

OPEN HEAT GRID

Analyse der Netzstrukturen, der Anforderungen für die Koppelpunkte und des zukünftigen Wärmebedarfs in österreichischen Gebäuden

Umfassende Analyse der
Infrastruktur eines urbanen
Hybridnetzes, den möglichen
Koppelpunkten, und der
Anforderungen an
Koppelpunkte

C. Maier
S. Nemec-Begluk
W. Gawlik
M. Heimberger

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

1c/2018

Impressum:

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

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

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

OPEN HEAT GRID

Analyse der Netzstrukturen, der Anforderungen für die Koppelpunkte und des zukünftigen Wärmebedarfs in österreichischen Gebäuden

Umfassende Analyse der Infrastruktur eines urbanen
Hybridnetzes, den möglichen Koppelpunkten, und der
Anforderungen an Koppelpunkte

Christoph Maier, Sabina Nemec-Begluk,
Wolfgang Gawlik, Markus Heimberger
TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Wien, Juni 2016

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des bmvit publiziert und elektronisch über die Plattform www.HAUSderZukunft.at zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Überblick zu den Berichtsteilen aus Open Heat Grid – es handelt sich um den Berichtsteil 3 / 8

Teil 1 des Endberichts erklärt die **Grundsätze eines zukünftigen Hybridnetzes**: die Auswirkungen und Vorteile einer smarten, bidirektionalen Verknüpfung der Energienetze wird dargestellt.

Teil 2 des Endberichts erläutert den Status Quo der **Preissetzung und Entgeltregulierung** in den drei betrachteten Energienetzen Strom, Gas und Wärme. Dabei wird qualitativ erhoben, über welche Preis- bzw. Entgeltkomponenten (einmalig, wiederkehrend pauschal, leistungsabhängig oder arbeitsabhängig) der Umsatz erzielt wird.

Teil 3 des Endberichts beschreibt erstens die grundsätzlichen, aktuellen Netzstrukturen im Strom- und Gasnetz; zweitens wird die **Industrie als Koppelstelle im Hybridnetz** dargestellt; drittens wird eine Literaturanalyse zur Entwicklung des Fernwärmebedarfs vor dem Hintergrund steigender Energieeffizienz durchgeführt.

Teil 4 des Endberichts beschäftigt sich mit dem **Wärmenetz im Hybridnetz**. Dieser Teil beschreibt erstens die aktuellen Netzstrukturvarianten, zweitens die Möglichkeiten und Technologien zur Integration von Abwärme und drittens die in Open Heat Grid betrachteten, technischen Potenziale.

Teil 5 des Endberichts beschreibt explizit die nach Literatur- und Expertenmeinung vorherrschenden **Herausforderungen für die Realisierung** der Vorteile eines Hybridnetzes: dieser Berichtsteil zeigt auf, welche Komponenten der Regulierung oder anderer gesetzlicher Vorgaben angepasst werden müssen, aber auch, auf Basis welcher gewachsener Standards aktuell ein Hybridnetz verhindert wird.

Teil 6 des Endberichts bestimmt auf Basis der Ergebnisse der Berichtsteile 2 und 5, wie eine optimale **Gestaltung der Tarifkomponenten** gemäß Regulierung bzw. auch Vorgaben der Gesetzgebung in den Energienetzen Strom und Gas aussehen würden, wobei ein Fokus auf die Koppelungstechnologien zwischen den beiden Netzen gelegt wird.

Teil 7 des Endberichts konzentriert sich auf **Konzepte für eine intensivierete Abwärmenutzung**. Ein Hybridnetz als smartes, energetisch und exergetisch optimiertes Netz sollte die Einspeisung von industrieller Abwärme forcieren. Dieser Berichtsteil untersucht, welche theoretischen ökonomisch-politischen Konzepte anzuwenden wären, sucht nach bestehenden rechtlichen Vorgaben zur Abwärmeintegration und beschreibt den rechtlich-organisatorischen Hintergrund für Best Practice-Beispiele.

Teil 8 des Endberichts analysiert die in Teil 7 identifizierten und als anwendbar bzw. wissenschaftlich interessant befundenen Konzepte. Dabei werden systemische, rechtliche, betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Evaluierungen durchgeführt. Abschließend wird ein **Konzept für eine Forcierung der Integration industrieller Abwärme** abgeleitet und dessen Implikationen auf das Hybridnetz untersucht.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	4
2	M 3.1 Analyse der Netzstrukturen: Strom-, Gasnetz (TU Wien) und Wärmenetz (AIT)	4
2.1	Die städtische Stromnetzinfrastruktur.....	4
2.2	Urbane Stromnetze am Beispiel von drei österreichischen Städten	7
2.3	Die städtische Gasnetzinfrastruktur.....	9
2.4	Urbane Gasnetze am Beispiel von drei österreichischen Städten	11
2.5	Hybridnetze in der Stadt	13
3	M 3.2 Anforderungen für die Koppelstellen im urbanen Energiesystem	21
3.1	Kopplungstechnologien	21
3.2	Gasnetz.....	26
3.3	Stromnetz	27
4	Zukünftiger Wärmebedarf in österreichischen Gebäuden	29
4.1	Grundlegende Methodik der Arbeiten.....	29
4.2	Ergebnisse.....	30
5	Zusammenfassung	33
6	Literaturverzeichnis	34

1 Einleitung

Das vorliegende Dokument stellt das Deliverable des Arbeitspaktes 3 (AP3) und basiert auf den schriftlichen Ausarbeitungen für die jeweiligen Meilensteine.

2 M 3.1 Analyse der Netzstrukturen: Strom-, Gasnetz (TU Wien) und Wärmenetz (AIT)

Strom-, Gas- und Fernwärmenetze stellen Energiesysteme dar, bei denen der Transport und die Verteilung der Energie leitungsgebunden erfolgt. Diese Energieinfrastrukturen werden in städtischen Gebieten meistens parallel geführt und sorgen für die Deckung des Energiebedarfs der Kunden. Zurzeit sind diese Systeme meistens unidirektional gekoppelt durch den Einsatz von thermischen Kraftwerken, Heizwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Eine stärkere Verschränkung der Netze durch weitere Technologien, die auch in bidirektionaler Richtung fungieren, wird als ein möglicher Ansatz gesehen, um weitere erneuerbare Energiequellen in das Energiesystem integrieren und damit bestehende Leitungssysteme besser ausnutzen zu können sowie die Flexibilität des Energiesystems zu erhöhen. [1] [2] Damit ein effizient verschränktes Energiesystem, genannt auch Hybridnetz, in einer Stadt, realisiert werden kann, werden zunächst die Strukturen der einzelnen Energienetze für urbane Gebiete näher erläutert.

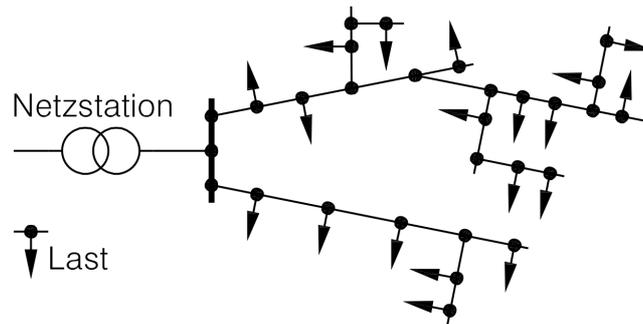
2.1 Die städtische Stromnetzinfrastruktur

Die oberste Spannungsebene der Verteilnetzebene im elektrischen Energiesystem in der Stadt ist die 110kV-Spannungsebene, die für die Speisung und Verteilung der elektrischen Energie für die Region Stadt zuständig ist. Die Leitungen der 110kV-Netzebene versorgen die in ihrer Region liegenden Umspannwerke mit regional erzeugter oder vom überlagerten Übertragungsnetz transportierter Energie. Die meisten Städte in Österreich werden direkt über die 110kV-Netzebene versorgt. Größere Städte wie Wien werden noch zusätzlich durch eine direkte Verbindung zum Höchstspannungsnetz (380kV/220kV) mit elektrischer Energie beliefert. Die 110kV Netzstruktur wird in Abhängigkeit der Stadtgröße und Lastdichte unterschieden. Bei einer größeren Lastdichte folgt die Einspeisung des unterlagerten Verteilnetzes über eine maschenförmige bzw. ringförmige 110kV Netzstruktur. Bei geringen Lastdichten wird das Mittelspannungsnetz über eine oder zwei 110kV/10kV(30kV) Umspannstationen versorgt. In Umspannwerken wird die Spannung auf eine niedrige Spannungsebene umgespannt und somit die weitere Verteilung der elektrischen Energie auf die Mittelspannungsebene (10...30kV) übergeben. Aufgrund der hohen Lastdichte wird für die Mittelspannungsnetze in der Stadt meistens eine Nennspannung von 10kV gewählt. [3] Die Mittelspannungsebene wird vorwiegend als offener Ring und in dicht besiedelten Stadtgebieten vermascht betrieben. Über Netzstationen wird die Spannung auf die Niederspannung transformiert und damit die Niederspannungsebene versorgt. Über die Niederspannungsebene werden letztendlich die Haushaltskunden versorgt. Niederspannungsnetze stellen ein Vierleitersystem dar im Vergleich zu dem dreiphasigen Leitersystem der übergeordneten Netzebenen. Auf diese Weise können auch einphasige Verbraucher an das Netz angeschlossen werden. [4]

Die Netzstrukturen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene können, wie schon oben angedeutet, je nach Lastdichte, mehr oder weniger komplex aufgebaut sein und lassen sich in Strahlennetze, Ringnetze und Maschennetze gliedern. Als Leitungssystem wird in Städten

fast ausschließlich Kabel (anstatt Freileitungen), wegen der höheren Lastdichte, verwendet. Diese werden hauptsächlich entlang den Straßen unter den Bürgersteigen verlegt. Die Mittelspannungskabel werden in einer Tiefe von ca. 1,20m unterhalb den vorhandenen Niederspannungskabel platziert. [4] Im folgenden Abschnitt wird allgemein auf die einzelnen Netzformen eingegangen. Das Kapitel wird schließlich mit der Beschreibung der Netzstrukturen von drei österreichischen Städten (Wien, Linz und Salzburg) abgerundet.

Abbildung 1: Strahlennetz [4]



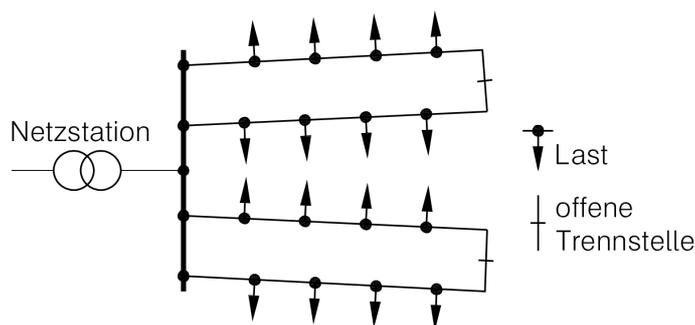
Strahlennetz

Ein Strahlennetz wird vorwiegend in der Niederspannungsebene, an Orten geringer Lastdichte, geführt. In Stadtteilen höherer Lastdichte kommen Strahlennetze auch vor, aber in kurzen Ausdehnungen (eine Netzstation versorgt ein paar Wohngebäude). [5] Beim Strahlennetz werden einzelne Leitungen, die die Endkunden versorgen, ausgehend von der Netzstation mit elektrischer Energie gespeist, siehe Abbildung 1. Der Vorteil solcher Netzstrukturen liegt beim einfachen Netzaufbau und dementsprechend einem einfachen Schutzkonzept. Nachteile solcher Netzstrukturen sind Versorgungsunterbrechungen des gesamten restlichen Stranges ausgehend von der Fehlerstelle im Strang, die Spannungsbandproblematik bei langen Leitungen und höhere Leitungsverluste. [4]

Ringnetze

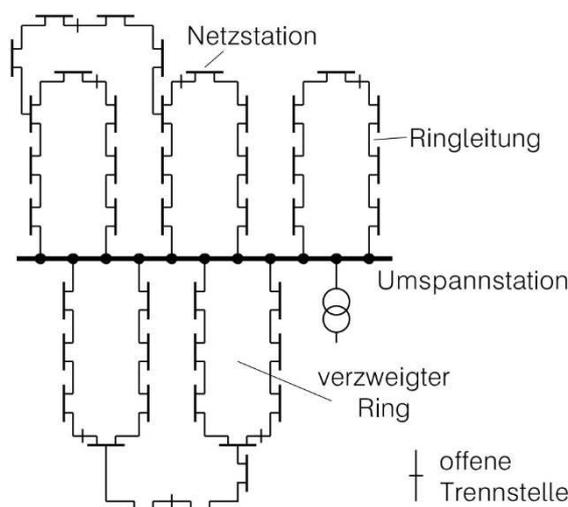
Der Aufbau eines Ringnetzes am Beispiel eines Niederspannungsnetzes ist in der Abbildung 2 dargestellt. Beim Ringnetz erfolgt die Versorgung der Last im Niederspannungsnetz oder der Netzstation bzw. des Umspannwerks im Mittel- und Hochspannungsnetz von zwei Seiten. Ringnetze der Verteilnetzebene werden meistens offen betrieben. Das bedeutet, dass die Ringnetze eigentlich als Strahlennetze operieren, weil eine Trennstelle im Ringnetz offen ist. In Niederspannungsnetzen verlaufen die Kabel unter den Bürgersteigen entlang beider Straßenseiten und sind am Ende der Straße durch eine Trennstelle getrennt. Jeder Halbring weist weitere Trennstellen auf, die als Hausanschlusssäulen ausgeführt werden. Im Fall des Ausfalls einer Leitung kann die offene Trennstelle geschlossen werden, die fehlerbehaftete Strecke durch öffnen der angrenzenden Trennstellen freigeschaltet werden, und die Versorgung von Kunden an der nicht fehlerbehafteten Leitung gesichert werden. [4]

Abbildung 2: Ringnetz einer Niederspannungsebene [4]



Die Abbildung 3 stellt eine typische Ringnetzstruktur für ein Mittelspannungsnetz dar, die aus mehreren Ringnetzen und verzweigten Ringen besteht. Die Ringe sind auch mit Trennstellen, die zwischen den jeweiligen Netzstationen platziert sind, versehen. Die einzelnen Leitungen zwischen den Netzstationen können freigeschaltet werden, was eine Freischaltung vom Netz im Fehlerfall ermöglicht. Die Trennstellen sind im Normalbetrieb offen und können im Fall von Störungen geschlossen werden. Diese Tatsache und die Freischaltung der fehlerbehafteten Leitung ermöglichen bei Leitungsfehlern die Versorgung aller Netzstationen. Bei Fehlern in der Netzstation selbst können die Verbraucher dieser Netzstation nicht mehr versorgt werden. Eine Ringleitung versorgt ca. fünf bis zehn Stationen. [4]

Abbildung 3: Ringnetz einer Mittelspannungsebene [4]

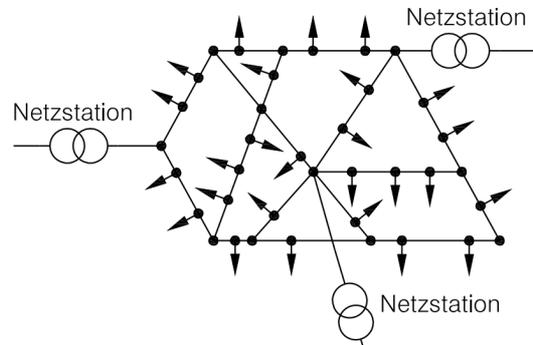


Maschennetze

Bei Maschennetzen werden die einzelnen Knotenpunkte bzw. Stationen von mindestens zwei Seiten gespeist, siehe Abbildung 4. Die Trennstellen werden bei Maschennetzen geschlossen gehalten. Die Vorteile eines Maschennetzes sind die leichtere Gewährleistung des Spannungsbandes, niedrige Verluste und höhere Versorgungssicherheit als bei anderen Netzformen. Allerdings gestaltet sich ein Wiederaufbau eines vermaschten Niederspannungsnetzes im Fall eines Zusammenbruchs schwieriger als bei anderen Netzformen. Bei zukünftiger Netzplanung werden deshalb mehrere parallel geführte vermaschte Netze anstatt großer vermaschter Niederspannungsnetze ausgebaut, damit die vermaschten Netzabschnitte von wenigen Netzstationen gespeist werden.

