeugung und den Verkehr jedoch um circa 9.000 Tonnen bzw. 7.000 Tonnen höher.

Für das Stützjahr 2030 ergeben sich Emissionen von rund 233.400 Tonnen und damit eine CO_2-Einsparung von 59 % gegenüber 1990. Auch im Moderat-Dezentralen Konzept wird somit 2030 der Zielwert der Bundesregierung von 55 % (BMUB 2017) übertroffen. Insbesondere die fortlaufende Umstellung auf Wärmeerzeugung (Raumwärme + Warmwasser) über Wärmepumpen und Erdsonden trägt zur Emissionsminderung bei. Für das Stützjahr 2040 reduzieren sich die Emissionen weiter auf rund 106.700 Tonnen, was eine Reduktion um circa 81,5 % bedeutete. Für das Zieljahr 2050 betragen die Emissionen 24.762 t/a, was einer Reduktion von 95,7 % entspricht. Das Ziel einer Reduktion von mindestens 95% wird somit, wenn auch knapp, erreicht.

Die beiden Konzepte zeigen, dass eine CO2-Minderung von 95% möglich ist, dafür aber die in den Konzepten angesetzte massive Umgestaltung des Energieversorgungssystems sowie ambitionierte Energieeinsparungen notwendig sind.

Kostenschätzungen

Die Investitionen für die **lokale Stromerzeugung** unterscheiden sich in den beiden Konzepten hauptsächlich durch die verschieden hohen Photovoltaik (PV) Leistungen, bei ansonsten gleichen Annahmen. Die unterschiedlich hohen PV-Leistungen ziehen zusätzlich weitere Investitionen in die Anpassung der lokalen Infrastrukturen (Stromnetz und Energiespeicher in Form von Batterien) nach sich. Dazu gehören der Ausbau des lokalen Stromnetzes sowie die Errichtung von dezentralen Batterien bei den PV Anlagenbetreibern zur Eigenverbrauchsoptimierung und von zentralen Netzbatterien zur Begrenzung von Einspeisespitzen bezogen auf das Stromnetz. Allein für die Errichtung der Stromerzeugung aus PV und Wind in Rheine wären demnach bis zum Jahr 2050 insgesamt zwischen ca. 200 Mio. € (MAX-DEZ) und 300 (MOD-DEZ) Mio. € an Investitionen zu tätigen. Der Unterschied zwischen beiden Konzepten geht dabei allein auf die höhere benötigte PV-Leistung (+111 MW_{el}) vor Ort im MOD-DEZ Fall zurück. Für den nötigen Ausbau der lokalen Infrastruktur ist zusätzlich mit beträchtlichen Zusatzinvestitionen zu rechnen. Sie würden – sehr konservativ betrachtet – deutlich über den o.g. Investitionen in den EE-Ausbau liegen und im MAX-DEZ Fall insgesamt etwa 285 Mio. € und im MOD-DEZ Fall insgesamt ca. 528 Mio. € betragen. Die Batterien, insbesondere die „virtuelle Netzbatterie“, haben daran im Vergleich zum Netzausbau den weit größeren Anteil. Für das MAX-DEZ Konzept wären damit für den Ausbau der lokalen Stromerzeugung und Infrastrukturen insgesamt etwa 493 Mio. € an Investitionen aufzubringen, während das MOD-DEZ Konzept mit ca. 832 Mio. € deutlich kostenintensiver würde.

Zusätzlich zu den anfallenden Kosten für die künftige lokale Stromerzeugung werden auch die Differenzkosten für die Umsetzung der **Effizienzsteigerungen im Haushaltssektor** in beiden Konzepten abgeschätzt. Im MAX-DEZ Konzept wird dazu im Unterschied zum MOD-DEZ Fall unterstellt, dass beim Ersatz alter Haushaltsgeräte (gemäß ihrer mittleren statistischen Lebensdauer) ein effizienteres Gerät angeschafft wird als es im Marktdurchschnitt üblich wäre. Zusätzlich werden im MAX-DEZ Konzept bei manchen Geräten etwas kleinere Ausstattungsraten angenommen als im MOD-DEZ Fall. Die Analyse anhand von fünf ausgewählten Geräten zeigt, dass die ambitionierteren Effizienzmaßnahmen im MAX-DEZ Fall zu Mehrkosten in Höhe von ca. 37 € pro Jahr und Haushalt führen. Dem stehen mögliche Stromkosteneinsparungen von 26,50 € pro Jahr Haushalt gegenüber, so dass sich die Mehrkosten pro Haushalt im

Mittel auf 10,50 € pro Jahr und insgesamt auf etwa 13 Mio. € über den betrachteten Zeitraum reduzieren.

Die Investitionen für die **lokale Wärmeerzeugung** unterscheiden sich im Wesentlichen durch den gewählten technologischen Fokus: nahezu ausschließlich Wärmepumpen in MOD-DEZ und Solarkollektoren plus Saisonalspeicher in MAX-DEZ sowie jeweils wenig KWK. Für diese Art der lokalen erneuerbaren Wärmeerzeugung sind insgesamt zwischen 231 Mio. € (MOD-DEZ) und 535 Mio. € (MAX-DEZ) an Investitionen zu tätigen, mit vernachlässigbar geringem Anteil der lokalen KWK-Anlagen. Die Investitionen für MAX-DEZ für die Wärmeerzeugung liegen damit in etwa um gut 300 Mio. € über denen für MOD-DEZ und werden von den Solarkollektoren dominiert. Für das MAX-DEZ Konzept sind jedoch für die lokalen Wärmespeicher und -netze zusätzlich noch knapp 780 Mio. € an Investitionen zu tätigen. Davon entfällt der weitaus größte Anteil auf die Erdbecken-Wärmespeicher, die damit die Investitionen dominieren. Im Vergleich dazu profitiert das MOD-DEZ Konzept von den bestehenden elektrischen Infrastrukturen für die Wärmepumpen.

Betrachtet man die lokale Strom- und Wärmeerzeugung zusammen, dann schneidet MOD-DEZ stromseitig zwar fast doppelt so „teuer“ ab wie MAX-DEZ. MAX-DEZ wird jedoch insbesondere durch die Wärmespeicher insgesamt deutlich teurer als MOD-DEZ, (ohne die zusätzlichen Wärmeinfrastrukturen wären beide Konzepte etwa gleichauf). MAX- und MOD-DEZ unterscheiden sich bei den nötigen Investitionen für den Wärmesektor im Vergleich zum Stromsektor deutlich stärker (ca. 300 Mio. € bzw. Faktor 3). Die hohen Investitionen für MAX-DEZ (ggü. MOD-DEZ) resultieren vor allem aus den zahlreichen Solarkollektoren und sehr großen Erdbecken-Wärmespeichern.

Aus den vorigen Ergebnissen können die folgenden **Gestehungskosten** abgeleitet werden. Strom aus Photovoltaik kann in 2050 im Mittel für ca. 7,6 ct/kWh und aus Windkraft für ca. 4,3 ct/kWh vor Ort erzeugt werden. Unter Berücksichtigung der aus den Berechnungen folgenden „realen“ EE-Deckungsanteile (insg. 62% am Gesamtbedarf) würden die mittleren EE-Stromgestehungskosten ca. 5,3 ct/kWh betragen. Die Wärme aus den lokalen Wärmepumpen kann in 2050 im Mittel für ca. 6,4 ct/kWh (inkl. lokalem EE-Strombezug) bereitgestellt werden, bei einem 97%-gen Deckungsanteil. Die zuvor dargestellten Investitionen in die zukünftigen lokalen Erzeugungsstrukturen können sich daher langfristig „lohnen“.

Für die lokale **Verkehrswende** werden für beide Zukunftskonzepte die Kosten abgeschätzt und ausgewiesen, die den Bürgerinnen und Bürgern bei der Anschaffung von Pkw und die der Stadt für die Stärkung des ÖPNV und für die nötigen Infrastrukturen entstehen. Für MOD-DEZ entfällt der größte Anteil an den Kosten auf die Anschaffung von Elektrofahrzeugen, gefolgt von den Anschaffungskosten für Brennstoffzellenfahrzeugen, während sich die Kosten für MAX-DEZ auf die Anschaffung von Elektrofahrzeugen konzentrieren. Im Hinblick auf die Infrastrukturen wird für beide Konzepte ein bedarfsgerechter Ausbau zugrunde gelegt. Das bedeutet für MOD-DEZ Konzept einen Zubau von einer Erdgas-, einer Wasserstofftankstelle sowie von etwa 10.000 Ladesäulen auf Privatgrundstücken und 1.400 Ladesäulen im öffentlichen Raum. Im MAX-DEZ Konzept erfolgt der Zubau von Ladesäulen für elektrisch betriebene Fahrzeuge ausschließlich im öffentlichen Raum (etwa 650 Ladesäulen) und auf privaten Grundstücken (ca. 6.200 Ladesäulen).

Für den ÖPNV ist in beiden Konzepten nur die mögliche Entwicklung der Betriebskosten des zukünftigen Angebots abgeschätzt worden. Im MOD-DEZ Konzept müsste die Jahresfahrleistung der Busse bis 2050 auf rund 4.100.000 Fahrzeugkilometer und im MAX-DEZ Fall auf rund 2.200.000 Fahrzeugkilometer steigen. Dies entspricht respektive etwa einer Vervierfachung bzw. Verdopplung gegenüber heute.

Die Verkehrswende im MOD-DEZ Szenario würde demnach insgesamt Investitionen von etwa 85,3 Mio. € für die Anschaffung von neuen PKW und von 19 Mio. € für den Ausbau der Infrastrukturen erfordern sowie zu ÖPNV Betriebskosten von ca. 20,7 Mio. € führen. Im

Vergleich dazu würden sich die nötigen Investitionen für das MAX-DEZ Konzept insgesamt auf etwa 41,8 Mio. € für die Anschaffung von neuen PKW und rd. 49 Mio. € für den Ausbau der Infrastrukturen summieren und zu ÖPNV Betriebskosten von 11,1 Mio. € führen. Demnach würden für die Verkehrswende gemäß MOD-DEZ Konzept höhere Kosten entstehen als für das MAX-DEZ Konzept. Dies ist in erster Linie auf die deutlich größere PKW-Flotte im MOD-DEZ Konzept zurückzuführen, während MAX-DEZ in Bezug auf die Infrastruktur aufgrund der größeren Anzahl an Ladesäulen für Elektrofahrzeuge im öffentlichen Raum teurer ist als das MOD-DEZ Konzept.

8 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Kommunen

Die im Projekt erarbeiteten postfossilen Versorgungskonzepte wurden unter Berücksichtigung von Kopplungsoptionen zwischen den Versorgungsbereichen Strom, Wärme und Brennstoffe betrachtet. Aus der Vielzahl von Versorgungs- und Vernetzungsmöglichkeiten ergibt sich eine hohe Zahl an Umsetzungsmöglichkeiten. Somit stellen die in KomRev entwickelten postfossilen Konzepte (MAX-DEZ und MOD-DEZ) nur zwei mögliche Zielpunkte aus einer sehr großen Bandbreite möglicher Versorgungskonzepte dar. Die beiden Konzepte sind des Weiteren stark von den in Rheine vorliegenden Rahmenbedingungen geprägt, so dass eine 1:1 Übertragung der Konzepte auf andere Kommunen nur bedingt möglich und zielführend ist.

Die methodischen Ansätze, die anhand der für die Stadt Rheine erarbeiteten postfossilen Versorgungskonzepte entwickelt wurden, wurden daher im „Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung – Kommunale Masterpläne 100 % Klimaschutz“ beschrieben und ermöglichen somit ein einheitliches Vorgehen bei der Entwicklung und Umsetzung ambitionierter Klimaschutzziele, insbesondere von Masterplänen.

8.1 Handbucherstellung

Solar Institut Jülich, Wuppertal Institut

Das Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung wurde im Zeitraum April 2015 bis Januar 2016 erstellt. Es zieht für die Entwicklung von Masterplänen, aber auch Klimaschutzkonzepten im Allgemeinen, einen klaren Rahmen der notwendigen Arbeitsbereiche und der Abfolge der Arbeitsschritte (Abbildung 8-1) und stellt somit eine methodische Anleitung dar. Die systematische Erarbeitung verschiedener Möglichkeiten zur Effizienzverbesserung, Nutzung erneuerbarer Energien und der intersektoralen Kopplung der Energieversorgung wird strukturiert und durch Beispiele verdeutlicht. Durch Vorgabe von Möglichkeiten zur Prioritätensetzung und zu bedenkender technischer, gesellschaftlicher und ökonomischer Aspekte führt das Handbuch methodischer Grundfragen zur Entwicklung von Klimaschutzkonzepten, in denen Effizienzerhöhung und erneuerbare Energien ausgewogen verzahnt sind, aber auch Akzeptanz- und Kostenfragen mit in die Konzeptentwicklung einfließen können.

