

Projekt NACH ASPERN

Gesamtenergiekonzept

Empfehlungen und Basisinformationen zur Bearbeitung energetischer Kriterien für die Stadtentwicklung

Autoren

Olivier Pol
Salahaldin Shoshtari

Revision

Edith Haslinger

Wien, 6. Mai 2010

1. Zusammenfassung	4
2. Einleitung	6
2.1. Ziele der Arbeit und Herausforderungen.....	6
2.1.1. Ziele	6
2.1.2. Herausforderungen	6
2.1.3. Begrenzungen: Nicht-Ziel der Arbeit	7
2.2. Methode, Datengrundlage und Annahmen	9
3. Gesamtenergiekonzept: Empfehlungen an den Stadtteilentwickler.....	11
4. Erfassung der Energiepotenziale: technisches Potenzial	16
4.1. Solarthermie und Photovoltaik	17
4.1.1. Photovoltaik	17
4.1.2. Solarthermie.....	21
4.1.3. Gesamterträge	21
4.2. Windenergie	23
4.2.1. Windkraftanlagen im großen Leistungsbereich (>100 kW)	23
4.2.1.1 Analyse in Bezug auf das urbane Energiekonzept	23
4.2.1.2 Ertragsberechnung	24
Anlagenanzahl und -größe.....	24
Berechnung der spezifischen Erträge in Bezug auf die Rotorfläche	25
4.2.2. Windkraftanlagen im kleinen Leistungsbereich (<10 kW)	28
4.3. Tiefe Geothermie	29
4.4. Wärme bzw. Kälte aus dem Abwasserkanal.....	30
4.4.1. Berechnung der minimalen Abwassermengen.....	30
4.4.2. Berechnung des thermischen Potenzials	32
4.4.3. Grenzen bei der Umsetzung.....	33
4.5. Biogaserzeugung	34
5. Erfassung der Energiepotenziale: ökonomische Aspekte.....	35
5.1. Erneuerbare Energietechnologien mit serienmäßiger Herstellung	35
5.2. Bedarfsorientierte und situationsabhängige erneuerbare Energietechnologien	36
6. Prognostizierter Gesamtenergiebedarf	37
6.1. Strukturdaten.....	37
6.2. Spezifische Endenergiebedarfsdaten	38
6.2.1. Wärme	38
6.2.2. Kühlenergie.....	38
6.2.3. Strom	39
6.3. Gesamter Endenergiebedarf.....	40
6.3.1. Endenergiebedarf nach Block und Szenario	40
6.3.2. Machbarkeit eines Fernwärmenetzes.....	48
6.3.2.3 Berechnung der Wärmebedarfsdichte	48
6.3.2.4 Berechnung der Wärmebelegung	50
6.3.2.5 Primärenergetische Betrachtung.....	51
6.3.3. Machbarkeit eines Fernkältenetzes	52
6.3.3.1 Rahmenbedingungen und Annahmen zur Berechnung.....	52
Berechnungsmethode	52
Annahmen zu den Hauptparametern	53
6.3.3.2 Ökonomische Betrachtung.....	53
Fernkälte Süd (Bauphase 1)	53
Fernkälte Nord (Bauphase 2).....	57
6.3.3.3 Primärenergetische Betrachtung.....	58
6.3.3.4 Definition von Zielgebieten	60
6.3.4. Endenergetische Betrachtung: Überblick	62
7. Szenarienvergleich	63
8. Sensitivitätsanalyse des Gesamtenergiekonzeptes.....	68
8.1. Änderung der Nutzungsmischung: Einfluss auf die Machbarkeit eines Fernkältenetzes (Fernkälte Süd).....	68
8.2. Erweiterung der Fernkälte Süd	73
9. Schlussfolgerungen	76
Abbildungsverzeichnis.....	77
Tabellenverzeichnis	78
Literaturverweise	80
Danksagung	83

1. Zusammenfassung

Das Energiekonzept für die Seestadt Aspern hat zum Ziel, ambitionierte Energieperformancestandards in den Gebäuden zu erreichen. Zu diesem Zweck werden Mindestanforderungen für den Heizwärmebedarf und den außeninduzierten Kühlbedarf definiert, die ambitionierter als die Anforderungen der OIB-Richtlinie 6 ab 2010 sein sollen. Auch der Strombedarf soll niedrig gehalten werden, obwohl es für den Nachweis des Strombedarfs keine Richtlinie gibt.