Hochspannungsnetze und Niederspannungsnetze ab einer Lastdichte von $5\text{MVA}/\text{km}^2$ werden vorwiegend vermascht betrieben. [4] [5]

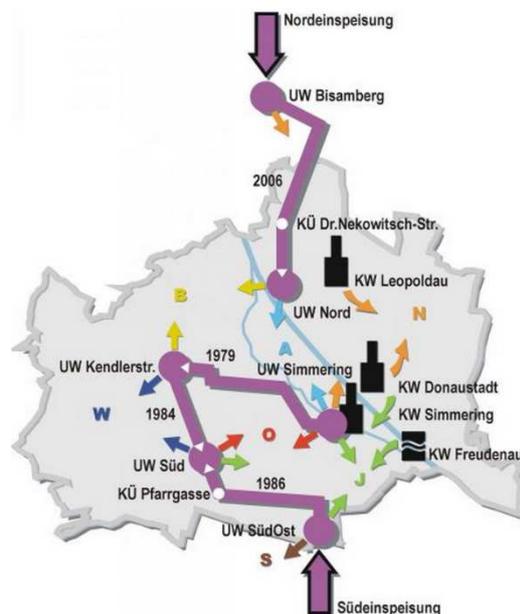
Abbildung 4: Maschennetz [4]



2.2 Urbane Stromnetze am Beispiel von drei österreichischen Städten

Netzstruktur der Stadt Wien

Abbildung 5: Versorgung der Verteilnetzebene in Wien [2]



Für die elektrische Versorgung der Stadt Wien ist das Unternehmen Wiener Netze GmbH zuständig. Das elektrische Leitungssystem der Wiener Netze besteht aus Kabel und Freileitungen der 400kV-, 110kV-, 20kV-, 10kV-, 1kV- und 0,4kV- Spannungsebene. Das Unternehmen versorgt neben der Stadt Wien auch Ortschaften von Niederösterreich und Burgenland. [6] Die 110kV-Verteilnetzebene wird wie in Abbildung 5 dargelegt durch direkte Anbindungen an das Übertragungsnetz und durch in Wien vorhandene Kraftwerke mit elektrischer Energie versorgt. Die Versorgung vom 110kV-Hochspannungsnetz wird einerseits durch die Südeinspeisung über die Umspannwerke (UW) Wien Südost, Wien Süd, Kandlerstraße und Simmering gewährleistet. Andererseits erfolgt die zweite Einspeisung zum

110kV-Hochspannungsnetz über die in 2003 gebaute Nordeinspeisung über die Verbindung der Umspannwerke Bisamberg und Wien Nord. Die Umspannwerke Wien Südost und Wien Süd sind durch eine Kombination von Freileitung und Erdkabel elektrisch verbunden. Vom UW Wien Süd, über UW Kendlerstraße bis UW Simmering führt dann weiter ein 380kV doppelt ausgeführtes Kabelsystem. [7] Die Umspannwerke Bisamberg und Wien Nord sind auch über ein 380kV Leitungssystem und zwei 110kV Leitungssysteme miteinander verbunden. Die 380kV Verbindung ist eine Kombination von Freileitung und Kabel. Die Freileitung wird bis zur Wiener Stadtgrenze, wo die Kabelüberführungsstation angeordnet ist, vom Umspannwerk Bisamberg geführt. Ab der Kabelüberführungsstation führt ein 5,2km langes Erdkabel weiter. [7] In den Umspannwerken wird die Spannung von 380kV auf 110kV transformiert. Die 110kV Netzebene ist in sieben Netzgruppen, die maschenförmig aufgebaut sind, geteilt. Das Mittelspannungsnetz stellt eine ringförmige Netzstruktur dar, die offen betrieben wird. Die Mittelspannungsebene besteht aus Leitungen der 10kV- und 20kV-Spannungsebene, wobei die 20kV-Spannungsebene vorwiegend im nordöstlichen Teil von Wien eingesetzt wird und sonst eine Versorgung über die 10kV Spannungsebene gewährleistet wird. Als Leitungssystem wird vorwiegend Kabel eingesetzt. In zahlreichen Netzstationen wird dann die Mittelspannung in die Niederspannung von 0,4kV umgewandelt. In der Niederspannungsebene können alle drei vorgestellten Netzformen als Kabelsysteme vorkommen, weil dieser Aspekt von der zu versorgenden Lastdichte abhängt.

Netzstrukturen der Stadt Linz

Das Unternehmen Linz Strom Netz GmbH ist für die elektrische Versorgung der Stadt Linz verantwortlich. Zusätzlich zu der Versorgung der Stadt Linz werden noch die Umgebung von Linz und Gebiete im unteren Mühlviertel von der Linz Strom Netz GmbH mit elektrischer Energie versorgt. Die elektrische Versorgung des Versorgungsgebiets von Linz Strom Netz erfolgt über die 110kV-Netzebene, die eine vermaschte und gelöschte Netzstruktur aufweist. Die 110kV Netzebene ist als Kabelnetz in der Stadt ausgeführt. Die vermaschte Struktur besteht aus einem äußeren und inneren 110kV-Ring. Die elektrische Speisung des 110kV Netzes erfolgt durch Kraftwerke der LINZ STROM GmbH und dezentrale Erzeugungsanlagen. Zudem ist das 110kV-Netz mit dem Verbundnetz über die Umspannwerke Linz Pichling und Wegscheid verbunden. In den Umspannwerken wird für die städtische Versorgung die Spannung von 110kV auf 30kV und 10kV transformiert. Die weitere Verteilung der Energie in der Region Stadt erfolgt über das 30kV- und 10 kV-Mittelspannungsnetz. Das 30kV-Mittelspannungsnetz ist ein ringförmiges gelöschtes Kabelnetz, das auch über ein doppelt geführtes Leitungssystem gespeist wird. In zusätzlichen Umspannwerken wird die Spannung von 30kV auf 10kV für die weitere Verteilung transformiert. Die Netzstationen werden vom 30kV-Mittelspannungsnetz und direkt vom Hochspannungsnetz über Umspannwerke 30kV/10kV und 110kV/10kV gespeist. Das 10kV-Mittelspannungsnetz stellt eine offene teilvermaschte Ringnetzstruktur dar. In Netzstationen wird die 10kV Spannung auf 0,4kV transformiert. Über das 0,4kV-Niederspannungsnetz werden letztendlich die Haushaltskunden versorgt. [8]

Industriekunden im Chemiepark Linz werden über eine 6kV offene Ringnetzstruktur mit elektrischer Energie versorgt. Das Netz besteht aus Kabeln und wird über die Umspannwerke Linz-Ost und Linz-Industrie gespeist. Leistungsstarke Kunden im Chemiepark Linz und auf dem Gelände der ehemaligen Stahl Linz AG werden auch über ein 0,5kV isoliertes Netz der Linz Strom Netz GmbH mit Strom versorgt. [8]

Netzstrukturen der Stadt Salzburg

Die elektrische Versorgung des Bundeslands Salzburg wird bis auf wenige Gemeinden vom Unternehmen Salzburg Netz GmbH übernommen. Dementsprechend gehört die Stadt Salzburg zum Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH. Die Versorgung der Stadt erfolgt über das 110kV-Verteilnetz, das mit dem Verbundnetz über das Umspannwerk Hagenau elektrisch verbunden ist. Die 110kV-Netzebene für die Versorgung des städtischen Gebiets besteht aus Freileitungen und Kabel. Der Verkabelungsgrad dieser 110kV-Netzebene ist hier höher als in anderen Regionen, aber dennoch vorwiegend über Freileitungen ausgeführt. Die Hochspannungsebene speist über Umspannwerke (110kV/30kV) die Mittelspannungsebene an. Die Verteilung der elektrischen Energie in der Stadt Salzburg erfolgt über die 10kV Spannungsebene. Demnach erfolgt eine weitere Umspannung der Spannung von 30kV auf 10kV. Die Mittelspannungsebene wird als Ring- oder Strahlennetz ausgeführt. Als Leitungen werden in der Stadt Kabel und am Stadtrand Freileitung eingesetzt. Die Versorgung der Endkunden geschieht durch die 0,4kV Spannungsebene über Erdkabel. Diesbezüglich wird die 10kV Netzebene in Netzstationen auf 0,4kV transformiert. [9]

2.3 Die städtische Gasnetzinfrastruktur

Über die übergeordneten Verteilleitungen gelangt das Erdgas in die Städte von Österreich und wird dort über weitere Verteilleitungen weiter verteilt und für die Endkundenversorgung bereitgestellt. Die Verteilleitungen gliedern sich entsprechend dem GWG 2011 in die Verteilnetzebenen 1, 2 und 3. [10] Die Netzebene 1 wird nicht über Druckwerte von anderen Verteilleitungen abgegrenzt, sondern die Leitungen, die diese Ebene aufspannen werden dezidiert unter § 84 Anlage 1 GWG2011 angeführt. Diese Netzebene wird auch vom Verteilgebietsmanager koordiniert. Leitungen der Netzebene 1 sind eigentlich nicht für die direkte Endkundenversorgung, sondern für den Transport vom Erdgas und die Anbindung der Erdgasspeicher- und Förderanlagen zuständig und weisen Drücke bis 70bar auf. [11] Leitungen der Netzebene 2 unterscheiden sich in der technischen Ausführung nicht notwendigerweise von Leitungen der Netzebene 1, da sie auch auf gleichen oder ähnlichen Druckniveaus arbeiten und die Nenndurchmesser der Rohre annähernd gleich sind. Erdgasleitungen der Netzebene 2 dienen auch für den Erdgastransport, aber zur Endkundenversorgung über längere Strecken und besitzen im Gegensatz zur Ebene 1 keine überregionale Bedeutung. Der entstandene Druckverlust beim Erdgastransport wird über Verdichteranlagen wieder ausgeglichen. Über Netzkopplungspunkte, die ein Bindeglied zwischen den Transportleitungen und Verteilleitungen darstellen, werden die Versorgungsnetze der Städte mit Erdgas versorgt. Diese Netzkopplungspunkte bzw. Übernahmestationen befinden sich meistens außerhalb der Stadtgrenzen oder am Stadtrand. In den Übernahmestationen wird dem Erdgas ein Duftstoff zur Erdgaserkennung beigemischt (Odorant). Die Unterscheidung zwischen Netzebene 2 und 3 wird lediglich anhand des Betriebsdruckes vorgenommen. Leitungen der Netzebene 3 weisen einen Druck ≤ 6 bar auf, Leitungen der Netzebene 2 dagegen einen Druck > 6 bar.

In Städten sind nur die Verteilnetzebenen 2 und 3 vorhanden. Die direkte Endkundenversorgung wird von Leitungen der Netzebene 3, die vorwiegend entlang von Straßenzügen platziert sind, übernommen. Sie werden in Städten aus den Leitungen der Netzebene 2 gespeist, überwinden den letzten Streckenabschnitt zur Endkundenversorgung und stellen das dichteste Netz dar. Die Erdgasversorgung von Großabnehmern wird über die Netzebene 2 abgewickelt. [11]

Eine weitere Gliederung der Netzebenen, die sich aus den Regeln der Technik ergibt und neben der Gliederung der Netzebenen aus dem GWG 2011 existiert, wird vorwiegend in der Praxis verwendet. Nach dieser Regelung wird das Gasnetz in Hoch-, Mittel und Niederdrucknetz unterteilt. Die ÖVGW Richtlinie TR-Gas G1 [12] ist bis zu einem Überdruck von 100mbar zu berücksichtigen und wird für den allergrößten Anteil an Endkundenanlagen verwendet. Dieser Druckbereich bis zu 100mbar Überdruck wird als Niederdruck (ND) bezeichnet. Als Mitteldruck (MD) wird dann die Druckbandbreite von mehr als 100mbar bis 5bar betrachtet. Sie folgt aus dem Anwendungsbereich der ÖVGW Richtlinie G6. [13] Der Überdruck von mehr als 5bar wird als Hochdruck (HD) gedeutet. Aus dem HD- oder MD-Netz werden über Gebietsregler bzw. Gasdruckregel- und Messstationsanlagen (GDRM) die MD- oder ND-Verteilnetze mit Erdgas gespeist. GDRM beinhalten Druckreduzierstationen, Messeinrichtungen/Regeleinrichtungen und Sicherheitsorgane. [3] In den Druckreduzierstationen wird der höhere Gasdruck von den überlagerten Leitungen auf den niedrigen Gasdruck der nachgelagerten Leitungen entspannt. Städte erfordern mehrere verteilte Gebietsregelanlagen, die je nach Lastdichte und Gegebenheiten an die übergeordneten Netze angebunden werden. Größere Verbraucher werden über Mitteldruck oder Hochdruck mit Erdgas gespeist und Haushaltskunden mit Niederdruck. Weitere Druckreduzierstationen in der nachgelagerten Gasversorgungskette sind noch beim Hausanschluss und bei den Gasgeräten vorzufinden.

Netzstrukturen

Im Gassystem sind ähnliche Netzformen wie im Stromsektor vorzufinden. Der Aufbau kann wie in Abbildung 6 in Strahlennetze, Ringnetze und vermaschte Netze unterteilt werden. Bei Strahlennetzen erfolgt die Erdgasversorgung strahlenförmig über einen Versorgungspfad bzw. einen Einspeisepunkt. Bei Ringnetzen findet die Erdgasversorgung über zwei Versorgungspfade statt und bei Maschennetzen sind die einzelnen Versorgungspfade durchverbunden, womit die Erdgasversorgung über mehrere Einspeisepunkte gewährleistet werden kann. Oft findet auch eine Kombination der letzten zwei Netzformen statt. In der unten folgenden Tabelle sind die einzelnen Netzstrukturen entsprechend Anlagenkosten, Leistungsreserven und Versorgungssicherheit kategorisiert und bewertet.