Das Handbuch ist öffentlich verfügbar unter dem Link:

http://www.klimaschutz.de/sites/default/files/page/downloads/handbuch_methodischer_grundfragen_bf_cps_final_0.pdf

MASTERPLAN-ENTWICKLUNG	WAS IST ZU TUN?	WAS LIEGT DANACH VOR?
Randbedingungen des Masterplans		
Schritt 1	Erfassung der **Versorgungsinfrastruktur** Strom, Gas, Wärme, Verkehr und Ableitung von Möglichkeiten und Hemmnissen zukünftiger Versorgungsmöglichkeiten	✓ Ist-Stand Versorgungsinfrastruktur 1. Stromnetz (Leistungskapazitäten je Spannungsebene und Koppelstelle, Leitungs- und Umspannverluste) 2. Gasnetz (Räumliche Struktur und vorhandene Gasspeicher) 3. Wärmenetze (Räumliche Struktur vorhandener Nah- und Fernwärmenetze/Wärmespeicher) 4. Verkehr (Netzgebundene Infrastruktur, ruhender Verkehr, Potenzialflächen) ✓ Aus dem Ist-Stand resultierende 1. Möglichkeiten 2. Hemmnisse für postfossile Energieversorgung
Schritt 2	Festlegung **demografischer Randbedingungen** und Ermittlung der kommunalen Entwicklung der Bevölkerungszahlen	✓ Entwicklungskorridor Einwohnerzahl in der Kommune (Bevölkerung, private Haushalte, Erwerbspersonen) ✓ Altersaufbau der Bevölkerung
Zukünftige Energieerzeugungsmöglichkeiten im Masterplan		
Schritt 3	Ermittlung der kommunalen **Potenziale** für **erneuerbare Energie** als Entscheidungs- und Berechnungsbasis für die Masterplan-Energieversorgungsmöglichkeiten	✓ Überblick aktuelle Flächennutzung und Biomassenutzung ✓ Solarthermie und Photovoltaik 1. Geeignete Dachflächen 2. Optimale Neigungswinkel ✓ Windkraft 1. Windhöffigkeit des Standortes 2. Flächenpotenzial

Abbildung 8-1: Auszug Arbeitsschritte der Masterplan-Erstellung

8.2 Robuste Entscheidungselemente

Solar Institut Jülich, Wuppertal Institut

Die Masterplan-Kommunen der zweiten Runde bzw. die für sie tätigen Dienstleister wurden im Zeitraum September 2016 bis Dezember 2016 bei ihren Arbeiten mit dem Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung begleitet. Im Rahmen dieses Austauschs entstanden das Handbuch ergänzende Anwendungshilfen, ein FAQ-Katalog und Leitfragen zur Entwicklung von Klimaschutz-Strategien. Die entwickelten Leitfragen sind als anleitend formulierte, grundlegende Fragestellungen zu verstehen und bilden somit ein robustes Entscheidungselement. Sie werden im Folgenden dargestellt.

8.2.1 Übergeordnete Fragestellungen

Ausgangsbedingungen

- Handelt es sich bei Ihrer Kommune um einen eher städtisch oder eher ländlich geprägten Raum?
- Welche Rolle spielt die Industrie in Ihrer Kommune (Anteile am Energiebedarf, an THG-Emissionen und an der Beschäftigung/Wertschöpfung vor Ort)?
- Welche energie-/CO_2-intensiven Branchen sind ggf. vorhanden (Aluminium, Chemie, Papier, Stahl, Zement)?

Konzepte

- Welche Strategien und Konzepte bzw. Zukunftsvisionen gibt es bereits bzw. haben Sie entwickelt?
- Wie sehen Ihre Zwischen- (2030) und Fernziele (2050) aus bzw. woran orientieren Sie sich?
- Welche „Hot-Spots“ (insbesondere bezogen auf den Energiebedarf bzw. die CO_2-Emissionen) sehen Sie bzw. erwarten Sie in der Zukunft vor Ort?
- Finden Sie sich in einem der beiden im Handbuch anhand von Rheine skizzierten Konzepte (MOD-DEZ oder MAX-DEZ) wieder? Wenn ja, welches würden Sie eher verfolgen?
- Welche sektoralen Leitziele bezogen auf Energieträger (Brennstoffe, Gas, Strom, Wärme) bzw. Anwendungsbereichen (Haushalte, Industrie, Gewerbe, Verkehr, Kleinverbraucher) verfolgen Sie?

Energieeffizienz und erneuerbaren Energien (EE)

- Welche Planungen, Strategien und/oder Ziele gibt es bezogen auf Effizienzsteigerungen und Energieeinsparungen?
- In welchen Bereichen / Sektoren liegen diesbezüglich die Prioritäten?
- Welche Planungen und Ziele gibt es bereits für den lokalen EE-Ausbau (Strom, Wärme und Verkehr)?
- Welche installierten Leistungen und Erzeugungsmixe erwarten Sie für die Jahre 2030 und 2050?
- Wie könnten für Ihre Kommune mittelfristige Zwischenziele für EE und Effizienz/Einsparung im Jahr 2030 aussehen?

8.2.2 **Brennstoffwende**

A) Biomasse

- Welche nachhaltig gewinnbaren **Biomassepotenziale** liegen in der Region vor in Form von
  a) landwirtschaftlicher Nutzfläche,
  b) Wald- und Brennholz
  c) land- und forstwirtschaftliche Reststoffe sowie
  d) Industrie- und Siedlungsabfälle?
- Inwieweit mindert sich das energetisch nutzbare Biomassepotenzial aufgrund **stofflicher Nutzungskonkurrenz** in Form von
  a) **Flächenkonkurrenz** (für Nahrung und Futtermittel sowie Naturschutzflächen, landwirtschaftliche Extensivierung und Zunahme von Siedlungsflächen) und
  b) **Nutzungskonkurrenz** (für Dünger und Humus, Industrierohstoffe und Baumaterial sowie aufgrund von Mobilisierungsproblemen in Privatwäldern)?
- Wie hoch ist der direkt innerhalb der Kommune verwendbare Anteil der Biomasse in der Zielvision? Welche Mengen an Biomasse muss im Fall mangelnder Potenziale **importiert** werden bzw. kann im Überschussfall **exportiert** werden?

- Welche **Prioritätenreihenfolge** der energetischen Biomasseverwendung wird für die Versorgungsentscheidungen der Masterplan-Zielvision festlegt? D.h. welche Biomasse-Endenergieträger können aufgrund der heimischen Potenziale (bis 2050) und müssen aufgrund der identifizierten Nachfrage produziert werden:
  a) **Brennstoffe** (Biomethan, Biogas, Biokohle, Holzgas, Holzhackschnitzel)
  b) **Kraftstoffe** (Biomethan, Pflanzenöl, Biodiesel, Bioethanol, BtL-Kraftstoff)?

Kann der Industrie-Bedarfsanteil (Prozesswärme) durch Biomasse gedeckt werden?

B) Synthetische EE-Gase

- Welche **Potenziale** und **Versorgungsmöglichkeiten** gibt es für die Synthese erneuerbarer Gase (EE-Gase):
  a) **Wasserstoff** (**H_2**)
  b) **Synthetisches Methan** (**SNG**)?
- Für welche direkten und indirekten **Einsatzbereiche** (mobile und stationäre Brennstoffzellen, industrielle und gewerbliche Prozesswärme, Einspeisung in Gasnetz...) können die synthetisierten Gase sinnvoll eingesetzt werden?
- Welche **Infrastrukturen** (Wasserstoffnetze und -Tankstellen, Änderungen an Komponenten und Endgeräten im Erdgasnetz...) müssen dafür errichtet oder ertüchtigt werden?
- Welche **Rückwirkungen** hat der Einsatz von EE-Gasen auf **andere Sektoren** (Wärme, Strom, Verkehr) hinsichtlich veränderter Nachfragemengen und infrastrukturell notwendiger Anpassungen?

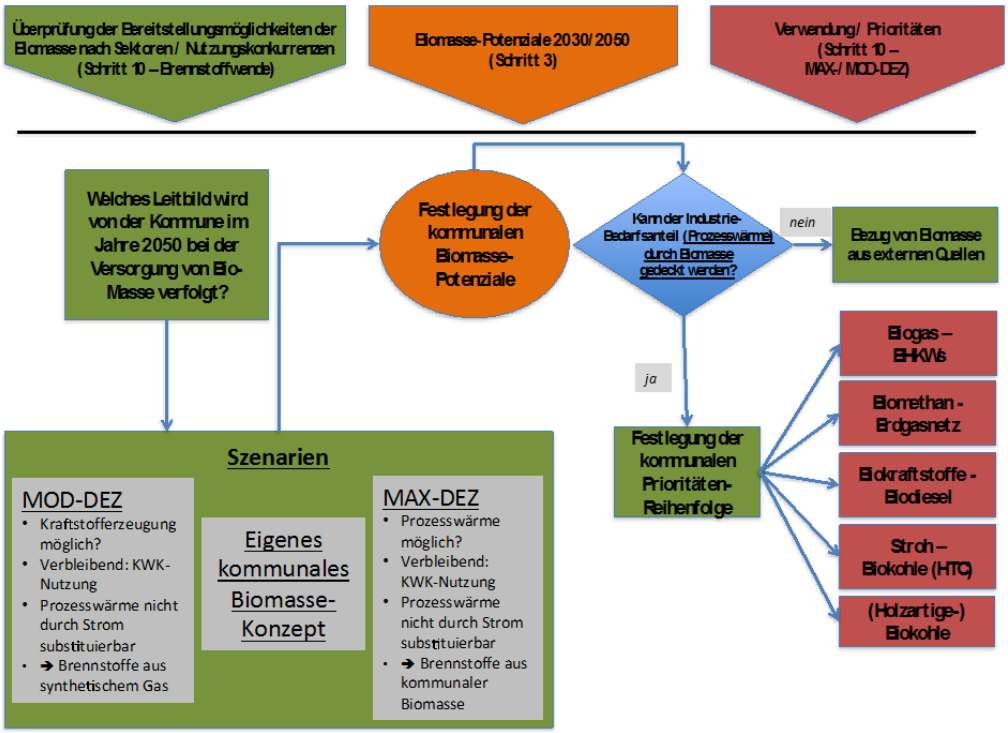


Abbildung 8-2: Entscheidungsdiagramm zur Strategieentwicklung einer Brennstoffwende

Storytelling Kommune Grünfeld[53]

Rentner Conrad Clevers Blick schweift 2050 über die weiten Felder voller energetisch optimierter Wildpflanzen -wilde Möhre, Steinklee und Flockenblumen– und denkt dabei an seine Anfänge als Masterplan-Manager in der Kommune Grünfeld zurück: 2016 begann alles als er erstmals schwarz auf weiß sah, dass die Biomassepotenziale pro Kopf in Grünfeld doppelt so hoch waren wie im Bundesdurchschnitt. „Gott sei Dank" dachte er damals „wo wir doch hier so viel Industrie in der Region haben." Vorausschauend wie Herr Clever war initiierte er mit der ansässigen Industrie einen runden Tisch für biogene Brennstoffe und freute sich 10 Jahre später über die erfolgreiche Einweihung der Firma Grünmethan. Damals hatte noch keiner geahnt, dass sie einmal zusammen mit der Grünkohle AG der größte Arbeitgeber vor Ort werden würde und Biomethan und Biokohle das Exportgut Nummer eins der Kommune werden würde. In den Gesprächen mit der Industrie hatte sich außerdem ergeben, dass große Mengen an Abwärme aus den Prozessen nicht genutzt wurden. Mit dem Wärmeplan hatten sich im Stadtrat viele am Anfang schwer getan: „Ein Nahwärmenetz mit industrieller Abwärme, Solarthermischen Anlagen und Biogas KWK im gesamten Stadtgebiet, das soll funktionieren?" Als Erdgas und –öl aber dann explosionsartig teurer wurde, wollte auf einmal jeder doch ganz schnell ans Wärmenetz angeschlossen werden.

8.2.3 Wärmewende

- Welche prinzipiellen **Versorgungsmöglichkeiten** ergeben sich aufgrund der vorhandenen kommunalen Strukturen (Wärme-, Strom- und Gasnetze, industrielle Ausprägung...) und Potenziale (EE, Abwärme...)?
- Welche jeweiligen **Vor- und Nachteile** bringen die einzelnen Versorgungsoptionen mit sich hinsichtlich
  a) gebäude- und infrastruktureller Anforderungen
  b) in Bezug auf Wechselwirkungen mit anderen Sektoren (Potenzialnutzung, Fluktuationswirkung, Infrastruktur)?
  → Bsp. Freisetzung von Potenzialen für zwingende Brennstoffbedarfe im Verkehr und bei industriellen Prozessen; Rückwirkungen auf Lastprofile im Stromnetz durch Einsatz von Wärmepumpen...
- Wie kann bei der Bereitstellung von Niedertemperaturwärme neben der *Energie*-Effizienz auch eine größtmögliche ***Exergie*-Effizienz** realisiert werden?
  → Bsp. Abwärme-Kaskadierung und Verzicht auf Verbrennung hochwertige Brennstoffe und auf den Einsatz von Strom-Direktheizungen
- Für welche **Strategie** entscheidet sich die Kommune auf Basis der vorliegenden Bedingungen hinsichtlich Infrastrukturen und Potenziale:
  a) Schwerpunkt **Wärmenetze mit saisonaler Wärmespeicherung**
  b) Schwerpunkt **strombasierte Einzelgebäudeversorgung**
  c) **Kombinationen** aus beidem

A) Wärmenetze (mit saisonaler Wärmespeicherung)

- Welche **Wärmenetze** liegen bereits vor und können genutzt oder umgenutzt werden?

