

Deliverable 3

Quantitative Modellierung und Szenarienanalysen für verschiedene Infrastrukturausbauoptionen und Systemlösungskonzepte in den ausgewählten drei urbanen Ballungsräumen

Andreas Fleischhacker, Georg Lettner, Hans Auer - Technische Universität Wien / Energy Economics Group

Robert Hinterberger - NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Version: März 2014 – Update Juli 2014

Kurztitel	ENERGY RISKS IN CITIES
Langtitel	Energieversorgungssicherheit in urbanen Ballungsräumen
Projektnummer	2965504
FTI-Initiative	KIRAS
Antragsteller	TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group (EEG)
Projektpartner	NEW ENERGY Capital Invest GmbH
Projektstart u. - Dauer	Projektstart: 01.09.2012 (Dauer: 24 Monate)
Synopsis: Ziel des Vorhabens ist die Durchführung einer energieträgerübergreifenden Analyse der Risiken der leitungsgebundenen Energieversorgung in ausgewählten urbanen Ballungsräumen in Österreich. Diese Risikoanalyse umfasst alle in Städten zur Verfügung stehenden, leitungsgebundenen Energiesysteme und –netze (Erdgas, Strom sowie Fernwärme) und berücksichtigt insbesondere auch die Wechselwirkungen und gegenseitigen Abhängigkeiten dieser Infrastrukturen, wie z.B. Domino-/Kaskadeneffekte und die Rückwirkung auf die vorgelagerten Netze.	

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Methode	7
2.1	Modellbeschreibung	7
2.2	Szenarienbeschreibung für die drei ausgewählten urbanen Regionen.....	10
3	Datengrundlage	11
3.1	Allgemeine Daten	12
3.1.1	Erzeugungsprofile	12
3.1.2	Berechnungsmethode des zeitlichen Verlaufs der Verbrauchslasten (Strom, Wärme).....	12
3.2	Salzburg	14
3.2.1	Erzeuger Referenzjahr 2010.....	14
3.2.2	Verbrauch Referenzjahr 2010.....	15
3.2.3	Verbrauchsentwicklung (2020, 2030, 2040 und 2050).....	16
3.3	Linz.....	18
3.3.1	Erzeuger Referenzjahr 2010.....	18
3.3.2	Verbrauch Referenzjahr 2010.....	19
3.3.3	Verbrauchsentwicklung (2020, 2030, 2040 und 2050).....	20
3.4	Graz.....	22
3.4.1	Erzeuger Referenzjahr 2010.....	22
3.4.2	Verbrauch Referenzjahr 2010.....	24
3.4.3	Verbrauchsentwicklung bis 2050	25
4	Ergebnisse	29
4.1	Salzburg	29
4.1.1	Status Quo	29
4.1.2	Ausfall der Erdgasversorgung.....	29
4.1.3	Übertragungsnetzausfall	32
4.1.4	Ausfall des HKW Nord	34
4.1.5	Ausfall des HKW Mitte	34
4.2	Linz.....	36

4.2.1	Status Quo	36
4.2.2	Ausfall der Erdgasversorgung	37
4.2.3	Übertragungsnetzausfall	40
4.2.4	Ausfall Knoten Linz Mitte	40
4.2.5	Ausfall Knoten Linz Süd	42
4.3	Graz	44
4.3.1	Status Quo	44
4.3.2	Ausfall der Erdgasversorgung	46
4.3.3	Übertragungsnetzausfall	49
4.3.4	Ausfall der Fernwärmetransportleitung Graz – Mellach/Werndorf (Südleitung)	50
4.3.5	Ausfall des FHKW Graz	52
5	Schlussfolgerung und Ausblick	55
6	Referenzen	57

1 Einleitung

Spätestens seit dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Jahr 2009 ist die Verletzlichkeit unseres Energiesystems auch in der Öffentlichkeit sehr präsent. Während die Erdgasversorgung in Österreich noch sichergestellt werden konnte, ist diese in einigen südosteuropäischen Nachbarländern teilweise komplett ausgefallen. Ein großer Teil der Bevölkerung musste frieren. Besonders urbane Ballungsräume sind bei solchen Störungen in der leitungsgebundenen Energieversorgung stark verwundbar.

Die derzeit vorhandene (Verteil-)Netzinfrastruktur im Energiesektor ist sowohl in städtischen als auch ländlichen Regionen historisch gewachsen und beeinflusst sehr stark die kurz- und mittelfristigen Handlungs- und Technologieoptionen im Hinblick auf die Transformation der leitungsgebundenen Energiesysteme in Richtung Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit.

Jedoch wird die unaufhaltsame Implementierung von nachhaltigen dezentralen Energietechnologien (z.B. Energieeffizienz, Solarthermie, Wärmepumpen, PV, kontrollierte Wohnraumbelüftungen, etc.) und die damit verbundene Reduktion der jeweiligen Lasten zur Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich die Verteilnetze für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme bzw. -kälte vor fundamental neue wirtschaftliche und technische Herausforderungen stellen, die es rechtzeitig zu verstehen gilt; nicht zuletzt deshalb, um mögliche zukünftige Fehlinvestitionen in kapitalintensive Energienetzinfrastrukturen, die sich durch lange Abschreibungszeiträume auszeichnen, zu vermeiden. In Bezug auf die Versorgungssicherheit kann jedoch diese zukünftige erhöhte Konkurrenzsituation der Netze auch eine mögliche nachteilige Auswirkung haben.

Die derzeit absehbaren Zukunftstrends in der Energiewirtschaft („smart grids“) sowie in der Energiepolitik (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger mit stochastischem Erzeugerprofil) führen zu einer weiteren Erhöhung der Komplexität und gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Netze und Systeme. Die Trends weisen in Richtung hochkomplexer Technik (insb. vermehrtem Einsatz von IKT-Systemen), immer mehr Marktteilnehmer (Liberalisierung), größere Versorgungsräume und kompliziertere Geschäftsprozesse. Koordinations- und Kommunikationsaufwand nehmen immer mehr zu, damit einhergehend geht die

Übersicht über das Gesamtsystem bei den einzelnen Marktteilnehmern sukzessive verloren und die Störanfälligkeit nimmt zu.

Die derzeit vorhandenen Strukturen in leitungsgebundenen und nicht-leitungsgebundenen Energiesystemen sind sowohl in städtischen als auch ländlichen Regionen über mehrere Jahrzehnte historisch gewachsen. In den letzten 5-10 Jahren hat es in vielen Städten und Regionen in Europa zunehmend Initiativen gegeben, die vorhandenen Energiesysteme einer kritischen Evaluation zu unterziehen und Vorschläge hinsichtlich nachhaltiger Strukturen auszuarbeiten und in weiterer Folge zu implementieren. Dabei wird der Identifikation geeigneter nachhaltiger Technologiekombinationen zur Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich (Wärme, Warmwasser, Kälte) in diesem Zusammenhang besonders Augenmerk geschenkt. Darauf aufbauend Ziel fehlt jedoch eine qualitative Diskussion der Technologieoptionen hinsichtlich verschiedener Bedrohungsszenarien.

In diesem Bericht wird eine quantitative Modellierung und Szenarienanalyse für die drei Ballungsräume Salzburg, Linz und Graz durchgeführt. Dazu ist ein energieträgerübergreifendes Modell entwickelt worden, welches die Analyse der leitungsgeführten Energieträger ermöglicht. Die betrachteten Szenarien umfassen:

- den Ausfall des leitungsgeführten Energieträgers Erdgas,
- den Ausfall des elektrischen Übertragungsnetzes und
- den Ausfall systemrelevanter Kraftwerksknoten.

Des Weiteren wird mittels zukünftiger Verbrauchsentwicklung eine Szenarienanalyse bis zum Jahr 2050 durchgeführt.

Dieser Bericht besteht aus folgenden Kapiteln:

2. Methode: beschreibt das energieträgerübergreifende lokale Modell und definiert die Szenarien für die Analyse.
3. Datengrundlage: beschreibt die Eingangsdaten des Modells und die getroffenen Annahmen zukünftiger Verbrauchsentwicklungen.
4. Ergebnisse: in diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Modellrechnungen beschrieben und es wird auf mögliche Lösungen eingegangen.
5. Schlussfolgerungen und Ausblick: fasst diesen Bericht zusammen und gibt einen Ausblick auf Deliverable 4 „*Synthese der Ergebnisse, Reihung verschiedener Infrastrukturausbauoptionen und Systemlösungen aus der Sicht*“

der Energieversorgungssicherheit in unterschiedlichen Bedrohungsszenarien“
[13].

2 Methode

2.1 Modellbeschreibung

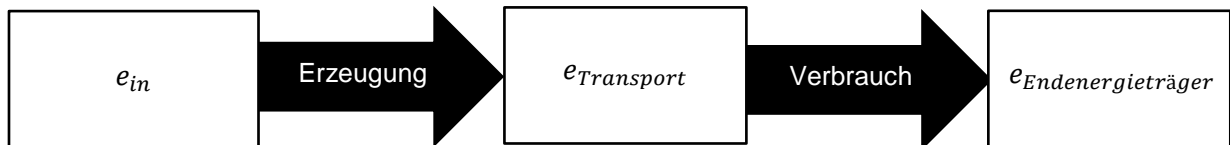


Abbildung 1: Zusammenhang der Energieträger

Das Lokale Modell wird durch ein hybrides Optimierungsproblem¹ beschrieben. Hybrid bedeutet in diesem Zusammenhang, dass mehrere Energieträger abgebildet werden und zwischen den Energieträgern Interaktionen möglich sind.

Die Eingangsenergieträger

$$e_{in} = \{\text{Strom, Gas, Öl, Biomasse, Sonne, Wasser, Müll, Unterversorgung}\}$$

werden (siehe Abbildung 1) durch die Produktionsmatrix der zentralen Kraftwerke

$C_{Zentral}$ auf die Transportenergieträger

$$e_{Transport} = \{\text{Stromnetz, Wärmenetz, Gasnetz, Transport}_{\text{Öl}}, \text{Transport}_{\text{Biomasse}}, \text{Bezug}_{\text{Unterversorgung}}\}$$

übertragen.

Der Energieträger „Unterversorgung“ stellt dabei eine bloße Modellierungsgröße dar, um die Optimierungsbedingung im Fall einer Unterversorgung erfüllen zu können. Die Produktionsmatrix $C_{Zentral}$ wird mit den Wirkungsgraden η der zentralen Kraftwerke und Umwandlungsanlagen bestimmt. Beispielsweise wird die Erzeugungsmatrix einer gasbefeuerte GuD Anlage mit $\eta_{el} = 40\%$ und $\eta_{th} = 30\%$ und eines ölbefeuerten Spitzenkessel mit $\eta_{th} = 85\%$ durch

¹ Aus Gründen der Lesbarkeit wird im Folgenden auf die Darstellung von zeitabhängigen Variablen verzichtet und diese vereinfacht durch $P = P(t)$ dargestellt

$$\mathbf{C}_{Zentral} = \mathbf{C}_{Zentral,GuD} + \mathbf{C}_{Zentral,Kessel} = \begin{bmatrix} 0 & 0.4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.85 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 0 & 0.4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.3 & 0.85 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

bestimmt.

Die Verteilung auf die Endenergieträger

$$\mathbf{e}_{\text{Endenergieträger}} = \{ \text{Stromverbrauch, Wärme}_{\text{Fernwärme}}, \text{Wärme}_{\text{Gas}}, \text{Wärme}_{\text{Öl}}, \text{Wärme}_{\text{Biomasse}} \}$$

erfolgt mit einer dezentralen Verteilungsmatrix $\mathbf{D}_{\text{Dezentral}}$. Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik (PV) und Solarthermie (ST) sind ebenfalls in dieser Matrix implementiert. Die Leistungsvektoren werden durch

$$\mathbf{P}_{\text{Transport}} = \mathbf{P}_{\text{Zentral}} = \mathbf{C}_{\text{Zentral}} \mathbf{P}_{\text{in}}, \quad \mathbf{P}_{\text{Dezentral}} = \mathbf{C}_{\text{Dezentral}} \mathbf{P}_{\text{in}} \quad \text{und}$$

$$\mathbf{P}_{\text{End}} = \mathbf{D}_{\text{Verteilung}} \mathbf{P}_{\text{Transport}} + \mathbf{D}_{\text{Dezentral}} \mathbf{P}_{\text{Dezentral}}$$

berechnet, wobei diese durch eine Maximalleistung beschränkt sind. Die Maximalleistung wird durch die Kraftwerke vorgegeben. Die exogene Größe des Modells ist der Verbrauch an Endenergie \mathbf{P}_{End} . Dieser wird kostenminimal gedeckt.

Die Zielfunktion des kostenminimalen Optimierungsproblems lautet

$$\min_{\mathbf{P}_{\text{Zentral}}, \mathbf{P}_{\text{Dezentral}}} F = \mathbf{P}_{\text{Zentral}} \mathbf{p}_{\text{Preis,Zentral}} + \mathbf{P}_{\text{Dezentral}} \mathbf{p}_{\text{Preis,Dezentral}}$$

Die Leistungsgewichtung der zentralen Kraftwerke erfolgt durch den Preisvektor $\mathbf{p}_{\text{Preis,Zentral}}$, jene der dezentralen Anlagen durch $\mathbf{p}_{\text{Preis,Dezentral}}$. In diesem Modell gilt die Annahme, dass die Einträge des Preisvektors der Grenzkosten

$$\mathbf{p}_{\text{Preis},i}^T = [p_{\text{Strom}} \quad p_{\text{Gas}} \quad p_{\text{Öl}} \quad p_{\text{Biomasse}} \quad p_{\text{Sonne}} \quad p_{\text{Wasser}} \quad p_{\text{Müll}} \quad p_{\text{Unterversorgung}}],$$

$$i \in \{ \text{Zentral}, \text{Dezentral} \}$$

für die Wärmeversorgung wie folgt geordnet sind:

$$p_{\text{Sonne}}, p_{\text{Wasser}} < p_{\text{Müll}} < p_{\text{Biomasse}} < p_{\text{Gas}} < p_{\text{Öl}} < p_{\text{Strom}} \ll p_{\text{Unterversorgung}}$$

Eine weitere Ungleichungsbedingung des linearen Optimierungsproblems ist die Begrenzung der maximalen Kraftwerksleistung durch die Nennleistung (Zentral und Dezentral).

Die Optimierung wird durch GAMS mit dem Solver OSIGUROBI gelöst. Die Initialisierung von GAMS und Visualisierung der Ergebnisse erfolgt mit MATLAB.

Durch die Anpassung der Eingangsparameter wie bspw.

- Energieträgernachfrage
- Verfügbare Erzeugungsanlagen (Heizkraftwerke, Heizwerke, Kraftwerke, etc.)

wird dieses Modell, auf Basis der Datengrundlage, für die Analyse der ausgewählten Städte angewendet.

Zu einer Unterversorgung kommt es, falls der Energiebedarf durch die Erzeugung

$$\forall i \in e_{in} \setminus \{\text{Unterversorgung}\}$$

nicht abgedeckt werden kann. Bei der Analyse der unterschiedlichen Versorgungssicherheitsszenarien kann es bei einem Ausfall von Energieträgern oder Kraftwerken zur Situation der Unterversorgung kommen. Der Ausfall des Energieträgers i wird durch

$$P_{in,i} = 0, \quad i \in e_{in} \setminus \{\text{Unterversorgung}\}$$

und der Ausfall eines Kraftwerks j durch

$$\mathbf{C}_{Zentral} = \sum_{k=1}^N \mathbf{C}_{Zentral,k} = \sum_{k=1}^{j-1} \mathbf{C}_{Zentral,k} + \mathbf{C}_{Zentral,j} + \sum_{k=j+1}^N \mathbf{C}_{Zentral,k} \quad \text{mit} \quad \mathbf{C}_{Zentral,j} = \mathbf{0}$$

beschrieben.

In der folgenden Analyse werden die Modellergebnisse von einer Winterwoche dargestellt. Dies ist dadurch begründet, dass durch die niedrigen Außentemperaturen und der kurzen Tagesdauer in den Winterwochen der maximale Verbrauch an thermischer und elektrischer Energie in Österreich auftritt. Weiters ist während dieser Zeit die Sonneneinstrahlung gering, somit kann Solarthermie und Photovoltaik nur einen geringen Beitrag zur Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie leisten [15].

Die Winterwoche stellt einen Benchmark-Test für die jeweilige Modellregion dar. Der Benchmark-Test bedeutet, falls es im Modell zu einer Situation der Unterversorgung kommt, bedeutet dies keinesfalls, dass es auch in Übergangs- und Sommermonaten

unter denselben Randbedingungen ebenfalls zu einer Unterversorgung kommt. Umgekehrt gilt jedoch, falls es in dem Modell zu keiner Unterversorgung in den Wintermonaten kommt, würde es auch in Übergangs- und Sommermonaten unter denselben Randbedingungen zu keiner Unterversorgung kommen. Zusammenfassend kann es folgendermaßen dargestellt werden

Unterversorgung(Winter) ~~↔~~ Unterversorgung(Sommer, Frühling, Herbst) ,
keine Unterversorgung(Winter) → keine Unterversorgung(Sommer, Frühling, Herbst).

2.2 Szenarienbeschreibung für die drei ausgewählten urbanen Regionen

Die Modellanalyse wird jeweils für eindeutig definierte Szenarien durchgeführt. Diese Szenarien unterscheiden sich durch das Auftreten unterschiedlicher Ausfälle, z.B. der Erdgasversorgung, des europäischen Stromverbundnetzes oder einzelner Kraftwerke. Das Modell errechnet für die einzelnen Szenarien die nicht gelieferte (=fehlende) Energie und Leistung. Mit den resultierenden Modellergebnissen kann der Einfluss unterschiedlicher Ausfälle auf die Energieversorgung der Modellstädte abgeleitet werden. Dies stellt zugleich einen Indikator für das Maß an Versorgungssicherheit in der jeweiligen Stadt/Region dar.

Die Szenarien für **Salzburg** lauten:

- Status quo (Abbildung der jetzigen Situation)
- Ausfall der Erdgasversorgung
- Übertragungsnetzausfall (Salzburg = Strominsel)
- Ausfall HKW Nord (Block 1, Block 2, Fernwärmespeicher)
- Ausfall HKW Mitte (GuD, Spitzenkessel)

Die Szenarien für **Linz** lauten:

- Status quo (Abbildung der jetzigen Situation)
- Ausfall der Erdgasversorgung
- Übertragungsnetzausfall (Linz = Strominsel)
- Ausfall Knoten FHKW Mitte (1A, 1B, Biomasse KW, RHKW, Fernwärmespeicher)
- Ausfall Knoten Süd (FHKW Süd)

Die Szenarien für **Graz** lauten:

- Status quo (Abbildung der jetzigen Situation)

- Ausfall der Erdgasversorgung
- Übertragungsnetzausfall (Graz = Strominsel)
- Ausfall der Südleitung (FHKW Thondorf, GDK Mellach, FHKW Mellach, FHKW Werndorf-Neudorf 1 und 2)
- Ausfall FHKW Graz mit Fernwärmespeicher

Wie oben aufgelistet, werden für alle Städte ähnliche Szenarien simuliert. Die *Status Quo* Modellierung ist dabei notwendig, um die nicht gelieferte Energie der anderen Szenarien quantifizieren zu können. Damit kann eine Aussage getroffen werden, wie schwerwiegend sich das jeweilige Szenario auf die Energiesicherheit der untersuchten Stadt auswirkt.

Das Szenario *Ausfall der Erdgasversorgung* wird durch

$$P_{in, Gas} = 0$$

modelliert. Dieses Szenario geht von der Annahme aus, dass die jeweilige Stadt von der gesamten Erdgasversorgung abgeschnitten ist. Dieser Vorfall betrifft Erdgasendkunden und Erdgasgroßkunden sowie Industrie und Kraftwerke gleichermaßen.