Zur Bestimmung der aus primärenergetischer und ökonomischer Sicht am besten geeigneten Energieversorgungsinfrastruktur wird das technische und das ökonomische Potenzial verschiedener Energieerzeugungs- und Verteilungstechnologien analysiert. Da der Entwicklungsstand verschiedener Technologien unterschiedlich ist und der notwendige Aufwand zur Analyse über deren möglichen Einsatz in der Seestadt Aspern sehr von den bisherigen internationalen Erfahrungen mit diesen Technologien bzw. von der Anzahl an Demonstrationsprojekten abhängig ist, ist die Analysentiefe für jede Technologie unterschiedlich. Die getroffenen Aussagen und Empfehlungen sind im Kontext der zu Beginn der Studie gegebenen Rahmenbedingungen (Kennzahlen wie Primärenergiefaktoren, spezifische Ertrags- und Bedarfswerte, sowie planerische Vorgaben) zu sehen.

Thermische urbane Energieverteilungstechnologien (Fernwärme bzw. -Kälte) erscheinen für die Seestadt Aspern empfehlenswert, weil trotz des niedrigen spezifischen Energiebedarfs die relativ hohe Siedlungsdichte günstige Rahmenbedingungen für den Einsatz von Fernwärme- und Kältenetzen schafft (ausreichend hohe Wärme- bzw. Kältebelegung). Der Anschluss an das Fernwärmenetz sollte wenn möglich allen Gebäuden angeboten werden; niedrige Verteilungstemperaturen werden dabei empfohlen (Netzvorlauftemperatur bei 60°C). Alternativ zur Fernwärme werden individuelle, dezentrale Systeme nur dann attraktiv, wenn der Primärenergiebedarf des Objektes (nicht-erneuerbarer Anteil) niedriger ist als im Referenzfall mit Fernwärmeversorgung. Eine Fernkälteversorgung ist für zwei Zielgebiete in der Seestadt Aspern zu empfehlen. Die primärenergetischen Vorteile sowie die ökonomische Machbarkeit des Fernkältenetzes, auch im Fall eines niedrigen Kältebedarfs (Zielszenario), sind gegeben. Wie bei der Fernwärme werden individuelle dezentrale Systeme nur dann attraktiv, wenn der Primärenergiebedarf des Objektes (nicht-erneuerbar Anteil) niedriger ist als im Referenzfall mit Fernkälteversorgung.

Lokal vorhandene Energieressourcen sollen in der Seestadt Aspern verstärkt genutzt werden. Hinsichtlich der Dach- und Fassadenflächenwidmung für aktive Solarenergiesysteme ergibt sich eine Präferenz für Photovoltaiksysteme. Diese Empfehlung basiert auf primärenergetischen Betrachtungen auf Stadtteilebene. Solarthermische Kollektoren werden bei einem wie auch immer begründeten Wegfall der Fernwärme empfohlen, und wenn der Primärenergiebedarf des Objektes niedriger als bei einer Variante mit Fernwärmeanschluss ist. Die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaiksystemen ist langfristig – aufgrund der fallenden Preise der Photovoltaiktechnologie – sogar steigend zu bewerten: ein Aspekt, der bei langfristigen Projekten wie dem Entwicklungsprozess der Seestadt Aspern (bis ca. 2025) von besonderer Relevanz ist. Die thermische Nutzung von tiefen Geothermieressourcen ist ebenso empfohlen und würde der Seestadt Aspern ermöglichen, ihren thermischen Energiebedarf zur Gänze abzudecken. Diese Technologie muß jedoch als Teil des Wiener Wärmeversorgungskonzeptes zu sehen, weil die Anlage in das städtische Fernwärmenetz einspeisen würde. Die theoretische Energiebilanz für die Seestadt Aspern (unter Berücksichtigung der physikalischen bzw. geographischen Grenzen des Flugfeldes Aspern als Systemgrenze) sieht zwar eine Deckung des thermischen Energiebedarfs zu 100 % über erneuerbare Energiequellen (Geothermie) vor; in der Praxis soll aber mit dem Primärenergiefaktor der Wiener Fernwärmeversorgungsinfrastruktur gerechnet werden.