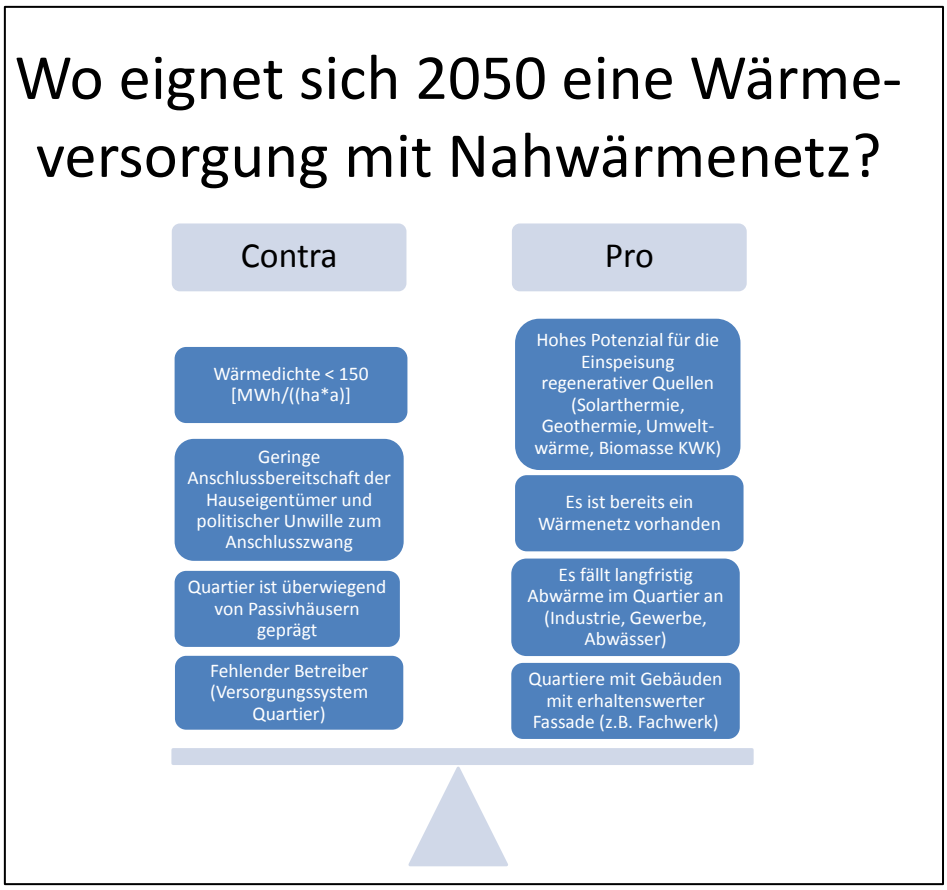
[53] Die Kommune Grünfeld ist eine fiktive Kommune. Die benannten Entscheidungen sollen beispielhaft in narrativer Form mögliche Entwicklungen in einer Kommune aufgrund der individuellen Voraussetzungen wiedergeben.

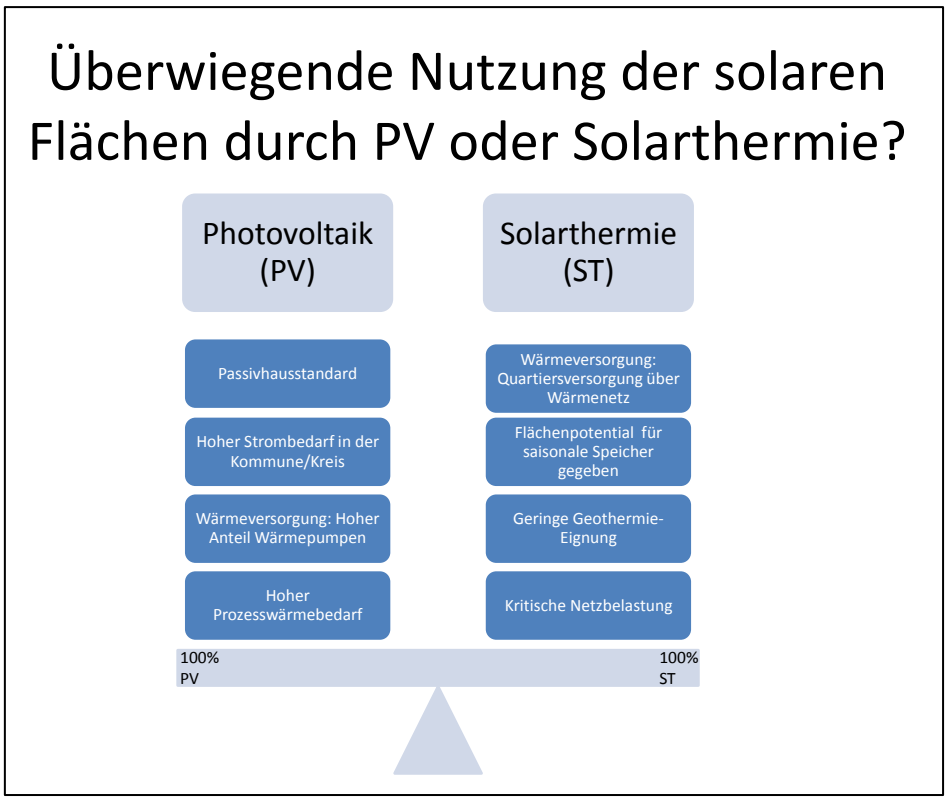
- Welche kommunalen **Potenziale** an **erneuerbaren Energien** (Solarenergie, geothermische und Umweltwärme, Biomasse für KWK) und **Abwärmequellen** (gewerbliche, industrielle und kommunale Abwärme, KWK-Abwärme) lassen sich mit Hilfe von Wärmenetzen erschließen? Erfordert die Charakteristik der Wärmeeinspeiser den Einsatz von Kurzzeit- oder Langzeit-Wärmespeichern?
- Ist - auch im Zieljahr - eine ausreichend hohe **Wärmebedarfsdichte** gegeben (Anhaltswerte: mind. 150 MWh/ha/a bzw. mind. 0,5 MWh/m Netzlänge)?
- Lassen sich bei nicht ausreichend hohen Wärmebedarfsdichten alternativ **Low-Ex-Wärmenetze** sinnvoll realisieren?
- Ist ausreichend Platz für **saisonale Speicher** (Anhaltswerte für Mindestgröße: ca. 10.000 m^3) vorhanden und wo lassen sich potenzielle Speicher verorten? Wenn nein, welche Flächen und Räume (z.B. Verkehrsflächen) können zukünftig dafür umgenutzt werden?
- Ist der **absolute Nutzwärmebedarf** des heute und zukünftig zu versorgenden Siedlungsgebietes ausreichend für einen sinnvollen Einsatz eines saisonalen Speichers (Anhaltswert: mind. 580 MWh/a)?
- Welche **Freiflächen** und welche **Dachflächen** sind für eine solarthermische Nutzung geeignet? Liegen diesbezüglich Nutzungskonkurrenzen vor?
- Lassen sich mit einer zentralen Backup-Wärmepumpe im saisonalen Speicher zusätzlich **DSM-Potenziale** realisieren (Querbezug zur Stromwende)?

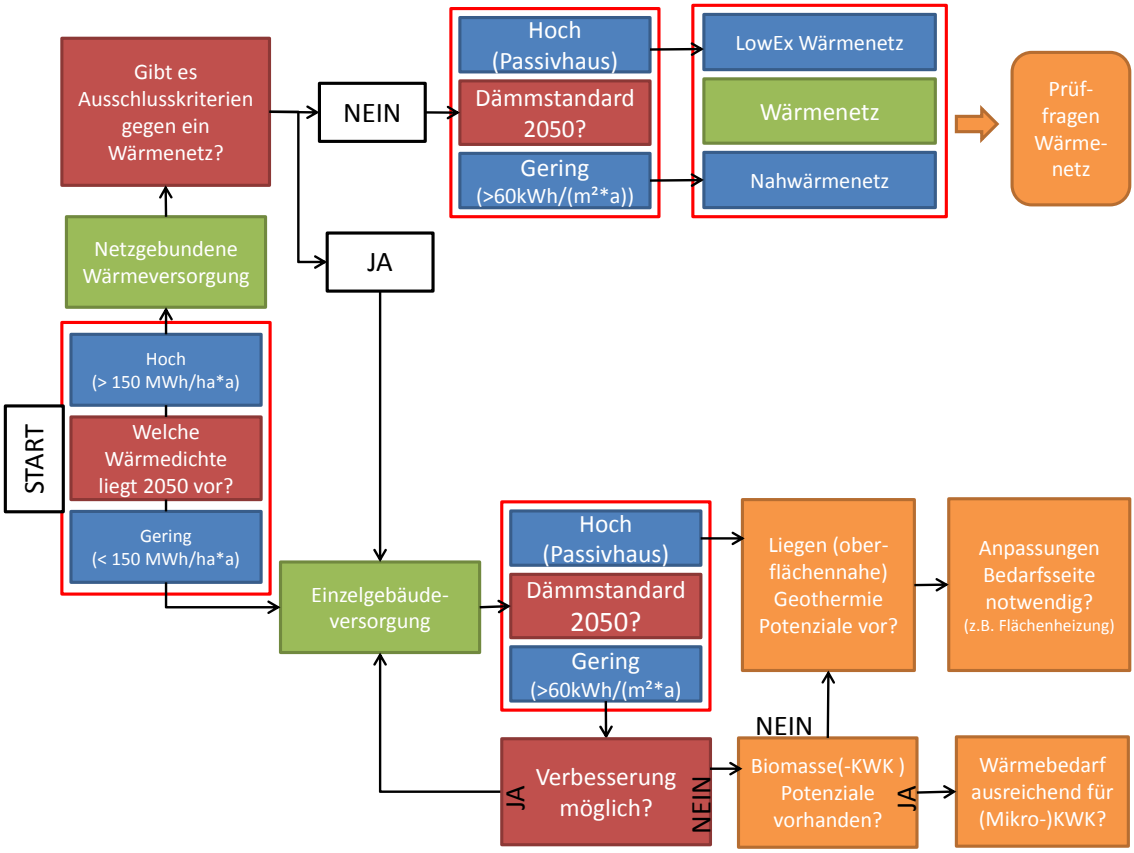
B) Strombasierte Einzelversorgung (über Wärmepumpen)

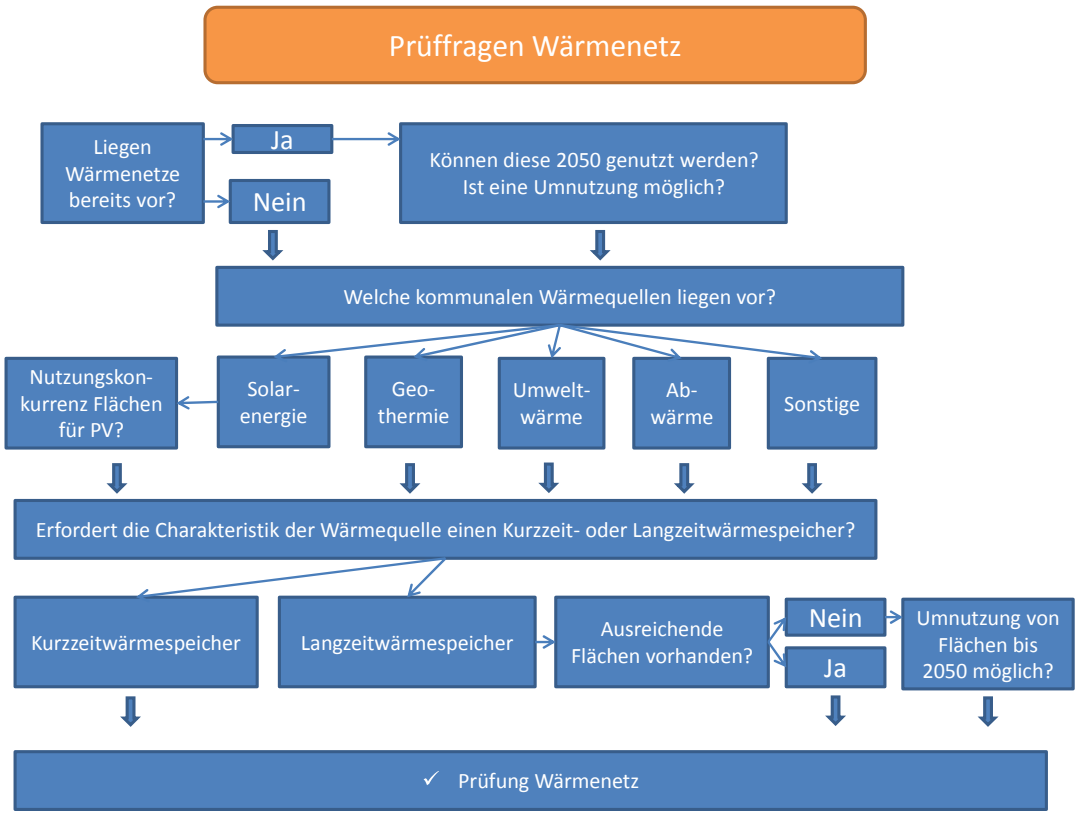
- Liegen Voraussetzungen für die Nutzung **oberflächennaher Geothermie** vor (Potenziale, Ausschlusskriterien...)?
- Liegen auf der Bedarfsseite die Vorrausetzungen für einen **energieeffizienten Niedertemperatur-Einsatz von Wärmepumpen** vor bzw. wie können diese zukünftig geschaffen werden (strategisch angelegte energetische Gebäudesanierung, Einbau von Flächenheizungen, Warmwasserversorgung im Durchflussprinzip...)?

Abbildung 8-3: Entscheidungsdiagramme zur Strategieentwicklung einer Wärmewende






START
Hoch
(> 150 MWh/ha*a)
Welche Wärmedichte liegt 2050 vor?
Gering
(< 150 MWh/ha*a)
Netzgebundene Wärmeversorgung
Gibt es Ausschlusskriterien gegen ein Wärmenetz?
NEIN
JA
Hoch
(Passivhaus)
Dämmstandard 2050?
Gering
(>60kWh/(m²*a))
LowEx Wärmenetz
Wärmenetz
Nahwärmenetz
Prüf-fragen Wärme-netz
Einzelgebäude-versorgung
Hoch
(Passivhaus)
Dämmstandard 2050?
Gering
(>60kWh/(m²*a)
Liegen (ober-flächennahe) Geothermie Potenziale vor?
Anpassungen Bedarfsseite notwendig?
(z.B. Flächenheizung)
NEIN
JA
Verbesserung möglich?
NEIN
Biomasse(-KWK) Potenziale vorhanden?
JA
Wärmebedarf ausreichend für (Mikro-)KWK?