Abbildung 6: Formen vom Gasnetz: a) Strahlennetz b) Ringnetz c) vermachtes Netz (links) und vermachtes Ringnetz (rechts) [14]

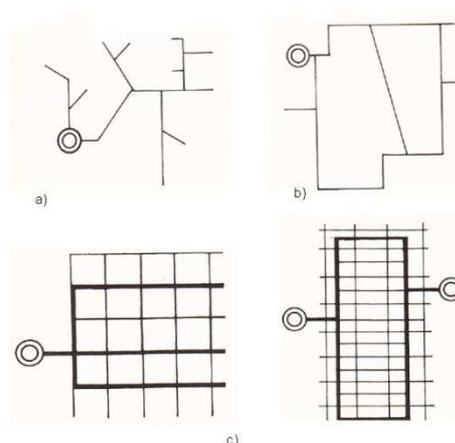


Tabelle 1: Einordnung der Netzformen nach Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit [14]

Art	Anlagekosten	Leistungsreserven	Versorgungssicherheit
Strahlennetz	gering	gering	schlecht
Ringrohrnetz	mittel	gut	mittel bis gut
Vermaschtes Rohrnetz	hoch	gut	gut
Vermaschtes Ringrohrnetz	sehr hoch	sehr gut	sehr gut

Leitungen der Verteilnetzebene 1 und 2 werden vorwiegend strahlenförmig oder ringförmig aufgebaut. Leitungen der Verteilnetzebene 3 weisen üblicherweise eine vermaschte oder ringvermaschte Netzstruktur aus Gründen der Versorgungssicherheit und Reservehaltung auf. [3]

In unteren Abschnitten werden die Verteilnetze von drei österreichischen Städten beschrieben.

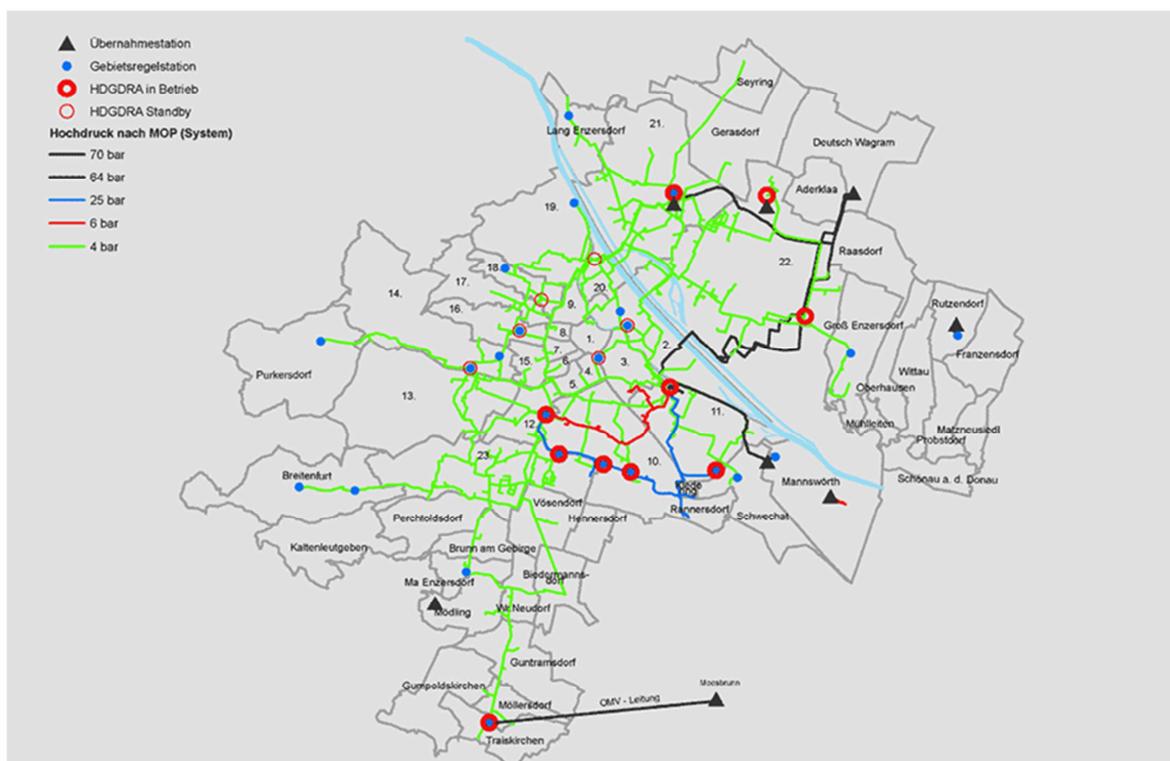
2.4 Urbane Gasnetze am Beispiel von drei österreichischen Städten

Netzstrukturen der Stadt Wien

Das Unternehmen Wiener Netze GmbH ist neben der Stromversorgung auch für die Erdgasversorgung der Stadt Wien verantwortlich. Über zwei Kernzonen, Simmering und Leopoldau, wird die Stadt Wien mit Erdgas versorgt. [15] Die Erdgasversorgung von Teilen Niederösterreichs und Burgenland werden von Wiener Netze GmbH auch übernommen. Das Versorgungsgebiet der Wiener Netze ist über acht Übernahmestationen mit der Verteilnetzebene 1 verbunden. Zwei davon befinden sich in Wien im 21. und 22. Bezirk. Das ringförmige Hochdrucknetz wird über die Kernzonen Simmering und Leopoldau mit Erdgas gespeist. Ausgehend von dem Netzkopplungspunkt Aderklaa führen Hochdruckleitungen mit einem maximalen Betriebsdruck von 70bar/64bar für die Versorgung der fossilen Kraftwerke der Wien Energie. Die Heizwerke der Fernwärme Wien werden durch den Hochdruckring auch versorgt. Zusätzlich wurde noch eine Hochdrucktransportleitung ausgehend von Aderklaa bis zu der Großregelanlage in Simmering von WIENGAS 1991 gebaut, um die Versorgungssicherheit der Stadt zu verstärken. Durch die ringförmige Struktur des Hochdrucknetzes ist eine Einspeisung von mehreren Richtungen möglich, womit zusätzlich die Versorgungssicherheit von Wien erhöht wird. Zudem kann ein Strang des ringförmigen Hochdrucknetzes mit einem maximalen Betriebsdruck (MOP) von 25bar betrieben werden, wodurch das Netz auch als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden kann. [16] Die gesamte Länge des Hochdrucknetzes beträgt 489km und speist 185 Gebietsregel- und 369 Firmenanlagen an. Aus den Gebietsregelanlagen wird die Speisung des ND-Verteilnetzes gewährleistet (MOP 20-25 mbar). Die gesamte Länge der Niederdruckleitungen vom Versorgungsgebiet Wien beträgt 2966 km. Die Speisung von größeren Gewerbe- und Industriekunden erfolgt über Verteilnetze, die höhere Betriebsdrücke ermöglichen. [15]

Die Wiener Erdgasspeicher GmbH ist für den Betrieb von Erdgasspeichern zuständig. Das Unternehmen betreibt in Wien den Obertag-Speicher in Leopoldau, um Fehlprognosen, Lieferengpässe und Netzausfälle handhaben zu können. Die Speicherkapazität des Speichers beträgt 0,55 Mio.m³. [17]

Abbildung 7: Erdgas-Versorgungsgebiet von Wiener Netze GmbH [18]



Netzstruktur der Stadt Linz

Die Erdgasversorgung für die Stadt Linz und Linz Umgebung wird von dem Unternehmen LINZ GAS Netz GmbH übernommen. Über zehn Übernahmestationen wird Erdgas in das Verteilernetz der LINZ GAS Netz GmbH weitergeleitet. Das Verteilernetz ist vermascht und besteht aus Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckleitungen. [19]

Die Linz AG beteiligt sich an den zwei unterirdischen Erdgas-Porenspeicher Puchkirchen/Haag und 7Fields, womit sich die Versorgungssicherheit der Stadt Linz erhöht. Zudem werden ein Kugelspeicher und unterirdische Röhrenspeicher für die Lieferung der Spitzenleistung herangezogen. [19]

Netzstrukturen der Stadt Salzburg

Die Stadt Salzburg wird von der Salzburg Netz GmbH mit Erdgas versorgt. Das Erdgasnetz besteht aus Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckleitungen. Entlang der Hochdruckleitungen werden die Mittel- und Niederdruckleitungen über die Druckreduzierstationen mit Erdgas gespeist. Die Mittel- und Niederdruckleitungen sind strahlenförmig ausgerichtet und dienen der weiteren Erdgasverteilung. Die Leitungen werden 0,8-1m tief verlegt. Die Mitteldruckleitungen werden mit einem maximalen Betriebsdruck von 5bar und die Niederdruckleitungen mit 1bar betrieben. Bei den Endkunden erfolgt dann eine weitere Druckabnahme auf den erforderlichen Betriebsdruck von 0,02 bis 0,1bar. [20]

Durch den Speicher Haidach in Straßenwalchen mit einer Speicherkapazität von 2,4 Mrd.m³, der von der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) betrieben wird, ist bei Fehlprognosen, Leitungsausfällen oder Lieferengpässen immer noch eine gute Versorgungssicherheit der Stadt Salzburg gewährleistet. [20]

2.5 Hybridnetze in der Stadt

Laut Definition wird unter Hybridnetzen ein über Schnittstellentechnologien stark verbundenes/integriertes Netzsystem aus verschiedenen Energienetzen (z.B. Strom, Gas, Wärme), die bidirektional gekoppelt sind, verstanden. [21] Schnittstellentechnologien bzw. Kopplungstechnologien stellen wesentliche Bestandteile eines Hybridnetzes dar. Welche Technologien dafür geeignet sind, sind in der unteren Tabelle 2 dargestellt.

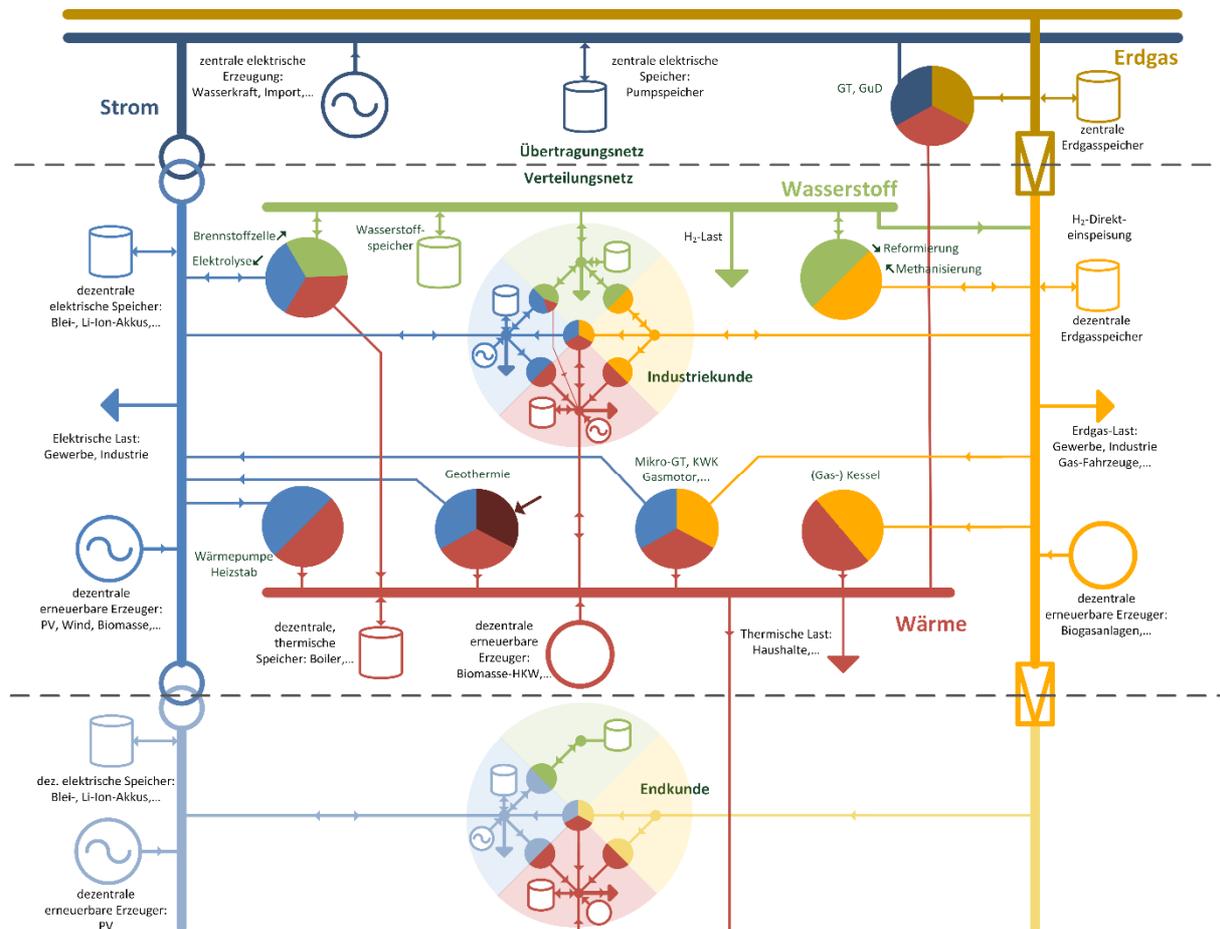
Tabelle 2: Kopplungstechnologien für Hybridnetze

Technologie	Richtung der Umwandlung	Kopplungspunkt-wo?
Elektrolyse	Stromnetz → Gasnetz + Wärmenetz	zentral und dezentral
Elektrolyse + Methanisierung	Stromnetz → Gasnetz + Wärmenetz	zentral und dezentral
Brennstoffzelle	Gasnetz → Stromnetz + Wärmenetz	zentral und dezentral
GuD ¹	Gasnetz → Stromnetz	zentral
Gasturbine	Gasnetz → Stromnetz	zentral
KWK-GuD	Gasnetz → Stromnetz + Wärmenetz	zentral und dezentral
Wärmepumpe	Stromnetz → Wärmenetz	zentral und dezentral
Heizstab	Stromnetz → Wärmenetz	zentral und dezentral
Gaskessel	Gasnetz → Wärmenetz	zentral und dezentral
Gasmotor	Gasnetz → Stromnetz + Wärmenetz	dezentral
Dampfturbine	Abwärme → Stromnetz	dezentral-lokal beim Abwärmeproduzenten
KWK	Abwärme → Stromnetz+Wärmenetz	dezentral-lokal beim Abwärmeproduzenten
Abhitzeessel	Abwärme → Stromnetz	dezentral-lokal beim Abwärmeproduzenten
Wärmetauscher	Abwärme → Wärmenetz	dezentral-lokal beim Abwärmeproduzenten
Heißluftturbine	Abwärme → Wärmenetz	dezentral-lokal beim Abwärmeproduzenten

Zentrale Kopplungstechnologien sind für die Kopplung der übergeordneten Energienetze zuständig und sind an zentralen Knotenpunkten an beiden Energienetzen platziert. An den zentralen Knotenpunkten wird die umgewandelte Energie eingespeist und von dort aus, wie schon bei der Beschreibung der einzelnen Energieinfrastrukturen dargelegt, weiter in die untergeordneten Netzebene transportiert. Unter einem dezentralen Kopplungspunkt kann die Kopplung untergeordneter Verteilnetze oder eine Kopplung der Energienetze bzw. Energieträger lokal beim Energiekunden (Groß- und Kleinkunden) verstanden werden. Ein städtisches Hybridnetz kann also zentrale und dezentrale Kopplungspunkte und die beschriebenen Netzformen aus 2.1 und 2.3 beinhalten. Bestimmte Kopplungstechnologien ermöglichen eine Kopplung von mehr als zwei Energienetzen, siehe Tabelle 2. Eine allgemeine Beschreibung der einzelnen Kopplungstechnologien ist im Abschnitt 3.1 gegeben.