Das Szenario *Übertragungsnetzausfall* wird durch

$$P_{in, Strom} = 0$$

beschrieben. Es wird angenommen, dass die gesamte Stadt von dem elektrischen Übertragungsnetz abgeschnitten ist. Mit diesem Szenario wird gezeigt, ob die stadt eigene elektrische Erzeugungskapazität ausreichend ist, um die Versorgung sicherzustellen.

In dem Szenario *Ausfall Knoten x* wird angenommen und modelliert, dass die gesamten zentralen Kraftwerke am Standort *x* ausgefallen sind. Etwaige Speicher an diesem Standort sind ebenfalls betroffen. Damit wird gezeigt, wie sensitiv die Energieversorgung der Stadt bezüglich des Knotens *x* ist.

3 Datengrundlage

In diesem Kapitel wird beschrieben, aus welchen Quellen die Daten für das Modell stammen. Außerdem wird die Skalierung der Daten beschrieben.

3.1 Allgemeine Daten

In diesem Unterkapitel werden die Daten, welche für Salzburg, Linz und Graz verwendet werden, beschrieben.

3.1.1 Erzeugungsprofile

Erneuerbare Energieträger sind durch einen volatilen Verlauf gekennzeichnet. In dieser Studie wird die Sonneneinstrahlung durch ein berechnetes Durchschnittsprofil mit den Daten von [34] dargestellt. Die Abgrenzung erfolgt durch die Jahreszeiten und Wochentage. Die normierten Strahlungsdaten werden im weiteren Verlauf zur Bestimmung der Photovoltaikleistung und der Solarwärme verwendet. Die Systemwirkungsgrade von Photovoltaik (PV) Anlagen werden nach [14] mit 12% und jene von Solarthermieanlagen (ST) nach [43] mit 80% angenommen.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist ebenfalls durch einen zeitabhängigen Verlauf charakterisiert, der durch Jahreszeit, Niederschlagsmengen und Wasserstände bestimmt ist. Aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit entsprechender Daten und da dies die Ergebnisse der Analyse ohnehin nur unwesentlich beeinflusst, wird auf eine genauere Modellierung verzichtet und die Erzeugung aus Wasserkraft als konstant angenommen.

3.1.2 Berechnungsmethode des zeitlichen Verlaufs der Verbrauchslasten (Strom, Wärme)

Die Verbrauchsseite wird in diesem Modell jeweils durch Lastprofile beschrieben. Diese werden sowohl für die elektrischen wie auch die thermischen Verbraucher verwendet. Als elektrische Verbrauchsprofile werden dazu die nach dem VDEW definierten Standardlastprofile nach [7, 17, 40] herangezogen.

3.1.2.1 Elektrischer Verbrauch

Die Skalierung der Verbrauchsgruppen erfolgt nach deren Jahresverbrauch an elektrischer Energie. Im Folgenden werden die vordefinierten elektrischen Lastprofile

- H0 (Privatpersonen),
- G0 (nicht näher definiertes Gewerbe),
- G1 (öffentliche Einrichtungen) ,
- B0 (Bandlast) und
- B1 (öffentliche Beleuchtung)

verwendet.

3.1.2.2 Thermischer Verbrauch

Der Wärmeverbrauch wird üblicherweise nur durch den Jahresverbrauch charakterisiert, zur Darstellung werden die Lastprofile von nicht-leistungsgemessenen Erdgaskunden verwendet. Eine mögliche Standardisierung erfolgte durch die BGW [5]. Eine Studie, die von der TU Graz durchgeführt wurde [2], verifizierte und überarbeitete diese Lastprofile für Österreich. Diese unterscheiden sich nur geringfügig von den Werten des BGW.

Im Folgenden werden die Profile

- EFH (Einfamilienhaus),
- MFH (Mehrfamilienhaus),
- GKO (Gebietskörperschaften, Kreditanstalten, Org. ohne Erwerbszweck),
- GMK (Metall und Kfz) und
- GH (Einzelhandel, Großhandel)

verwendet.

Durch die starke Temperaturabhängigkeit der Heizlast müssen diese Profile durch eine temperaturabhängige Funktion skaliert werden. Es wird hierzu eine asymmetrische Sigmoidfunktion der Form

$$h(\theta_{Au\beta en}) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\theta_{Au\beta en} - \theta_{Au\beta en,0}} \right)^C} + D$$

verwendet. Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Sigmoidfunktion unter den Einfluss der Parameter A, B, C, D und der Eingangsgröße $\theta_{Au\beta en}$. Über die Sigmoidfunktion und die Außentemperatur $\theta_{Au\beta en}$ wird der Kundenwert

$$KW = \frac{Q_T}{h(\theta_{Au\beta en})}$$

berechnet und mit dem stundenaufgelösten temperaturabhängigen Tagesverlauf der Verbrauchgruppen skaliert. Die Variable Q_T stellt Wärmeverbrauch im Zeitraum T dar. Das Modell verwendet den Jahresverbrauch an Wärme, wobei $T = 365$ Tage lautet.

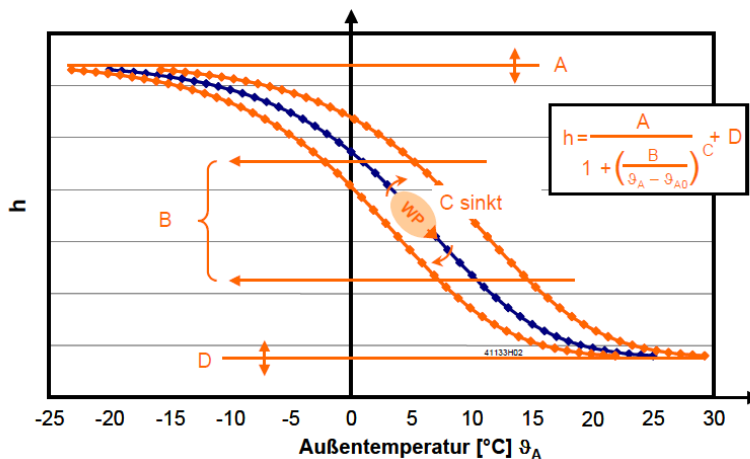


Abbildung 2: Verlauf der Sigmoidfunktion [2]

3.2 Salzburg

3.2.1 Erzeuger Referenzjahr 2010

Salzburgs Erzeugungsstruktur wird maßgeblich von den kalorischen Kraftwerken der Salzburg AG und dem Laufwasserkraftwerk (LWKW) Solstufe Lehen bestimmt. Tabelle 1 zeigt die elektrischen und thermischen Nennleistungen der Erzeugungsanlagen nach [30, 31, 35]. Beim HKW Nord befindet sich zusätzlich ein Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von 1100 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 60 MW [32].

Tabelle 1: Zentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Salzburg [30, 31, 35]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Primärenergieträger
Kleinwasserkraftwerke (kumuliert)	2,98	-	Wasserkraft
LWKW Solstufe Lehen	13,70	-	Wasserkraft
HKW Siezenheim	1,50	7,90	Biomasse
HKW Nord Block 1	13,5	49,50	Erdgas, Schweröl
HKW Nord Block 2	-	30,00	Schweröl
HW Elsbethen	-	17,30	Erdgas
HKW Mitte KWK	83,66	41,5	Erdgas
HKW Mitte Ölkessel	-	90,00	Schweröl
HKW Schwarzenbergkaserne	-	18,0	Erdgas

Die Nennleistungen der dezentralen Anlagen (PV und Solarthermie) in Tabelle 2 wurden aus [6, 35] entnommen. Diese Tabelle gibt den kumulierten Wert der jeweiligen Nennleistungen an.

Tabelle 2: Kumulierte dezentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Salzburg [6, 35]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW
Photovoltaik	4,49	-
Solarthermie	-	42,73

3.2.2 Verbrauch Referenzjahr 2010

Wie oben erwähnt erfolgt die Skalierung der Strom- und Wärmeprofile mittels der Jahresverbräuche an elektrischer und thermischer Energie. Die Werte [29] stammen aus dem Energiebericht 2010 [35]. Die Aufteilung auf die Verbrauchsgruppen ist in [35] beschrieben und in Tabelle 3 dargestellt.

Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs der Wohngebäude erfolgt nach der Gebäudestrukturstatistik [36] und besteht zu 24,51% aus Einfamilienhäuser (EFH) und 75,49% aus Mehrfamilienhäuser (MFH). Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs des tertiären Sektors erfolgt nach dem Strukturdatenbericht 2011 [16] und beträgt 49,77% Handel (GH) und 50,23% sonstiger tertiärer Sektor (GKO).

Tabelle 3: Detaillierter Endenergieverbrauch in der Stadt Salzburg im Jahr 2010 [35]

2010	Verbrauchssektoren	Endenergieverbrauch (MWh)											Gesamt	% von Gesamt I	% Kategorie	
		Strom	Fernwärme	Fossile Brennstoffe (1)				Erneuerbare Energien								
				Erdgas	Flüssiggas	Heizöl (2)	Diesel	Benzin	Pflanzenöl	Biokraftstoff / Biobrennstoff	Sonstige Biomasse (3)	Umwärme / Geothermie				Solarthermie / PV
Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme	kommunale Gebäude, Anlagen / Einrichtungen	668	22.267	20.897	-	68	-	-	-	-	-	100	40	110	44.149	2,8
	tertiäre (nicht-kommunale) Gebäude, Anlagen / Einrichtungen	3.685	226.224	160.985	-	54.853	-	-	-	-	-	34.779	1.233	368	482.127	31,0
	Wohngebäude	47.820	281.561	289.474	-	234.924	-	-	-	-	-	71.245	8.770	11.113	944.907	60,9
	Industrie / produzierendes Gewerbe inkl. Prozesswärme	272	6.401	50.074	-	24.825	-	-	-	-	-	-	16	-	81.588	5,3
	Zwischensumme	52.444	536.454	521.430	0	314.670	0	0	0	0	0	106.124	10.059	11.590	1.552.771	53
Kraft, Licht, EDV, IT und Kleinverbraucher	kommunale Gebäude, Anlagen / Einrichtungen	14.613	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	14.648	1,9
	tertiäre (nicht-kommunale) Gebäude, Anlagen / Einrichtungen	440.682	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19	440.700	57,6
	Wohngebäude	213.962	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89	214.051	28,0
	öffentliche kommunale Beleuchtung	9.335	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.335	1,2
	Industrie / produzierendes Gewerbe	86.905	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86.905	11,4
Zwischensumme	765.497	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142	765.639	26	100,0

Eine weitere Eingangsgröße der thermischen Profile ist die Außentemperatur. Es wurde dazu die Durchschnittstemperaturen der jeweiligen Jahreszeiten verwendet. Die Temperaturwerte sind von den Messstationen Freisaal und Flughafen Salzburg [18] aufgezeichnet worden und betragen

$$\theta(\text{Winter}) = 0,6^\circ\text{C}, \theta(\text{Frühling}) = 9,6^\circ\text{C}, \theta(\text{Sommer}) = 18,3^\circ\text{C} \text{ und } \theta(\text{Herbst}) = 9,1^\circ\text{C}.$$

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit beträgt nach [4] 3m/s. Damit wurde Salzburg nach [5] in die Kategorie (+) eingeteilt.

3.2.3 Verbrauchsentwicklung (2020, 2030, 2040 und 2050)

Die Abschätzung der zukünftigen Wärmeverbräuche erfolgte auf Basis der Daten aus den Studien OPTRES [37] und smart city salzburg [29].

Das Projekt OPTRES beschreibt, wie sich die zukünftige Wärmenachfrage der Stadt Salzburg in Abhängigkeit von

- Stadt-, Bevölkerungs- und (Wohn)-Flächenentwicklung
- Wärmepreisentwicklung und Wirtschaftlichkeit von thermischen Sanierungsmaßnahmen

entwickelt.

Dazu wurde ein räumliches Wärmemodell entwickelt, welches den Wärmebedarf in einer definierten Auflösung sowohl räumlich als auch zeitlich beschreibt. Abbildung 3 zeigt den räumlichen Verbrauch der Stadt Salzburg in den Jahren 2008 und 2035. Daraus lässt sich u.a. erkennen, dass der Gesamtbedarf an Wärme stetig sinkt, während die räumliche Ausdehnung geringfügig zunimmt.

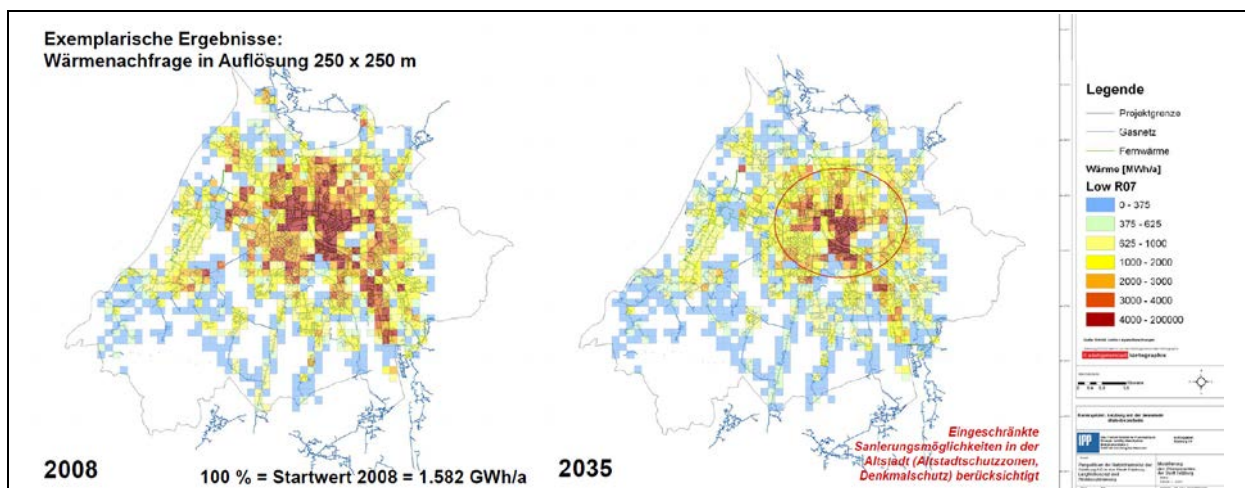


Abbildung 3: Entwicklung der Wärmenachfrage im Projekt OPTRES [37] von 2008 und 2035

Die Entwicklung des auf das Jahr 2008 bezogenen jährlichen Gesamtbedarfs an Wärme wird in Abbildung 4 dargestellt. Diese Abbildung zeigt, dass der Wärmebedarf – zumindest in drei von vier Szenarien - bis zum Jahr 2036 laufend sinken wird. Das Fazit der Studie OPTRES [37] lautet daher:

- „Fernwärme: Verdichtung im bestehenden Versorgungsgebiet und gut dosierter Ausbau von wirtschaftlichen Projekten

- *Wärmepumpe: Interessant vor allem für kleinere Gebäude, bei welchen der Fernwärmeanschluss nicht wirtschaftlich ist.*
- *Erdgas: in Gebieten mit Gasnetz außerhalb von Fernwärmegebieten volkswirtschaftlich sinnvoll*
- *Pellets: nicht als alleinige Lösung geeignet; Beitrag vor allem in den Randgebieten (z.B. größere Objekte ohne Möglichkeiten für Fernwärme und Erdgasanschluss)“ [37]*

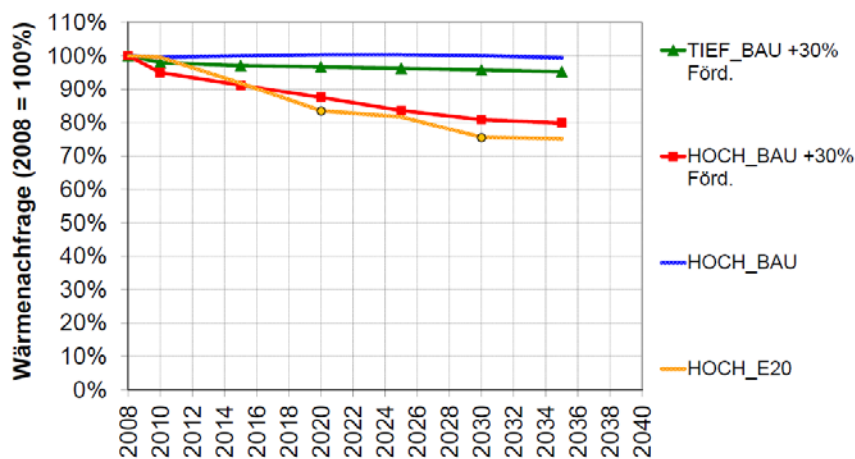


Abbildung 4: Entwicklung der Wärmenachfrage nach [37]

Wie in Abbildung 5 dargestellt, sind die Ergebnisse der Studie smart city salzburg [29] sehr ähnlich. Demnach sinkt der Energieverbrauch pro Einwohner bis 2050 auf 70% des Wertes von 2010. Im Modell beträgt die jährliche Sanierungsrate 2%. Weiters steigt die lokale Produktion an erneuerbaren Energieträgern bis auf 32,5% an.

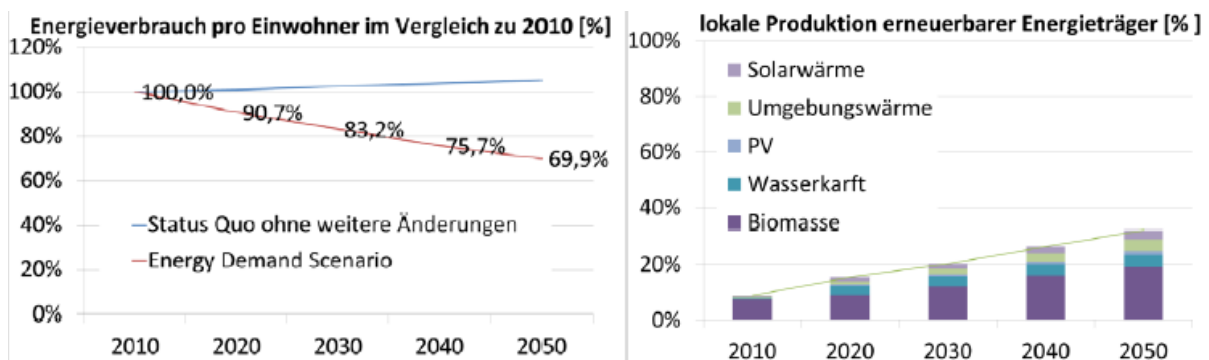


Abbildung 5: Entwicklung des Energieverbrauch und der lokalen Produktion im Szenario 2 nach [29]

Abbildung 6 zeigt die in den folgenden Analysen verwendeten Verbrauchsentwicklungen von Strom und Wärme. Die Annahmen beruht zum Teil auf den oben genannten Studien, zum Teil auf die Einschätzung und Erfahrungen des

Projektkonsortiums bzw. den Inputs aus Workshops mit relevanten Verantwortlichen aus Salzburg.

So folgt die Reduktion des Wärmebedarfs aus den geplanten Sanierungsaktivitäten, dem Neubau von Wohneinheiten mit höheren Energieeffizienzstandards sowie aus der Implementierung von weiteren Energieeffizienzmaßnahmen. Der gleichbleibende Bedarf an elektrischer Energie ergibt sich daraus, dass zum einen die Elektrifizierung (siehe Effizienzscenario im Deliverable 2 [19]) steigt, andererseits die Energieeffizienz ebenfalls. Außerdem wird der Stromverbrauch, welcher über das Netz gedeckt wird, durch den höheren Einsatz von eigenverbrauchsoptimierten Erzeugungsanlagen, wie z. B. von Photovoltaikanlagen in Kombination mit elektrischen Speichern, tendenziell sinken.