Prüffragen Wärmenetz
Liegen Wärmenetze bereits vor?
Ja
Nein
Können diese 2050 genutzt werden? Ist eine Umnutzung möglich?
Welche kommunalen Wärmequellen liegen vor?
Nutzungskon-kurrenz Flächen für PV?
Solar-energie
Geo-thermie
Umwelt-wärme
Ab-wärme
Sonstige
Erfordert die Charakteristik der Wärmequelle einen Kurzzeit- oder Langzeitwärmespeicher?
Kurzzeitwärmespeicher
Langzeitwärmespeicher
Ausreichende Flächen vorhanden?
Nein
Ja
Umnutzung von Flächen bis 2050 möglich?
✓ Prüfung Wärmenetz

8.2.4 **Stromwende**

A) Erneuerbare Strompotenziale und Ausgleichsoptionen

- Welche **erneuerbaren Stromerzeugungsleistungen** werden anhand der kommunalen Potenziale für die Zielvision festlegt?
- Welche **stromsystemrelevanten Versorgungsoptionen** werden für die Sektoren Haushalte, Industrie/GHD und Verkehr gewählt?
- Welche **Residuallast-Extremwerte** (maximale positive und negative Leistungssummen durch Abgleich installierter Erzeugungsleistung und maximaler Bedarfe) resultieren daraus?
- Welche **Fluktuations-Ausgleichsoptionen** stehen unter den gewählten Bedingungen zur Verfügung bzw. können und müssen entwickelt werden? Wie können diese qualitativ (in Anlehnung an Literaturwerte und Forschungsergebnisse) bestimmt werden?
- Welche strukturellen Möglichkeiten zum **Ausgleich der residualen Last** (innerhalb des Stromsektors und in anderen Sektoren) liegen - entsprechend den kommunalen Strukturen und Potenzialen - vor? Wie sind diese Optionen hinsichtlich ihrer jeweiligen **Vor- und Nachteile** für das Gesamtsystem zu bewerten?
- Über welche **kommunalen Strukturen** (z.B. Stadtwerke) kann ein Beitrag zum kommunalen, aber ggf. auch überregionalen Fluktuationsausgleich geleistet werden und dadurch der Anteil des innerhalb der Kommune erzeugten und direkt dort verbrauchten Stroms erhöht werden
  a) durch **Speicherbau?**
  b) durch Koordination und Betrieb von **Demand-Side-Management** (z. B. netzentlastende Nutzung von privaten Hausspeichern)?
- Sofern keine eigenen Stadtwerke vorhanden sind: Wie kann gemeinsam mit den Netzbetreibern und Energieversorgern in der Kommune ein **Plan zur Stabilisierung der Stromversorgung** erstellt werden? In welchem Maße können langfristig technische Ausgleichsoptionen im Gebiet der Kommune eingesetzt werden, um das lokale Netz, aber auch vorgelagerte Netzebenen zu entlasten?

B) Prozesswärmeversorgung

- Welche relevanten industriellen und gewerblichen Unternehmen in der Region werden voraussichtlich auch zukünftig einen hohen Wärme- bzw. Brennstoffbedarf aufweisen? Wie lassen sich, angesichts der limitierten Verfügbarkeit erneuerbarer Brennstoffe, deren typische **Hochtemperatur-Prozesse elektrifizieren**?
- Wie lassen sich durch den intelligenten Einsatz von (Hochtemperatur-)**Wärme- oder Kältespeichern** diese zukünftig strombasierten Prozesswärmebedarfe an die Anforderungen des Stromversorgungssystems zeitlich flexibilisieren (industrielle Prozesswärmeerzeugung als Last- und Erzeugungsmanagement-Option)?

C) Kraft-Wärme-Kopplung

- An welchen Stellen können die (begrenzten) Biomasse-Potenziale sinnvoll in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (**KWK**) bzw. Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (**KWKK**) eingesetzt werden (Industrie, Gewerbe, Wärmenetze, Objektversorgung, Bereitstellung von Ausgleichsenergie...)?

D) Fluktuationsausgleich durch reversible (elektrische oder chemische) Stromspeicher

- Wie können regionale **Batteriespeicher** so errichtet und systemdienlich eingesetzt werden, dass sie
  a) einen geringeren Verteilnetzausbau und einen kurzfristigen positiven wie negativen Fluktuationsausgleich (bei geringen Energieverlusten) ermöglichen,
  b) die Stromnetzstabilisierung unterstützen und
  c) den Anteil des vor Ort nutzbaren intrakommunal erzeugten Stroms erhöhen?
- Sind industrielle **Quellen** konzentrierter **CO_2**-Ströme (Biogasanlagen, Kalkwerke etc.) in der Region vorhanden, mit deren Hilfe Wasserstoff aus Elektrolyseanlagen methanisiert und in das Gasnetz eingespeist werden kann?

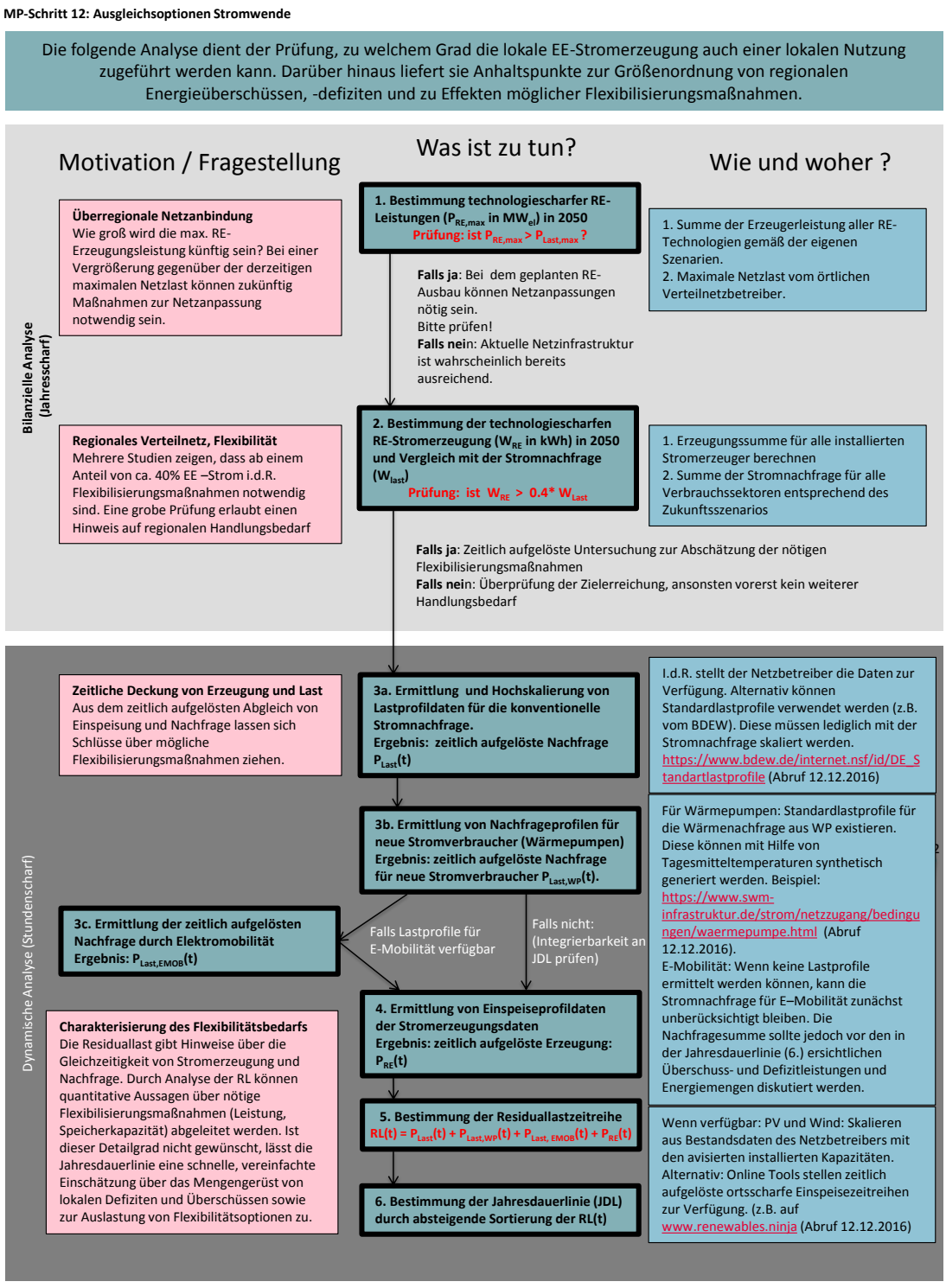


Abbildung 8-4: Entscheidungsdiagramme zur Strategieentwicklung einer Stromwende

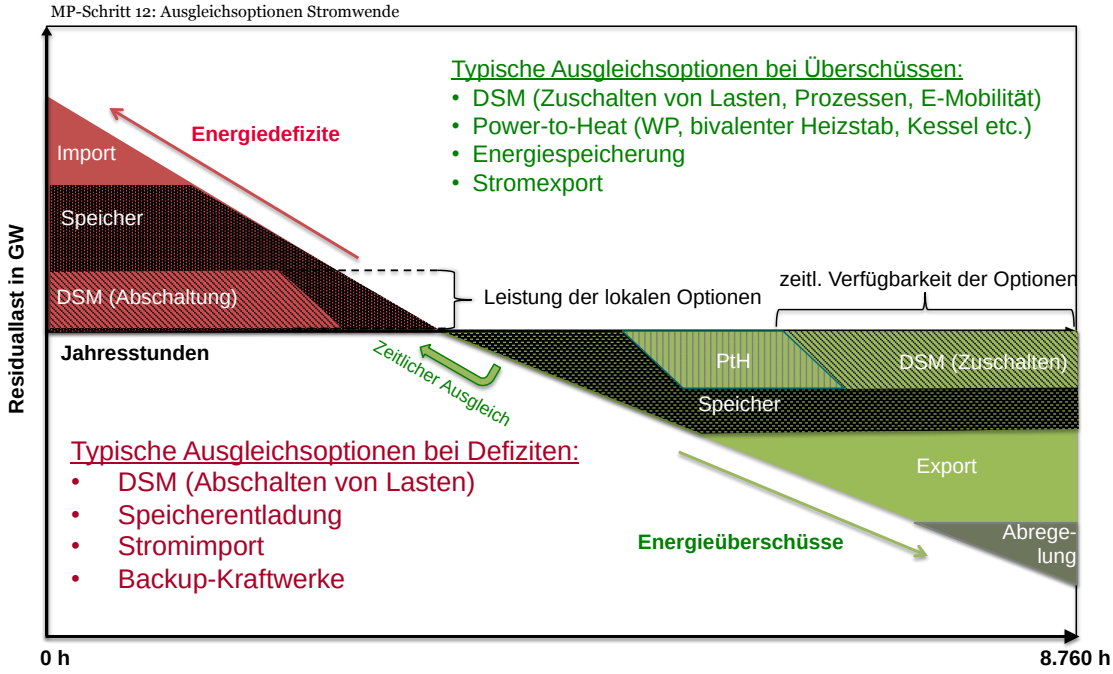


Abbildung 8-5 Schematische Darstellung der Jahresdauerlinie und beispielhafte Einsatzmöglichkeiten von Flexibilisierungsmaßnahmen zur qualitativen Bewertung ihrer Eignung innerhalb der MP-Region

9 Schlussbetrachtungen

Solar-Institut Jülich, Wuppertal Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 zu senken. Um dieses Ziel erreichen zu können, müssen in allen Sektoren ambitionierte Maßnahmen auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene umgesetzt werden. Dazu gehört insbesondere die kommunale Versorgungsebene, auf der die weit überwiegende Anzahl der Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) als auch der Endverbraucher angeschlossen ist. Um die Klimaschutzziele und die damit verbundenen ambitionierten Energiewendeziele zu erreichen, werden grundlegende Veränderungen bei den lokalen Verbrauchsstrukturen und Versorgungssystemen eine wesentliche Voraussetzung sein. In diesem Sinne haben sich Masterplan-Kommunen wie die hier untersuchte Stadt Rheine der ambitionierten Zielsetzung verschrieben, auf kommunaler Ebene Strategien für die Senkung der CO_2-Emissionen um 95 Prozent und des Endenergie-Verbrauchs um 50 Prozent bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 zu entwickeln und umzusetzen.

Vor diesem Hintergrund war es das Ziel dieser Studie, am Beispiel der Stadt Rheine Zielvisionen und richtungssichere Transformationspfade für die weitreichende CO_2-Minderung eines kommunalen Energiesystems für das Jahr 2050 zu entwickeln. Davon handeln die vorigen Kapitel, die die Annahmen, Arbeitsweisen, Ergebnisse und Produkte wie das „Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung“ detailliert beschreiben, diskutieren und am Ende von Kapitel 5 und 7 im Wesentlichen zusammenfassen. Daher möchten die Autoren diese Arbeit mit einer eigenen kurzen Schlussbetrachtung abschließen. Diese baut auf den neu gewonnenen Erkenntnissen (Lessons Learned) auf, geht aber zugleich darüber hinaus und skizziert die generellen Herausforderungen, vor denen die Kommunen als auch die Politik in Deutschland im Hinblick auf den Klimaschutz und die Energiewende stehen.