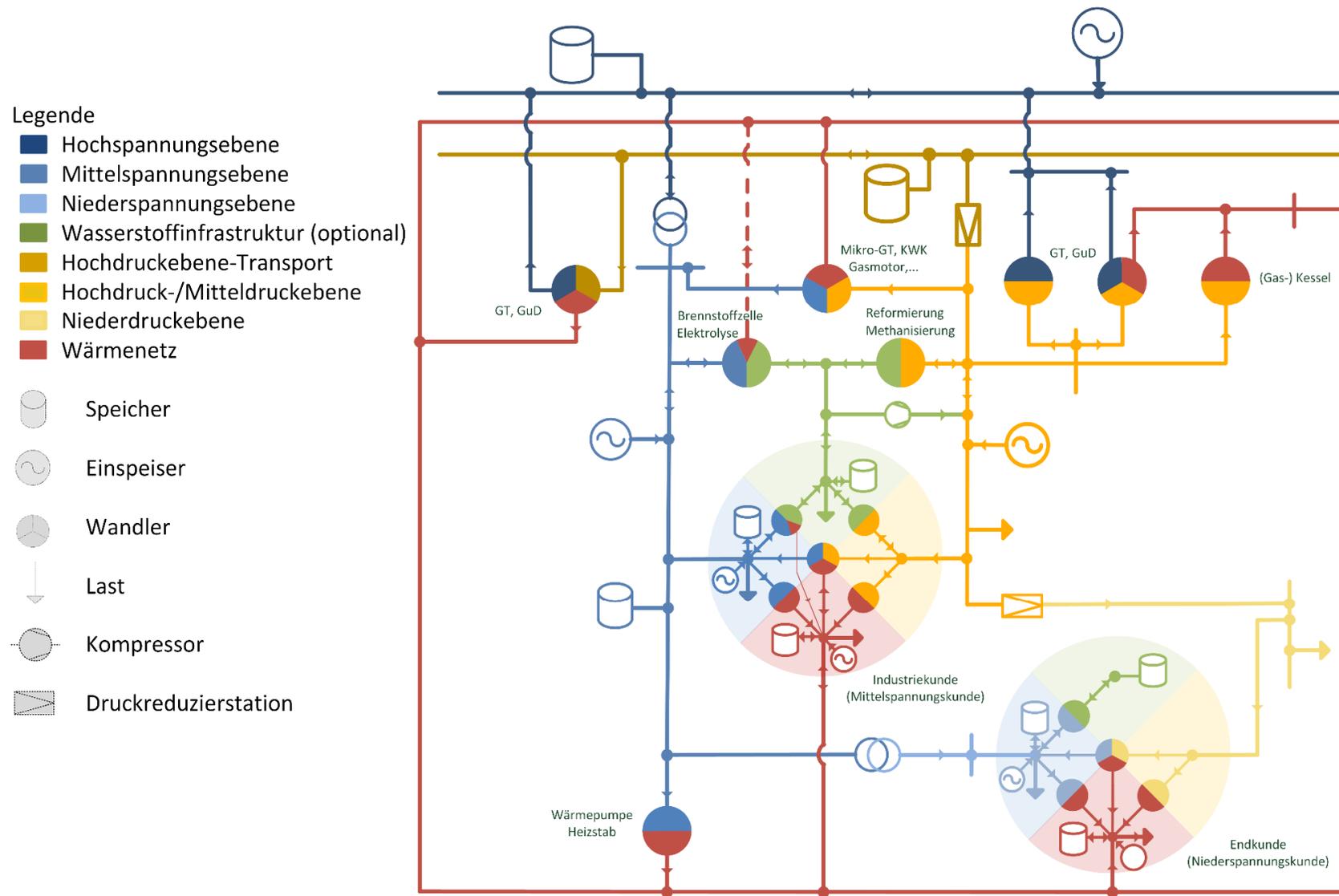
¹ GuD - Abkürzung für den Gas und Dampfprozess

Abbildung 8: Technologien zur Koppelung der Energienetze im Hybridnetz und deren Verortung in unterschiedlichen Netzebenen



In Anbetracht der schon bestehenden Kopplungstechnologien wie GuD-Kraftwerke, Wärmepumpen usw. kann festgehalten werden, dass Teile eines Hybridnetzes schon existieren. Die Abbildung 9 repräsentiert eine universelle Struktur eines Hybridnetzes bestehend aus repräsentativen Strukturen für jede Netzebene. Die möglichen Kopplungen pro Netzebene über die oben genannten Schnittstellentechnologien sind in der Abbildung 9 dargestellt. Zentrale und dezentrale Kopplungstechnologien sind in der Netzstruktur integriert. Einen besonderen Kopplungspunkt der Energienetze stellt der Mittelspannungskunde bzw. Industriekunde dar, der alle Umwandlungspfade beinhalten kann. Die vier Knotenpunkte, die den Industriekunden in der Abbildung 9 charakterisieren, beschreiben die möglichen Bezüge bzw. Einspeisungen der vier unterschiedlichen Energieträger Strom, Wasserstoff, Erdgas und Wärme. Über die Energieknoten kann die Energie in die zugehörigen Energienetze eingespeist, am Energieknoten direkt verbraucht oder gespeichert werden. Der Industriekunde stellt also einen möglichen Koppelknoten der Energienetze dar.

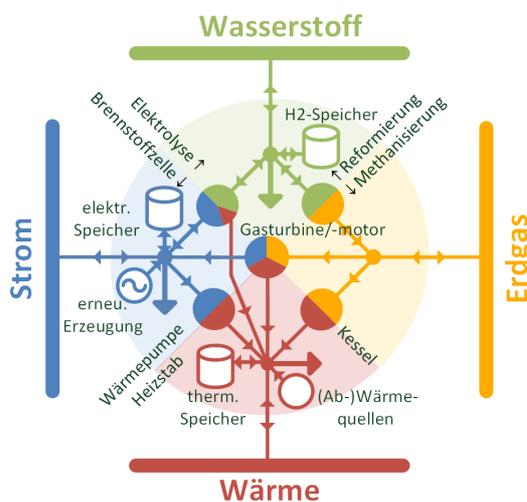
Abbildung 9: universelle Netzstruktur eines Hybridnetzes



Folgende Umwandlungspfade sind beim Industriekunden möglich, vgl. Abbildung 10. Welche Umwandlungspfade letztendlich umgesetzt werden hängt von den Prozessen und den dafür notwendigen Energieformen des Industriekunden ab:

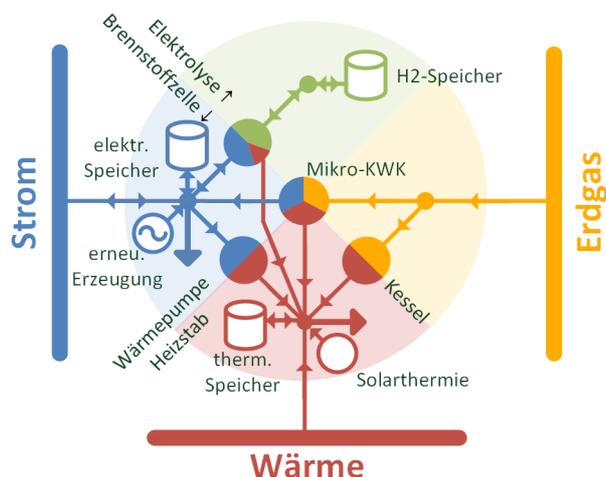
- Der Industriekunde kann über die Elektrolysetechnologie Wasserstoff produzieren und somit elektrische Energie in einem anderen Energieträger zwischenspeichern oder verlagern. Nach [22] kann 1/3 der eingesetzten elektrischen Elektrolyseanschlussleistung als Abwärmeleistung aus dem Umwandlungsprozess genutzt werden. Die mittlere Temperatur des erzeugten H₂-Gases beträgt in diesem Fall 70°C. Der erzeugte Wasserstoff kann durch Einhalten der Einspeisebedingung, vgl. 3, in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dabei entsteht eine Kopplung zwischen dem Wasserstoff- und Erdgasknoten. Eine Rückverstromung des Wasserstoffs ist durch die Brennstoffzelle möglich. Dabei entsteht Wärme als ein zusätzliches Ausgangsprodukt der Umwandlung. Bei beiden Umwandlungsketten findet eine Kopplung zwischen dem H₂-, Strom- und Wärmeknoten statt. Zusätzlich besteht bei Schwerindustrie die Möglichkeit durch Erdgasreformierung Wasserstoff zu erzeugen und somit eine bidirektionale Kopplung von Wasserstoff und Erdgasnetz.
- Den Wärmebedarf kann der Industriekunde auch über Strom decken, z.B. durch den Einsatz von Heizstäben oder Wärmepumpen. Eine Deckung des Wärmebedarfs ist auch durch die Verbrennung von Erdgas im Gaskessel möglich. Durch diese Umwandlungspfade entsteht eine Kopplung zwischen den Stromknoten und Wärmeknoten sowie Erdgasknoten und Wärmeknoten.
- Die gleichzeitige elektrische und thermische Versorgung des Industriekunden kann entweder über eine GuD-Anlage oder Brennstoffzelle erreicht werden. Der eingesetzte Energieträger ist Erdgas. Damit entsteht eine direkte Kopplung aller drei Energieknoten bzw. Energienetze. Die Kopplung zwischen den drei Energieknoten findet in diesem Fall aber über den Erdgasknoten zum Strom- und Wärmeknoten. Über eine KWK-Anlage kann der Industriekunde über seine Abwärme oder einen Hochtemperaturwärmebezug Strom und Wärme produzieren und in die zugehörigen Energieknoten einspeisen. Damit wird eine Kopplung von Wärmeknoten und Stromknoten erreicht.

Abbildung 10: Koppelpunkt: Industriekunde



Neben dem Industriekunden, der einen idealen Kopplungspunkt für die Energienetze darstellt, ist in Abbildung 9 auch der Niederspannungskunde mit allen seinen Kopplungsmöglichkeiten als universeller Kopplungspunkt zwischen den Netzen abgebildet, vgl. Abbildung 11. Alle möglichen Kopplungspfade wird der Haushaltkunde sehr wahrscheinlich nicht heranziehen können.

Abbildung 11: Koppelpunkt: Endkunde



Die bidirektionale Kopplung von Haushalten mit eigener regenerativer Stromerzeugung mit dem Stromnetz ist Stand der Technik. Anders hingegen sieht die Lage bei den anderen Energieformen aus. Die Rückspeisung von dezentral erzeugter Wärme (z.B. Wärmepumpe, BHKW) ist aufgrund des lokalen Kreislaufsystems eines Wärmenetzes mit Vor- und Rücklauf mit wesentlich größeren technischen Herausforderungen verbunden. Darüber hinaus ist das Potenzial an dezentraler Überschusswärme in Haushalten als gering anzusehen, da Prozesse mit vermehrter Abwärmeproduktion, wie bei der Industrie üblich, fehlen. Kleinere KWK-Anlagen für Häuserblocks werden üblicherweise wärmegeführt betrieben und ggf. der Überschussstrom ins übergelagerte Netz eingespeist. Zusätzlich gibt es kein Unbundling zwischen Erzeugung, Netz und Vertrieb, sowie keine Abnahmeverpflichtung. Anschlussmöglichkeiten müssten über bilaterale Verhandlungen geregelt werden.

Bei kleinen Power-to-Gas Anlagen für den Privatgebrauch sieht die Lage ähnlich aus. Eine Einspeisung von dezentral erzeugtem Wasserstoff in das Niederdrucksystem ist prinzipiell sowohl rechtlich als auch technisch nicht vorgesehen. Die technischen Anschlussanforderungen werden detailliert in Kapitel 3.2 erläutert. Geht man von der Prämisse aus, dass Wasserstoff aus regenerativem Überschussstrom erzeugt werden soll, so ist die Wirtschaftlichkeit sowohl von kleinen Anlagen, als auch von Anlagen im MW-Bereich mittelfristig nicht gegeben (siehe dazu [22]). Steht jedoch der Autarkiegedanke im Vordergrund wäre allenfalls eine lokale Speicherung in einem Gastank zielführend. Hier muss jedoch zusätzlich die Konkurrenz mit einem Batteriespeicher als lokaler Speichertechnologie beachtet werden.

Wie in der Zukunft ein Hybridnetz einer urbanen Region ausschauen kann, ist beispielhaft aufbauend auf den allgemeinen Strukturen aus der Abbildung 9 in der Abbildung 12 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass das städtische Hybridnetz sehr dicht und variabel durch die unterschiedlichen Kopplungen der Energienetze aufgebaut werden kann.

Einige **Merkmale, die das urbane Hybridnetz charakterisieren** und hervorheben, sind unten aufgelistet:

Vorhandsein der Energieinfrastrukturen

Aufgrund der hohen Lastdichte in urbanen Gebieten sind für die Energieverbrauchsdeckung in den urbanen Regionen alle drei Energienetze vorzufinden, was verstärkte Verschränkungsmöglichkeiten zwischen den Energienetzen bedeutet.