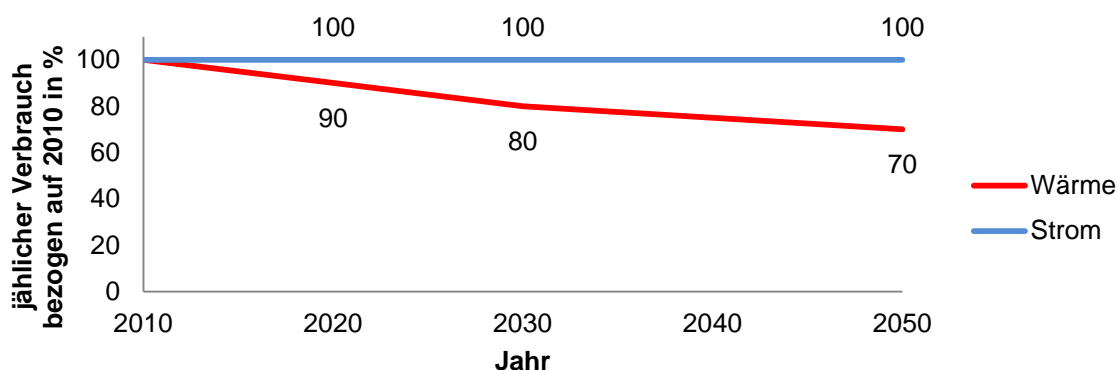


Abbildung 6: Entwicklung des jährlichen Strom- und Wärmebedarfs in der Stadt Salzburg

3.3 Linz

3.3.1 Erzeuger Referenzjahr 2010

Die Erzeugungsstruktur wird maßgeblich von den kalorischen Kraftwerken der Linz AG bestimmt. Tabelle 4 zeigt die elektrischen und thermischen Nennleistungen der Erzeugungsanlagen nach [12, 20–24]. Beim HKW Nord befindet sich zusätzlich ein Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von 1.680 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 80 MW [24, 26].

Tabelle 4: Zentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Linz [12, 20–24]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Primärenergieträger
FHKW Linz Mitte GuD 1A	103,0	85,0	Erdgas, Schweröl
FHKW Linz Mitte GuD 1B	124,0	86,0	Erdgas, Schweröl
Biomasse KW Linz Mitte	8,0	21,0	Biomasse

RHKW Linz Mitte	17,0	35,0	Müll
FHKW Linz Süd	171,0	150,0	Erdgas, Schweröl
FHKW Linz Süd Not	1,4	-	Schweröl
FHKW Dornach	-	14,0	Erdgas, Schweröl
Laufwasserkraftwerke (kumuliert)	11,48	-	Wasserkraft

Die Nennleistungen der dezentralen Anlagen (PV und Solarthermie) wurden nach [6] bestimmt. Die Zahlenwerte in Tabelle 5 stellen jeweils den kumulierten Wert dieser Nennleistungen dar.

Tabelle 5: Kumulierte dezentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Linz [6]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW
Photovoltaik	3.94	-
Solarthermie	-	46.30

3.3.2 Verbrauch Referenzjahr 2010

Wie oben erwähnt erfolgt die Skalierung der Strom- und Wärmeprofile durch die Jahresverbräuche an elektrischer und thermischer Energie. Die Werte stammen aus dem Bericht Linz 2050 [1]. Die Aufteilung auf die Verbrauchsgruppen ist in [1] beschrieben. In Tabelle 6 dargestellt. Da die Fernwärmeverbräuche von Großkunden in [1] nicht ausgewiesen sind, wurde der Wert der industriellen Bandlast der Fernwärme nach [26] berechnet.

Tabelle 6: Kumulierter Endenergieverbrauch in der Stadt Linz im Jahr 2010 [1]

Bezeichnung	ohne Großindustrie	mit Großindustrie
	Verbrauchte jährliche Energie in MWh	Verbrauchte jährliche Energie in MWh
Elektrischer Energieverbrauch	980,3	1.580,3
Wärmeverbrauch (Fernwärme)	626,3	1.126,3
Wärmeverbrauch (Gas)	835,3	6.408,9
Wärmeverbrauch (Heizöl)	258,7	2.859,7
Wärmeverbrauch (Biomasse)	104,9	104,9

Für den hohen Industrieanteil in Linz, v.a. durch die voestalpine Stahl GmbH (entspricht 2/3 des gesamten Energieverbrauchs), konnten keine Lastprofile ermittelt

werden und werden daher durch ein Bandlastprofil² beschrieben. Die weiteren Großbetriebe werden ebenfalls durch ein Bandlastprofil dargestellt.

Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs der Wohngebäude erfolgt nach der Gebäudestrukturstatistik [36] und besteht zu 25% aus Einfamilienhäuser (EFH) und zu 75% aus Mehrfamilienhäuser (MFH). Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs des Tertiären Sektors beträgt 50% für den Handel (GH) und 50% für Gebietskörperschaften etc. (GKO).

Eine weitere Eingangsgröße der thermischen Profile ist die Außentemperatur. Dazu werden die Durchschnittstemperaturen der jeweiligen Jahreszeit verwendet.

Die Temperaturwerte sind von der Messstation Linz Stadt [25], [18] aufgezeichnet worden und betragen

$$\theta(\text{Winter}) = 2,7^{\circ}\text{C}, \theta(\text{Frühling}) = 9,6^{\circ}\text{C}, \theta(\text{Sommer}) = 20,4^{\circ}\text{C} \text{ und } \theta(\text{Herbst}) = 10,5^{\circ}\text{C}.$$

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit beträgt nach [44] 3,6m/s. Damit wurde Linz nach [5] in die Kategorie (+) eingeteilt.

3.3.3 Verbrauchsentwicklung (2020, 2030, 2040 und 2050)

Die Abschätzung des zukünftigen Verbrauchs erfolgte im Bericht Linz2050 [1], welcher eine qualitative Gemeinschaftsvision der Stadt Linz bis 2050 beschreibt. Tabelle 7 zeigt die quantitative Vision der Stadt Linz bis 2030 bzw. 2050.

Tabelle 7: Quantitative Vision der Stadt Linz [1]

Indikatoren	Ziel für 2030 ¹	Ziel für 2050
Reduktion der CO₂-Emissionen pro Kopf	65% (57% ²)	80% ²
Ausreichende Eigenerzeugung aus erneuerbarer Energie zur vollständigen Deckung des Strombedarfs	100%	100%
Ausreichende Eigenerzeugung aus erneuerbarer Energie zur vollständigen Deckung des Raumwärmebedarfs	100%	100%
Steigerung der Energieeffizienz (Basis: Endenergieverbrauch Ø 2001-2005)	23% ³	43% ³

¹ Nach „Energiezukunft 2030. Die oberösterreichische Energiestrategie“, Basis: 2005.
² Bezugsjahr 1990, „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“.
³ Energieeffizienzrichtlinie: 9% bis 2016.

² konstanter Energiebedarf über das gesamte Jahr

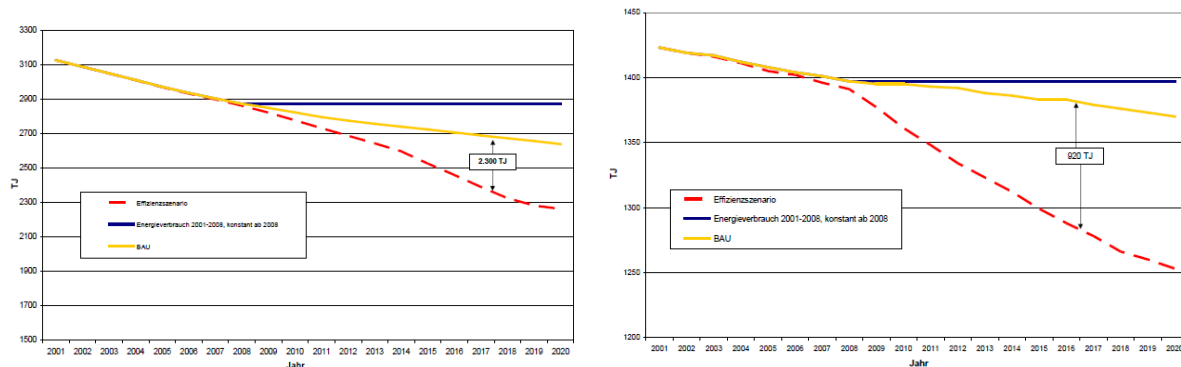


Abbildung 7: Endenergieverbrauch für Raumwärme, Bereich Haushalte (links) und Dienstleistungsgebäude (rechts), Linz 2001–2020, Vergleich Business-As-Usual-Szenario und Effizienzscenario [1]

Die Abbildung 7 zeigt zwei Szenarien der zukünftigen Verbrauchsentwicklung des Endenergieverbrauchs im Bereich Haushalte und Dienstleistungsgebäude (Bezugsjahr 2008). So fällt im Effizienzscenario der Energieverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 79% (Haushalte) bzw. 89% (Dienstleistungsgebäude) ab. Die ursprüngliche Quelle dieser Abbildungen konnte trotz intensiver Recherche jedoch nicht gefunden werden.

Abbildung 8 zeigt die in den folgenden Analysen verwendeten Verbrauchsentwicklungen von Strom und Wärme. Der Reduktion des Wärmebedarfs ergibt sich aus den geplanten Sanierungsaktivitäten, dem Neubau von Wohneinheiten mit höheren Energieeffizienzstandards und der Implementierung von sonstigen Energieeffizienzmaßnahmen. Weiters ist in Linz die Industrie der größte Abnehmer an Wärme und Erdgas. Durch den steigenden Energiepreis in Europa ist bereits heute eine Abwanderung der energieintensiven Industrie zu beobachten, wodurch der Wärmebedarf voraussichtlich weiter sinkt.

Der gleichbleibende Bedarf an elektrischer Energie ergibt sich daraus, dass zum einen die Elektrifizierung (siehe Effizienzscenario) steigt, andererseits die Energieeffizienz ebenfalls. Weiters wird der Stromverbrauch, welcher über das Netz gedeckt wird, durch den höheren Einsatz von eigenverbrauchsoptimierten Erzeugungsanlagen, wie z. B. eine Photovoltaikanlage in Kombination mit einem elektrischen Speicher, tendenziell sinken.

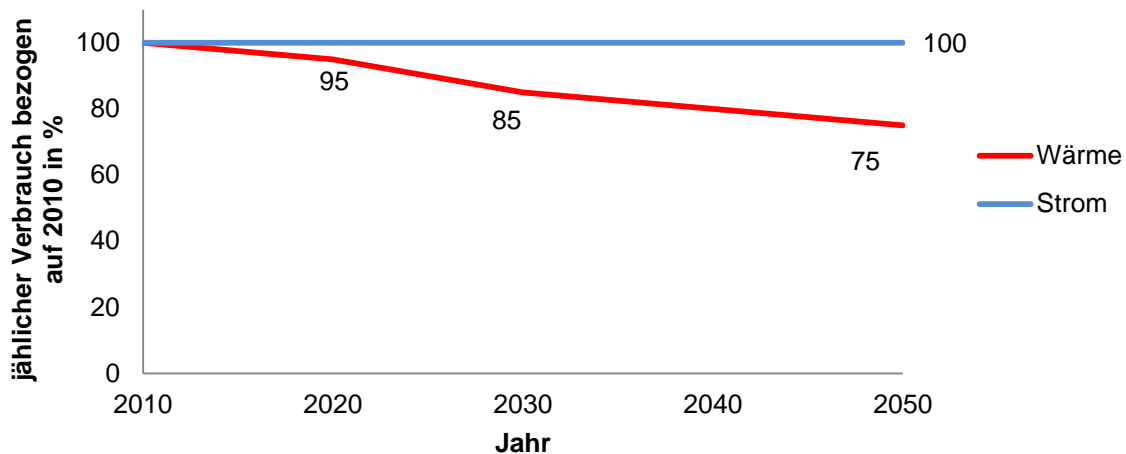


Abbildung 8: Entwicklung des jährlichen Strom- und Wärmebedarfs in der Stadt Linz

3.4 Graz

3.4.1 Erzeuger Referenzjahr 2010

Die Erzeugungsstruktur wird vorwiegend durch die kalorischen und Wasserkraftwerke der Energie Graz GmbH & Co. KG, der Energie Steiermark AG und der Verbund AG bestimmt. Tabelle 8 zeigt die elektrischen und thermischen Nennleistungen der Erzeugungsanlagen [9, 10, 33, 41]. Beim FHKW Graz befindet sich zusätzlich ein Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von 100 MWh [33]. Die Aus- und Einspeiseleistung des Fernwärmespeichers wurde mangels genauerer Daten mit 20 MW angenommen.

Tabelle 8: Zentrale Erzeugungseinheiten in und rund um die Stadt Graz [9, 10, 33, 41]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Primärenergieträger
Kleinwasserkraftwerke (kumuliert)	0,35	-	Wasserkraft
LWKW Teigitschmühle	1,00	-	Wasserkraft
LWKW Weinzödl	16,00	-	Wasserkraft
LWKW Gössendorf	19,00	-	Wasserkraft
LWKW Kalsdorf	19,00	-	Wasserkraft
LWKW Weissenegg	1,00	-	Wasserkraft
LWKW Mellach	16,00	-	Wasserkraft
LWKW Friesach	12,00	-	Wasserkraft
LWKW Lebrig	20,00	-	Wasserkraft

LWKW Peggau	13,00	-	Wasserkraft
LWKW Puntigam (2015)	16,30	-	Wasserkraft
LWKW Gratkorn (2017)	11,00	-	Wasserkraft
LWKW Stübing (2020)	12,00	-	Wasserkraft
FHKW Graz (Puchstraße)	56,00	300,00	Erdgas, Schweröl
FHKW Thondorf (CMST)	25,00	35,00	Erdgas
Marienhütte	0,00	6,00	Abwärme
GDK Mellach	838,00	400,00	Erdgas
FHKW Mellach	225,00	230,00	Kohle
Werndorf-Neudorf 1	110,00	176,00	Erdgas, Schweröl
Werndorf-Neudorf 2	152,00	200,00	Erdgas, Schweröl

In der Umgebung von Graz befindet sich eine Vielzahl an weiteren Wasserkraftwerken. Entscheidend für die nachfolgenden Analysen war daher die Wahl der Systemgrenzen in der Modellierung. Diese werden in Abbildung 9 dargestellt. So beträgt die kumulierte Nennleistung der Wasserkraftwerke (innerhalb der gewählten Systemgrenzen) 198,35 MW im Basisjahr und 237,6 MW ab dem Jahr 2020.

Die Nennleistung der dezentralen Anlagen (PV und Solarthermie) wurden nach [6] bestimmt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9 dargestellt. Bei den angegebenen Zahlenwerten handelt es sich um den kumulierten Wert der Nennleistungen.

Tabelle 9: Kumulierte dezentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Graz

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW
Photovoltaik	2,0	-
Solarthermie	-	5,25



Abbildung 9: Modellerte Laufwasserkraftwerke in Graz und Umgebung [41]

3.4.2 Verbrauch Referenzjahr 2010

Wie bereits oben erwähnt erfolgt die Skalierung der Strom- und Wärmeprofile durch die Jahresverbräuche an elektrischer und thermischer Energie. Die Werte stammen aus dem Bericht KEK Graz 2020 [39]. Die Aufteilung auf die Verbrauchsgruppen ist in [39] beschrieben und in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Prozentueller (kumulierter) Endenergieverbrauch der Stadt Graz im Jahr 1993 nach [39]

	Haushalt	Öffentlich	Kleinverbrauch	Industrie	Verkehr	Summe
Strom	39.6%	17.8%	15.8%	25.7%	1.0%	100.0%
Kohle	52.4%	8.0%	11.0%	28.5%	0.0%	100.0%
Erdöl	19.9%	11.1%	14.5%	10.3%	44.1%	100.0%
Gas	19.2%	29.7%	15.1%	36.0%	0.0%	100.0%
Fernwärme	44.9%	33.7%	21.5%	0.0%	0.0%	100.0%
Holz/Abfälle	74.4%	2.4%	0.0%	23.2%	0.0%	100.0%
Gesamt	250.5%	102.8%	77.9%	123.8%	45.1%	

Die Verbrauchsdaten in Tabelle 10 stellen den prozentuellen Energieverbrauch im Jahr 1993 dar. Diese Zahlenwerte sind für die Modellierung des Jahres 2010 jedoch nur bedingt geeignet, da nicht ausreichend aktuell. Aus diesem Grund wurde aus diesen Daten lediglich der prozentuelle Anteil des jeweiligen Energieträgers am Gesamtverbrauch berechnet. In Verbindung mit den gelieferten Energiemengen der

Energie Graz (Tabelle 11) konnte der aufgeschlüsselte Energieverbrauch berechnet werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 11: Leitungsgebunden transportierte Energiemengen der Energie Graz [8, 9]

	in GWh 2008	in GWh 2009	in GWh 2013
Strom (Netz)	964	955	1003
Erdgas (Netz)	953	972	1018
Fernwärme (Netz)	747	785	1050

Tabelle 12: Eigene Berechnung nach [9, 39] im Jahr 2013

	Haushalt in GWh	Öffentlich in GWh	Kleinverbrauch in GWh	Industrie in GWh	Verkehr in GWh	Summe in GWh
Strom (Netz)	397.46	178.89	158.68	258.24	9.73	1003
Erdgas (Netz)	195.81	301.98	153.35	366.86	0	1018
Fernwärme (Netz)	471.29	353.47	225.25	0	0	1050

Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs der Wohngebäude erfolgt nach der Gebäudestrukturstatistik [36] und besteht zu 25% aus Einfamilienhäuser (EFH) und zu 75% aus Mehrfamilienhäuser (MFH). Die Aufteilung des Wärmeverbrauchs des Tertiären Sektors fällt je zu einem Drittel auf den Handel (GH), Gebietskörperschaften, etc. (GKO) und verarbeitendes Gewerbe (GMK).

Eine weitere Eingangsgröße der thermischen Profile ist die Außentemperatur, wobei die Durchschnittstemperaturen der vier Jahreszeiten verwendet werden. Die Temperaturwerte sind von der Messstation Universität Graz [28] aufgezeichnet worden und betragen

$$\theta(\text{Winter}) = 0,1^{\circ}\text{C}, \theta(\text{Frühling}) = 9,8^{\circ}\text{C}, \theta(\text{Sommer}) = 18,6^{\circ}\text{C} \text{ und } \theta(\text{Herbst}) = 9,2^{\circ}\text{C}.$$

Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit beträgt nach [28] 1,5m/s. Damit wurde Graz nach [5] in die Kategorie (-) der Vorschrift [5] eingeteilt.

3.4.3 Verbrauchsentwicklung bis 2050

Die Abschätzung der zukünftigen Verbräuche erfolgte auf Basis der Strategiedokumente des KEK Graz 2020³ [39] und der Studie „Betreiberunabhängige Analyse der Bedarfsentwicklung und Bedarfsdeckung in der Fernwärmeversorgung der Stadt Graz“ [27].

³ Kommunales Energiekonzept Graz 2020

In dem gleichlautenden Strategiekonzept KEK 2020 befassten sich vier Aktionsteams (mit Grazer Energieagentur oder Umweltamt der Stadt Graz als jeweils Hauptverantwortliche für die Durchführung) in mehreren Arbeitsgruppen mit den zentralen energiewirtschaftlichen Fragen:

- Energieeffizienz bei städtischen Gebäuden und Anlagen (AT 1)
- Ausbau Fernwärme und Solarenergie (AT 2)
- Energieeffizienz bei Wohngebäuden, Haushalten und Betrieben (AT 3)
- Energieeffiziente Mobilität , alternative Treibstoffe & Antriebe (AT 4)

Die Arbeitsgruppen befassten sich dabei unter anderem mit dem zukünftigen Fernwärmeausbau der Stadt Graz. Tabelle 13 zeigt drei in diesem Bericht beschriebene Szenarien bezüglich der Fernwärmeentwicklung.