Lessons Learned

Für das Beispiel der Stadt Rheine konnte gezeigt werden, dass eine Dekarbonisierung der Energiewelt auf kommunaler Ebene technisch und potenzialseitig möglich ist. Die beiden im KomRev-Projekt entwickelten Konzepte MOD-DEZ und MAX-DEZ zeigen dafür zwei mögliche und machbare Lösungsräume für die Einhaltung der Klima- und Energie(effizienz)ziele für Rheine auf. Diese beiden Konzepte können auch für andere Kommunen als Orientierung dienen. Sie erheben jedoch keinesfalls den Anspruch, universelle Leitkonzepte zu sein, da es noch viele andere zielführende Konzepte und Strategien gibt, geben wird und geben muss und da unterschiedliche Kommunen sehr unterschiedliche Voraussetzungen und Rahmenbedingungen aufweisen.

Die detaillierte (zeitlich und räumlich aufgelöste, technologie- und potenzialseitig differenzierte) Analyse macht jedoch generell deutlich, wie ambitioniert der von Klimaforschern als notwendig erachtete Pfad tatsächlich sein wird. Dazu gehören beispielweise die folgenden Herausforderungen, vor der die Stadt Rheine steht, um die angestrebten Ziele erreichen zu können:

- Im Verkehrssektor:
    - U.a. die Verringerung des PKW-Bestandes von gut 36.600 im Jahr 2010 auf höchstens 16.000 in 2050,
    - eine Verdoppelung bis Vervierfachung der Fahrleistungen öffentlicher Busse und
    - eine Veränderung der Verhaltensweisen zu Gunsten von weniger Wegen mit dem Auto und mehr Car-Sharing (Fahrgemeinschaften).

- Im Stromsektor:
  - U.a. der Ausbau der Windkraft vor Ort von heute 10,5 MW auf 148 MW und mehr in 2050,
  - die Nutzung fast sämtlicher geeigneter Dachflächen für PV-Anlagen (oder Solarkollektoren) und
  - die „Motivierung“ der Endkunden für die konsequente Anschaffung effizienterer und sparsamere Nutzung von Geräten.
- Im Wärmesektor:
  - die vollständige energetische Sanierung des heutigen Gebäudebestandes zumindest auf derzeitiges Neubau-Effizienzniveau sowie zu einem nennenswerten Anteil (>30%) auf Passivhausniveau. Dabei ist zu beachten, dass jeder Zuwachs an Gebäuden (z.B. durch Ausweisung von Neubaugebieten) eine Steigerung der Anstrengungen zur Sanierung und Reduzierung des Wärmebedarfs in der gesamten Kommune bedingt.

Diese Beispiele illustrieren die Herausforderungen, vor denen konkret Rheine steht, sollen die ambitionierten Klimaschutzziele umgesetzt werden. Andere Kommunen mit anderen Voraussetzungen in Hinsicht auf EE-Potenziale, Demographie, Industriestruktur etc. werden ggf. vor anderen, nicht weniger großen Herausforderungen stehen.

Bedeutung der Ergebnisse

Die aufgezeigten Klimapfad-Optionen sind keine Selbstläufer, sondern müssen langfristig mit ambitionierten Maßnahmen der öffentlichen Hand, aber auch von Gewerbe, Industrie und den beteiligten Bürgerinnen und Bürgern hinterlegt und gestützt werden.

Um unerwünschte Pfadabhängigkeiten bzw. Lock-in-Effekte zu vermeiden, sollten kommunale Entscheidungen daher jetzt und in Zukunft daran gespiegelt werden, ob sie langfristig passend zu möglichen Zielkonzepten sind, beispielsweise

- Ausweisung neuer Baugebiete (erhöhen den Energie- und Verkehrs-Bedarf),
- Versorgungskonzepte insbesondere für neue Wohngebiete (erschwerte Wirtschaftlichkeit und Umsetzung netzgebundener Wärmeversorgung, wenn Einzelgebäudeversorgung ersetzt werden soll),
- Ausbau von Straßen oder Parkplätzen (führen zu mehr Verkehr und erschweren die Verlagerung auf klimafreundliche Mobilität und evtl. den Ausbau von anderen nötigen Infrastrukturen wie z.B. Wärmenetzen und -speichern).

Es ist klar, dass zur Zielerreichung geänderte Rahmenbedingungen erforderlich sind, die z.T. weit über die kommunale Kompetenz hinausgehen. Dieses Problem sollten Kommunen offensiv angehen, indem sie aktiv für bessere Rahmenbedingungen auf Länder-, nationaler, europäischer und internationaler Ebene werben, durch Kooperationen, Netzwerke, politische Gremien und nicht zuletzt durch das eigene Vorbild (good-practice) und die mediale Verbreitung von Erfolgen (Marketing).

Ausblick

Wichtig für einen erfolgreichen Transformationsprozess ist es, alle relevanten Akteure (Bürgerschaft, Wirtschaft, NGOs und weitere) rechtzeitig mit ins Boot zu nehmen. Dies wird nur gelingen, wenn die Notwendigkeiten offen kommuniziert werden und „heiße Eisen“ wie z.B. Suffizienz offensiv „angepackt“ werden. Die Stadt Rheine geht im Vergleich zu den nationalen Zielen – wie die anderen Masterplan-Kommunen auch – in Vorleistung dadurch, dass sie die Verpflichtung eingegangen ist, die Ziele für Masterplan-Kommunen (-50 %

Endenergie / -95 % CO_2) zu erreichen. Wenn Klimaschutz auf nationaler, internationaler und kommunaler Ebene ernst genommen wird - und das Paris-Abkommen 2015 deutet darauf hin - dann müssen früher oder später alle Kommunen ambitionierte Klimaschutzkonzepte entwickeln. Hierbei ist eine Koordination von kommunaler, regionaler, nationaler und ggf. internationaler Ebene anzustreben, um gemeinsam eine effektive Reduktion der CO_2-Emissionen *aller* Kommunen trotz unterschiedlicher kommunaler Infrastrukturen und EE- und Effizienzpotenziale sowie unterschiedlichen Bedarfs erreichen zu können.

Insofern kann das kommunale, bürgerschaftliche (und letztlich auch finanzielle) Engagement aller im Klimaschutz engagierten Kommunen als Investition in die Zukunft gewertet werden. Die Arbeiten, die im Rahmen der Masterplan-Kommunen- und des KomRev-Vorhaben entstanden sind, bieten eine wertvolle Ausgangsbasis für den weiteren Prozess.

10 Literaturverzeichnis

AGRAR Plus. 2017. „Faustzahlen/Kennzahlen“. http://www.agrarplus.at/heizwerte-aequivalente.html.

Apetito. 2013a. „Umwelterklärung 2013 für den Standort Rheine“. https://www.apetito.de/ueber-apetito/unternehmen/unternehmensprofil/Documents/Umwelterkl%C3%A4rung_2015%20f%C3%BCr%202014_UKPR.pdf.

Apetito. 2013b. „Verantwortungsvoll handeln - Nachhaltigkeitsbericht 2013 der Apetito AG“. Rheine. https://www.apetito.de/ueber-apetito/unternehmen/unternehmensprofil/Documents/Nachhaltigkeitsbericht_2013.pdf.

AVA-CO2 Schweiz AG. 2011. „AVA-Biomasse: geeingnete Biomasse“. http://www.ava-co2.com/web/media/downloads_DE/datenblaetter/Factsheet_AVA-Biomasse_DE.pdf.

BDEW. 2014. „Standardlastprofile Strom | BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft“. August 18. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile.

Benner, M., M. Bodmann, D. Mangold, J. Nußbicker, S. Raab, Th Schmidt, und H. Seiwald. 2003. „Solar unterstützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeit-Wärmespeicher (Nov. 98 bis Jan. 03)“. *Forschungsbericht zum BMWi-Vorhaben* 329606.

BGW. 2006. „Praxisinformation P 2006 / 8 Gastransprt/Betriebswirtschaft - Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden“. Bonn: BGW Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft.

BHKW-Infozentrum. 2017: „Wie hoch ist die Lebensdauer eines Blockheizkraftwerkes (BHKW)?". http://www.bhkw-infozentrum.de/faq-bhkw-kwk/wie-hoch-ist-die-lebensdauer-eines-blockheizkraftwerkes-bhkw

Blesl, Markus. 2002. „Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs“. Universität Stuttgart. http://dx.doi.org/10.18419/opus-1569.

BMU. 2013. *Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative vom 17.10.2012*. www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kommunalrichtlinie_2013_bf.pdf.

BMUB. 2014. „Klimaschutzpolitik in Deutschland“. http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/.

BMUB. 2015. *Richtlinie zur Förderung von Klimaschutz in Masterplan-Kommunen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit vom 26. März 2015*. https://www.klimaschutz.de/sites/default/files/page/downloads/gesamter_richtlinientext.pdf.

BMUB. 2017. „EU-Klimapolitik“. http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/.

BMWi. 2010. „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung". Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Bogner, Alexander, Beate Littig, und Wolfgang Menz. 2002. „Das Experteninterview“. *Theorie, Methode, Anwendung. Opladen*.

BÖR. 2012. „Nachhaltige Nutzung von Bioenergie: Empfehlungen des BioÖkonomie-Rats“. Berlin: Brandenburgische Universitätsdruckerei.

Brink, B. 2013. Amt für Klimaschutz und Nachhaltigkeit, Kreis Steinfurt, Projektkoordinator Energiequelle Wallhecke.

Bundesnetzagentur. 2017. „Ausschreibung zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land“. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Wind_Onshore_node.html.

Bundesverband Geothermie. 2017. „Hydrothermale Systeme“. Zugegriffen Februar 14. http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/hydrothermale-systeme.html.

Bundesverband Hydrothermale Carbonisierung (BV-HTC). 2013. „Hydrothermale Carbonisierung (HTC)“. http://www.bv-htc.de/was_ist_htc.php.

Bürger, Veit. 2009. „Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte“. Transpose Working Paper 3. Freiburg: Öko Institut e.V.

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, und NEXT ENERGY – EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e. V. o. J. „RESTORE 2050 Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050. Prokjektlaufzeit 2012- 2015“. Forschungskennziffer 03SFF0439A. gefördert durch BMBF. http://forschung-energiespeicher.info/wind-zu-wasserstoff/projektliste/projekt-einzelansicht/74/Stromversorgung_und_Speicherbedarf_im_Jahr_2050/.

Chicolas, Ulrich, und Kerstin Ströker. 2009. „Statistische Analysen und Studien (Band 64) - Auswirkungen des demografischen Wandels - Modellrechnungen zur Entwicklung der Privathaushalte und Erwerbspersonen“. Band 64. Statistische Analysen und Studien. Düsseldorf: Information und Technik Nordrhein-Westfalen (IT.NRW). https://www.it.nrw.de/statistik/analysen/stat_studien/2009/band_64/wl_z089200960.html.

Chicolas, Ulrich, und Kerstin Ströker. 2012. „Auswirkungen des demografischen Wandels Modellrechnungen zur Entwicklung der Privathaushalte und Erwerbspersonen in Nordrhein-Westfalen“. Band 74. Statistische Analysen und Studien,. Düsseldorf: Information und Technik Nordrhein-Westfalen (IT.NRW).

DaimlerChrysler, Volkswagen, Volvo, Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung, und Paul Scherer Institut. 2006. „WP 5.4 Technical Assessment“. Europäisches Zentrum für erneuerbare Energien Güssing GmbH.

DESTATIS. 2013. „Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte“. Fachserie 15 Rehie 1 Laufende Wirtschaftsrechnungen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

DESTATISTA 2015. „Struktur des Endenergieverbrauchs der Industrie in Deutschland nach Energieträger im Jahresvergleich 1993 und 2015". https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37475/umfrage/endenergieverbrauch-der-industrie-in-deutschland-in-1975-und-2007

Diefenbach, Nikolaus, Tobias Loga, und Rolf Born. 2005. *Wärmeversorgung für Niedrigenergiehäuser: Erfahrungen und Perspektiven*. IWU.

Drescher, Sabine, Christian Kley, und Jürgen Schlabbach. 2012. *Erdwärme in Ein- und Mehrfamilienhäusern: Grundlagen, Technik, Wirtschaftlichkeit*. Berlin: VDE Verl.

Drück, Harald. 2017. „Spezifische Kosten Solarthermie 1980-2010“. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS). http://ee-waerme-info.iner.de/index.php?title=Datei:Spez._Kosten_Solarthermie_1980-2010.jpg.

DWD. 2010. „Deutscher Wetterdienst: Testreferenzjahre (TRY)“. http://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/klimaforschung/spez_themen/try/try_node.html.

Eggert, U., und G. Wermers. 2012. „Energiebericht 2010/2011 des Fachbereichs Planen und Bauen – Produktbereich 5.22 “Zentrale Gebäudewirtschaft” Anhang 2 Strom-Energiebericht der TBR“. Rheine: Technischen Betriebe Rheine AöR – Entwässerung.

Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH (EWR). 2012a. „Strukturmerkmale des Erdgas-Netzes (Stand 31.12.2011) Versorgungsgebiet: Stadtgebiet Rheine inkl. Hauenhorst, Mesum, Elte, Rodde“.

Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH (EWR). 2012b. „Strukturmerkmale Stromnetz Rheine (Angaben zu den Strukturmerkmalen nach § 27 Abs. 2 StromNEV)“.

Energie-experten.org. 2016. „Lebensdauer und Garantie von Wechselrichtern“. http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/lebensdauer.html.

Energieland. 2017. „Solarkataster – energieland2050: Wir drehen das im Kreis Steinfurt“. http://www.energieland2050.de/solarkataster/.

Erhorn-Kluttig, Heike, Hrsg. 2011. *Energetische Quartiersplanung: Methoden - Technologien - Praxisbeispiele ; [im Rahmen des Begleitforschungsprojektes*

der Förderinitiative „Energieeffiziente Stadt (EnEff:Stadt)“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)]. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl.