Zur Erstellung des Energiekonzeptes wurden zusätzliche Energietechnologien untersucht, die aber aus verschiedenen Gründen (Marktreife der Technologie, Kosten, Inkompatibilität des Umsetzungsplans mit dem Gesamtprojektablauf...) nicht als vorrangig eingestuft werden können. Urbane Windkraftanlagen können in verschiedenen Demonstrationsprojekten integriert werden, wenn es die lokalen gesetzlichen (Bewilligung der lokalen Behörde) und technischen (detaillierte Windströmungsanalyse notwendig) Rahmenbedingungen ermöglichen. Grundwassernutzung, eventuell in Kopplung mit Wärmepumpen, kann auch in einzelnen Bauprojekten und unter der Bedingung einer behördlichen Bewilligung vorgesehen werden. Dabei sind auch die primärenergetischen Vorteile gegenüber einer Fernwärme- bzw. Fernkälteversorgung nachzuweisen. Eine zentrale thermische Nutzung von Abwasser als Wärmesenke bzw. -quelle ist zwar technisch umsetzbar, ist aber mit dem Umsetzungsproblem konfrontiert, dass erst nach Fertigstellung der

Seestadt Aspern das volle Potenzial vorhanden sein wird (maximale Abwassermengen), und dafür die Investitionen in die Infrastruktur sehr früh erfolgen sollten. Die ersten Erfahrungen mit Biogasgewinnung aus Schwarzwasser und Küchenabfällen zeigen, dass die Technologie zwar einsetzbar ist, in mancher Hinsicht aber noch großer Entwicklungsbedarf, z. B. bei der Methanextraktion, besteht. In diesem Sinn können zwar Demonstrationsprojekte in der Seestadt Aspern umgesetzt werden, die Technologie ist aber nicht als Standbein der lokalen Energieversorgungsinfrastruktur zu sehen. Die Erzeugung elektrischer Energie aus der tiefen Geothermie mittels ORC-Prozesses sollte Ziel einer eigenen Machbarkeitsstudie werden. Dabei ist es schwierig, konkrete, ökonomische Erkenntnisse aus den z. B. in Österreich realisierten Anlagen zu ziehen, weil alle Projekte sehr unterschiedliche Rahmenbedingungen aufweisen. Bei der Geothermie ist auch zu berücksichtigen, dass aufgrund der niedrigen Quellentemperaturen (120°C) die Kondensationswärme nicht direkt in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann, sondern in die Umgebung oder für Niedertemperaturanwendungen abgeführt werden muss. Große Windkraftanlagen sind berücksichtigt worden, obwohl sie nicht direkt das lokale Energiekonzept, sondern das kleinregionale Energiekonzept beeinflussen. Verschiedene Standorte in der Nähe des Flugfeldes Aspern und außerhalb der Wohngebiete bieten ein hohes Potenzial für größere Windkraftanlagen.

Die Umsetzung des Energiekonzeptes benötigt einen hohen Koordinationsaufwand zwischen einzelnen Bauträgern und deren Planungsteams, dem lokalen Fernwärme- bzw. Fernkältenetzbetreiber und dem Stadtteilentwickler. Die Erkenntnisse und Empfehlungen aus der hier präsentierten Arbeit sind in die Definition von energetischen Kriterien eingeflossen, und hier vor allem für die Anforderungen, die in den verschiedenen Bauprojektphasen von den Bauträgern erfüllt werden sollen. Die verschiedenen geforderten Nachweise haben das Ziel, die energetische Anforderungen sowie die einzelnen Gebäudeenergiekonzepte kohärent in das Gesamtenergiekonzept zu integrieren. Nur damit kann die Chance aufgegriffen werden, ein integriertes und abgestimmtes Energiekonzept auf Stadtteilebene umsetzen zu können.