Power-to-H₂ und Power-to-Methan

Die Kopplung von elektrischem Netz und Gasnetz durch eine direkte Einspeisung des von der Elektrolyse umgewandelten Wasserstoffs in das Erdgasnetz ist in der städtischen Region besonders vorteilhaft. Grund dafür ist zum einem, dass in Städten, wie aus dem oberen Kapitel ersichtlich, HD-Netze vorzufinden sind, die einen hohen Volumenstrom übertragen. Das ermöglicht eine höhere Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bzw. die Installation von größeren Elektrolyseanlagen. Die Einhaltung der Vermischungsvorschrift von 4% (vgl. 3.2) bei Wasserstoffeinspeisung ist bei einem hohen Volumenstrom leichter zu erfüllen. Zum anderen ermöglicht die Struktur des HD-Netzes mit verteilten Gebietsreglern entlang des HD-Netzes, die das ND-Netz speisen auch die Installation von mehreren verteilten Elektrolyseanlagen. Der Wasserstoff kann in diesem Fall in der Nähe der Gebietsregler zugemischt und über die verteilten Gebietsregler in die unterlagerten Netzebenen abtransportiert werden. Auf diese Weise ist die gegenseitige Beeinträchtigung der unterschiedlichen H₂-Einspeisstellen hinsichtlich der Vermischungsvorschriften sehr gering. Zuletzt sind oft unterschiedliche Industriezentren, fossile Kraftwerke und Biogasanlagen an Stadtgrenzen angeordnet, die eine vorteilhafte CO₂-Quelle darstellen, die notwendig für die Methanisierung ist. Das eröffnet zusätzliche Verschränkungsmöglichkeiten zwischen allen drei Energienetzen.

Industriekunden

An Stadtgrenzen sind oft unterschiedliche Industriezentren angeordnet, wie z.B. in Linz die Voestalpine AG. Der Industriekunde stellt, wie oben dargestellt, einen perfekten Koppelpunkt der Energienetze dar. Diese Tatsache ermöglicht zusätzlich eine stärkere Verschränkung der Energienetze.

Großtechnische Stromspeicher

Das elektrische Netz der urbanen Regionen ist über Leitungen und Umspannwerke mit dem Übertragungsnetz und auf diese Weise indirekt mit den großen Speicherkraftwerken verbunden. Großtechnische Speicher wie Pump(-Speicherkraftwerke) befinden sich nicht in der näheren Umgebung von Städten, was den Anreiz für die innerstädtische Verschränkung von Energienetzen für die Speicherung elektrischer Energie zusätzlich verstärkt.

Wärmeversorgung

Die Wärmeversorgung von Gebäuden aus einem Wärmenetz erfolgt mittels Hausübergabestationen. Diese bestehen meist aus einem oder mehreren Wärmeübertragern, diversen Regelungseinrichtungen (Sensoren, Ventile, Stellantriebe, ...) und gegebenenfalls anderen Komponenten, wie z.B. Pumpen, Wärmemengenzählern und

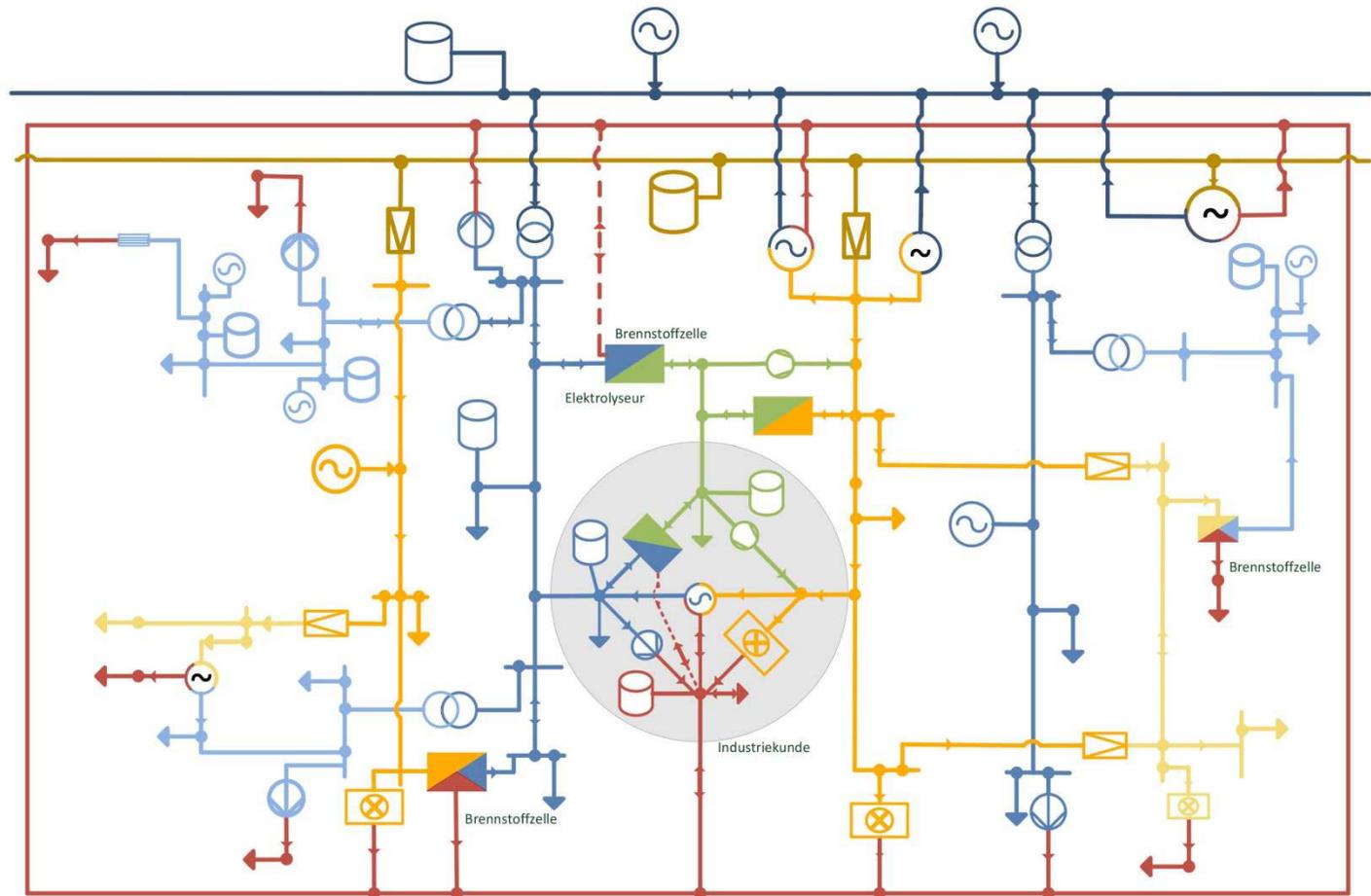
Speichern. Abhängig vom jeweiligen Baustandard des versorgten Gebäudes, erfolgt die Auslegung der Komponenten. Dabei spielen vor allem das jeweilige Temperaturniveau und der Wärmebedarf eine übergeordnete Rolle. Durch die Einspeisung diverser Wärmeerzeuger und Wärmeerzeugungstechnologien in Wärmenetze, besteht eine sehr starke Verschränkung zwischen den unterschiedlichen Netzen im urbanen Raum. Nähere Informationen zur Wärmeversorgung mittels Wärmenetzen sind in Deliverable D4.1 beschrieben.

Abbildung 12: Beispiel für ein urbanes Hybridnetz

Legende

- Hochspannungsebene
- Mittelspannungsebene
- Niederspannungsebene
- Wasserstoffinfrastruktur (optional)
- Hochdruckebene-Transport
- Hochdruck-/Mitteldruckebene
- Verteilung
- Niederdruckebene
- Wärmenetz

- Speicher
- Erzeuger
- Wärmepumpe
- Heizstab
- Gaskessel
- Wandler (Elektrolyse oder Brennstoffzelle)
- Last
- Wärmetauscher



3 M 3.2 Anforderungen für die Koppelstellen im urbanen Energiesystem

Für die Kopplung von bestehenden Energienetzen müssen die Einspeise- und Anschlussbedingungen der zuständigen Netzbetreiber eingehalten werden. Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Kopplungstechnologien beschrieben und deren Anforderungen an die zu koppelnden Energienetze dargelegt. Darauf aufbauend werden die allgemeinen Vorschriften zu einem Anschluss an das elektrische Netz und das Erdgasnetz aufgelistet und erläutert.

3.1 Kopplungstechnologien

3.1.1 Elektrolyse

Durch die Zufuhr von Strom wird die chemische Bindung Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerteilt. Dieser Prozess wird als Elektrolyse bezeichnet. Für den Prozess werden zwei Elektroden für die Gasabscheidung und ein Elektrolyt benötigt. Der eingepreßte Strom fließt durch den Elektrolyten, der die Wasserspaltung verursacht. Die chemische Reaktion wird durch die Katalysatoren, die an den Elektroden angeordnet sind, gefördert. Anodenseitig (positive Elektrode) scheidet Sauerstoff und Kathodenseitig (negative Elektrode) gasförmiger Wasserstoff ab, wobei sich die chemischen Reaktionen an den Elektroden in Abhängigkeit der Elektrolysetechnologie unterscheiden. Die Leitfähigkeit des Wassers wird durch die Zugabe von Säuren, Basen oder löslichen Salzen erreicht.

Folgende Elektrolysetechnologien in Abhängigkeit des eingesetzten Elektrolyten können im Rahmen der Wasserspaltung unterschieden werden:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer-Elektrolyt-Membran(PEM)- Elektrolyse
- Hochtemperaturolektrolyse (SOEC)

Wirkungsgrade der Elektrolyseprozesse variieren von der Art der eingesetzten Elektrolysetechnologie und der Auslastung der Anlagen. Der spezifische Systemenergieverbrauch eines alkalischen Druckelektrolyseurs erreicht derzeit Werte zwischen 4,5-7kWh/Nm³. [23] Perspektivisch gesehen, könnte nach [23] dieser Energieverbrauch Werte in der Größenordnung von 4,1-5,2kWh/Nm³ erreichen. Der Systemenergieverbrauch eines PEM-Elektrolyseurs liegt aktuell zwischen 4,5-7,5kWh/Nm³. [23] In der Zukunft könnte eine Verbesserung auf 4,1-4,8kWh/Nm³ erfolgen [23]. Die Hochtemperaturolektrolyse befindet sich noch im Entwicklungsstadium und der Wirkungsgrad dieses Elektrolyseurs ist von den Betriebsbedingungen abhängig. Ein Systemwirkungsgrad von über 90% bezogen auf die gesamte aufgebrauchte Energiemenge kann erreicht werden. [22] Das Temperaturniveau für die Alkalische - und für die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse liegt bei 60-80°C und für die Hochtemperaturolektrolyse bei 700-1000°C. [22] Eine Abwärmenutzung und damit eine Kopplung zum Wärmesystem in Abhängigkeit vom Temperaturniveau des Endproduktes bzw. der Prozessabwärme kann bei diesem Prozess auch erfolgen und sollte für die Wirkungsgradsteigerung berücksichtigt werden.

3.1.2 Methanisierung

Unter der chemischen Methanisierung wird eine chemische Reaktion zwischen Wasserstoff und Kohlendioxid verstanden, welche in einer Entstehung von Methan und Wasserdampf resultiert. Die Ausgangsreaktion besteht aus zwei chemischen Reaktionen, der Wassergas-Shift-Reaktion (relevant für die Trennung von reaktionsträgem CO₂) und der CO-Methanisierung (Hauptreaktion bei der das CO hydriert wird). Der Methanisierungsprozess wird zum einen als ein Teilprozess in der Ammoniaksynthese verwendet. Zum anderen wird er für die Herstellung von synthetischem Methan aus Kohle oder Biomasse eingesetzt. In Abhängigkeit von der Phasenanzahl, die für die chemische Reaktion maßgeblich ist, können folgende Methanisierungsverfahren unterschieden werden:

- Zwei-Phasen-System
- Drei-Phasen-System

Das Zwei-Phasen-System besteht aus einem eingesetzten Katalysator in fester Form bei den gasförmigen Edukten zustande kommen. In Abhängigkeit von eingesetztem Reaktortyp können Zwei-Phasen-Systeme in Festbett-, Wirbelschicht- oder beschichteten Waben-Reaktor eingeteilt werden. Das Drei-Phasen-System beinhaltet gasförmige Edukte, einen Katalysator in festem Zustand und ein flüssiges Wärmeträgermedium. Der Reaktortyp eines Drei-Phasen-Systems ist der Blasensäurereaktor (Slurry). [1]

Der Wirkungsgrad des Methanisierungsprozesses liegt in der Bandbreite von 75-85%. [24] Aufgrund der exothermen Reaktionen des Methanisierungsprozesses werden hohe Temperaturniveaus erreicht, die bei adiabaten Reaktoren Werte über 700°C erreichen können. Aus diesem Grund ist das Wärmemanagement für diesen Prozess unumgänglich, um den Prozess aufrecht zu erhalten und Reaktorschäden zu vermeiden. Auch eine Mindesttemperatur von ca. 200° sollte nicht unterschritten werden. [22] Eine Abwärmenutzung der Hochtemperaturabwärme in Form einer Kopplung zum Hochtemperaturfernwärmenetz, für die Dampferzeugung oder als Wärmequelle für interne und externe Prozesse könnte in dieser Hinsicht betrachtet werden. [2] Aus thermodynamischer Sicht werden Temperaturen von 200-600°C und Drücke von ca. 20-80bar bevorzugt. Diese Betriebsparameter hängen jedoch vom verwendeten Reaktortyp ab. [2]

3.1.3 Gasturbinenkraftwerk

In einem Gasturbinenkraftwerk wird die im Brennstoff enthaltene Energie in mechanische Rotationsenergie umgewandelt. Flüssiger Brennstoff wie Heizöl und gasförmiger Brennstoff wie Erdgas oder auch Gichtgas können als Brennstoff eingesetzt werden. Der Vergleichsprozess für die Arbeitsweise des Kraftwerks ist der Joule-Prozess. Es wird zunächst die Luft aus der Umgebung durch den Verdichter angesaugt und auf ein Mehrfaches des Luftdrucks verdichtet. Die verdichtete Luft wird in die Brennkammer geleitet und reagiert dort mit dem zugeführten Brennstoff zu einem Gasgemisch. Dabei werden die Massenströme auf eine zulässige Temperatur am Turbineneintritt abgestimmt. Ist der gewählte Brennstoff Erdgas, so muss sich der Brennstoffdruck um mindestens 10bar vom Verdichterenddruck unterscheiden, um den Brennstoff auch effizient in das Brennstoffsystem fördern zu können. Wenn der Druck des Brennstoffes in der Erdgasleitung dem Verdichterenddruck der Gasturbine entspricht oder sogar geringer ist muss das Erdgas auch verdichtet werden. Üblicherweise liegt der Druck der angeschlossenen Erdgasleitung bei 30-60bar. Das ist für eine HD-Gasturbine mit einem Druckverhältnis von 17bar ausreichend. Im

Falle, dass der Erdgasdruck zu groß ist, wird der Erdgasdruck auf den zulässigen Betriebsdruck in einer Druckreduzierstation verringert. [25] Nach der Brennkammer wird das Gasgemisch an der Turbine entspannt, die den Generator antreibt und die Erzeugung der elektrischen Energie einleitet. Die Gasturbine treibt auch den Verdichter über die gemeinsame Welle an. Der elektrische Wirkungsgrad von Gasturbinen liegt bei 32% bis 38%. Die modernsten Gasturbinen erreichen elektrische Wirkungsgrade bis 40%, das bedeutet, dass ca. 60% der Turbinenleistung für den Verdichter aufgewendet wird. Für eine Wirkungsgradverbesserung ist eine Erhöhung der Arbeitstemperatur erforderlich. Diese ist aber durch die Festigkeit der verwendeten Werkstoffe und Entstehung von unerwünschten Verbrennungsprodukten begrenzt. Gasturbinen erlauben bis zu 1200°C hohe Eintrittstemperaturen. Die Temperatur der Abgase von Gasturbinen liegt bei 550°C bis 700°C, die als eine hoch kalorische Wärmequelle dienen können. [26]

3.1.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Wird auch die anfallende Wärme bei einem Umwandlungsprozess zur elektrischen Energie nutzbar verwertet, werden solche Kraftwerke als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bezeichnet. In unteren Abschnitten sind die unterschiedlichen Kraftwärmekopplungsanlagen beschrieben:

Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle arbeitet nach dem Elektrolyseprinzip in umgekehrter Richtung. In der Brennstoffzelle wird die chemisch gespeicherte Energie im Wasserstoff in elektrische Energie umgewandelt. Die Brenngase geben Elektronen an den Elektroden ab. Die Elektroden sind durch einen Elektrolyten voneinander getrennt. Der Elektrolyt hat dabei die Funktion einer Ionenführung und schließt somit den Stromkreis ab. Die Reaktion wird durch die Katalysatoren, die sich in den Elektroden befinden begünstigt. Als Brenngase kommen Wasserstoff und wasserstoffreiche Gase (z.B. Erdgas) zum Einsatz. Durch die Brennstoffzelle kann das erzeugte H₂ aus einem Elektrolyseur rückverstromt werden. Über einen Wärmetauscher kann die bei der Reaktion entstehende Abwärme ausgekoppelt werden.