Tabelle 13: Drei Szenarien der Fernwärmenachfrage nach [39]

Szenarien (20 Jahre) (Basis 2004-2008)		1	2	3
	Neuanschlüsse [MW VAW/a]	15	20	30
	minus Sanierung [MW VAW/a]	5 *)	5 *)	5 *)
	Nettozuwachs [MW VAW/a]	10	15	25
Einflussfaktoren	Anschlussverpflichtung	++		++++
	Demografie (EW-Zunahme)		+	++++
	Verbrauch im Umland			
	Finanzierung	++++		++
	Klimaentwicklung		++	++
	FÖ Sanierung	++++	++	
	FÖ Ausbau	++++		++
	FÖ Anschluss	++++		++
	Bauvorschriften		+++++	+
	Energiepreise	++		++++
	CO2 - Kosten		++++	+
	Immissionssituation			+++++
	Kundenverhalten	+++++		

Die spezifischen Energieziele der Stadt Graz bis 2020 nach [39] lauten

- Reduktion des Endenergieeinsatzes: -30%,
- Reduktion CO2: -30%,
- Anteil alternativ angetriebener Fahrzeuge in der städtischen Flotte: 20%,
- Erhöhung des Anteils Ökostrom auf 50%.

Auch die Studie von Pavlovec [27] befasst sich mit der Entwicklung des Fernwärmepotentials:

„In allen Szenarien dieser Studie wird mit dem Ausbau der Fernwärmeversorgung um 15 MW VAW/Jahr gerechnet. Ausgehend vom aktuellen Wert (Anmerkung: 2008) von ca. 500 MW wird in 20 Jahren der Ausbau auf 800 MW erreicht. Alle Szenarien rechnen mit dem Ausbau der solaren Wärmeversorgung mit Einspeisung ins Fernwärmenetz im Ausmaß von 10.000 m² jährlich. Dadurch wird in den Sommermonaten ein bedeutender Teil der Grundlast durch die besonders emissionsarme Solarwärme gedeckt.“ [27]

Aufbauend auf diese beiden Studien wurden die in der Abbildung 10 dargestellten Annahmen bezüglich der zukünftigen Verbrauchsentwicklung getroffen, welche zugleich die Basis für die weiteren Analysen bilden.

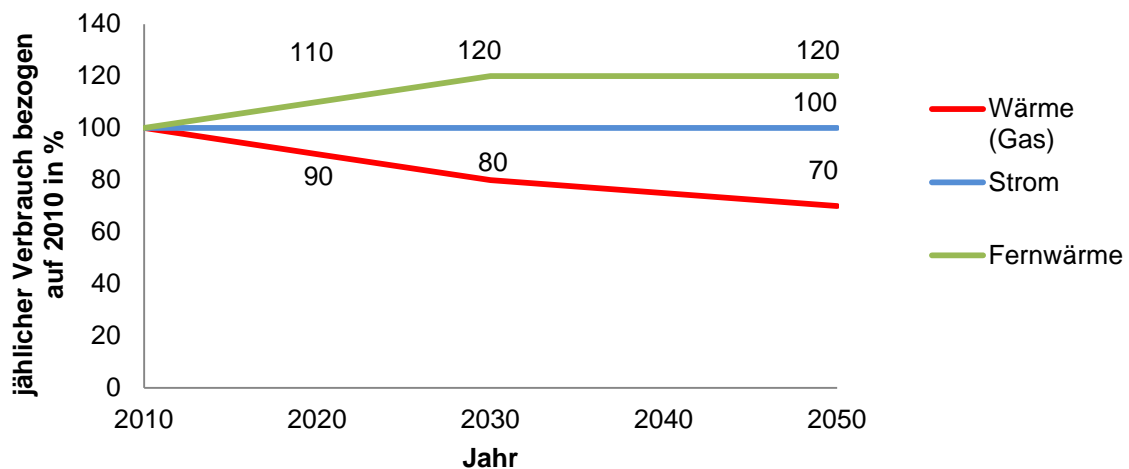


Abbildung 10: Entwicklung des jährlichen Strom- und Wärmebedarfs in der Stadt Graz

So lässt sich etwa der geplante bzw. notwendige Ausbau der Fernwärme eindeutig aus den beiden oben genannten Studien [27, 39] ableiten. Dadurch, dass 2/3 des Wärmebedarfs der Stadt Graz durch Fernwärme abgedeckt werden soll, würde durch zukünftige Energieeffizienzmaßnahmen der Erdgasverbrauch jedenfalls weiter sinken. Auch der gesamte Wärmeverbrauch würde sinken, weil die Verbrauchszuwächse im Wärmemarkt (durch Bevölkerungszuwachs, etc.) geringer sind, als die Verbrauchreduktion durch Sanierungsmaßnahmen bei Gebäuden [38].

Die über die elektrischen Netze bezogene Energie bleibt hingegen auf dem Niveau von 2010. Dies bedeutet jedoch nicht, dass der Verbrauch an elektrischer Energie konstant bleibt, sondern dass vielmehr ein wesentlicher Teil des Stromverbrauchs durch dezentrale Anlagen erzeugt wird.

4 Ergebnisse

Dieses Kapitel beschreibt die Ergebnisse der durchgeführten Modellrechnungen, welche für die drei Modellregionen (Salzburg, Linz und Graz) und die folgenden Szenarien durchgeführt wurden:

- den Ausfall des leitungsgeführten Energieträgers Erdgas,
- den Ausfall des elektrischen Übertragungsnetzes und
- den Ausfall systemrelevanter Kraftwerksknoten.

Jede Szenarienanalyse setzt sich dabei aus den Ergebnissen für das Referenzjahr (2010) sowie für die zukünftigen Entwicklungen (2020, 2030, 2050) zusammen.

4.1 Salzburg

4.1.1 Status Quo

Auf Basis der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Daten und Annahmen wurde das Energiesystem der Stadt Salzburg modelltechnisch abgebildet. So zeigt Abbildung 11 beispielsweise den zeitlichen Verlauf des kumulierten Endenergieverbrauchs einer typischen Winterwoche. Die Ergebnisse der Modellierung des *Status Quo* sind insbesondere als Bezugswerte für die weiteren Szenarien nötig.

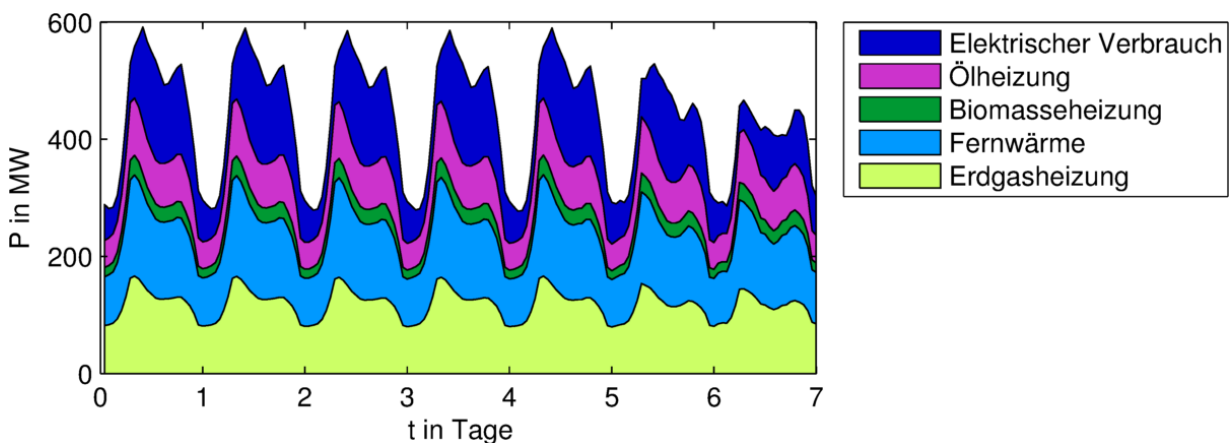


Abbildung 11: Wärme- und Stromlast einer Winterwoche im Basisjahr (Stadt Salzburg)

4.1.2 Ausfall der Erdgasversorgung

In diesem Szenario wird angenommen, dass die Stadt Salzburg von der Erdgasversorgung abgeschnitten ist. Diesbezüglich werden zwei Fälle betrachtet:

- a) Die Wärmelast bleibt unverändert und entspricht jener, wie in der Modellierung des Status Quo angenommen (Standardlast).
- b) Im zweiten Fall wird eine gezielte Unterversorgung modelliert. Dazu wird angenommen, dass es durch die Schließung von tertiären und gewerblichen Einrichtungen zu einer Lastreduktion bei öffentlichen Einrichtungen von 50% und einer gleichzeitigen Laststeigerung bei privaten Haushalten von 50% kommt. Die Laststeigerung der privaten Haushalte beruht auf der Annahme, dass sich die durch die Schließung der gewerblichen Einrichtungen Betroffenen in ihren Wohnungen bzw. Wohnhäusern aufhalten und dann vermehrt Energie verbrauchen.

4.1.2.1 Standardlast

4.1.2.1.1 **Basisjahr**

Durch den Gasausfall sind insbesondere die Erdgasendverbraucher betroffen. Die Verbraucher sind mit 20 GWh/Woche unterversorgt, was einer 100%igen Unterversorgung entspricht.

Die Versorgung der Fernwärmekunden kann durch die Substitution von Erdgas durch Schweröl im HKW Nord Block 1 hingegen weiter sichergestellt werden. In Verbindung mit den ölbefeuerten Spitzenlastkessel und dem biomassebefeuerten HKW Siezenheim ist die Fernwärmeversorgung nicht gefährdet. Durch die Befuerung mit Schweröl steigt der wöchentliche Schwerölverbrauch von $1,08\text{GWh}_{\text{primär}}$ auf $19,1\text{GWh}_{\text{primär}}$.

Wie aus Tabelle 14 zu erkennen ist, sind aber die ölbetriebenen Kraftwerke und Kessel bei der morgendlichen Lastspitze sehr stark ausgelastet. Bei sehr kalten Temperaturen würde sich die Fernwärmelast weiter erhöhen und die Kraftwerke und Kesselanlagen könnten die Versorgung nicht mehr sicherstellen. Eine Entlastung in den Spitzenlastzeiten wäre durch eine Kapazitätserweiterung des Fernwärmespeichers oder die Errichtung zusätzlicher Kraftwerke möglich.

Tabelle 14: Maximale Auslastung (Stunde 8, Tag 1) der schwerölbefeuerten Kraftwerke im Szenario Ausfall der Erdgasversorgung im Basisjahr (Standardlast)

Kraftwerk, Kessel	HKW Siezenheim	HKW Nord Block 1	HKW Nord Block 2	HKW Öl-kessel	Mitte
Auslastung	100%	100%	100%	99%	

Um die Wärmeversorgung der Erdgaskunden sicherzustellen, können auch alternative Heizgeräte installiert werden. In dem Fall, dass die vorhandenen Gasthermen durch elektrische Heizstrahler kompensiert werden müssten, steigt der Bezug von elektrischer Energie um 270% an, während die Spitzenleistung auf den Zuleitungen um 205% steigt.

4.1.2.1.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch die Verminderung des zukünftigen Gasverbrauchs reduziert sich die Unterversorgung der Gasverbraucher bis zum Jahr 2050 auf 14 GWh/Woche.

Der Fernwärmeverbrauch wird bis zum Jahr 2050 ebenfalls geringer. Somit wäre bei einem Ausfall der Erdgaslieferungen - bei derselben Versorgungsstruktur - die Auslastung der Kraftwerke niedriger als im Referenzjahr. Mit der geringeren Auslastung der Erzeugungsanlagen sinkt aber das Risiko des Auftretens einer Unterversorgung immer mehr.

4.1.2.2 Gezielte Unterversorgung

4.1.2.2.1 Basisjahr

Die gezielte Unterversorgung bewirkt, dass sich die Unterversorgung bei Erdgas auf 15,5 GWh/Woche reduziert. Weiters bewirkt die Lastreduktion eine geringere Auslastung der fernwärmeproduzierenden Kraftwerke (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Maximale Auslastung (Stunde 8, Tag 1) der schweröbefeierten Kraftwerke im Szenario Ausfall der Erdgasversorgung im Basisjahr (gezielte Unterversorgung)

Kraftwerk, Kessel	HKW Siezenheim	HKW Nord Block 1	HKW Nord Block 2	HKW Ölkessel	Mitte
Auslastung	100%	100%	100%	48%	

Für den Fall, dass alle Erdgasendkunden auf elektrische Heizstrahler umsteigen, sinkt bei der gezielten Unterversorgung die Spitzenlast der elektrischen Übertragungsleitung auf 120% und die energetische Auslastung auf 162%.

Abbildung 12 zeigt die Belastung des elektrischen Netzes bei Standardlast (links) und gezielter Unterversorgung (rechts) für den Fall, dass alle unterversorgten Verbraucher auf elektrische Heizstrahler umsteigen. Wie zu erkennen ist, sinkt die Einspeisung in und Belastung des elektrischen Verteilnetzes und damit auch der notwendige Strombezug aus dem Übertragungsnetz im Fall der gezielten Unterversorgung erheblich, weil ein wesentlicher Teil des Verbrauchs wegfällt.

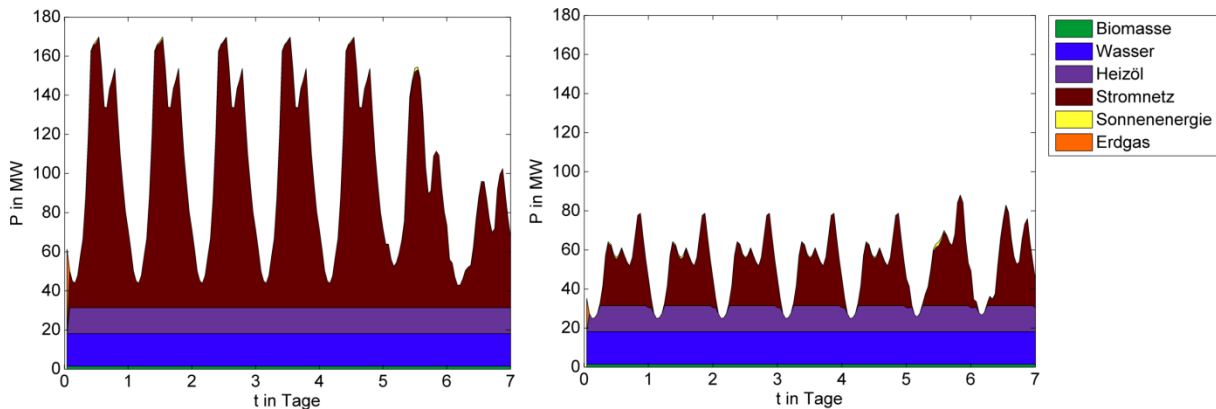


Abbildung 12: Einspeisung in das elektrische Verteilnetz nach Energieträger im Basisjahr (links: Standardlast, rechts: gezielte Unterversorgung)

4.1.2.2.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch die sukzessive Reduktion des Erdgasverbrauches würde sich die Unterversorgung bei Erdgas bis zum Jahr 2050 auf bis zu 10,9 GWh/Woche reduzieren.

Der Fernwärmeverbrauch wird bis zum Jahr 2050 ebenfalls sinken. Somit wäre bei einem Ausfall der Erdgasversorgung und derselben Versorgungsstruktur die Auslastung der Kraftwerke niedriger als im Referenzjahr. Mit der geringeren Auslastung der Erzeugungsanlagen sinkt zugleich das Risiko des Auftretens einer Unterversorgung.

4.1.3 Übertragungsnetzausfall

4.1.3.1 Basisjahr

Abbildung 13 zeigt den zeitlichen Verlauf an Unterversorgung für den Fall, dass das elektrische Übertragungsnetz ausfällt und die Stadt Salzburg als „Strominsel“ betrieben würde. Durch Verbrauchslastspitzen kommt es zu regelmäßiger Unterversorgung. Es kommt zu einer Unterversorgung von zeitweise über 50 MW.

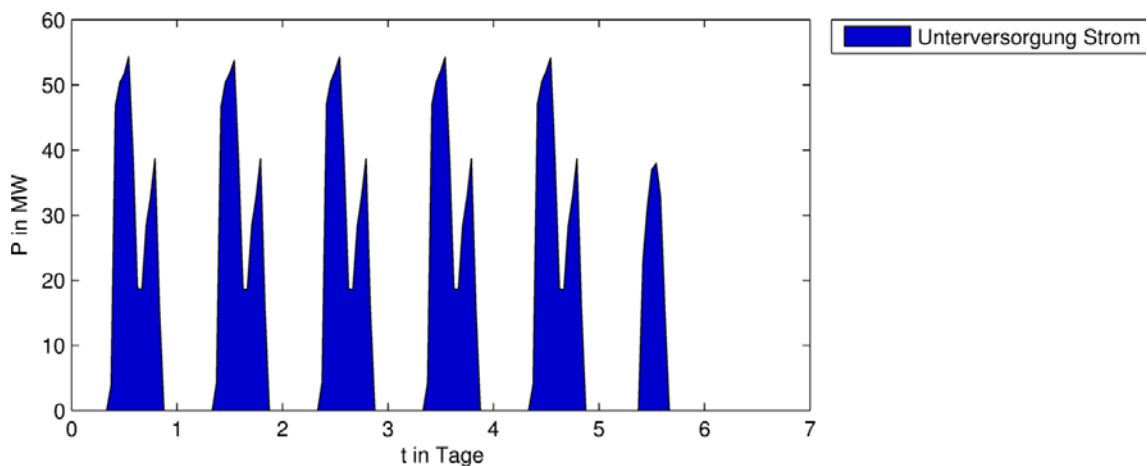


Abbildung 13: Unterversorgung an elektrischer Energie der Stadt Salzburg im Basisjahr

Die fehlende elektrische Energie beträgt 2.155 MWh pro Woche. Bezogen auf den wöchentlichen Verbrauch entspricht dies 12,2 %. Der Sonntag ist nicht betroffen, weil an diesem Tag der elektrische Verbrauch durch den verringerten Verbrauch der Arbeitsstätten sinkt. Abhilfe könnte beispielsweise eine zusätzliche Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von mindestens 55 MW oder ein elektrischer Speicher mit einer Kapazität von 331 MWh und einer Lade-/Entladeleistung von 55 MW schaffen. Alternativ müssten die Verbrauchsspitzen reduziert („gekappt“) werden, beispielsweise durch Demand Side Management Maßnahmen (DSM). Abbildung 14 illustriert schematisch diese Möglichkeit der Verschiebung von Lasten.