2. Einleitung

2.1. Ziele der Arbeit und Herausforderungen

2.1.1. Ziele

Ziel der Arbeit und Inhalt dieses Berichtes ist die Entwicklung und Beschreibung eines Gesamtenergiekonzeptes für die ‚Seestadt Aspern‘. Das Energiekonzept basiert auf einer optimierten und an den Bedarf angepassten Energieversorgungsstrategie für den neuen Stadtteil. Anhand der gewonnenen Erkenntnisse wird eine Reihe von Empfehlungen an den Stadtteilentwickler formuliert, die als „Energiamasterplan“ dienen. Der Schwerpunkt des Gesamtenergiekonzeptes liegt in der Reduzierung der Emissionen und der externen Energieversorgung.

Dafür sind folgende Fragen zu beantworten. Die entsprechenden Antworten sind als Empfehlungen und somit als Kern des Energiekonzeptes für die Seestadt Aspern zu sehen (siehe 3):

- Ist die Anforderung von ambitionierten Energieperformancezielen im Gebäudebereich noch mit einer leitungsgebundenen thermischen Energieversorgungsinfrastruktur (Fernwärme bzw. -Kälte) kompatibel?
- Gibt es Ziel- bzw. Prioritätsgebiete für bestimmte Energietechnologien? Gibt es insbesondere eine Priorität bei der Dachflächenwidmung für aktive solare Energiesysteme? Da Fernkälte in der Regel nie einen ganzen Stadtteil versorgt, gibt es Zielgebiete für diese Technologie?
- Inwiefern können innovative Energietechnologien in das Energiekonzept integriert werden? Mit welchen Technologien kann man rechnen und was wäre deren Beitrag zur Abdeckung des Gesamtenergiebedarfs?
- Wie können die Empfehlungen, die aus den verschiedenen Berechnungsansätzen und Überlegungen generiert werden, konkret umgesetzt werden? Wie fließen diese Erkenntnisse in den Grundstücksvergabeprozess hinein und wie kann die Umsetzung des Energiekonzeptes unterstützt werden?

Diese Fragen zu beantworten ist Ziel der Erstellung eines lokalen Energiekonzeptes auf Stadtteilebene, damit die Planung der energetischen Infrastruktur kohärent und nachhaltig erfolgen kann. Diese Aufgabe ist aber mit vielen Herausforderungen konfrontiert.

2.1.2. Herausforderungen

Die Herausforderungen bei der Entwicklung von Energiekonzepten auf Stadtteilebene und auf Gebäudeebene sind sehr unterschiedlich. Im Gebäudebereich hat die Energiekonzepterstellung seit den 1990er Jahren an Wichtigkeit gewonnen und konnte insbesondere im Rahmen der integralen Gebäudeplanung eine entscheidende Rolle übernehmen. Bei vielen Bauprojekten ist die Energiekonzepterstellung sogar ein Bestandteil der Planungsausschreibung. Auf Stadtteilebene ist die Systematisierung dieser Tätigkeit (lokale Energieplanung) ziemlich neu¹ und ist mit vielen Herausforderungen verbunden:

- **nicht klar definierte Koordinations- und Umsetzungskompetenz:** im Gebäudebereich ist eindeutig, dass der Bauträger alleine die Entscheidung treffen kann, ob das Gebäudeenergiekonzept bestimmte Anforderungen hinsichtlich Energieeffizienzkriterien erfüllen soll oder nicht. Wenn Energieeffizienz klare Vorteile bringt (niedrigerer Energieverbrauch und niedrigere Energiekosten), ist es leicht vertretbar, dass die Energiekonzeptoptimierung Bestandteil eines baulichen Vorhabens sein soll. Obwohl es nicht gängige Praxis ist, soll auf Stadtteilebene die öffentliche Hand alleine, d. h. die lokalen Behörden der Stadtentwicklungsabteilungen, diese Rolle übernehmen². Bis jetzt waren diese Tätigkeiten sehr selten im Kompetenzbereich dieser Behörde. Vor allem bei kleinen und gängigen Stadtentwicklungsprojekten werden diese Aspekte in vielen Fällen überhaupt nicht berücksichtigt. Dies steht im Widerspruch zu den ambitionierten Klimaschutzzielen, die sich immer mehr Gemeinden unter