Erhorn-Kluttig, Heike, Reinhard Jank, Ludger Schrempf, Armand Dütz, Friedrun Rumpel, Johannes Schrade, Hans Erhorn, Carsten Beier, Christina Sager, und Dietrich Schmidt. 2011. *Energetische Quartiersplanung. Methoden - Technologien - Praxisbeispiele*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Etzkorn, W., und R. Schultz. 2011. „Mobile trassenlose Wärmeversorgung“. Abschlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherhei. Dortmund: LaTherm GmbH.

Fachagentur Wind an Land. 2017. „Ausschreibung für Windenergieanlagen". http://www.fachagentur-windenergie.de/themen/ausschreibungen.html

Forstbezirk Kraichgau. 2011. „Kennzahlen und Umrechnungsfaktoren für Brennholz — Infoportal - Gemeinde Spechbach“. http://www.spechbach.de/rathaus/wald/kennzahlen-und-umrechnungsfaktoren-fur-brennholz.

Fraunhofer ISE. 2015. „Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende.“ Berlin.

Fraunhofer Umsicht. 2009. „Verbundprojekt Biogaseinspeisung - Kurzbroschuere Biogaseinspeisung“. http://www.biogaseinspeisung.de/download/Kurzbroschuere_Biogaseinspeisung.pdf.

Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein GmbH (GMVA). 2017a. „Effizienz auf dem neuesten Stand der Technik“. http://www.gmva.de/anlagentechnik/anlagentechnik-uebersicht/.

Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein GmbH (GMVA). 2017b. „Zahlen und Fakten“. http://www.gmva.de/anlagentechnik/zahlen-und-fakten.

Geologischer Dienst NRW. 2004. „Geothermie-Daten zum oberflächennahen geothermischen Potenzial für die Planung von Erdwärmesondenanlagen“. CD-ROM. Krefeld.

Glowacki, R. 2015. „Innovationsforum Hydrothermale Prozesse: Brennstoff in der Zementherstellung“. Leipzig: DBFZ.

Göbel, U. 2011. „Abfallwirtschaftskonzept für den Kreis Steinfurt: Fortschreibung April 2011“. Kreis Steinfurt: Entsorgungsgesellschaft Steinfurt mbH.

Häder, Michael. 2010. *Empirische Sozialforschung*. Springer.

Hartmann, G. 2012. „Rahmenbedingungen und Kriterien für den Einsatz von Biokohle in Kalk- und Zementwerken: Biokohle im Blick – Herstellung, Einsatz und Bewertung. HeidelbergCement“. gehalten auf der 73. Symposium des ANS e.V., Berlin. http://www.ans-ev.de/global/download/%7BITUBSJVMCJ-10520122173-KGPXEGARAP%7D.pdf.

Henning, Hans-Martin, Thorsten Urbaneck, Alexander Morgenstern, Tomas Núnez, Edo Wiemken, Egbert Thümmler, und Ulf Uhlig. 2009. *Kühlen und Klimatisie-*

ren mit Wärme. FIZ Karlsruhe, Fraunhofer IRB Verlag, BINE Informationsdienst. Karlsruhe: Solarpraxis. http://www.bine.info/fileadmin/content/Produkte-im-Shop/Buchreihe/Leseprobe_klimatisierenx.pdf.

Ingenieurbüro Umweltschutz und Technik. 2009. „Wärmenetze im ländlichen Raum. Vortrag auf dem 31. Arbeitskreis der kommunalen Energiebeauftragten".

ITAD e.V. 2017. „Grundprinzip Der Hausmüllverbrennung". Seite. Zugegriffen Februar 14. https://www.itad.de/information/wiefunktionierteinemva/337.Beschreibung_mit_Animationen.html.

IT.NRW. 2009. „Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten langlebigen Gebrauchsgütern in Nordrhein-Westfalen". Statistische Berichte. Düsseldorf: Information und Technik Nordrhein-Westfalen,.

IT.NRW. 2016. „Kommunalprofil Rheine, Stadt". https://www.it.nrw.de/kommunalprofil/l05566076.pdf.

Kleinhans, David. 2014. „Towards a systematic characterization of the potential of demand side management". *arXiv preprint arXiv:1401.4121*.

Klobasa, Marian. 2009. *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl.

Koepp, Marcus, Thomas Ackermann, und Ulrike Lehr. 2014. „Entwicklung und Durchführung einer Impactanalyse für den Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen". Berlin: Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbaucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV).

Körbel, Alfred. 2010. „Grundlagen für ein Handlungskonzept Wohnen Stadt Rheine". Dortmund: plan lokal GBR.

Kost, Christoph, Johannes N. Mayer, Jessica Thomsen, Niklas Hartmann, Charlotte Senkpiel, Simon Philipps, Sebastian Nold, Simon Lude, und Thomas Schlegl. 2013. „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien". Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare%20Energien_final.pdf.

Küster. 2011. „Erhebung ‚Wo im Haushalt bleibt der Strom?'" Düsseldorf: Energie Agentur NRW.

Mangold, D, O. Miedaner, E.P Tzigglili, T Schmidt, M Unterberger, und B. Zeh. 2012. „Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung". Forschungsbericht BMU FKZ 0329607N.

Martini, S., M. Kleinhappl, und H. Hofbauer. 2008. „Kopplung von Biomassevergasung mit SOFC Brennstoffzellensystemen. DGMK Tagungsbericht 2008". http://www.dgmk.de/kohle/abstracts_velen8/Martini.pdf.

Matthes, Felix Christian, Peter Markewitz, Jochen Dieckmann, Wolfgang Eichhammer, und Hans-Joachim Ziesing. 2009. *Politikszenarien für den Klimaschutz V - Auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. Herausgegeben von Umweltbundesamt. Climate Change, 16/2009. Dessau-Roßlau.

Matthes, Markewitz, Diekmann, Eichhammer, und Ziesing. 2009. „Politikszenarien für den Klimaschutz V – auf dem Weg zum Strukturwandel - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030“. 16. CLIMATE CHANGE 16/2009. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Miara, Marek, Danny Günther, Thomas Kramer, Thore Oltersdorf, und Jeannette Wapler. 2011. „Wärmepumpen Effizienz-Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb“. *Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany*.

Michael, Klaus. 2012. „Besonders sparsame Haushaltsgeräte 2012/13“. Detmold: Niedrig Energie Institut (NEI).

Nebel, A., C. Kruger, und F. Merten. 2011. „Vehicle to grid and Demand Side Management—An assessment of different strategies for the integration of electric vehicles“. In *Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on*, 1–6. IET.

Neddermann, B., J. Raabe, und T. Schorer. 2010. „Potenzialabschätzung der EEG-Einspeisung im Bundesland Niedersachsen“. Wilhelmshaven: DEWI GmbH.

Netzwerk Lebensraum Feldflur. 2017. „Biogas aus Wildpflanzen - Ernte und Ertrag“. http://lebensraum-brache.de/wissen/hinweis-fuer-die-praxis/.

Nitsch, Joachim, Wolfram Krewitt, Michael Nast, Peter Viebahn, Sven Gärtner, Martin Pehnt, Guido Reinhardt, Regina Schmidt, Andreas Uihlein, und Claus Barthel. 2004. *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal: Köllen Druck.

Nitsch, Joachim, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Heide, Tena, Yvonne Scholz, und et al. 2012. „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht“. BMU-FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/studie-langfristszenarien.html.

Philipp, Steffen. 2005. „Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen für verschiedene Betreibermodelle". http://www.diplom.de/e-book/224410/untersuchung-zur-wirtschaftlichkeit-von-biogasanlagen-fuer-verschiedene

Photovoltaik.org. 2017. „Degradation von Solarmodulen“. http://www.photovoltaik.org/wissen/degradation-von-solarmodulen.

plan-lokal GbR. 2010. „Stadt Rheine. Grundlagen für ein Handlungskonzept Wohnen“. Dortmund: Stadt Rheine.

Richter, Lutz. 2009. „Der Betrieb von H2O-LiBr-Absorptionskälteanlagen als Wärmetransformator. KI Kälte Luft Klimatechnik

Richter, Dr. Stephan. 2013. GEF Ingenieur AG, Prokurist Ingenieurgesellschaft für Energie und Fernwärme. Persönliche Auskunft.

Rohde, Clemens. 2011. „Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2009 und 2010 für das verarbeitende Gewerbe“. Studie für die AGEB. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

SaatenZeller. 2013. „Biogas1, Saatgutmischung zur Biogasproduktion“. http://www.saaten-zeller.de/rel/images/Zeller_Biogasplantage.pdf.

Saisonalspeicher.de. 2013. „Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung“. http://www.saisonalspeicher.de/Speichertypen/%C3%9Cbersicht/tabid/107/language/en-US/Default.aspx.

Sauer, Dirk Uwe. 2014. „Persönliche Auskunft“. ISEA Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik.

Schäfer, V. 2013. „Optimierung von Wärmenetzen – Effiziente Wärmeversorgung mit Biomasse“. Straubing.

Schlomann, Barbara, Jan Steinbach, Heinrich Kleeberger, Bernd Geiger, Antje Pich, Edelgard Gruber, Michael Mai, Andreas Gerspacher, und Werner Schiller. 2013. „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010“. BMWi.

Schmalwasser, Oda, Aloysius Müller, und Nadine Weber. 2011a. „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen-Gebrauchsvermögen privater Haushalte in Deutschland“. *Wirtschaft und Statistik*, Nr. 6: 565.

Schmalwasser, Oda, Aloysius Müller, und Nadine Weber. 2011b. „Gebrauchsvermögen privater Haushalte in Deutschland“. Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Statistisches Bundesamt. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/WirtschaftStatistik/VGR/Gebrauchsvermoegen_62011.pdf?__blob=publicationFile.

Schmidt, Janine, und Jörg Mühlenhoff. 2010. „Erneuerbare Enerigen 2020“. *Potenzialatlas Deutschland, Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.), Berlin*.

Schmidt, T., D. Mangold, P.A. Sørensen, und N. From. 2011. „Large-scale heat storage“. In .

Schmidt, T., und O. Miedaner. 2012. „SDH - solar district heating guidelines, Fact sheet 7.2 Storage“. Als Outputs von WP 3 – D3.1 & D3.2. Intelligent Energy Europe. http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf.

Schütze, J. 2014. TBR Technische Betriebe Rheine AöR.

Senn, Th, und S. F. Lucà. 2002. „Studie zur Bioethanolproduktion aus Getreide in Anlagen mit einer Jahres-Produktionskapazität von 2, 5 und 9 Mio“. *Litern. Erstellt im Auftrag von: Bundesverband landwirtschaftliche Rohstoffe verarbeitende Brennereien eV unter Beteiligung des Bundesverbandes Deutscher Kartoffelbrenner eV*.

Shell Germany. 2017. „B7 – DIESEL MIT BIS ZU 7% BIODIESEL“. http://www.shell.de/autofahrer/shell-kraftstoffe/technische-informationen/b7-diesel-mit-bis-zu-7-biodiesel.html.

Smolinka, T., M. Günther, und J. Garche. 2011. „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. Fraunhofer ISE, FCBAT.

Spektrum.de. 2017. „Lexikon der Geographie: Potenzgesetz“. http://www.spektrum.de/lexikon/geographie/potenzgesetz/6177.

Stadt Rheine. 2012. „Neue Potenziale der Windenergienutzung – Vorranggebiete für die Regionalplanung“. Vorlage Nr. 429/12. Rheine.

Stadt Rheine. 2013. „Masterplan 100% Klimaschutz für Rheine - Vom Modell zur Masse (Förderkennzeichen: 03KSP011)“. Rheine. www.unser-plan.de/wp-content/uploads/2016/07/MasterplanRheine_131212final_%C3%BCberarbeitet.pdf.

Steiner, H. 2012. „Regionale integrierte Bioenergiestrategie Zukunftskreis Steinfurt“. Steinfurt: Agenda21 Büro Kreis Steinfurt.

SunCoal. 2013. „Die kommunale CarboREN-Anlage“. http://www.suncoal.de/de/unsere-loesung/kommunale-entsorgung/kommunale-carboren-anlage.

Thrän, D., K. Bunzel, C. Viehmann, D. Büchner, E. Fischer, E. Fischer, A. Gröngröft, C. Hennig, F. Müller-Langer, und K. Oehmichen. 2010. „Bioenergie heute und morgen. 11 Bereitstellungskonzepte. Sonderheft zum DBFZ Report“.

UBA (Hrsg.). 2014. „Kosten- und Modellvergleich langfristiger Klimaschutzpfade (bis 2050)“. Dessau. http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/kosten-modellvergleich-langfristiger.

VDI. 2013. „VDI-Richtlinie 3807 „Verbrauchskennwerte für Gebäude. Grundlagen"“.

Vollrath, B., und W. Kuhn. 2010. „Wildpflanzen für Biogas – Die Zukunft?: Veröffentlichung zum Projekt ‚Energie aus Wildpflanzen‘ der Bayerischen Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau.“ Veitshöchheim: Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau.

Weber, M. 2013. Landesbetrieb Wald und Holz NRW, Regionalforstamt Münsterland, Forstbetriebsbezirk Rheine-Hörstel.

Wetter, Christof, Bernhard Mudus, Elmar Brügging, Nicole Aben, und Michael Rolfes. 2011. „Kommunalsteckbrief der Stadt Rheine“. https://www.fh-muenster.de/fb4/downloads/personen/wetter/2011-07-06_Steckbrief_Rheine.pdf.

Wirth, Harry. 2017. „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“. Fraunhofer ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf.

Wolff, D., und K. Jagnow. 2011. „Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern-und Nahwärmeversorgung“. *Wolfenbüttel/Braunschweig*.