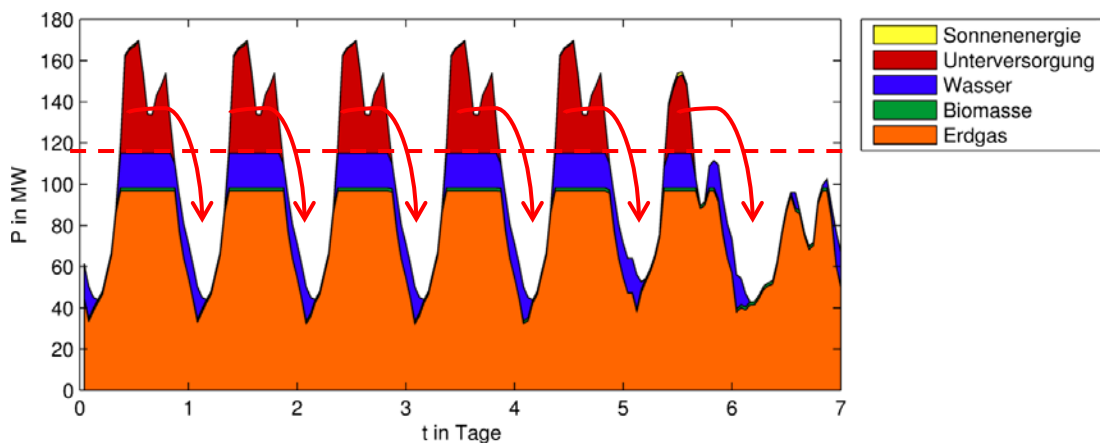


Abbildung 14: Möglichkeit zur Lastverschiebung des elektrischen Verbrauchs im Basisjahr (Stadt Salzburg)

4.1.3.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Der Stromverbrauch bleibt bis 2050 konstant, weswegen die Aussagen des Basisjahres auch auf die folgenden Jahre zutreffen.

4.1.4 Ausfall des HKW Nord

4.1.4.1 Basisjahr

In diesem Szenario wird ein *Ausfall des HKW Nord* angenommen, bei dem die Blöcke 1 und 2 und der Fernwärmespeicher betroffen sind.

Die Modellrechnungen zeigen, dass in einem solchen Szenario insbesondere die Lastspitzen (>170 MW) der Fernwärmeversorgung am Vormittag nicht gedeckt werden können. Daraus resultiert eine geringe Unterversorgung von 8 MWh pro Woche. Eine Entlastung wäre durch eine Verlagerung von Lasten oder einem zusätzlichen Spitzenlastkessel mit einer Nennleistung von 2 MW möglich.

Der bestehende thermische Speicher am Standort HKW Nord verfügt über eine Kapazität von 1100 MWh, womit zumindest rechnerisch eine Entlastung möglich ist. Ob die Entladung des Speichers trotz Ausfall des HKW Nord Block 1 und 2 möglich ist, kann nicht beurteilt werden, da die hydraulische Verschaltung des Speichers nicht im Detail bekannt ist und daher auch nicht analysiert werden konnte.

4.1.4.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch die Verminderung des zukünftigen Fernwärmeverbrauchs verringert sich die zukünftige Unterversorgung ebenfalls. Die fehlende Wärmeleistung bei einem Ausfall des Knotens Salzburg Mitte nimmt sukzessive ab. Ab dem Jahr 2020 würde keine Unterversorgung mehr auftreten.

4.1.5 Ausfall des HKW Mitte

4.1.5.1 Basisjahr

Das Szenario Ausfall *HKW Mitte* zeigt die Sensitivität bezüglich des Ausfalls dieses Heizkraftwerks (GuD und Schwerölkessel). Ein solcher Vorfall ist am 04.02.2012 bereits aufgetreten und die Fernwärmeversorgung von rund 10.000 Salzburger Haushalten konnte bei einer Außentemperatur von -15°C nicht sichergestellt werden [3]. Abbildung 15 zeigt eine



Abbildung 15: Ausfalls des HKW Mitte am 04.02.2012 [6]

Fotografie dieses Vorfalls. Ein weiteres Problem bei diesem Vorfall war, dass durch

den Fernwärmespeicher, welcher sich am Knoten Nord befindet, keine Entlastung möglich war.

Der Auswirkungen dieses Ausfalls konnte mit dem Modell sehr gut nachgebildet werden. Die Modellrechnung zeigt, dass ein großer Teil der Fernwärmeleistung (>123 MW) bei einem solchen Ausfall nicht gedeckt werden kann. Daraus resultiert eine Unterversorgung von 1.685 MWh pro Woche.

Wie in Abbildung 16 dargestellt, ist die Leistung der Wärmeerzeuger nicht ausreichend, um durch einen thermischen Speicher eine Unterversorgung vollständig zu vermeiden. Allerdings müsste es bei einem befüllten Speicher möglich sein, die Unterversorgung zumindest für einen bestimmten Zeitraum zu verhindern. Eine vollständige Entlastung wäre z.B. durch ein zusätzliches HKW oder HW mit einer thermischen Nennleistung von 50 MW möglich.

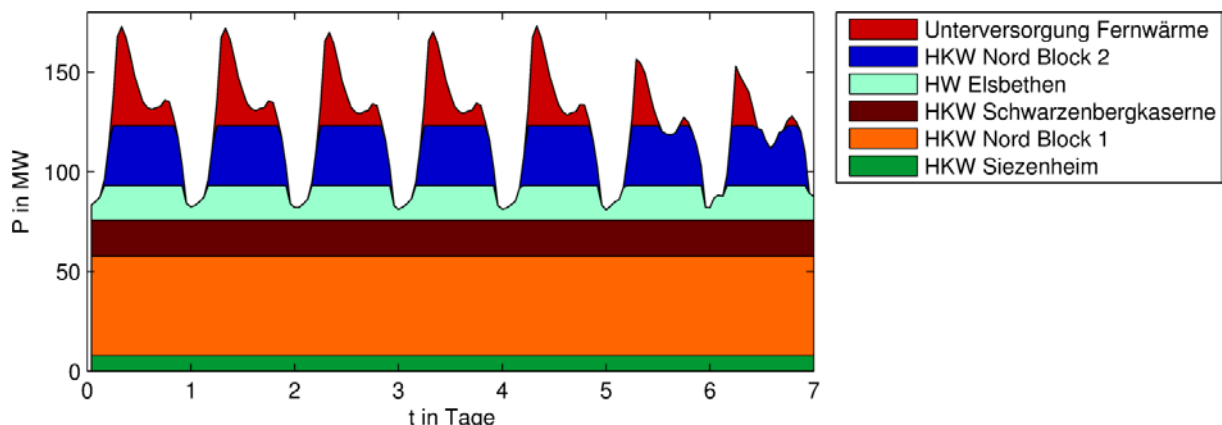


Abbildung 16: Fernwärmeerzeugung der Erzeugungsanlagen im Basisjahr (Rot: Unterversorgung)

Der bestehende thermische Speicher am Standort HKW Nord hat eine Kapazität von 1100 MWh, womit eine teilweise Entlastung möglich wäre, wenn der Speicher gefüllt ist. Aus welchem Grund aus diesem Speicher am 04.02.2012 nicht in das Fernwärmenetz eingespeist wurde, ist nicht bekannt⁴.

4.1.5.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch die prognostizierte Reduktion des zukünftigen Fernwärmeverbrauchs verringert sich auch die zukünftige Unterversorgung. Die fehlende Wärmeleistung bei einem Ausfall des HKW Mitte nimmt sukzessive ab und verschwindet im Jahr 2050.

⁴ Mögliche Erklärungen sind, dass der Speicher zu diesem Zeitpunkt nicht oder nur gering befüllt war oder dass in dem konkreten Störfall durch die hydraulische Anlagenverschaltung eine Entleerung des Speichers nicht möglich war.

Abbildung 17 zeigt die Entwicklung der Unterversorgung (Energie und Leistung) vom Basisjahr bis zum Jahr 2050.

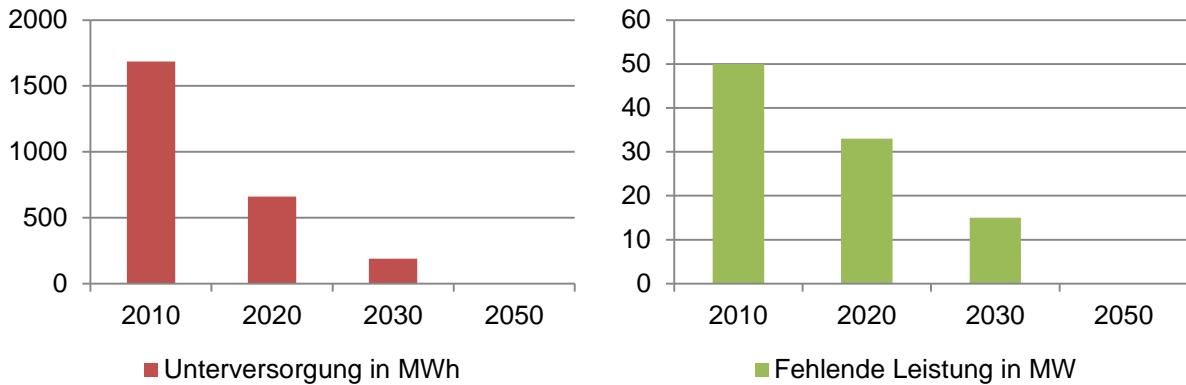


Abbildung 17: Entwicklung der Unterversorgung bei einem Ausfall des HKW Mitte

4.2 Linz

4.2.1 Status Quo

Wie bereits in Abschnitt 3.3.2 beschrieben erschwert der Linzer Industriesektor die empirische Skalierung des Modells. Vereinfachend wird der industrielle Verbrauch als Bandlast dargestellt und erhöht den Fernwärmeverbrauch insbesondere im Winter.

Abbildung 18 zeigt den Energieverbrauch in der Stadt Linz, jeweils mit (rechts) und ohne (links) industrielle Verbraucher.

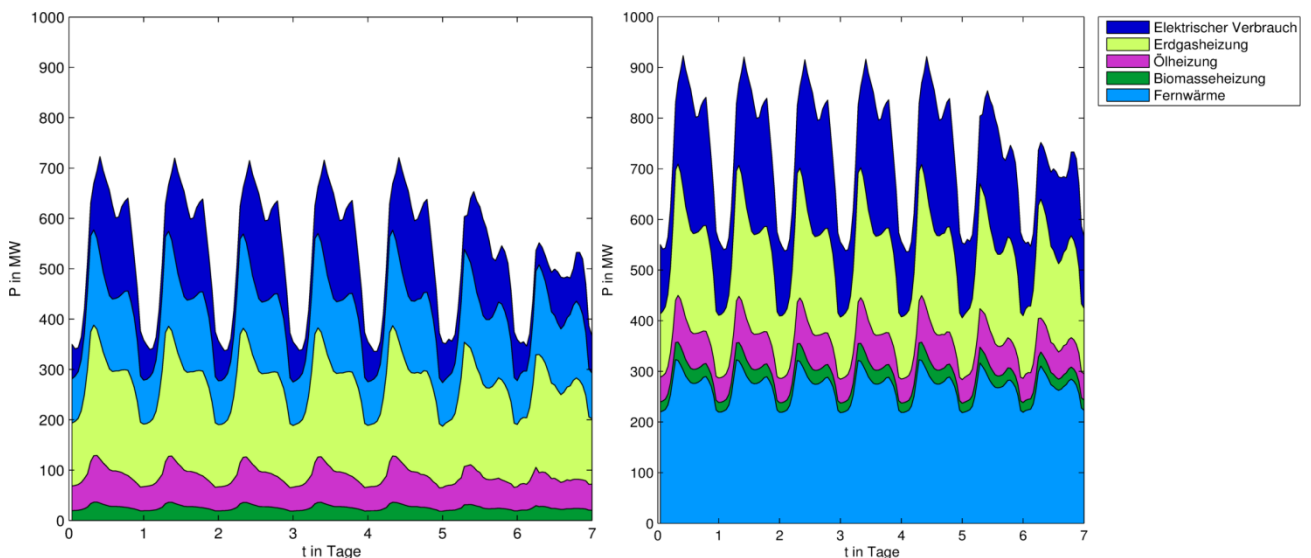


Abbildung 18: Energieendverbrauch der Stadt Linz ohne (links) und mit (rechts) Industrie im Basisjahr

Der zukünftige Verbrauch bis 2050 verändert sich dahingehend, dass sowohl der Verbrauch an Fernwärme, als auch jener an Erdgas auf 75% des Verbrauchs von

2010 sinkt, während der elektrische Verbrauch konstant bleibt (siehe hierzu Abschnitt 3.3.3).

4.2.2 Ausfall der Erdgasversorgung

In diesem Szenario wird angenommen, dass die Stadt Linz von der Erdgasversorgung abgeschnitten wird. Diesbezüglich werden folgende zwei Fälle betrachtet:

- a) Die Wärmelast bleibt unverändert und entspricht jener des Status Quo (Standardlast)
- b) Der zweite Fall beschreibt die gezielte Unterversorgung der Industrie. In diesem Fall werden die industriellen Verbraucher durch hoheitliche Maßnahmen von der Erdgasversorgung ausgeschlossen, was letztendlich zu einer Unterbrechung des Betriebes und temporären Werksschließungen führt. Die volkswirtschaftliche Auswirkung solcher Maßnahmen wird in dieser Studie jedoch nicht untersucht.

4.2.2.1 Standardlast

4.2.2.1.1 **Basisjahr**

Durch den Ausfall der Erdgasversorgung sind die Erdgasendverbraucher am stärksten betroffen. Das Modellergebnis zeigt, dass diese Energieverbraucher mit 138,3 GWh/Woche unterversorgt sind. Dies entspricht einer 100%igen Unterversorgung. Die 138,3 GWh/Woche setzen sich aus 31,1 GWh/Woche (private Haushalte, Kleingewerbe, öffentliche Einrichtungen) und 107,2 GWh/Woche (industrielle Verbraucher) zusammen.

Die Versorgung der Fernwärme kann hingegen sichergestellt werden, indem Erdgas im FHKW Mitte 1A, 1B, dem FHKW Linz Süd und dem FHKW Dornach durch Schweröl substituiert wird. Mit der Fernwärmeerzeugung der Müllverbrennungsanlage und dem Biomassekraftwerk am Standort Mitte ergibt sich somit keine Unterversorgung. Durch die Befuerung mit Schweröl steigt der wöchentliche Schwerölverbrauch jedoch von $0\text{GWh}_{\text{primär}}$ auf $35,5\text{GWh}_{\text{primär}}$.

Wie in Tabelle 16 dargestellt, sind die ölbetriebenen Kraftwerke und Kessel bei der morgendlichen Lastspitze stark ausgelastet. Bei sehr kalten Temperaturen erhöht sich die Fernwärmelast um 66 MW (77% der Leistung vom FHKW Mitte 1B), wobei durch die Kraftwerke und vorhandenen Spitzenlastkessel die Versorgung noch

sichergestellt werden kann. Eine Entlastung in den Spitzenlastzeiten ist dabei durch den Fernwärmespeicher am Standort Mitte möglich.

Tabelle 16: Maximale Auslastung (Stunde 10, Tag 1) der schweröbefeueerten Kraftwerke im Szenario Ausfall der Erdgasversorgung im Basisjahr (Standardlast)

Kraftwerk, Kessel	FHKW Mitte 1A	FHKW Mitte 1B	FHKW Linz Süd	FHKW Dornach
Auslastung	100%	23%	100%	100%

Um die Wärmeversorgung der privaten Erdgaskunden zu gewährleisten, würden in den Haushalten alternative Heizgeräte zum Einsatz kommen⁵. In dem Fall, dass die Gasthermen der Kleinverbraucher durch elektrische Heizstrahler ersetzt werden, wird aus dem elektrischem Übertragungsnetz ein höherer Anteil an elektrischer Energie bezogen. Abbildung 19 zeigt den Unterschied zwischen diesem Szenario und dem Normalbetrieb. So kann beim linken Teilbild durch die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung in den GuD Anlagen in der Stadt Linz überschüssiger Strom in das Übertragungsnetz eingespeist werden. Falls hingegen alle Erdgasendkunden ihren Wärmebedarf durch elektrische Heizgeräte abdecken, reichen die stadteigenen Stromerzeuger nicht mehr aus und es muss bis zu 151 MW aus dem Übertragungsnetz bezogen werden (rechtes Teilbild). Der gesamte Stromverbrauch steigt von 28,8 GWh/Woche (ohne elektr. Heizgeräten) auf 62,2 GWh/Woche (mit elektr. Heizgeräten) an. Die Spitzenlast im elektrischen Netz steigt damit von 340 MW auf 498 MW.

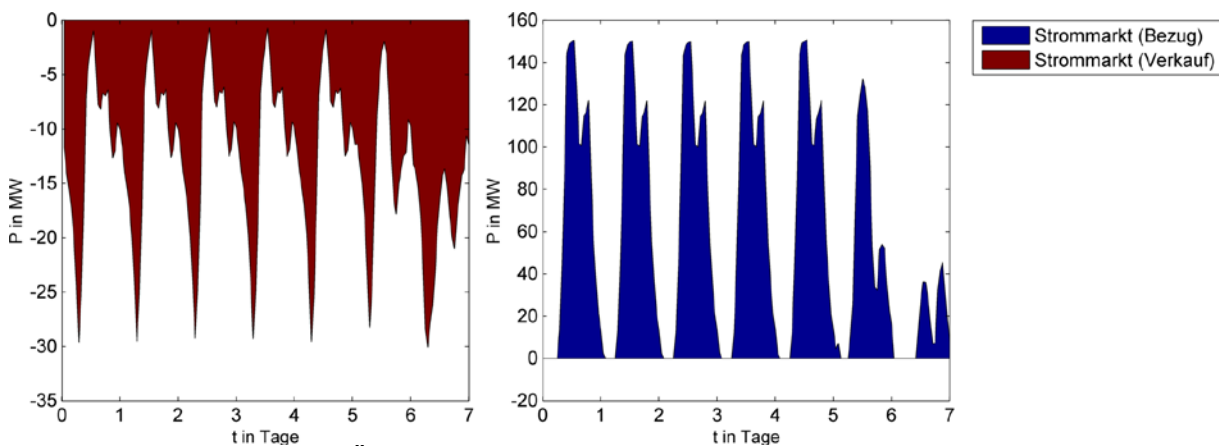


Abbildung 19: Bezug vom Übertragungsnetz im Basisjahr (links: ohne el. Heizgeräte, rechts: mit el. Heizgeräten)

⁵ In der Modellierung wird weiters angenommen, dass der Erdgasbedarf der Industriekunden nicht durch elektrische Verbraucher substituiert werden kann. Diese Annahme ist sehr nahe der Realität, da zwar viele industrielle Prozesse (z. B. Dampferzeugung) grundsätzlich statt mit Erdgas mit elektrischem Strom versorgt werden könnten, die dafür notwendigen (hybriden) Aggregate in aller Regel jedoch nicht vorhanden bzw. die Prozesse dafür nicht ausgelegt sind.

4.2.2.1.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch die Verminderung des zukünftigen Gasverbrauchs reduziert sich die Unterversorgung der Erdgaskunden in diesem Szenario (Ausfall der Erdgasversorgung) bis zum Jahr 2050 auf 104 GWh/Woche.

Der jährliche Fernwärmeverbrauch wird unter den angenommenen Szenarien (siehe Abschnitt 3.3.3) ebenfalls geringer. Somit wird bei einem Ausfall der Erdgasversorgung und derselben Versorgungsstruktur die Auslastung der Kraftwerke bis zum Jahr 2050 immer niedriger. Mit der geringeren Auslastung der Erzeugungsanlagen sinkt aber zugleich das Risiko des Auftretens einer Unterversorgung.

4.2.2.2 Gezielte Unterversorgung durch Abschalten der industriellen Verbraucher

4.2.2.2.1 Basisjahr

Die gezielte Unterversorgung durch die Abschaltung der Industrie bewirkt, dass sich die Unterversorgung bei Erdgas auf 31,1 GWh/Woche reduziert. Weiters bewirkt die Lastreduktion eine geringere Auslastung der fernwärmeproduzierenden Kraftwerke (siehe Tabelle 17). Das führt zu einer freien Kapazität von 200 MW an thermischer Leistung.