Tabelle 3: Übersicht der Brennstoffzellentechnologien nach [22] und [23]

Brennstoffzelle	Abkürzung	Brenngas	Elektrolyte	Temperaturbereich	Wirkungsgrad el.
Alkalische Brennstoffzelle	AFC	Wasserstoff	Kalilauge	60-80°C	ca.60%
Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle	MCFC	Wasserstoff, Erdgas	Schmelzkarbonat	600-650°C	55-60%
Phosphorsäure-Brennstoffzelle	PAFC	Wasserstoff, Erdgas	Phosphorsäure	160-220°C	40-45%
Membran-Brennstoffzelle	PEMFC	Wasserstoff, Erdgas	Protonen-leitende Polymermembran	60-120°C	40-50%
Festoxidkeramische Brennstoffzelle	SOFC	Wasserstoff, Erdgas	Oxidkeramisch	800-1000°C	60-70%

Dampfturbinenkraftwerk und Wärmeauskopplung (KWK)

In Dampfturbinenkraftwerken wird Dampf im Kessel durch Wärmezufuhr erzeugt. Das Wasser wird zuvor über eine Speisepumpe in den Kessel auf ein höheres Druckniveau gepumpt. Im Kessel verdampft das Wasser und es entsteht Wasserdampf von hoher Temperatur und Druck. Der Wasserdampf wird in einer Dampfturbine entspannt, die einen Generator antreibt und elektrische Energie produziert. Der Wasserdampf kondensiert zu Wasser im Kondensator und steht dem Kreisprozess zur Verfügung. Dampfkraftwerke arbeiten nach dem Clausius-Rankine Vergleichsprozess. Folgende Wärmequellen können für die Dampferzeugung herangezogen werden:

- freierwerdende Energie, die bei Verbrennung eines Brennstoffes (Kohle, Gas sowie Öl und Biomasse) oder Kernspaltung entsteht
- konzentriertes Sonnenlicht in solarthermischen Anlagen
- Hochtemperatur-Abwärme eines Industrieprozesses

In Bezug auf ein Hybridnetz spielt die letzte genannte Wärmequelle eine wichtige Rolle, denn auf diese Weise kann eine Kopplung vom Wärme- und Stromsystem entstehen. Wirkungsgrade bis 45% können in Dampfkraftwerken erreicht werden. Die Energie kann von einem Temperaturniveau von ca. 550-650°C bis zu 30°C in einem Dampfkraftwerk abgearbeitet werden. [27] [28]

Durch die Zwischenschaltung eines Kondensators für die Wärmeauskopplung in den Kreislauf kann der Wirkungsgrad der Anlage deutlich erhöht und Wärme auch erzeugt werden. Eine Möglichkeit dieses zu erreichen, ist es den Dampf nicht vollständig bis 30°C zu entspannen, sondern die letzten Schaufelreihen der Niederdruckturbine auszulassen, um eine Vorlauftemperatur in einem Fernheizkreis von 80-150°C zu erzielen. Die andere Möglichkeit wäre einen Teil des Dampfes der Turbine vor der kompletten Entspannung zu entnehmen und nach dem Kondensatordurchlauf des Fernheizkreises dem Wasserkreislauf wieder zur Verfügung zu stellen. Elektrische Leistungen von einigen 100MW und thermische Leistungen bis 100MW können von KWK Anlagen ausgekoppelt werden. [2] [28]

GuD (Abhitzeessel) und KWK-GuD

Ein Kombiprozess bedeutet eine Verknüpfung vom Gasturbinen- und Dampfturbinenprozess. Eine Möglichkeit diese durchzuführen ist, die Abwärme der Gasturbine direkt für den Dampfturbinenprozess, ohne Zusatzfeuerung, für die Dampferzeugung zu nutzen. Solche Kombianlagen werden Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke) genannt. Durch die Verknüpfung von beiden Prozessen kann die Energie im Gesamtprozess ausgehend von einem viel höheren Temperaturniveau (1500°-1200°C) bis 30°C genutzt werden. [2] Die heißen Abgase aus der Gasturbine werden dem Abhitzeessel zugeführt und für die Dampferzeugung eingesetzt. Auf diese Weise wird der Wirkungsgrad für den Gesamtprozess bis ca. 62% erhöht. [2] Eine weitere Wirkungsgradsteigerung der GuD-Anlage auf bis etwa 85% ist auch hier durch die Einbindung der Wärmeauskopplung möglich. [26] Gas- und Dampfkraftwerke erreichen heute elektrische Leistungen über 400MW und thermisch ausgekoppelte Leistungen bis und über 300MW. Sie stellen die größten heute eingesetzten KWK-Anlagen dar. [28]

Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke arbeiten auch nach dem Prinzip der KWK. Der Unterschied zu den vorherigen KWK-Anlagen ist, dass bei diesen eine Verbrennungskraftmaschine über einen

Motor den Generator antreibt, der den Strom erzeugt. Parallel zur Stromauskopplung kann auch Wärme über die Abwärme des Motors und der heißen Abgase ausgekoppelt werden. Als Brennstoff kann Erdgas, Biogas und auch flüssiger Kraftstoff eingesetzt werden. Die ausgekoppelte elektrische und thermische Energie kann einige MW erreichen. Ein mit Erdgas betriebenes kleines BHKW erreicht elektrische Wirkungsgrade von 25-35% und thermische Wirkungsgrade von 55-60%. Der elektrische Wirkungsgrad eines mit Dieselmotor betriebenen BHKW liegt bei 40-45% und der thermische Wirkungsgrad zwischen 45%-50%. [28]

Eingesetzt werden diese Anlagen meistens lokal am Ort des Wärmeverbrauchs (z.B. in öffentlichen Einrichtungen oder Wohnsiedlungen) oder an Knotenpunkten eines Wärmenetzes, zur Versorgung von kleiner und mittlerer Fernwärmenetze. [2]

Stirlingmotor

Der Stirlingmotor besteht je nach Bauart aus einem oder zwei Zylinder mit kalter und warmer Kammer (Orte der Wärmeabnahme und Wärmezufuhr) und einem Arbeits- und Verdrängerkolben. Die Kolben führen, nach der von Philipps (1938) beschriebenen Bauform, um 90° versetzte Bewegungen aus. Dabei wird das Arbeitsgas zwischen den Räumen hin und her verschoben um mechanische Arbeit für den Antrieb eines Generators zur Stromgewinnung zu erzeugen. Die Wärme wird von außen bei konstant hoher Temperatur zugeführt, was die Verwendung von unterschiedlichen Wärmequellen ermöglicht, wie freiwerdende Energie, die bei der Verbrennung von fossilen und biogenen Brennstoffen entsteht, konzentriertes Sonnenlicht oder Wärme aus vorgeschalteten thermischen Prozessen. Genauso wird die Wärme im kalten Raum bei konstant niedriger Temperatur wieder nach außen abgeführt. Somit kann die abgeführte Wärme auch lokal zu Heizwecken genutzt werden. Das Arbeitsgas verlässt den Zylinder nicht. Beliebige Gase, wie Luft, Helium oder Wasserstoff, können als Arbeitsmedium im Stirlingmotor verwendet werden. Der Gesamtwirkungsgrad bezogen auf den unteren Heizwert liegt bei 90%, wobei der elektrische je nach der Temperaturdifferenz Werte zwischen 10 und 30 % annehmen kann. [29]

3.1.5 Wärmepumpe

Über Wärmepumpen ist es möglich die in der Umgebung (Boden, Luft, Grund und Oberflächenwasser) gespeicherte Sonnenenergie oder Abwärme aus industriellen Prozessen durch Einsatz von elektrischer Energie auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen und diese Wärme für Heizzwecke oder Warmwasserbereitung zu nutzen. Die Effizienz wird von der Temperatureffizienz der jeweiligen Wärmequelle und der Systemtemperatur der Heizung bestimmt. Je geringer diese ist, desto geringer ist der elektrische Aufwand für die Verdichtung des Wärmeträgermediums bzw. das Anheben des Temperaturniveaus. Die wesentlichen Kennzahlen der Wärmepumpen sind die Leistungszahl und die Jahresarbeitszahl. Die Leistungszahl beschreibt das Verhältnis zwischen der aufgewendeten elektrischen Leistung für die Auskoppelung der gewünschten thermischen Energie. Die Jahresarbeitszahl beschreibt wie gut eine Wärmepumpe übers Jahr gesehen arbeitet, also das Verhältnis zwischen der aufgewendeten elektrischen Energie für die Auskoppelung der gewünschten thermischen Energie. Dieser Wert ist immer niedriger als die Leistungszahl, weil die Wärmepumpe nicht ständig im optimalen Punkt betrieben werden kann. Seit 2014 muss die Jahresarbeitszahl für die Sanierungsförderung für Raumwärmeerzeugung mind. 4,0 betragen, für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser ist ein Wert von 3,5 gefordert [30].

3.1.6 Gaskessel

Gaskessel können für die Bereitstellung von Wärme und Warmwasser verwendet werden. Im Gaskessel wird das Erdgas eingeführt und mit Luft vermischt. Über einen Zündfunken wird das Gasgemisch angezündet und verbrannt. Die warmen Abgase erwärmen schließlich den zu heizenden Wasserkreislauf über Wärmetauscher auf. Es werden für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden Niedertemperaturkessel (Heizwertkessel) und Brennwertkessel unterschieden. Der Unterschied zwischen diesen zwei Kesselarten besteht in der Ausnutzung der Kondensationswärme des Gasgemisches über einen zusätzlichen Wärmetauscher im Brennwertkessel. Damit kann ein auf den Heizwert bezogener Wirkungsgrad über 100% erreicht werden. [2]

3.1.7 Heizstab

Heizstäbe wandeln elektrischen Strom in Wärme um. Üblicherweise bestehen diese Bauteile aus einem stromdurchflossene Hezelement, das gegenüber dem zu erwärmenden Stoff elektrisch isoliert ist. Die Wärme wird erzeugt, indem leitfähiges Material mit niedrigem elektrischem Widerstand von Strom durchflossen wird und sich dadurch erhitzt. Nach dem ohmschen Gesetz ist die Wärmeleistung abhängig vom Widerstandswert des Materials und dem elektrischen Stromfluss. Der gesamte Widerstand des Materials ist wiederum abhängig vom spezifischen Widerstand und, dessen Auslegung (Querschnitt und Länge). Je nach Stromfluss kann die Leistung und somit die Wärmeabgabe meist beliebig oder Stufenweise reguliert werden.

3.1.8 Wärmetauscher

Wärmetauschern oder Wärmeübertrager werden eingesetzt um Wärme aus Fluiden (flüssig oder gasförmig) an andere Fluide zu übertragen. Dabei wird das Wärme abgebende Medium durch Zwischenwände vom Wärme aufnehmenden Medium getrennt. Es liegt somit auch eine hydraulische Systemtrennung vor und die beiden Medien werden nicht vermischt. Diese Technologie wird im Deliverable D4.1 des vorliegenden Projektes näher beschrieben.

3.1.9 Heißluftturbine

Heißluftturbinen bestehen aus einem Brenner (meist mit Öl oder Gas befeuert) und einem Ventilator und werden zur Erwärmung der Luft eingesetzt. Ähnlich dem Gaskessel wird über eine Zündvorrichtung der Brennstoff gezündet und verbrannt. Durch den Ventilator wird Luft angesaugt, durch den Brenner geleitet und erwärmt. Anschließend wird der erwärmte Luftstrom ausgeblasen. Aufgrund der Bauart können Heißluftturbinen nur in gut gelüfteten Räumen (meist nicht im Wohnraum) eingesetzt werden.