Zaß, Dr. K., C. Wilhelms, R. Heinzen, und Prof. K. Vajen. 2012. „Große Pufferspeicher für nachhaltiges Heizen mit erneuerbaren Energien: Wärme aus Solarenergie und Biomasse effizient speichern“. *IHKS FACH.JOURNAL*.

11 Anhang

Nur durch breite Akzeptanz und aktives Mitwirken der betroffenen kommunalen BürgerInnen und kommerziellen wie öffentlichen Institutionen der Kommune ist eine Umsetzung von Inhalten der entwickelten Konzeptpfade (MAX-DEZ und MOD-DEZ) möglich. Da dazu Veränderungen von Ver- und Gebrauchsgewohnheiten sowie die Änderung von Entscheidungsmustern und Prioritätensetzungen notwendig sind, wurden BürgerInnen und Stakeholder ab der Phase der Konzeptentwicklung über insgesamt vier Workshops in den Prozess mit einbezogen. Die Inhalte und Ergebnisse der Workshops werden im Folgenden dargestellt.

11.1 Workshop 1

Der erste Workshop zur Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Interessenvertretern und –vertreterinnen aus den Bereichen Politik, Nicht-Regierungsorganisationen und Wirtschaft in Rheine fand am 04.05.2013 statt und setzte im Kontext einer CO_2-freien Energieversorgung im Jahr 2050 zwei Themenschwerpunkte:

1. Veränderungen im Energieverbrauch Strom und Wärme
2. Veränderungen im Verkehr

Ziel des Workshops war es, zu erfahren, welche Entwicklungsmöglichkeiten im Bereich Verringerung des Strom- und Wärmeverbrauchs sowie Verkehr die BewohnerInnen von Rheine für möglich und sinnvoll erachten.

Nach einer kurzen Einführung zu Anforderungen und Möglichkeiten der Strom- und Wärmeverbrauchsminderung bzw. Verkehrsentwicklung seitens des Forschungskonsortiums entwickelten die TeilnehmerInnen in Kleingruppen eigene Veränderungsvorschläge und Ansätze für die Zielvisionen 2050 und benannten Maßnahmen und Hemmnisse für diese. Im Anschluss wurden die erarbeiteten Vorschläge im Plenum vorgestellt und durch eine Punktebewertung der TeilnehmerInnen gewichtet.

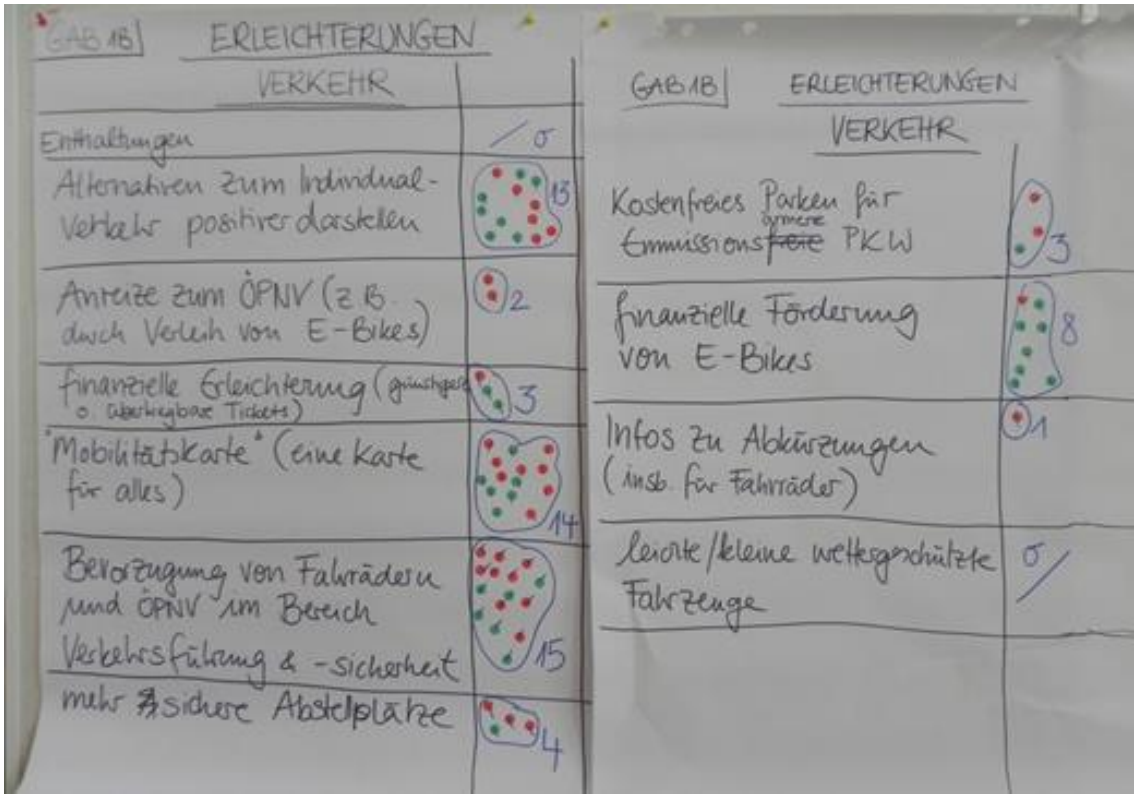


Abbildung 11-1: Ergebnis der Bewertung zum Thema „Erleichterungen im Verkehr“

Die am stärksten favorisierten Möglichkeiten zur Minderung des Verbrauchs für die Bereiche Strom und Wärme waren beispielsweise:

- Einrichtung einer Zentrale für die Information der Öffentlichkeit zum Thema
- Einführung von Nachhaltigkeitsbildung in den Schulen
- Nutzung regionaler Produkte

Die nach Meinung der TeilnehmerInnen relevantesten Erleichterungen bzw. Hemmnisse für die Verbrauchsminderung (Strom und Wärme) sind in Tabelle 11-1 aufgelistet.

Tabelle 11-1: Ergebnisse wichtiger Erleichterungen bzw. Hemmnissen aus Sicht der TeilnehmerInnen

Erleichterungen	**Hemmnisse**
Aufklärung und Bewusstseinsbildung	Bequemlichkeit, Gleichgültigkeit und fehlende Sensibilität
Förderprogramme und Anschubfinanzierungen (auch Zuschüsse)	(zu geringe) ökonomische Möglichkeiten, finanzielle Mittel und wirtschaftliche Maßnahmen
Verbraucherkompatibles Maß an Information	Formalitäten

11.2 **Workshop 2**

Der zweite Workshop zur Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Interessenvertretern und –vertreterinnen aus den Bereichen Politik, Nicht-Regierungsorganisationen und Wirtschaft in Rheine fand am 22.06.2013 statt und hatte den Themenschwerpunkt „Veränderungen in der Energieversorgung – Strom und Wärme“.

Wie beim ersten Workshop war das Ziel Sichtweisen und Perspektiven der TeilnehmerInnen in die Forschungsarbeit (zukünftige CO_2-freie Energieversorgung) mit einzubeziehen.

Nach einem wissenschaftlichen Impulsvortrag erarbeiteten die TeilnehmerInnen in Kleingruppen Antworten auf die Fragen:

- Welche Umsetzung finden Sie in Rheine wichtig?
- Welche Umsetzung können Sie sich für sich persönlich vorstellen?
- Welche Möglichkeiten lehnen Sie für Rheine und/oder für sich persönlich ab?

Nach Vorstellung der Ergebnisse im Plenum hatten die TeilnehmerInnen wiederum die Möglichkeit mit Punkten die Vorschläge zu gewichten.

Kraft-Wärme-Kopplung, die Nutzung aller Potenziale an erneuerbaren Energien (in Rheine) und die Nutzung von Konversionsflächen zur Versorgung wurden als wichtigste Umsetzungspunkte für Rheine bewertet. Für sich persönlich konnten sich die TeilnehmerInnen vor allem die Umsetzung von Wärmedämmung des Wohneigentums, das Pflanzen von Bäumen und „Schwarm-Energie“ vorstellen. Für Rheine und/oder für sich persönlich ablehnen würden sie hingegen insbesondere Erdgas-Fracking, uneingeschränkte Biogasnutzung und CO_2 Speicherung.

Am Nachmittag hatten die TeilnehmerInnen die Möglichkeit, Narrationen von Zukunftsszenarien zu entwerfen und sich im „Open Space“ zu verschiedenen selbstgewählten Themen der Energiewende auszutauschen.

11.3 **Workshop 3**

Der dritte Workshop zur Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Interessenvertretern und –vertreterinnen aus den Bereichen Politik, Nicht-Regierungsorganisationen und Wirtschaft in Rheine fand am 02.07.2014 statt. Thema des Workshops war die Vorstellung des entwickelten Bedarfs- und Versorgungszielkonzepts für das Konzept Maximal-Dezentral.

Da im Gegensatz zu den ersten beiden Workshops die Präsentation und anschließende Diskussion der Ergebnisse für MAX-DEZ im Vordergrund standen, wurde eine Unterteilung des Workshops in eine Vortragsrunde für „Experten“ (Stadtwerke, Stadtverwaltung, Parteien, Energieberatung) am Vormittag und eine Vortragsrunde für die „Öffentlichkeit “ (BürgerInnen und Stadtratsmitglieder) am Abend vorgenommen.

Sowohl in der Expertenvortragsrunde als auch in der öffentlichen Vortragsrunde fand nach der Präsentation der MAX-DEZ Ergebnisse eine konstruktive, angeregte Diskussion zwischen den TeilnehmerInnen und dem Forschungskonsortium statt.

Die Ergebnispräsentation erfolgte zum intuitiven Verständnis über bildhafte Darstellungsweise. Für die Weiterverwendung durch die TeilnehmerInnen wurde diese bildhafte Darstellung durch „Sprecherfolien“ mit den textlichen Informationen zu den einzelnen Abbildungen ergänzt und den TeilnehmerInnen zur Verfügung gestellt.

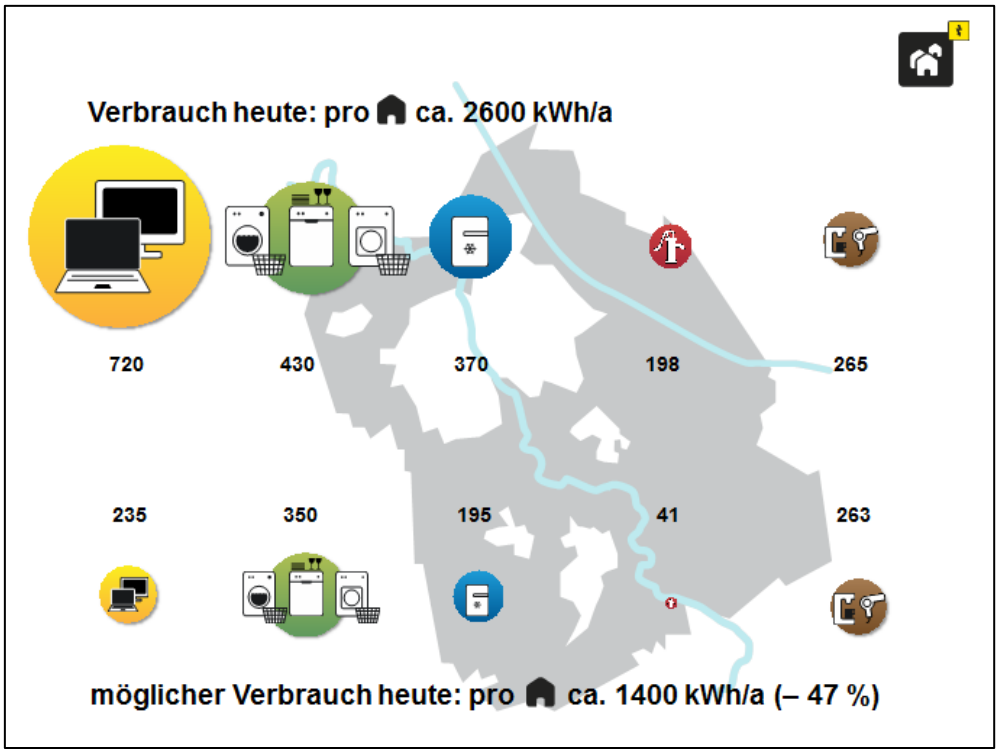


Abbildung 11-2: Beispiel Vortragsfolie zum Workshop am 2. Juli 2014

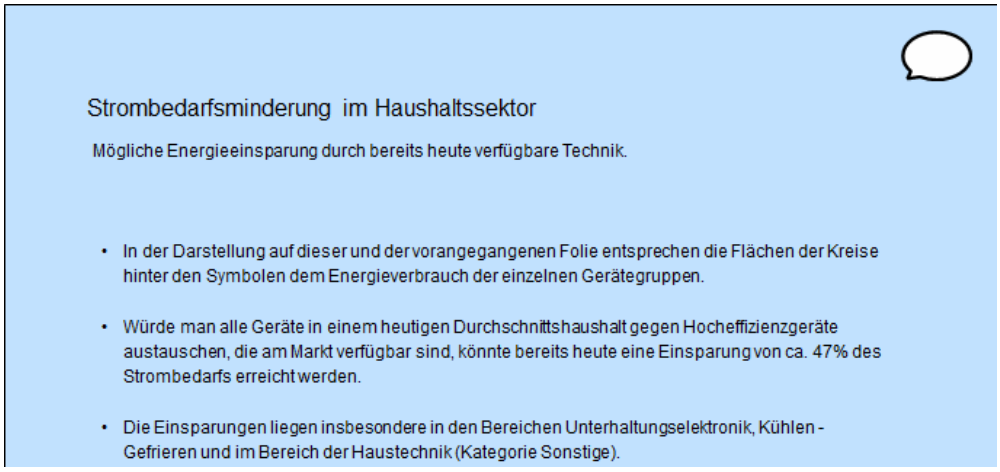


Abbildung 11-3: Beispiel Sprecherfolie zum Workshop am 2. Juli 2014

11.4 **Workshop 4**

Der vierte Workshop zur Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Interessenvertretern und –vertreterinnen aus den Bereichen Politik, Nicht-Regierungsorganisationen und Wirtschaft in Rheine fand am 31.08.2016 statt. Thema des Workshops war die Vorstellung der entwickelten Bedarfs- und Versorgungszielkonzepts für das Konzept Moderat-Dezentral im Vergleich zum Konzept Maximal-Dezentral und die zugehörigen Transformationspfade der beiden Zielkonzepte. Des Weiteren wurden die Berechnungsergebnisse bezüglich Kosten und CO_2-Minderungen der Zielkonzepte dargelegt.