Tabelle 17: Maximale Auslastung (Stunde 10, Tag 1) der schweröbefeierten Kraftwerke im Szenario Ausfall der Erdgasversorgung im Basisjahr (gezielte Unterversorgung)

Kraftwerk, Kessel	FHKW Mitte 1A	FHKW Mitte 1B	FHKW Linz Süd	FHKW Dornach
Auslastung	100%	0%	25%	100%

Im Falle, dass alle Erdgasendkunden auf elektrische Heizstrahler umsteigen, kommt dieses Szenario auf dieselben Ergebnisse wie in 4.2.2.1. Dies ist dadurch erklärbar, dass der Erdgasverbrauch der Industrie nicht durch elektrische Wärmeerzeuger ersetzt wird.

4.2.2.2.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Da der Erdgasverbrauch in Linz sukzessive sinkt, würde auch die Unterversorgung bis zum Jahr 2050 auf 23,3 GWh/Woche zurückgehen.

In den betrachteten Szenarien wird der Fernwärmeverbrauch bis zum Jahr 2050 ebenfalls laufend geringer. Somit wäre bei einem Ausfall der Erdgasversorgung und derselben Versorgungsstruktur die Kraftwerksauslastung niedriger als im Referenzjahr. Mit der geringeren Auslastung der Erzeugungsanlagen sinkt jedoch zugleich das Risiko des Auftretens einer Unterversorgung.

4.2.3 Übertragungsnetzausfall

4.2.3.1 Basisjahr

In diesem Szenario wird der Fall betrachtet, dass Linz vom elektrischen Übertragungsnetz abgeschnitten wird.

Da die elektrische Energieversorgung zum überwiegenden Teil durch die GuD Anlagen sichergestellt werden kann, könnte auch die Stromversorgung grundsätzlich weiter aufrechterhalten werden.

So beträgt die elektrische Spitzenlast in der Stadt Linz in der modellierten Winterwoche 340 MW, während mit den stadteigenen Erzeugungsanlagen bis zu 440 MW elektrische Leistung bereitgestellt werden kann.

4.2.3.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Der Stromverbrauch bleibt in den betrachteten Szenarien bis 2050 konstant, weswegen die Aussage des Basisjahres auch auf die folgenden Jahre zutrifft.

4.2.4 Ausfall Knoten Linz Mitte

4.2.4.1 Basisjahr

In diesem Szenario werden die Auswirkungen eines Ausfalls des Knotens *Linz Mitte* untersucht. An diesem Standort befinden sich folgende Erzeugungs- und Speicheranlagen:

- FHKW Linz Mitte Block 1A und 1B (GuD)
- Biomasse-Fernheizkraftwerk Linz Mitte
- Reststoffheizkraftwerk Linz Mitte und
- Fernwärmespeicher Linz Mitte.

Durch die hohe Konzentration an Erzeugungsanlagen wirkt sich der Ausfall dieses Knotens sehr stark auf die Versorgungssicherheit in der Stadt Linz aus. Die Fernwärmeversorgung >165 MW kann, wie in Abbildung 20 dargestellt, durch die Fernheizkraftwerke Dornach und Süd nicht mehr sichergestellt werden. Es fehlt eine thermische Spitzenleistung von 158 MW.

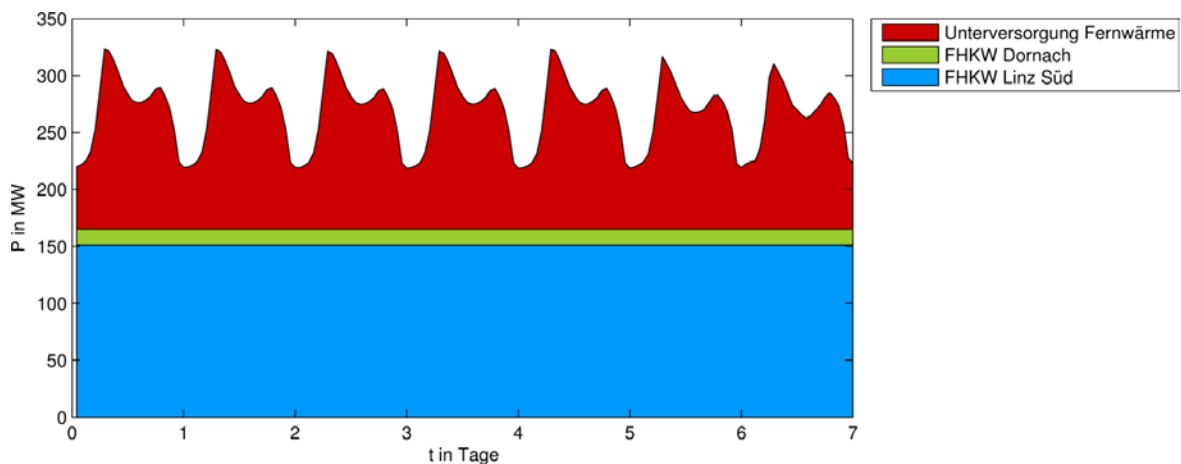


Abbildung 20: Fernwärmeproduktion der jeweiligen Erzeugungsanlagen beim Ausfall des Knotens Linz Mitte im Basisjahr (rot: Unterversorgung)

Der installierte Fernwärmespeicher beim Knoten Linz Mitte ist in diesem Fall vom Ausfall ebenfalls betroffen. Ein weiterer zu errichtender Fernwärmespeicher, welcher von dem Ausfall nicht betroffen ist, müsste zum Zeitpunkt des Ausfalls vom Knoten Mitte bereits gefüllt sein, um die Situation zu entschärfen. Ein bereits leerer Fernwärmespeicher kann hingegen durch die Dauerauslastung der Fernheizkraftwerke Süd und Dornach nicht wieder aufgefüllt werden.

Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knoten dahingehend aus, dass über das elektrische Versorgungsnetz mehr Energie bezogen werden muss. Diese Situation wird in Abbildung 21 dargestellt.

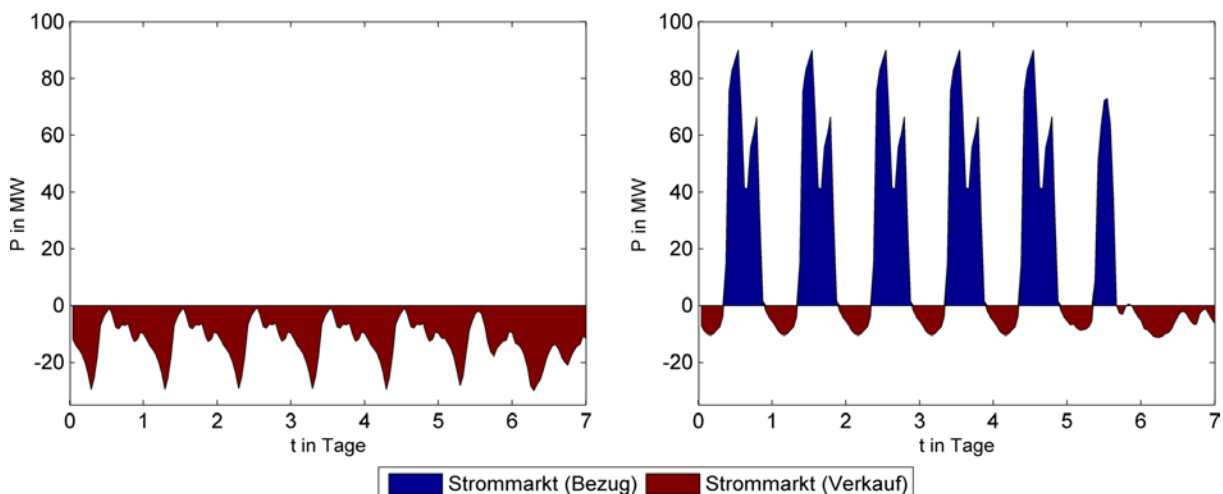


Abbildung 21: Bezug/Einspeisung vom/in das elektr. Übertragungsnetz beim Ausfall des Knotens Linz Mitte im Basisjahr (links: Normalbetrieb, rechts: Ausfall Linz Mitte)

4.2.4.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Da der Fernwärmeverbrauch laufend zurückgeht, würde auch die Unterversorgung zukünftig entsprechend geringer ausfallen. So nimmt die fehlende Wärmeleistung bei

einem Ausfall des Knotens Linz Mitte sukzessive ab und beträgt im Jahr 2050 nur mehr 77 MW. Abbildung 22 zeigt die Entwicklung der Unterversorgung (Energie und Leistung) vom Basisjahr bis zum Jahr 2050.

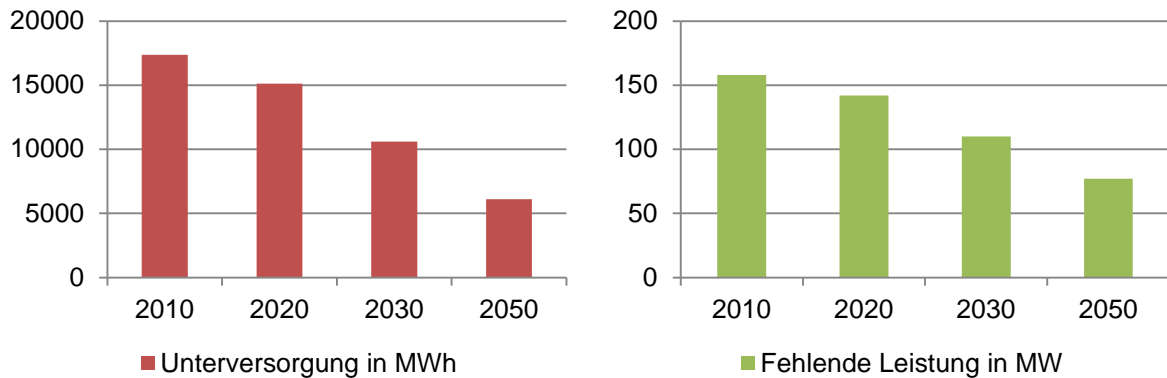


Abbildung 22: Entwicklung der Unterversorgung beim Ausfall des Knotens Linz Mitte

4.2.5 Ausfall Knoten Linz Süd

4.2.5.1 Basisjahr

In diesem Szenario werden die Auswirkungen eines Ausfalls des Knotens Süd (FHKW Linz Süd mit 3 Gasturbinen und 2 Dampfturbinen) untersucht.

Bei einem solchen Ausfall kann die Fernwärmeversorgung tagsüber nicht mehr sichergestellt werden (siehe Abbildung 23). Die ca. 240 MW der sonstigen thermischen Kapazitäten der Stadt Linz reichen nicht aus und es liegt eine Unterversorgung von bis zu 82 MW und 5.368 MWh/Woche vor. Pro Ausfalltag beträgt die thermische Unterversorgung 808 MWh. Somit kann der am Standort Linz Mitte vorhandene thermische Speicher die Versorgung nur für 2,2 Tage aufrechterhalten.

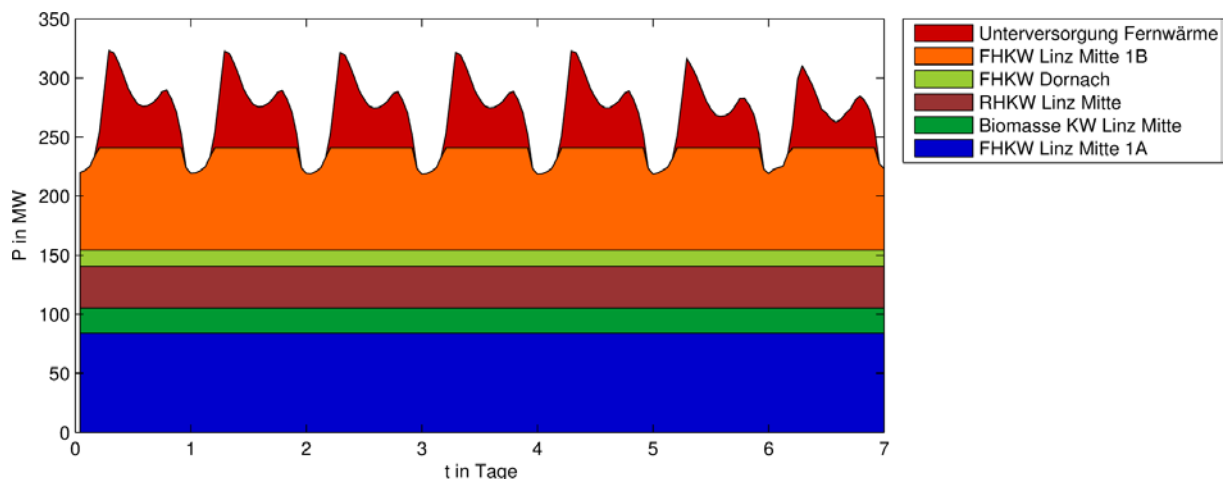


Abbildung 23: Fernwärmeproduktion der jeweiligen Erzeugungsanlagen beim Ausfall des Knotens Linz Süd im Basisjahr (rot: Unterversorgung)

Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knoten dahingehend aus, dass mehr elektrische Energie über das Übertragungsnetz bezogen werden müsste. Diese Situation wird in der Abbildung 24 dargestellt.

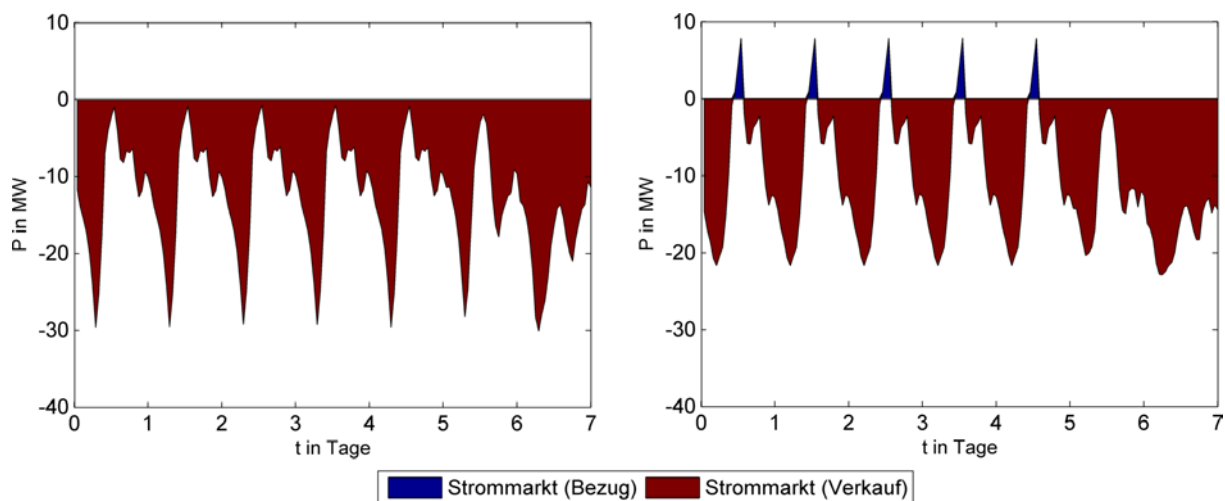


Abbildung 24: Bezug/Einspeisung vom/in das elektrische Übertragungsnetz beim Ausfall des Knotens Linz Süd im Basisjahr (links: Normalbetrieb, rechts: Ausfall Linz Süd)

4.2.5.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch den laufenden Rückgang der Fernwärmeverbräuche verringert sich auch die zukünftige Unterversorgung. Die bei einem Ausfall des Knotens Linz Süd fehlende Wärmeleistung nimmt sukzessive ab und beträgt im Jahr 2050 nur mehr 2 MW. Die nicht gelieferte Energie beträgt im Jahr 2050 nur mehr 6 MWh. Dieser Wert kann als minimale Unterversorgung angesehen werden, da dies nur 0,8% der insgesamt nachgefragten Energie entspricht. Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Unterversorgung (Energie und Leistung) vom Basisjahr bis zum Jahr 2050.

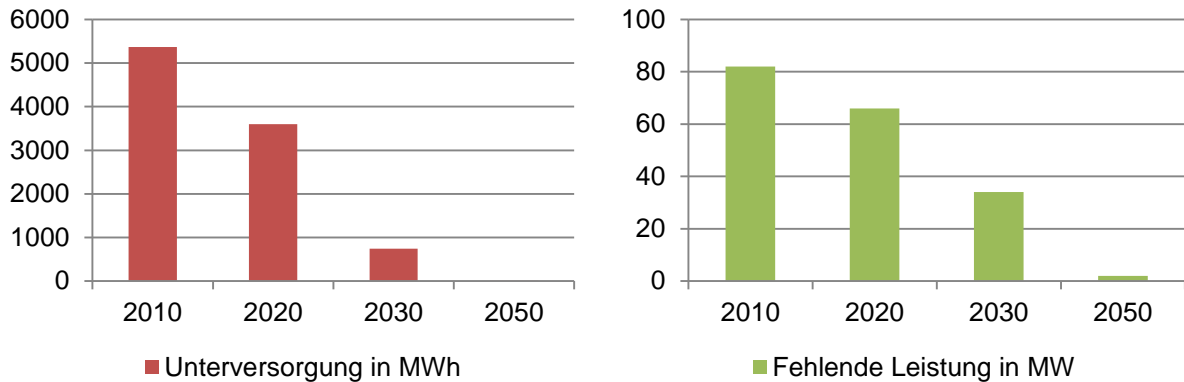


Abbildung 25: Entwicklung der Unterversorgung beim Ausfall des Knotens Linz Süd

4.3 Graz

4.3.1 Status Quo

Auf Basis der in Abschnitt 3.4 beschriebenen Strukturdaten und Annahmen wurde zunächst der *Status Quo* des Energiesystems in Graz modelltechnisch nachgebildet. Dieses Basisszenario ist als Bezugswert für die weiteren Szenarien nötig.

Beispielhaft für dieses Szenario wird in Abbildung 26 der zeitliche Verlauf des kumulierten Endenergieverbrauchs einer typischen Winterwoche dargestellt, welcher durch die leitunggeführten Energieträger (Strom, Erdgas, Fernwärme) abgedeckt wird, dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Erdgasverbrauch, wie er in Abbildung 26 dargestellt ist, nicht nur die Verbräuche der Erdgasheizungen, sondern auch jenen der industriellen Verbraucher in Graz mit einschließt.

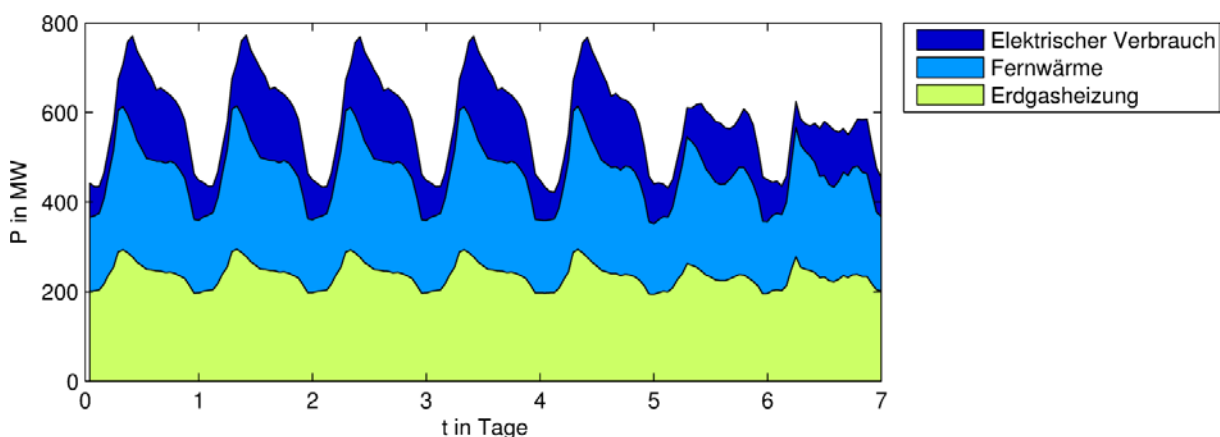


Abbildung 26: Wärme- und Stromlast einer Winterwoche (Stadt Graz) im Basisjahr

In der folgenden Abbildung 27 wird gezeigt, wie in einer solchen typischen Winterwoche lt. Modellrechnung die Einspeisung in das Grazer Fernwärmenetz nach unterschiedlichen Energieträgern erfolgen würde. Preisbedingt (siehe Preisvektor der Brennstoffe in der Modellbeschreibung) wird der Großteil der Last durch Verbrennung von Kohle im FHKW Mellach gedeckt. Die Spitzenlast in der betrachteten Winterwoche beträgt 319 MW, was gering im Vergleich zur insgesamt installierten Fernwärmespitzenleistung in Graz und Umgebung von 1.347 MW bzw. 1.171 MW ist, wenn Werndorf-Neudorf 1 als konserviert betrachtet wird.