3.2 Gasnetz

Netzzutritts- und Einspeisebedingungen

Das Regelwerk für den Netzzutritt und Netzzugang ist in den Allgemeinen Verteilnetzbedingungen der Verteilnetzbetreiber geregelt. Der Anlagenbetreiber hat ein Anschlussrecht an das Verteilnetz, wenn die technischen Rahmenbedingungen und Qualitätsanforderungen des Verteilnetzbetreibers erfüllt sind. Der Verteilnetzbetreiber muss binnen 10 Arbeitstage Stellung inkl. der Darstellung der weiteren Vorgehensweise zu den Anträgen der Anlagenbetreiber nehmen. Bei einer positiven Entscheidung, ist die anzuschließende Anlage an einem technisch geeigneten Netzanschlusspunkt, unter

Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen des Netzbenutzers an das Verteilnetz anzuschließen. Eine negative Entscheidung bezüglich des Antrags muss der Netzbetreiber schriftlich begründen. [31]

Der Gaseinspeiser muss den vereinbarten Druck, festgelegt in den Netzzutrittsvereinbarungen, und die vereinbarte Einspeisemenge einhalten. Da der Gasdruck im Gasnetz vom Gasfluss bzw. vom Volumenstrom abhängig ist, muss der Anlagenbetreiber dafür sorgen, dass auch variable Drücke an der Einspeisestelle zu gewährleisten sind, um gegen die resultierenden Druckverluste im Netz effizient zu wirken. Das produzierte Gas soll aus diesem Grund in Abhängigkeit vom Gasverbrauch mit einem höheren Vordruck an die gewünschte Einspeisestelle geführt und über eine Gasdruckregelanlage in die untergelagerte Netzebene weitergeleitet werden. Die Einspeisemenge hängt vom momentanen Volumenstrom in der Leitung, welcher einen saisonalen Verlauf hat, ab. In der Sommerperiode fällt der Gasverbrauch auf ein Zehntel des mittleren Gasverbrauchs der Winterperiode ab. [32] [11] Ein Regelwerk für die Einspeisung vom Wasserstoff oder synthetisch erzeugtem Methan in das österreichische Verteilnetz, wie das im Fall der Biogaseinspeisung geregelt ist, existiert nicht. Aus diesem Grund werden hier nur die Qualitätsanforderung der ÖVGW Richtlinie G31 und die Richtlinie für die Einspeisung von Biogas aus den regenerativen Prozessen ÖVGW Richtlinie G33, an die sich die Verteilnetzbetreiber bei Einspeisung vom Biogas richten, dargelegt. [32] Die Richtlinie G31 stellt Qualitätsanforderungen an das einzuspeisende Biogas, um einen sicheren Gastransport im österreichischen Gasnetz sicher zu stellen. Für die Einspeisung vom Biogas in das Gasnetz muss noch die ÖVGW Richtlinie G33 eingehalten werden, die den Anteil an Methan und Gesamtsilizium und Anforderungen an die Messhäufigkeit, Druck und Einspeisemenge regelt.

Tabelle 4: Teilauszug der Kenndaten zur Gasbeschaffenheit aus ÖVGW G31 [33]

Bezeichnung	Einheit	
Wobbe-Index	kWh/m ³	13,3 - 15,7
Brennwert	kWh/m ³	10,7 - 12,8
Relative Dichte	1	0,55 - 0,65
Kondensationspunkt Kohlenwasserstoffe	°C	„maximal 0 beim Betriebsdruck“
Kondensationspunkt Wasser (Taupunkt)	°C	„maximal -8 bei einem Druck von 40 bar“
Anteil Wasserstoff	mol %	≤ 4

3.3 Stromnetz

Netzanschluss & Netzzugang

Jeder Verteilnetzbetreiber bestimmt und regelt die Anschlussbedingungen und die Angebote an sein eigenes Netz. Der Netzanschluss und Netzzugang beim Stromnetz ist, wie auch beim Netzanschluss an das Gasnetz, in den „Allgemeinen Bedingungen für die Verteilnetzbetreiber“, die auf der Homepage der Energie-Control zu finden sind, geregelt. Diese Anschlussbedingungen werden von der Energie-Control Kommission überprüft und

genehmigt. Das technische Regelwerk, nach dem sich die Verteilnetzbetreiber und Netzbenutzer richten (relevant für die Einhaltung der Versorgungssicherheit und einen störungsfreien Netzbetrieb) ist in den Technisch Organisatorischen Regeln (TOR) festgelegt. Für einen Netzanschluss sind die Regeln der:

- TOR, Teil C: „Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110kV“ [34]
- im Fall von Anschluss der Erzeugungsanlagen
 - die TOR, Teil D4: „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen“
 - TOR, Teil D2, Kap. 9: „Empfehlungen für die Beurteilung von Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen in Verteilnetzen“ [35] [36]

zu beachten.

Der Netzanschluss zwischen dem Netzbenutzer und dem Verteilnetzbetreiber ist durch einen Vertrag geregelt. Der technisch adäquate Anschlusspunkt an das Verteilnetz wird vom Netzbetreiber festgelegt und einer Netzebene zugeordnet, sobald die Eigentumsgrenze zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber der Anlage (Netzbenutzer) definiert und die Anlagengröße fixiert ist. Darauf aufbauend wird anhand Anlagendaten, der Anlagenbetriebsführung, der Art und Weise der Netzanbindung und der aktuellen Netzsituation überprüft, ob die anzuschließende Anlage entsprechend der geforderten Netznutzung ohne kritische Rückwirkungen auf das Netz betrieben werden kann. Die Zielsetzung der Überprüfung ist ein zuverlässiger und sicherer Netzbetrieb nach Anschluss der neuen „Last“.

Im Fall von Erzeugungsanlagen erfolgt die Beurteilung der Netzurückwirkungen anhand der TOR, Teil D2. Nach der Überprüfung des Netzanschlusses wird ein Anschlusskonzept vom Netzbetreiber zusammengestellt. Es wird auch die maximal zulässige Anschlussleistung bestimmt im Fall, dass die beantragte Einspeiseleistung nicht anschlussbar ist. Diese darf nicht überschritten werden. Zusätzlich werden im Anschlusskonzept noch folgende Punkte nach [35] dem Netzbenutzer für den Netzanschluss bekannt gegeben:

- Zu erwartende minimale und maximale 3-polige (Netz)-Kurzschlussleistung
- Vereinbarte Nennspannung U_n
- Bei Mittelspannungsnetzen: minimale und maximale Betriebsspannung
- Zulässige Netzurückwirkungen
- Die maximale Bandbreite der Blindleistung

Folgende Punkte werden noch zwischen dem Netzbenutzer und dem Verteilnetzbetreiber nach [35] fixiert:

- Sternpunktbehandlung,
- Schutzkonzept
- Zuschaltbedingungen
- Spannungsqualität an der Übergabestellen
- Mess- und- Zähleinrichtungstechnik

Es werden auch die wirtschaftlichen Interessen für den Netzbenutzer bei der Bestimmung eines erstmaligen Netzanschlusses berücksichtigt. Ist der Netzzugang an dem geplanten Verknüpfungspunkt nicht möglich, muss der Verteilnetzbetreiber dem Anlagenbetreiber ein neues Anschlusskonzept anbieten. [34]

4 Zukünftiger Wärmebedarf in österreichischen Gebäuden

Die Entwicklung des Wärmebedarfs von Gebäuden ist für die Erreichung nationaler Klima- und Effizienzziele und für die Integration von erneuerbarer Energie von zentraler Wichtigkeit. Nachfolgend wird die Entwicklung des Energieverbrauchs für Gebäudeheizungen und Warmwasserbereitstellungen in Wohnhäusern und Dienstleistungsgebäuden für die nächsten Jahrzehnte auf Basis der Arbeiten [37] [38] [39] [40] zusammengefasst und Ergebnisse anhand der aktuellsten Studie von [40] angeführt.

Als Faktoren mitentscheidendem Einfluss werden dabei folgende genannt:

- politische Ziele
- Maßnahmen
- Klimawandel

Die unterschiedlichen aktuellen und zukünftigen politischen Maßnahmen werden in [39] und [40] anhand dreier Szenarien untersucht:

- Szenario „with existing measures (WEM)“: berücksichtigt bereits umgesetzte Maßnahmen im Bereich der Gebäudeeffizienz, - Sanierung und Heizungssysteme
- Szenario „with additional measures (WAM)“: enthält Maßnahmen, die noch nicht umgesetzt aber bereits beschlossen wurden, beziehungsweise deren Umsetzung als nahezu gesichert anzusehen ist.
- Szenario „with additional measures plus“ (WAM Plus)“: stringente und ambitioniertere Maßnahmen zur Steigerung von Sanierungstiefe und Sanierungsrate sowie des Anteils erneuerbarer Wärme.

4.1 Grundlegende Methodik der Arbeiten

Die Studien [37] bis [40] basieren auf dem Modells INVERT/EE-Lab auf den österreichischen Gebäudebestand. Mit dem Modell lassen sich Szenarien Heiz- und Warmwasserwärmebedarf von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden ermitteln. Zusätzlich können die Auswirkungen von unterschiedlichen Förderinstrumenten in Jahresschritten analysiert werden.

4.1.1 Heiz- und Warmwasserwärmebedarf

Bei der Berechnung des Heizwärmebedarfes von Gebäuden wird das Monats-Bilanzverfahren angewendet. Die Eingangsgröße hierfür sind die monatlichen Durchschnittstemperaturen. Der Warmwasserbedarf von Gebäuden wurden mittels Kenngrößen gemäß ÖNORM B 8110-5 berechnet.

4.1.2 Gebäudedaten und Energieverbrauchsstrukturen

Als Datenbasis für den Gebäude- und Heizungsbestand wurden von [40] Publikationen der Statistik Austria herangezogen. Der österreichische Gebäudebestand umfasste bei den Auswertungen Wohngebäude (92 unterschiedliche Gebäudekategorien) und Dienstleistungsgebäude (45 unterschiedliche Gebäudekategorien).

4.1.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Berücksichtigt werden im Modell insbesondere die auf europäischer Ebene verabschiedete Richtlinie 2010/31/EU - Energieeffizienz von Gebäuden. In Österreich gibt es hierfür den

NEEAP 2014: Erster Nationaler Energieeffizienzaktionsplan der Republik Österreich 2014 gemäß Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU.

4.1.4 Modellannahmen

Im Modell von [40] wurden folgende Maßnahmen berücksichtigt (Auswahl):

- Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen: BIP, CO₂-Zertifikatspreise, Öl- und Gaspreis
- Entwicklung von Bevölkerung und Anzahl der Haushalte: Änderung der Bevölkerungsanzahl von 8,4 Mio. (2010) auf 9,5 Mio. (2050). 3,6 Mio. Haushalte 2010 auf 4,2 Mio. in 2050.
- Änderung der monatlichen Außentemperatur: basierend auf Klimamodell REMO, Reduktion der Heizgradtage um 5 % (2030) bzw. 11,4 % (2050)
- Politische Instrumente: Förderungen, Steuern, Standards, Einsatzpflichten, max. Förderbudgets
- Mögliche Renovierungsmaßnahmen: Wärmedämmungen, Fenstertausch
- Austausch und Wahl unterschiedlicher Systeme zur Warmwasseraufbereitung und Raumwärmebereitstellung

4.2 Ergebnisse

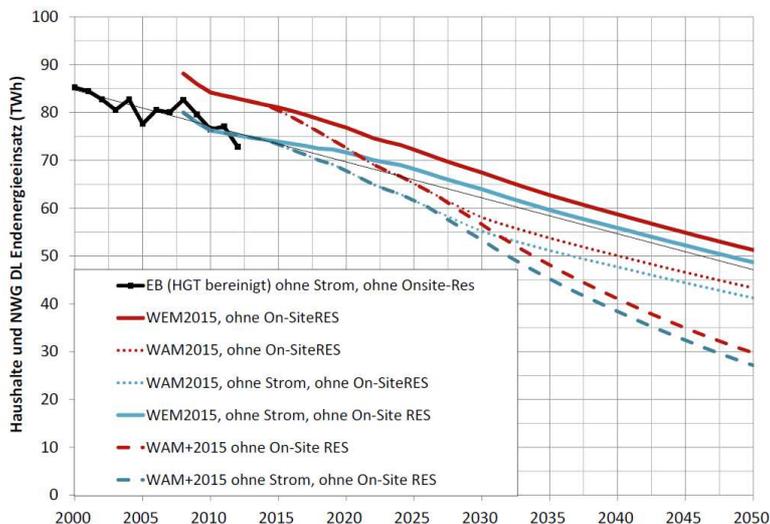
Der Endenergieeinsatz für Heizen und Warmwasserbereitstellung geht im Betrachtungszeitraum in allen Szenarien zurück. Tabelle 5 zeigt dies für das Ausgangsjahr sowie für die Jahre 2030 und 2050 für alle drei Szenarien.

Tabelle 5: Energieeinsatz für Heizen und Warmwasserbedarf für unterschiedliche Betrachtungsperioden. Eigene Darstellung nach [40]

Szenarien\Energieeinsatz	2012	2030	2050
WEM	86TWh	75TWh	61TWh
WAM	86TWh	65TWh	53TWh
WAM-plus	86TWh	64TWh	40TWh

Die zusätzlichen Einsparungen im Szenario WAM 2015 gegenüber dem WEM Szenario ist den Annahmen zur Wirkung des Energieeffizienzgesetzes verschuldet. Diese basieren auf der strengen Umsetzung der im Gesetz formulierten Effizienzzielvorgaben zusätzlich zu WEM 2015. Mit deutlich geringeren Einsparungen im WAM Szenario kann gerechnet werden, wenn das Energieeffizienzgesetz nicht ausreichend streng umgesetzt wird. Das Szenario WAM-plus 2015 geht von der Implementierung eines stringenteren und ambitionierten Instrumentenbündels zur Steigerung von Sanierungstiefe und Sanierungsrate sowie des Anteils erneuerbarer Wärme aus. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung des Endenergieeinsatzes für die Kleinverbraucher bis 2050.

Abbildung 13: Entwicklung des Endenergieeinsatzes zur Wärmeversorgung der Kleinverbraucher; On-Site RES werden in diesem Bericht als die Summe von Umgebungswärme und Solarthermie definiert. [40]



4.2.1 WEM 2015 Szenario im Detail

Abbildung 14 zeigt die zeitliche Entwicklung des Energieeinsatzes einzelner Energieträger im WEM 2015 Szenario. Es zeigt, dass der Gesamtenergieeinsatz auf Kosten fossiler Energieträger, insbesondere Heizöl, Stückholz und Strom abnimmt. Zunahmen sind bei Pelletheizungen, Hackgutheizungen, Solarthermie und Umgebungswärme sowie Wärmenetze zu verzeichnen.

Abbildung 14: Energieeinsatz für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung im WEM 2015 Szenario nach Energieträgern. (Quelle: [40])

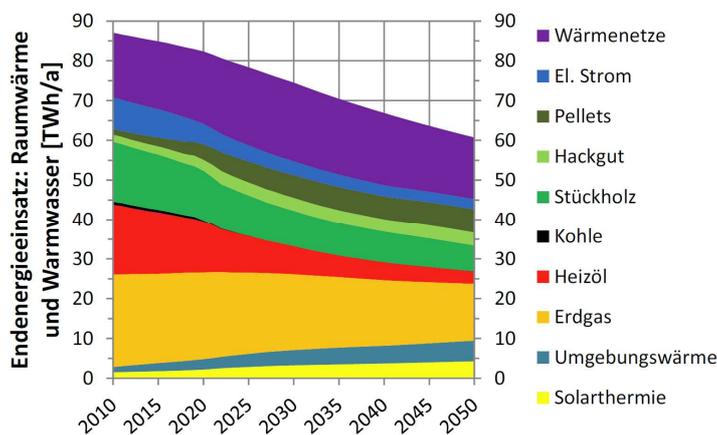
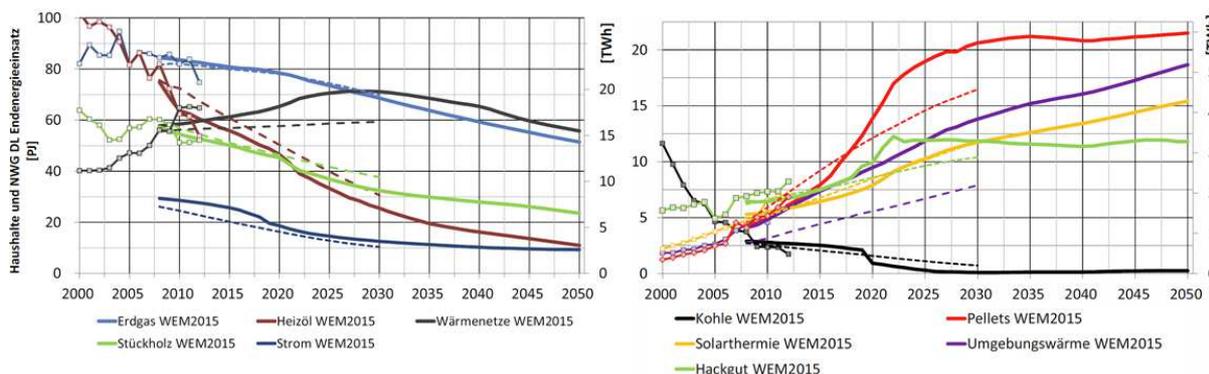


Abbildung 15 zeigt die historische Entwicklung des Endenergieverbrauches ausgehend von den Basisjahren bis 2050 aufgeschlüsselt auf einzelne Energieträger. Wärmenetze zeigen bis 2027 eine ansteigende Verbreitung als Bereitsteller von Wärme. Bis 2050 fällt jedoch die Verbreitung auf das Niveau des Jahres 2010 ab.