Mit dem Ziel erforderliche politische Handlungsfelder (auf Entscheidungsebene der Stadt Rheine) zur Erreichung der KomRev Ziele gezielt ansprechen zu können, wurde beim vierten Workshop am Vormittag eine „interne“ Vortragsrunde mit Vertretern der Stadtwerke und Stadtratsmitgliedern durchgeführt. Am Abend erfolgte die Vortragsrunde für die „Öffentlichkeit“ (BürgerInnen und andere InteressenvertreterInnen).

Sowohl in der internen als auch in der öffentlichen Vortragsrunde fand nach der Präsentation durch das Forschungskonsortium eine konstruktive, angeregte Diskussion zwischen den TeilnehmerInnen und dem Forschungskonsortium statt.

11.5 **Expertenaustausch**

11.5.1 **Begleitkreis**

Im Rahmen des Projekts KomRev wurde zur Qualitätssicherung des Vorhabens ein Begleitkreis eingerichtet. Dieser ist durch das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Ifeu), das IBP Fraunhofer, der Uni Stuttgart, der FH Münster, Vertreter und Vertreterinnen der Masterplan-Kommunen und deren externe Dienstleister, des Umweltbundesamtes, die Energieagentur NRW sowie auf Themen des KomRev Projekts spezialisierte Fachfirmen besetzt. Das erste Treffen fand am 14.10.2013 im Zusammenhang mit dem am selben Tag durchgeführten Statustreffen in Berlin statt. Es wurden die für die Konzepte Maximal-Dezentral und Moderat-Dezentral gesetzten Rahmenbedingungen dem Begleitkreis vorgestellt und im Anschluss diskutiert. Die Kontakte zum Begleitkreis wurden gepflegt und die Fachkompetenzen der Teilnehmenden bei entsprechenden Fragestellungen in der Projektarbeit fortlaufend eingebunden.

11.5.2 **Handbucherstellung**

Als methodische Unterstützung für die Masterplan-Kommunen der zweiten Runde wurde im Zeitraum April 2015 bis Januar 2016 das „Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung“ entwickelt (siehe Kapitel 8.1). Zur Überprüfung des Handbuchs auf Verständlichkeit sowie praktische Anwendbarkeit wurde dieses von zwei Masterplan-Kommunen der ersten Runde (Rheine und Marburg-Biedenkopf), vom Ifeu (Fokus: Sicherstellung der Einbindung der für die Masterplan-Kommunen vorgeschriebenen Bilanzierungsmethodik für Treibhausgasemissionen) sowie von Seiten des Fördermittelgebers und den fachlichen Begleiter/Innen des UBA gegengelesen. Die Rückmeldungen der Feedback-Geber wurden im Rahmen eines gemeinsamen Arbeitstreffens am 11.11.2015 in Wuppertal abgestimmt.

11.5.3 **Qualitätssicherungsworkshop Handbuchbetreuung**

Im Zeitraum September 2016 bis Dezember 2016 wurden die Masterplan-Kommunen der zweiten Runde (Masterplan-Kommunen 2016) bzw. die für sie tätigen Dienstleister bei ihren Arbeiten mit dem Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung begleitet. Durch Teilnahme am Workshop „Erarbeitung des Masterplans 100 % Klimaschutz mit dem Handbuch und dem Klimaschutz-Planer“ in Berlin im September 2016, gezielten Workshops und Telefonkonferenzen mit dem Weiterentwicklungsteam und sechs ausführlichen telefonischen Interviews mit Dienstleistern der Masterplan-Kommunen 2016 wurden ein FAQ-Katalog und Leitfragen zur Entwicklung von Klimaschutz-Strategien (Anwendungshilfen) entwickelt. Im Rahmen eines Qualitätssicherungsworkshops am 08.12.2016 in Wuppertal mit Vertretern vom Ifeu und von sieben Dienstleistern der Masterplan-Kommunen (z.T. online hinzugeschal-

tet) wurden die Anwendungshilfen intensiv diskutiert und Überarbeitungsvorschläge erarbeitet, die anschließend im Rahmen der Nachbearbeitung umgesetzt wurden.

11.6 Im Projektverlauf genutzte Fragebögen

11.6.1 Fragebogen zur Erhebung der Energiebedarfe und Abwärme-Potenziale

Allgemeine Angaben

Name des Unternehmens	
Adresse	URL:
Kontaktdaten des zuständigen Ansprechpartners für Energiefragen	Name: Telefon: E-Mail:
Branche des Unternehmens	
Anzahl der Beschäftigten	ca. MitarbeiterInnen Davon ggf. in der Produktion
Jährlicher Umsatz Geschätzter Energiekostenanteil an den Gesamtproduktionskosten	ca. Euro p.a. ca. %
Betriebstage/-zeiten	☐ Mo – Fr von _____ bis _____ Uhr ☐ Sa von _____ bis _____ Uhr ☐ So von _____ bis _____ Uhr ca. Tage pro Jahr
Schichten pro Tag	☐ 1 ☐ 2 ☐ 3 ☐ >3 ☐ keine

Gibt es regelmäßige Ruhezeiten (z.B. Betriebsferien) ?	☐ ja, und zwar ☐ nein
Nutzfläche	ca. m^2 Davon ggf. ca. _____ % für die Produktion

Energiebedarf: Welche Energieträger werden in Ihrem Unternehmen eingesetzt und wofür?

Erdgas	ca. kWh oder m^3 pro Jahr wird eingesetzt für ... ☐ Warmwasser ☐ Raumwärme ☐ Prozesswärme ☐ Kochen ☐ Kühlung/Klimatisierung ☐ Sonstiges
Heizöl / Benzin / Diesel	ca. l pro Jahr wird eingesetzt für ... ☐ Antriebsenergie ☐ Warmwasser ☐ Raumwärme ☐ Prozesswärme ☐ Kochen ☐ Kühlung/Klimatisierung ☐ Sonstiges
Elektrizität	ca. kWh pro Jahr

	wird eingesetzt für ... ☐ Antriebsenergie ☐ sonst. mechanische Energie ☐ Warmwasser ☐ Raumwärme ☐ Prozesswärme ☐ Kochen ☐ Kühlung/Klimatisierung ☐ Informations- u. Komm.-Technik ☐ Sonstiges:
weitere Energieträger	

Betreibt ihr Unternehmen eine KWK-Anlage?	☐ Ja, el. Leistung ca. _____ kW_{el} ☐ Nein
Falls ja, wie wird die Energie aus der KWK-Anlage genutzt?	Ungefähre jährliche Produktionsmenge Strom kWh Wärme kWh ☐ Eigennutzung der Wärme zu _____ % ☐ Eigennutzung der Elektrizität zu _____ %
Betreiben Sie andere Strom- oder Dampf-Erzeugungsanlagen?	☐ Ja, und zwar ☐ Nein
Nutzen Sie Wärmerückgewinnung	☐ Ja wenn ja: eher ☐ viel oder ☐ wenig ☐ Nein

Welche Veränderungen sind geplant, die Auswirkungen auf den Energiebedarf haben können?	Nutzfläche: ☐ Erweiterung ☐ Verringerung Beschäftige: ☐ Erweiterung ☐ Verringerung Produktpalette: ☐ Erweiterung ☐ Verringerung ☐ Energetische Effizienzmaßnahmen ☐ Kraft ☐ Strom ☐ Wärme ☐ Wechsel von Energieträgern ☐ Öl => Gas ☐ Gas => Strom ☐ Strom => Gas ☐ Keine
Wie schätzen Sie die energetischen Einsparpotenziale bezogen auf die geplanten Maßnahmen ein?	☐ Hoch ☐ Mittel ☐ Niedrig
Welche zusätzlichen Einsparpotenziale sehen sie in ihrem Unternehmen? (Bereich/Umfang des Potenzials)	

Abwärmenutzung

Fällt in ihrem Unternehmen Abwärme an, die Sie selbst nicht nutzen?	☐ Ja ☐ Nein
Wenn ja, mit welchem Temperaturniveau etwa	☐ < 100°C ☐ ≥ 100°C
Wären Sie bereit, nicht selbst genutzte Abwärme gegen entsprechende Bezahlung abzugeben?	☐ Ja ☐ Nein
Wird diese Abwärme ggf. von den geplanten Effizienz-maßnahmen betroffen sein?	☐ Ja, und zwar ☐ Nein

Anmerkungen

Bitte führen Sie hier Punkte auf, die aus Ihrer Sicht relevant für Ihren Energiebedarf und –bezug und mögliche Einsparungen sind, die aber durch den Fragebogen nicht abgedeckt wurden. Sie können hier auch Erläuterungen zu Ihren Angaben machen und Ergänzungen vornehmen. Bei Bedarf nutzen Sie bitte zusätzliche leere Blätter.

11.6.2 **Fragebogen zur Erhebung der prozessspezifischen Lastmanagementpotenziale**

1 ANSPRECHPARTNER FÜR DIE DATENERHEBUNG

Unternehmen	
Name	
Vorname	
Telefon	
Email	
Funktion im Unternehmen	

2 WICHTIGE INFORMATIONEN BEZÜGLICH DER ENERGIEVERSORGUNGSSTRUKTUR

Branche **Produkte**	
Größe des Unternehmens	Mitarbeiter: Produktionseinheiten:
Anteil der Stromkosten an Gesamtproduktionskosten	%
Stromverbrauch:	Gesamt: MWh/a
Anschlussleistung:	MW
Durchschnittlich bezogene Last	MW
Produktionsverfahren/Produktionszeiten	☐ Batch ☐ Kontinuierlich Sonstiges Produktionszeiten Revisionszeiten/Betriebsferien

Einschätzung bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Stromverbrauches und Effizienzsteigerungen	

3 Erfahrungen des Unternehmens mit Lastmanagement

Gibt es in Ihrem Unternehmen bereits Erfahrungen mit Lastmanagement? In welchen Prozessen für jeweils welchen Anteil der Last?	☐ bilaterale Verträge mit Netzbetreibern ☐ Beteiligung am Regelleistungsmarkt ☐ Reduktion der betrieblichen Spitzenlast ☐ Zum optimierten Stromeinkauf genutzt
Kennen Sie die Abschaltverordung, nehmen Sie daran teil, planen Sie daran teilzunehmen?	☐ nein ☐ ja, aber wir nehmen nicht daran Teil ☐ ja, wir nehmen daran Teil ☐ ja, wir planen daran Teil zu nehmen Jeweils Grund:

4 Identifikation / Beschreibung der Lastmanagementpotenziale

- Welche stromintensive Prozesse gibt es?
- Gibt es welche, die
  1. sich unter Nutzung von bestehenden Speicherkapazitäten zeitweilig verschieben lassen?
  2. grundsätzlich reduziert werden können, und keiner Nachholung bedürfen?
  3. Für die 1. + 2. unter einem anderen Technologieeinsatz in Frage kommen würde?
- Gibt es thermische Prozesse, die grundsätzlich verschoben werden können? Wenn ja, welche?

Der folgende Abschnitt wird jeweils pro identifizierten, relevanten Prozess aufgenommen.

Prozess	
Art des Lastmanagementpotenzials	☐ verschiebbar ☐ reduzierbar ☐ mit zusätzlichem Technologieeinsatz ☐ mit vorhandener Technologie
Speicher	
Art des Speichers (inhärent, Materialspeicher) **Größe des Speichers** (in m^3, kWh, …)	
Restriktionen des Potenzials	
Welche technischen Restriktionen gibt es? (vor- oder nachgelagerte Prozessschritte, einzuhaltende Temperaturniveaus..)	
Welche produktionsbedingten Restriktionen gibt es (betriebliche Abläufe, Gesundheits- und Arbeitsschutz)?	
Eigenschaften des prozesszugehörigen Aggregats	
Maximale Leistungsaufnahme **Betriebsstunden pro Jahr** **Regelbarkeit** **Jährlicher Stromverbrauch** **Bedeutung des Prozesses in der Wertschöpfungskette** **Kann Lastgang zur Verfügung gestellt werden?**	MW h/a ☐ kontinuierlich / in folgenden Stufen MWh/a ☐ hoch ☐ mittel ☐ gering ☐ ja ☐ nein

Falls kein Lastgang zur Verfügung gestellt werden kann, wie ist das zeitliche Nutzungsmuster des Prozesses	Betriebsstunden pro Tag An- und Abfahrvorgänge pro Tag kontinuierlich, taktend Betriebsferien Revisionszeiten
Eigenschaften des Lastmanagement-potenzials	
Wie stark kann die Last zu welchen Zeiten erhöht bzw. reduziert werden?	
Zeitdauer der Schaltung	Minimal Maximal
Wie lange nach dem Abruf muss spätestens das Nachholen der Leistung passiert sein?	
Minimale Zeit zwischen zwei Schalthandlungen	
Maximale Anzahl an Schaltungen pro Zeiteinheit	pro
Energieverbrauch Inwieweit erhöhen Schalthandlungen den Energieverbrauch, z.B. durch Teillastbetrieb?	