Bedingt durch diese Überkapazität am Wärmeknoten Graz und den derzeit niedrigen Strompreis [11] hat sich die Verbund AG am 14.05.2014 dazu entschlossen, die Anlagen GDK Mellach und Werndorf-Neudorf 2 zu schließen [42]. Als Konsequenz dieser Schließung beträgt die thermische Spitzengesamtleistung zukünftig nur mehr 571 MW.

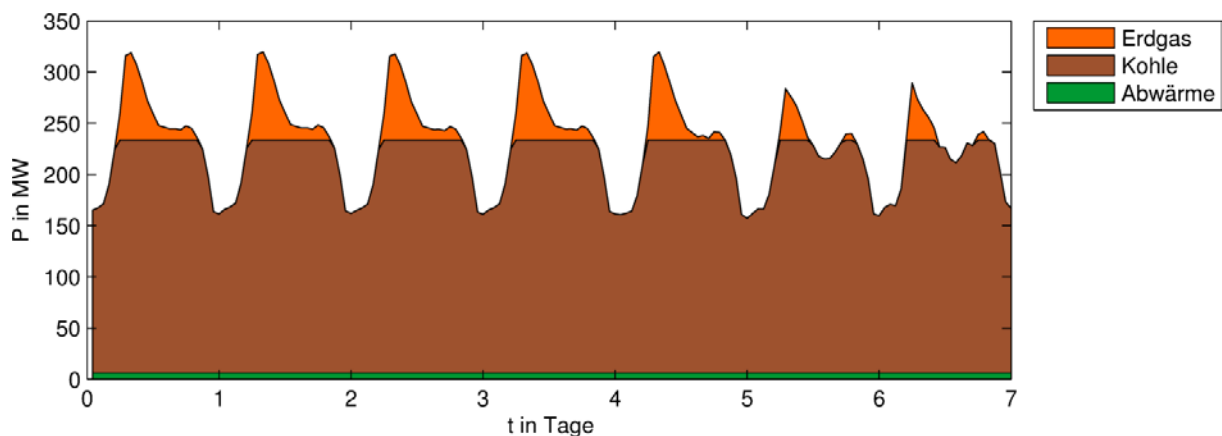


Abbildung 27: Einspeisung in das Fernwärmenetz in einer Winterwoche nach Energieträger (Stadt Graz) im Basisjahr

Entsprechend der betrachteten Szenarien für 2020 bis 2050 (siehe Abschnitt 3.4.3) würde der zukünftige Fernwärmeverbrauch bis 2050 auf 120% des Verbrauchs von 2010 ansteigen. Wie die Abbildung 28 zeigt bleibt der kumulierte Verbrauch der leitungsgeführten Energieträger jedoch in etwa gleich hoch, da es zugleich zu einer Reduktion des Erdgasverbrauches kommt.

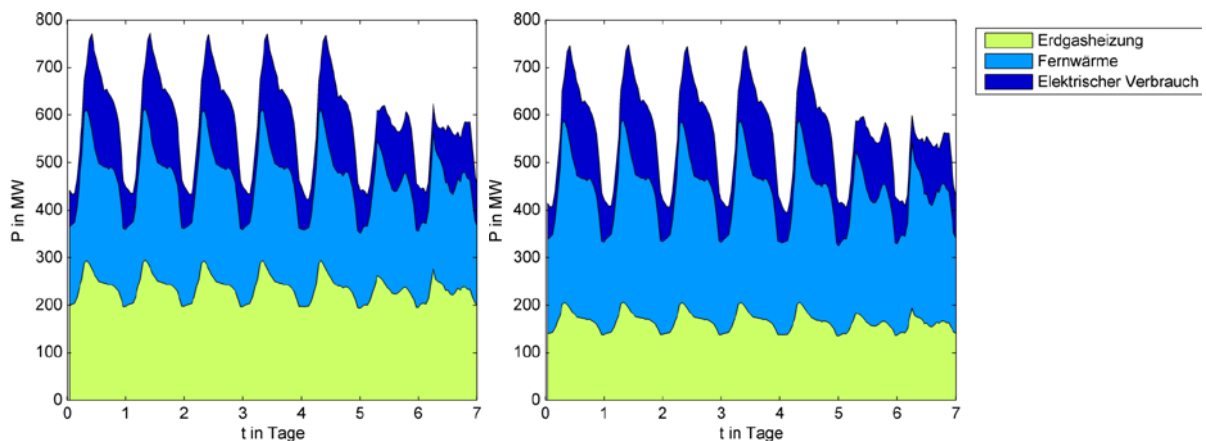


Abbildung 28: Wärme- und Stromlast einer Winterwoche (Stadt Graz) im Basisjahr (links) und 2050 (rechts)

4.3.2 Ausfall der Erdgasversorgung

In diesem Szenario wird angenommen, dass die Stadt Graz von der Erdgasversorgung abgeschnitten wird. Diesbezüglich werden zwei Fälle betrachtet:

- a) Die Wärmelast bleibt unverändert und entspricht jener des Status Quo (Standardlast).
- b) Im zweiten Fall wird die gezielte Unterversorgung betrachtet. Dabei wird angenommen, dass durch die Schließung von Industriebetrieben und tertiären und gewerblichen Einrichtungen der Verbrauch dieser Einrichtungen um 50% reduziert werden kann, wobei es aber zugleich zu einer Laststeigerung bei privaten Haushalten um 50% kommt. Die Laststeigerung bei privaten Haushalten beruht auf der Annahme, dass sich die durch die Schließung der Betriebe und öffentlichen Einrichtungen Betroffenen in ihren Wohnungen bzw. Wohnhäusern aufhalten und daher dort vermehrt Energie verbrauchen.

4.3.2.1 Standardlast

4.3.2.1.1 **Basisjahr**

Durch den Ausfall der Erdgasversorgung sind insbesondere die Erdgasendverbraucher betroffen. Die Modellrechnungen zeigen, dass diese Energieverbraucher mit 39,5 GWh/Woche komplett unterversorgt sind.

Das FHKW Graz kann hingegen, durch die Substitution von Erdgas durch Schweröl, weiterbetrieben werden. In Verbindung mit dem kohlebefeueten FHKW Mellach kann die Fernwärmeversorgung sichergestellt werden. Eine Alternativbefeuerung des FHKW Thondorf durch Öl ist hingegen nicht möglich. Durch die Befeuerung mit

Schweröl steigt der wöchentliche Schwerölverbrauch aber von 0GWh_{primär} auf 2.679GWh_{primär}. Der Kohleverbrauch bleibt bei 34.962GWh_{primär}.

Falls es jedoch zu der angekündigten Schließung der Kraftwerke GDK Mellach und Werndorf-Neudorf 1 kommt, stehen bei einem Ausfall der Erdgasversorgung nur mehr die Fernheizkraftwerke Mellach und Graz zu Verfügung. Ob die Abwärme der Marienhütte bei einem Ausfall der Erdgasversorgung weiterhin genutzt werden kann, wurde hingegen nicht näher untersucht, da der Anteil der Marienhütte an der gesamten Fernwärmeversorgung verhältnismäßig gering ist.

Wie in Tabelle 18 dargestellt, sind die öl- und kohlebetriebenen Kraftwerke bei der morgendlichen Lastspitze sehr stark ausgelastet. Falls eines der beiden Kraftwerke ausfallen sollte, kann die Versorgung durch das verbleibende Kraftwerk nicht mehr sichergestellt werden. Eine Entlastung könnte z.B. durch ein weiteres öl- oder kohlebefeuertes Kraftwerk oder einen Spitzenlastkessel mit mindestens 89 MW (thermisch) erfolgen. Alternativ kann auch die Kapazität des Fernwärmespeichers auf 240 MWh erhöht werden.

Tabelle 18: Maximale Auslastung (Stunde 8, Tag 1) der kalorischen Kraftwerke im Szenario Ausfall der Erdgasversorgung im Basisjahr (Standardlast)

Bezeichnung	Marienhütte	FHKW Mellach	FHKW Graz
Auslastung	100%	100%	28%

Um die Wärmeversorgung der Erdgaskunden zu gewährleisten, würden alternative Heizgeräte (i.d.R. elektrisch betriebene Heizgeräte) zum Einsatz kommen müssen. In dem Fall, dass die Gasthermen vollständig durch elektrische Heizstrahler kompensiert werden, würde die verbrauchte elektrische Energie von 14.755 MWh auf 62.625 GWh ansteigen, die elektrische Spitzenlast von 360 MW auf 538 MW.

4.3.2.1.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Entsprechend den betrachteten Verbrauchsszenarien (siehe Abschnitt 3.4.3) würde - durch den angenommenen Rückgang des Erdgasverbrauchs - die Unterversorgung bei den Erdgaslieferungen bis zum Jahr 2050 auf 27,6 GWh/Woche zurückgehen.

Im Gegenzug steigt der Anteil der Fernwärme und zugleich der Fernwärmeverbrauch in Graz bis 2050 stetig an. Somit wäre bei einem Ausfall der Erdgasversorgung - und derselben Versorgungsstruktur - die Auslastung der Kraftwerke in den Jahren 2030,

2030 und 2050 höher als im Referenzjahr. Damit steigt die Auslastung des FHKW Graz auf bis zu 50% an (siehe Tabelle 19).

Tabelle 19: Maximale Auslastung (Stunde 8, Tag 1) des Kraftwerkes FHKW Graz in den Jahren 2020, 2030, 2050 (Standardlast)

Jahr	2020	2030	2050
Auslastung	39%	50%	50%

4.3.2.2 Gezielte Unterversorgung

4.3.2.2.1 Basisjahr

Eine gezielte Unterversorgung würde bewirken, dass die Unterversorgung bei Erdgas von 39,5 GWh auf 15,9 GWh/Woche sinkt. Weiters bewirkt die Lastreduktion eine geringere Auslastung der fernwärmeproduzierenden Kraftwerke (siehe Tabelle 20). Es zeigt sich dabei, dass sich die beiden von ihrer Wärmeleistung her ähnlich großen Heizkraftwerke Mellach und Graz in einem solchen Fall gegenseitig ersetzen könnten.

Tabelle 20: Maximale Auslastung (Stunde 8, Tag 1) der kalorischen Kraftwerke im Szenario Gasausfall im Basisjahr (gezielte Unterversorgung)

Bezeichnung	Marienhütte	FHKW Mellach	FHKW Graz
Auslastung	100%	100%	10%

Auch in dem Fall, dass alle Erdgasendkunden bei der gezielten Unterversorgung auf elektrische Heizstrahler umsteigen, können die modellierten Kraftwerke die Versorgung sicherstellen.

Abbildung 29 zeigt die Belastung des elektrischen Netzes bei der Standardlast (links) und der gezielten Unterversorgung (rechts). Wie zu erkennen ist, sinkt die Belastung des elektrischen Netzes und der Bezug aus dem Übertragungsnetz im Fall der gezielten Unterversorgung erheblich.

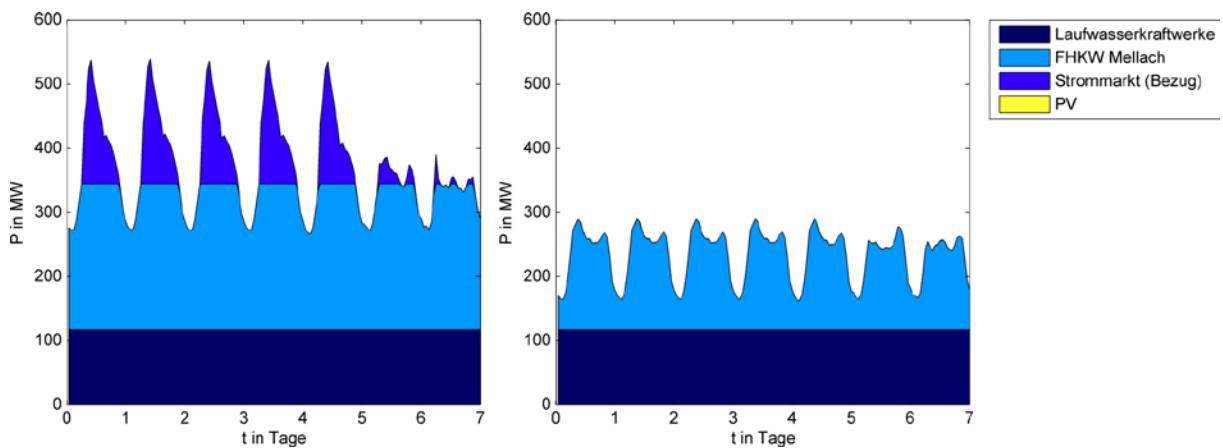


Abbildung 29: Einspeisung in das elektrische Verteilnetz nach Energieträger im Basisjahr (links: Standardlast, rechts: gezielte Unterversorgung)

4.3.2.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch die Reduktion des zukünftigen Gasverbrauchs fällt die Unterversorgung mit Erdgas bei einem Ausfall der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2050 auf 11,1 GWh/Woche ab.

Der Fernwärmeverbrauch steigt in den betrachteten Szenarien bis 2050 hingegen stetig an. Somit ist bei einem Ausfall der Erdgasversorgung und derselben Versorgungsstruktur die Auslastung der Kraftwerke höher als im Referenzjahr. Damit steigt in der Modellierung auch die Auslastung des FHKW Graz von 10% im Referenzjahr auf 32% an (siehe Tabelle 21).

Tabelle 21: Maximale Auslastung (Stunde 8, Tag 1) des Kraftwerkes FHKW Graz in den Jahren 2020, 2030, 2050 (Standardlast)

Jahr	2020	2030	2050
Auslastung	21%	32%	32%

4.3.3 Übertragungsnetzausfall

4.3.3.1 Basisjahr

In diesem Szenario wird der Fall betrachtet, dass Graz vom elektrischen Übertragungsnetz abgeschnitten wird. Die Stromversorgung könnte trotz des Leitungsausfalls aufrechterhalten werden, da die elektrische Energieversorgung durch die LWKW und GuD Anlagen sichergestellt werden kann. Die GuD Anlagen könnten die Versorgung sogar zur Gänze alleine sicherstellen. Es werden jedoch im Modell - wie auch in Praxisbetrieb - die günstigeren LWKW bevorzugt als Grundlastkraftwerke eingesetzt.

Die elektrische Spitzenlast in der modellierten Winterwoche beträgt lediglich 360 MW, obwohl mit den stadt eigenen Erzeugungsanlagen bis zu 1.413,35 MW (GuD: 1.296 MW und LWKW: 117,35 MW) elektrische Leistung bereitgestellt werden können.

4.3.3.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Auch in den Jahren 2020 bis 2050 ist es möglich, die elektrische Energieversorgung selbst in dem Fall sicherzustellen, dass es zu einem Übertragungsnetzausfall kommt.

Zusätzlich werden aufgrund der Neuerrichtung von Wasserkraftwerken zukünftig zusätzliche Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen [8–10, 41]. Diese sind (in Klammer jeweils deren Nennleistung und geplante Fertigstellungstermin):

- Puntigam (16,3 MW, Jahr 2015)
- Gratkorn (11 MW, Jahr 2017) und
- Stübing (12 MW, Jahr 2020)

Diese zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten erhöhen die Sicherheit der elektrischen Energieversorgung noch weiter.

4.3.4 Ausfall der Fernwärmetransportleitung Graz – Mellach/Werndorf (Südleitung)

4.3.4.1 Basisjahr

In diesem Szenario wird ein Ausfall der Fernwärmetransportleitung Graz – Mellach/Werndorf (Südleitung) untersucht, welche die in den Erzeugungsanlagen im Süden anfallende Wärme in das Grazer Fernwärmenetz einspeist. In diesem Szenario wären die Wärmelieferungen von folgenden Erzeugungsanlagen unterbrochen:

- FHKW Thondorf (Punkt 1),
- FHKW Mellach (Punkt 2),
- GDK Mellach (Punkt 2),
- Werndorf-Neudorf 1 (Punkt 2) und
- Werndorf-Neudorf 2 (Punkt 2).

Abbildung 30 zeigt das Grazer Fernwärmenetz und deutet den Leitungsausfall im Süden von Graz an. Weiters zeigt es die beiden Standorte der Erzeugungsanlagen (Punkt 1 und 2).

Durch die hohe Konzentration der Wärmeerzeugungsanlagen wirkt sich der Ausfall dieses Knotens erheblich auf die Wärmeversorgung der Stadt Graz aus. Die Fernwärmeversorgung >306 MW kann, wie in der Abbildung 31 zu sehen ist, durch das Fernheizkraftwerk Graz und die Abwärme aus der Marienhütte knapp nicht mehr sichergestellt werden. Es fehlt eine thermische Spitzenleistung von 13 MW, sodass es in der Morgenspitze zu Ausfällen kommen kann. Die Spitzenleistung von >306 MW wird allerdings nur in sehr kalten Winterwochen erreicht.

Rein rechnerisch könnte der beim FHKW Graz vorhandene Fernwärmespeicher diese relativ geringe Unterdeckung während der Morgenspitze überbrücken. Die Speicherkapazität von 100 MWh wäre grundsätzlich dazu ausreichend, obwohl der Speicher – im Vergleich zu den meisten anderen Fernwärmespeichern in Österreich – sehr klein ist. Es wird davon ausgegangen, dass eine solche Betriebsweise durch die hydraulische Verschaltung am Standort unterstützt wird. Dies wäre jedoch noch zu verifizieren bzw. etwaige Beschränkungen im Detail zu untersuchen.