Abbildung 15: Historische Entwicklung des Endenergieverbrauches (Energiebilanz 1970-2013, HGT-bereinigt) und Entwicklung im WEM 2015 bis 2050. (Quelle: [40]).



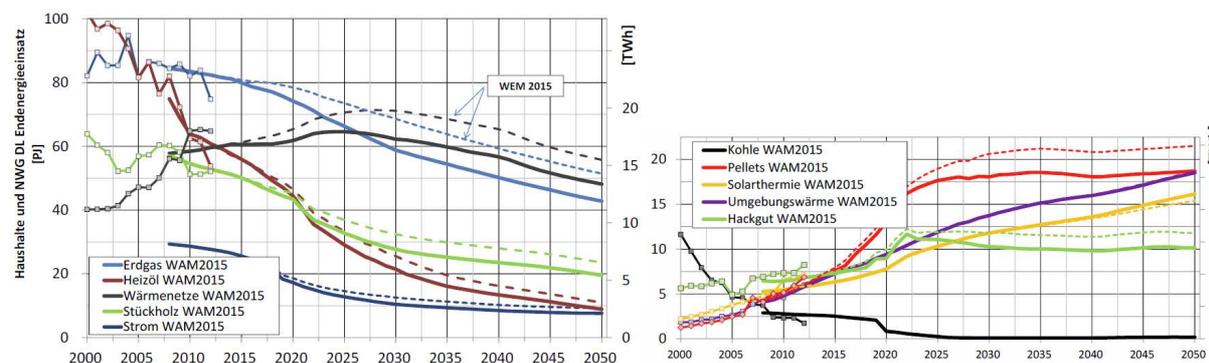
4.2.2 WAM 2015 Szenario im Detail

Im WAM 2015 Szenario gelten dieselben energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie im WEM 2015 Szenario. Zusätzlich sind weitere energiepolitische Maßnahmen integriert:

- Umsetzung des Nationalen Plans gem. EPBD für NWG bis 2020
- Änderung der Förderbudgets: Reduktion der Fördermittel bis 2030
- Energieeffizienzgesetz

Die Ergebnisse des WAM 2015 Szenarios sind in Abbildung 16 dargestellt. Im Vergleich zum WEM 2015 Szenario steigt die Bereitstellung von Wärme mittels Wärmenetzen nur mehr bis 2023 an und sinkt danach kontinuierlich auf das Niveau von 2005. In absoluten Zahlen sinkt die Nutzung von Wärmenetzen um 2000GWh im Jahr 2050 verglichen zum WEM 2015 Szenario.

Abbildung 16: Historische Entwicklung des Endenergieverbrauches (Energiebilanz 1970-2013, HGT-bereinigt) und Entwicklung im WAM 2015 bis 2050. (Quelle: [40]).



4.2.3 Klimatisierung

Die zukünftige Entwicklung der Klimatisierung basiert auf [39] sowie [41]. Neue Gebäude dürfen laut OIB Richtlinie 6 sowie der europäischen Gebäuderichtlinie keinen Kühlbedarf – der nicht durch passive Maßnahmen gedeckt wird – aufweisen. Klimaanlage mit einer Nennleistung größer 12kW müssen laut EU Gebäuderichtlinie in regelmäßigen Zeiträumen inspiziert werden. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass der Energieeinsatz für Raumklimatisierung eingedämmt wird. Der Energiebedarf für das Jahr 2012 wurde mit 530GWh abgeschätzt und steigt auf knapp 1TWh im Jahr 2030. Für die Entwicklung bis 2050 wurde Daten aus dem Presence-Projekt [37] herangezogen. Daraus resultiert für 2050

ein Stromverbrauch zur Raumklimatisierung von etwa 1,4TWh. Der Energiebedarf zur Raumklimatisierung kann bis 2020 im Vergleich zum Energieeinsatz zur Wärmebereitstellung in Haushalten und Dienstleistungsgebäuden als gering angesehen werden. Der Stromeinsatz zur Klimatisierung in den von [40] durchgeführten Analysen steigert sich um 1,3 % bis 2030. Die Raumklimatisierung 2030 für 17 % des Stromverbrauchs verantwortlich. Im Vergleich dazu ist derzeit der Strombedarf zur Raumheizung etwa 10-mal höher als zur Raumkühlung. Gemäß den Ergebnissen des hier gezeigten Szenarios wird bis zum Jahr 2020 das Verhältnis auf 1:3,5 und etwa 1:2 bis 2030 sinken. Für 2050 ergibt sich für Raumkühlung ein Strombedarf der auf dem Niveau des Strombedarfes zur Raumheizung.

4.2.4 Klimawandel

Die Studie [37] gibt einen Überblick des Heiz- und Kühlbedarfs bis ins Jahr 2080. Basierend darauf sinkt die gesamte Heizlast der Kleinverbraucher bis 2050 um 40% und bis 2080 sogar um 60%. Grundlegend deckt sich diese Aussage mit den Angaben aus [40]. Durch den Klimawandel wird eine zusätzliche Reduktion dieser Heizlast zwischen 4-7% in 2050 und 6-10% in 2080 erreicht. Gleichermaßen steigt allerdings auch der Strombedarf zur Gebäudekühlung von 5TWh auf bis zu 8-12TWh. Diese Werte stimmen allerdings nur, solange Maßnahmen zur Gebäudesanierung und vor allem Gebäudeisolation vorangetrieben werden. Ist dies nicht der Fall, steigt der Energieverbrauch um 25-50% im Jahr 2050 und um 50-90% im Jahr 2080 pro Haushalt. Hinzu kommt noch der durch Hitzewellen weiter verbreitete Einsatz von Klimageräten.

5 Zusammenfassung

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Energieverbrauch pro Haushalt durch Gebäudesanierung und andere Maßnahmen sinken wird. Ebenfalls trägt der Klimawandel zur Senkung der Heizkosten bei. Weiters wird durch die zum Teil staatlich geförderte, vermehrte Umstellung auf erneuerbare Energieträger auch die Umwelt geschont. Der Energieverbrauch zur Gebäudeklimatisierung wird jedoch wiederum, bedingt durch den Klimawandel, allerdings auch zunehmend durch vorkommende Hitzewellen, steigen. Im Bereich der Gebäude ist somit ein Mix aus hochwertiger Sanierungen und energieeffizienten Neubauten (Niedrigstenergie- oder Passivhäuser) nötig.

6 Literaturverzeichnis

- [1] S. Bajohr, M. Götz, F. Graf und F. Ortloff, „Speicherung von regenerativ erzeugter Energie in der Erdgasinfrastruktur,“ *gwf-Erdgas*, p. 200–210, 2011.
- [2] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag; Springer Vieweg, 2014, pp. Online-Ressource.
- [3] K. Panos, *Praxisbuch Energiewirtschaft; Energieumwandlung,-transport und-beschaffung im liberalisierten Markt*, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg; VDI-BUCH, 2013.
- [4] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung, 7., vollst. überarb. und erw. Aufl. Hrsg.*, Wiesbaden: Vieweg +Teubner, 2007, pp. XXIII, 762 S..
- [5] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1, 2., bearbeitete Aufl. Hrsg.*, Berlin; New York: Springer, 2007, pp. 1 online resource (xxv, 711).
- [6] Wiener Netze GmbH, „Wiener Netze: Kennzahlen u. Versorgungsgebiet,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.wienernetze.at/eportal/ep/contentView.do/pageTypeld/40374/programId/38397/contentTypeld/1001/channelId/-43554/contentId/36259>. [Zugriff am 20 7 2015].
- [7] J. Vavra und M. Wanda, „The Vienna 400 kV north input,“ *Elektrotechnik & Informationstechnik*, p. 7, 2006.
- [8] LINZ STROM Netz GmbH, „Netzstruktur,“ [Online]. Available: <https://www.linz-stromnetz.at/portal/stromnetz/stromnetz/verteilernetz/netzstruktur?plaginit=1>. [Zugriff am 31 8 2015].
- [9] Salzburg Netz GmbH, „Unser Stromnetz,“ 2015. [Online]. Available: http://www.salzburgnetz.at/de_at/Stromnetz/netzstruktur.html. [Zugriff am 31 8 2015].
- [10] Nationalrat, „Gaswirtschaftsgesetz 2011 sowie Änderung des Energie-Control-Gesetzes,“ *BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH*, p. 109, 2011.
- [11] M. Theißing, *Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze*.
- [12] Österreichische Vereinigung für das Gas-und Wasserfach, *ÖVGW Technische Richtlinie GAS G1*, 2009.
- [13] Österreichische Vereinigung für das Gas-und Wasserfach, *ÖVGW Technische Richtlinie Gas G6*, 2009.
- [14] G. Cerbe, *Grundlagen der Gastechnik*, Hanser Verlag, 2008.
- [15] Wiener Netze GmbH, „Die Wiener Gasversorgung heute,“ [Online]. Available: <http://www.wienernetze.at/eportal/ep/programView.do?pageTypeld=40374&channelId=-33455&programId=38751&contentId=36488&contentTypeld=1001>. [Zugriff am 25 7 2015].

- [16] Wiener Netze GmbH, „Ausbau und Modernisierung der Infrastruktur,“ [Online]. Available: <http://www.wienernetze.at/eportal/ep/contentView.do/pageTypeld/40374/programId/38835/contentTypeld/1001/channelId/-33455/contentId/36494>. [Zugriff am 28 7 2015].
- [17] Wiener Erdgasspeicher GmbH, „Freie Kapazitäten,“ [Online]. Available: <http://www.wienererdgasspeicher.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/55716/programId/54355/channelId/-40087>. [Zugriff am 6 8 2015].
- [18] Wikipedia, „Wien Energie Gasnetz GmbH,“ [Online]. [Zugriff am 4 8 2015].
- [19] LINZ GAS Netz GmbH, „Das Gasrohrnetz der LINZ GAS Netz GmbH,“ [Online]. Available: <http://www.linz-gasnetz.at/portal/gasnetz/gnunternehmen/gnuverteilernetz?plaginit=1>. [Zugriff am 6 8 2015].
- [20] Salzburg Netz GmbH, „Erdgasnetz,“ [Online]. Available: http://www.salzburgnetz.at/de_at/Erdgasnetz/netzstruktur.html. [Zugriff am 6 8 2015].
- [21] TU Wien ESEA und Energieinstitut an der JKU Linz, *Automatisierte Simulation und Analyse von smarten Hybridnetzen für Flexibilität und Energieeffizienz*, 2013.
- [22] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, TU Wien - ESEA, MU Leoben und JKU Linz, *Endbericht: Power-to-Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und –analyse*.
- [23] T. Smolinka, M. Günther und J. Garche, *NOW Studie, Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*.
- [24] M. Sterner, *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*, Universität Kassel: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, 2015.
- [25] C. Lechner und J. Seume, *Stationäre Gasturbinen*, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, pp. 1 online resource (Online-Ressource.).
- [26] G. Wolfgang, *Energieversorgung-Skriptum*, Wien, 2013.
- [27] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, Springer Verlag, 2009.
- [28] G. Wolfgang, *Kraftwerke-Skriptum*, Wien, 2014.
- [29] BINE Informationsdienst, „BHKW mit Stirlingmotoren,“ [Online]. Available: <http://www.bine.info/publikationen/basisenergie/publikation/kraft-und-waerme-koppeln/bhkw-mit-stirlingmotoren/>. [Zugriff am 10 8 2015].
- [30] Wohnbauförderung Vorarlberg, *Energieförderungsrichtlinie 2014*, Bregenz.
- [31] e-control, „Gas: Netzanschluss,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz/netzanschluss>. [Zugriff am 13 8 2015].
- [32] D. Hornbachner, G. Hutter und D. Moor, *Biogas-Netzeinspeisung*, Wien.
- [33] Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach, *Richtlinie G 31-Erdgas in Österreich-Gasbeschaffenheit. Österreichische Vereinigung für das Gas- und*

Wasserfach, 2011.

- [34] e-control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Teil C,“ 2009. [Online].
- [35] e-control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D4,“ 2009. [Online].
- [36] e-control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen; Hauptabschnitt D2,“ 2009. [Online].
- [37] L. Kranzl, H. Formayer, R. Hirner, M. Hummel, A. Müller, I. Schicker und G. Totschnig, „The Impact of climate change and energy efficiency on heating and cooling energy demand and load,“ *Energieinnovation 2014*, 2014.
- [38] A. Müller und P. Biermayr, „Die Zukunft des Wärmebedarfs für Heizung und Brauchwassererwärmung in österreichischen Gebäuden bis 2050,“ *7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2011.
- [39] A. Müller und L. Kranzl, *Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher*, TU Wien, Energy Economics Group, Hrsg.
- [40] A. Müller und L. Kranzl, *Energieszenarien bis 2050: Wärmebedarf der Kleinverbraucher*, Energie Economics Group, Hrsg.
- [41] L. Kranzl, J. Matzenberger und G. Totschnig, *Power through resilience of energy system*, TU Wien, Energy Economics Group, Hrsg., Wien.
- [42] Wikipedia, „400-kV-Nordeinspeisung Wien,“ 2014. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/400-kV-Nordeinspeisung_Wien. [Zugriff am 1 9 2015].
- [43] G. Christian, „Einspeisung von Biogas in ein Erdgasnetz - Qualitätserfordernisse aus der Sicht eines Gasnetzbetreibers,“ 2003. [Online]. Available: http://www.lev.at/Download/Int_Biogas_Ex_StT1/Biogaseinspeisung_Gikopoulos.pdf. [Zugriff am 12 5 2013].