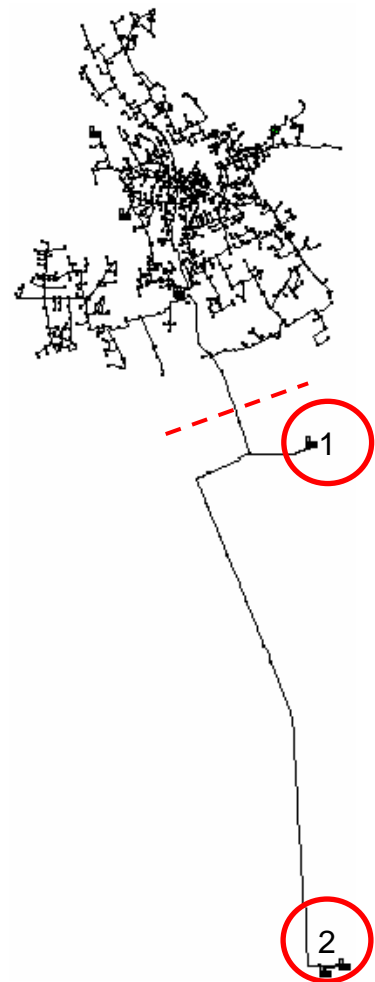


Abbildung 30: Grazer Fernwärmesystem [33] mit angedeutetem Leitungsausfall

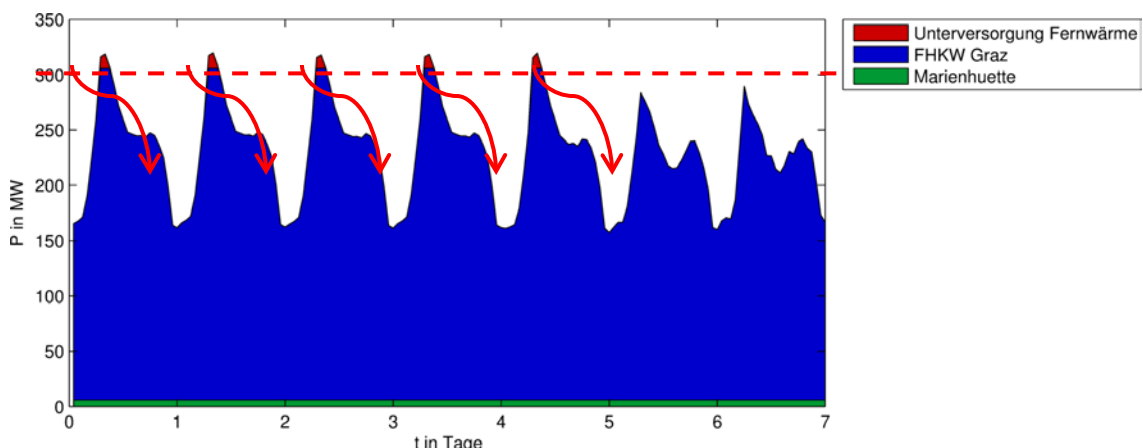


Abbildung 31: Fernwärmeproduktion nach Erzeugungsanlagen beim Ausfall der Fernwärmetransportleitung im Basisjahr (rot: Unterversorgung)

Auf die elektrische Energieversorgung wirkt sich der Ausfall dieses Knotens dahingehend aus, dass über das übergelagerte elektrische Versorgungsnetz ein höherer Anteil an elektrischer Energie bezogen werden muss.

4.3.4.2 Zukünftige Entwicklung (2020 – 2050)

Durch den Anstieg des Fernwärmeverbrauchs steigt auch die Abhängigkeit von der Fernwärmeleitung aus dem Süden von Graz. So würde die fehlende Wärmeleistung im gleichen Szenario im Jahr 2050 bereits auf 78 MW ansteigen. Die Abbildung 32 zeigt die Entwicklung der Unterversorgung vom Basisjahr bis zum Jahr 2050.

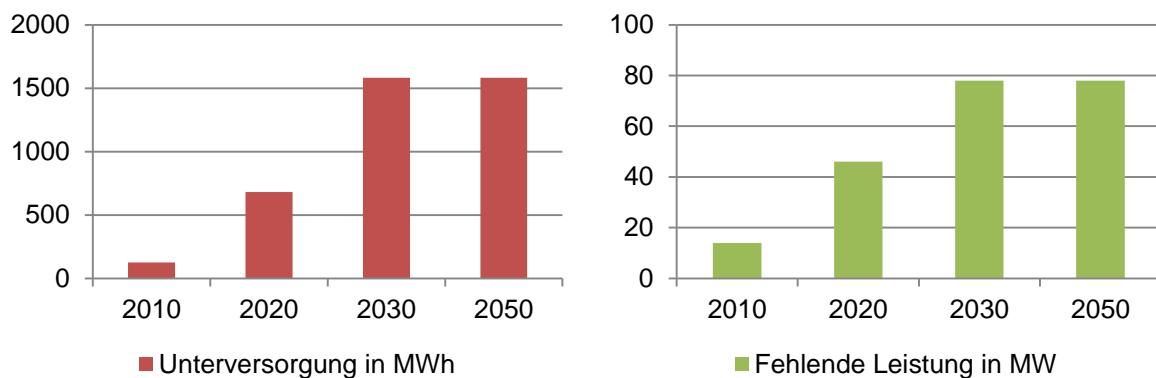


Abbildung 32: Entwicklung der Unterversorgung beim Ausfall der Fernwärmetransportleitung Graz – Mellach/Werndorf

4.3.5 Ausfall des FHKW Graz

4.3.5.1 Basisjahr

In diesem Szenario wird der Ausfall des Fernheizkraftwerkes Graz betrachtet. Eine weitere Annahme in diesem Szenario ist, dass die von der Verbund AG bereits angekündigte Kraftwerksschließung [42] auch tatsächlich durchgeführt wird. Dazu wurde im Modell angenommen, dass die Erzeugungs- und Speicheranlagen:

- GDK Mellach
- Werndorf-Neudorf 1 (bereits konserviert)
- Werndorf-Neudorf 2

zukünftig nicht mehr in Betrieb sind.

Die Auswirkungen des Ausfalls des FHKW Graz sind in Abbildung 33 dargestellt. Die Darstellung zeigt, dass die Kapazitäten der FHKW Mellach und Thondorf in einer typischen Winterwoche nicht mehr ausreichend sind, um die Fernwärmelast zu

decken. Pro Woche ergibt sich damit eine Unterversorgung von 846 MWh, die fehlende Leistung in den Morgenspitzen beträgt 51 MW.

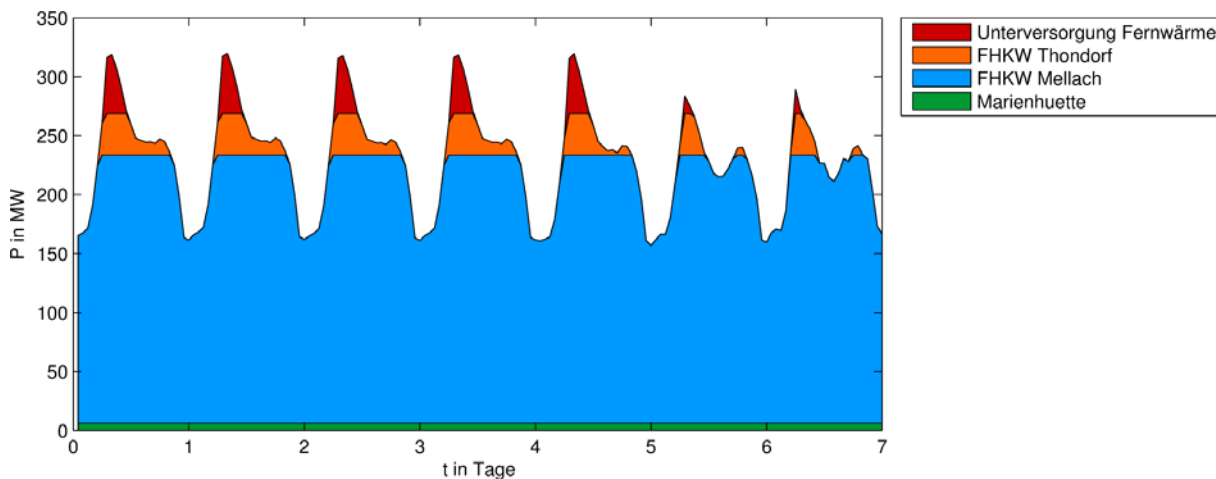


Abbildung 33: Einspeisung in das Fernwärmesystem Graz nach Erzeugungsanlagen im Basisjahr (rot: Unterversorgung)

Die Versorgungssituation könnte durch ein (neues) Heizwerk mit einer Nennleistung von mindestens 51 MW bzw. einer Wiederaufnahme des Teilbetriebs der geschlossenen Anlagen in Mellach oder Werndorf-Neudorf entspannt werden. Eine weitere Alternative wäre ein (zusätzlicher) Wärmespeicher mit einer Kapazität von mindesten 130 MWh. Falls hingegen der Wärmespeicher am Standort FHKW Graz - trotz Ausfall der dortigen Anlage - betrieben werden könnte⁶, reicht eine Erweiterung um 30 MWh aus, um den Ausfall des FHKW Graz zu kompensieren.

4.3.5.2 Zukünftige Entwicklung (2020 bis 2050)

Durch den Anstieg des Fernwärmeverbrauchs in den angenommenen Verbrauchsszenarien steigt auch die Abhängigkeit vom FHKW Graz. Die potentiell fehlende Wärmeleistung steigt bis in das Jahr 2050 auf 115 MW an. Abbildung 34 zeigt die Entwicklung der Unterversorgung vom Basisjahr bis zum Jahr 2050.

⁶ Dies impliziert sowohl die Möglichkeit der Speicherauffüllung, als auch dessen Entladung.

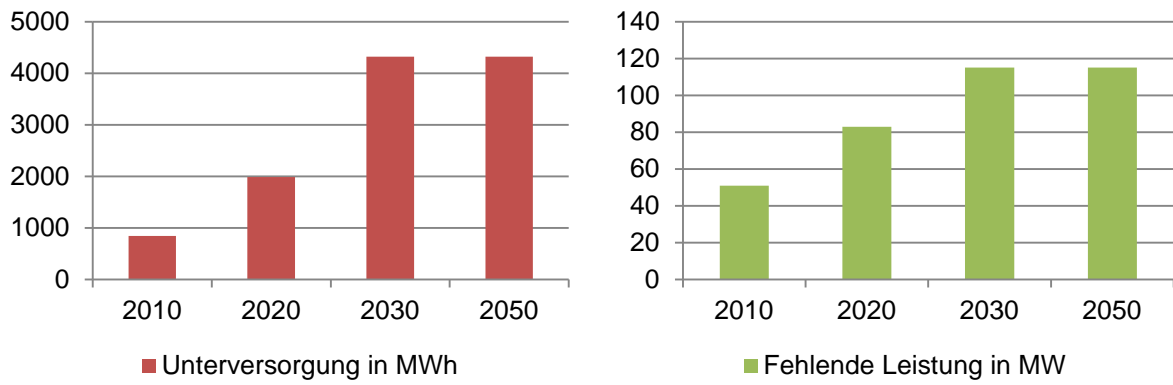


Abbildung 34: Entwicklung der Unterversorgung beim Ausfall des FHKW Graz

5 Schlussfolgerung und Ausblick

In den vorherigen Abschnitten wurden die bezüglich der zu untersuchenden urbanen Ballungsräume Linz, Graz und Salzburg durchgeführten Modellierungen und Szenarienanalysen detailliert beschrieben. Dabei konnte gezeigt werden, wie unterschiedlich die Verletzlichkeit der Energiesysteme in den drei Städten jeweils ist, bedingt durch die jeweils unterschiedlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. Kraftwerks- oder Leitungskapazitäten, und das jeweilige Maß an Unterversorgung in unterschiedlichen Szenarien ermittelt.

Darauf aufbauend wurde analysiert, wie sich die Verletzlichkeit der jeweiligen Energiesysteme bzw. das Ausmaß der Unterversorgung bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus (bis 2050) verändert, sofern keine zusätzlichen Infrastrukturausbauoptionen gesetzt werden. Dabei zeigten sich erhebliche strukturelle Unterschiede. So nimmt etwa bei Anlagenausfällen in Graz die Unterversorgung immer stärker zu, während etwa in den Städten Linz und Salzburg das Gegenteil zu beobachten ist.

So ließe sich zwar durch den Ausbau paralleler (redundanter) Erzeugungs- und Leitungsinfrastrukturen die Versorgungssicherheit deutlich erhöhen. Aus wirtschaftlicher Sicht sind jedoch ein redundanter Betrieb bzw. die Errichtung von unterschiedlichen, parallel geführten (Verteil-)Netzen oder redundanter Erzeugungskapazitäten kritisch zu hinterfragen. Des Weiteren existiert eine Vielzahl an dezentralen Infrastrukturausbauoptionen im Bereich der Energieerzeugung und -speicherung. Zu diesen zählen sowohl klassisch befeuerte Anlagen, als auch regenerative.

In der nachfolgenden Arbeit Deliverable 4 [13] werden darauf aufbauend unterschiedliche Infrastrukturausbauoptionen in Hinblick auf unterschiedliche Bedrohungsszenarien miteinander verglichen. Die jeweiligen Infrastrukturausbauoptionen werden dabei diesbezüglich in Erzeugungs- und Speicheranlagen aufgeteilt und zunächst separat betrachtet und analysiert, bevor eine Gesamtschau vorgenommen wird.

Darauf aufbauend werden Bewertungsfunktionen entwickelt, welche eine Reihung der möglichen Infrastrukturoptionen ermöglicht. Die Parameter dieser

Bewertungsfunktionen sind die Erhöhung der Versorgungssicherheit, die Folgen eines Ausfalls der jeweiligen Anlagen und deren Brennstoffabhängigkeit.

Die Ergebnisse der Bewertungsfunktionen werden anschließend geordnet. Diese Reihung gibt einen quantitativen Ausblick, welche Technologien eine Unterversorgung⁷ bestmöglich reduzieren können. Es ist dabei jedoch anzumerken, dass in der Realität meist eine Kombination aus verschiedenen Erzeugungs- und Speichertechnologien die zielführendste Option sein wird.

⁷ Bezüglich der in dieser Arbeit definierten Szenarien.

6 Referenzen

- [1] AIT, "Linz2050: Smart City Linz-A High Level Approach Towards An Integrated Energy Vision 2050, Roadmap 2020 and Action Plan 2015," Jun. 2012.
- [2] Almbauer, "Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs: Überarbeitung 2008," TU Graz, 2008.
- [3] APA, *Fernwaerme Ausfall: 10000 Salzburger Haushalte waren elf Stunden ohne Heizung.* Available: <http://derstandard.at/1328162538454/Fernwaerme-Ausfall-10000-Salzbürger-Haushalte-waren-elf-Stunden-ohne-Heizung> (05.2014).
- [4] K. Baumann-Stanzer, "Qualitätsprüfung, Verifikation und Anwendung von Windprofilerdaten in Österreich," Dissertation, Universität Wien, 2003.
- [5] BGW, "Praxisinformation P 2006 / 8 Gastransport / Betriebswirtschaft: Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden," Bonn, 2006.
- [6] P. Biermayr, M. Eberl, R. Ehrig, und H. Fechner, "Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2012: Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen," 2013.
- [7] E-Control, "Sonstige Marktregeln - Kapitel 6: Zählwerte, Datenformate, Standardisierte Lastprofile,"
- [8] Energie Graz GmbH & Co KG, "Geschäftsbericht 2010," Graz, Jan. 2011.
- [9] Energie Graz GmbH & Co KG, "Geschäftsbericht 2013," Graz, Jan. 2014.
- [10] Energie Steiermark AG, "Konzernbericht 2013," Graz, Jan. 2014.
- [11] European Energy Exchange AG, *Market Data - Power.* Available: <http://www.eex.com/en/market-data/power> (2014, Jun. 05).
- [12] D. Fathe-Gottinger and S. Stumpner, "Geschäftsbericht 2012: Der aufs Maximum reduzierte Geschäftsbericht der Linz AG 2012," Jan. 2013.
- [13] A. Fleischhacker, G. Lettner, und R. Hinterberger, "ENERGY RISKS IN CITIES Deliverable 4: Synthese der Ergebnisse, Reihung verschiedener Infrastrukturausbauoptionen und Systemlösungen aus der Sicht der Energieversorgungssicherheit in unterschiedlichen Bedrohungsszenarien," Jun. 2014.
- [14] Fraunhofer ISE, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," Nov. 2013.
- [15] Hochschule Mannheim, "Solarstrahlung," Hochschule Mannheim, Institut für Energie- und Umwelttechnik, Apr. 2006.

- [16] U. Höpflinger and H. Vock, "Strukturdaten Stadt Salzburg 2011: Politischer Bezirk Salzburg (Stadt)," Stadt Salzburg, Sep. 2011.
- [17] O. Kalab, "Standardisierte Lastprofile," Wirtschaftskammer OÖ, 2006.
- [18] Land Salzburg, "Regionaler Klimaüberblick,"
- [19] G. Lettner, A. Fleischhacker, und R. Hinterberger, "ENERGY RISKS IN CITIES Deliverable 2: Systematisierung der Wechselwirkungen zwischen den (Verteil-)Netzen zur Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen im Kontext der Energieversorgungssicherheit und Implementierung der (Verteil-)Netz-Bewertungsmatrix hinsichtlich unterschiedlicher Bedrohungsszenarien in den ausgewählten urbanen Ballungsräumen," Feb. 2014.
- [20] Linz AG, "Biomasse: Strom aus Wärme der Natur," Oct. 2004.
- [21] Linz AG, "Fernheizkraftwerk Linz-Mitte Neu," Oct. 2004.
- [22] Linz AG, "Fernheizkraftwerk Linz-Süd," Jan. 2006.
- [23] Linz AG, "Das Reststoffheizkraftwerk der LINZ AG: Sinnvoller Umgang mit Ressourcen," May. 2009.
- [24] Linz AG "Die Kraftwerke der LINZ AG: Effiziente, umweltschonende Energieerzeugung," Aug. 2013.
- [25] Magistrat der Landeshauptstadt Linz, Stadtforschung, "Lufttemperaturen, Niederschläge, Sonnenscheindauer,"
- [26] H. Pauli, "Erfahrungen aus dem Betrieb eines Fernwärmespeichers in Kombination mit Kraft Wärme Kopplung am Beispiel der Linz Strom GmbH: Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke," Graz, Jun. 2012.
- [27] Pavlovec, "Betreiberunabhängige Analyse der Bedarfsentwicklung und Bedarfsdeckung in der Fernwärmeversorgung der Stadt Graz: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse," Feb. 2009.
- [28] A. Podesser, "Klimaatlas Steiermark: 7.4 Durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Jahr (1996-2000),"
- [29] J. Reithofer, "smart city salzburg: from pioneering work to a holistic energy and climate protection master plan," Jul. 2012.
- [30] Salzburg AG, "Heizkraftwerke und Heizwerke: Wärme und Strom," Salzburg AG, Jul. 2011.
- [31] Salzburg AG, "Erneuerbare Wärme und Strom: Energie, die nachwächst," Salzburg AG, Dec. 2012.
- [32] Salzburg Wiki, *Wärmespeicher Heizkraftwerk Nord*. Available: http://www.salzburg.com/wiki/index.php/W%C3%A4rmespeicher_Heizkraftwerk_Nord (05.2014).
- [33] P. Schlemmer, "Wärmeaufbringung und Wärmeverteilung in Graz: Fernwärmetage 2011, Graz," Apr. 2011.

- [34] SoDA, *Time Series of Solar Radiation Data*. Available: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_free_eng.php (05.2014).
- [35] Stadt Salzburg, "Energiebericht 2010: Smart City Salzburg - Grundlagen für eine zukunftsfähige Energie- und Klimaschutzpolitik," 2012.
- [36] Statistik Austria, *STATcube — Statistische Datenbank von Statistik Austria*. Available: <http://statcube.at/statistik.at/ext/superweb/login.do> (05.2014).
- [37] M. Strebl, "OPTRES: Energieraumplanung in der Stadt Salzburg," Mar. 2013.
- [38] Umweltamt Stadt Graz, "Ausbaupotential für Fernwärme in Graz: Kurzbericht und Vergleich mit der Studie vom Mai 2005," May. 2010.
- [39] Umweltamt Stadt Graz, "Kommunales Energie- und Klimaschutzkonzept Graz 2020 (KEK Graz 2020): Zwischenbericht April 2011," Apr. 2011.
- [40] VDEW, "Repräsentative VDEW-Lastprofile: M-28/99,"
- [41] Verbund, *Unsere Kraftwerke*. Available: <http://www.verbund.com/pp/de/> (2013, Dec. 01).
- [42] Verbund, *VERBUND: Entscheidung über thermisches Kraftwerksportfolio*, 2014.
- [43] Viessmann, "Planungshandbuch: Solarthermie," Nov. 2008.
- [44] WindFinder.com, *Wind- & Wetterstatistiken Linz Flughafen*. Available: <http://de.windfinder.com/windstatistics/linz> (05.2014).