¹ Die Grundsätze der lokalen Energieplanung wurden schon in den IEA ECBCS Annexen 7 [Kron et al., 1986], 22 [Jank et al., 1994] and 33 [Jank et al., 2000] beschrieben und analysiert

² Da ist die Situation von privaten und öffentlichen Entwicklungsprojekten, die zwar gesamte Stadtteile betreffen, aber von einem einzigen privaten oder öffentlichen Bauträger durchgeführt wird, nicht berücksichtigt (wie etwa Universitätscampus, Krankenhäuser, Feriendörfer...).

dem Druck der internationalen Konventionen setzen³, vor allem weil städtebauliche Entscheidungen weitgehende zeitliche und räumliche Auswirkungen auf den Energiebedarf und die entsprechenden Emissionen haben. Im Fall von außergewöhnlichen Stadtentwicklungsprojekten, wie etwa bei der Seestadt Aspern, werden alle Entwicklungsaktivitäten an eine speziell gegründete Gesellschaft vergeben, die als Stadtteilentwickler fungiert. Neben den primären Zielen dieser Gesellschaft (Grundstücksvergabe) werden auch alle Tätigkeiten abgewickelt, die mit der Entwicklung des neuen Stadtteils zu tun haben, insbesondere die Erstellung eines lokalen Energiekonzeptes. Diese Tätigkeit muss daher auch dementsprechend budgetiert werden. Da die lokale Energieplanung in der Regel nicht im Rahmen von Städtebauvorhaben abgewickelt wird, fehlen da noch Erfahrungen.

- Hohe **Interdisziplinärität**: diese gehört per Definition zu den notwendigen Kompetenzen bei einem städtebaulichen Vorhaben. Ein breites Wissen über die verschiedenen Zusammenhänge zwischen Kompetenzgebieten (z. B. Technologien) ist dafür Voraussetzung.

- **Unsicherheit bei vielen Parametern**: per Definition gehört auch die Unsicherheit bei vielen Parametern zu den wesentlichen Eigenschaften bei einem städtebaulichen Vorhaben. Im Gebäudebereich bestimmt der Bauherr die detaillierte Gebäudenutzung; er kann und soll auch die Nutzeranforderungen vertreten. Bei einem städtebaulichen Vorhaben gibt ein Masterplan per Definition keine genauen Vorgaben über die möglichen Nutzungen vor, sondern es werden nur Nutzungskategorien definiert (Wohn-, Gewerbebereich...). Das Energiekonzept muss diese Aspekte mit berücksichtigen und mit einer gewissen Flexibilität gestaltet werden.

- **Fehlende standardisierte Planungsverfahren**: es gibt zurzeit kein Planungsverfahren, das die wichtigen Entscheidungen während der Abwicklung eines städtebaulichen Vorhabens unterstützen kann. Wenige Werkzeuge sind zur Zeit vorhanden, die aber noch weiter entwickelt werden sollen, und bis jetzt nur in bestimmten Teststadtteilen und immer im Rahmen von Forschungsprojekten genutzt worden sind [Robinson et al, 2005]. Daher ist hier immer noch großer Forschungsbedarf vorhanden.

- Gleichgewicht zwischen **strikten Planungsvorgaben und Planungsfreiheit**: der Auftraggeber (Stadtteilentwickler) ist mit dem Kompromiss konfrontiert, dass die Formulierung von sehr konkreten und detaillierten Anforderungen an die einzelnen Bauträger und die entsprechenden Planungsteams das Risiko mit sich bringt, dass sich Bauträger für andere Standorte entscheiden können, bei denen wenige Anforderungen vorhanden sind.

- Hoher **Koordinationsbedarf zwischen allen Akteuren**: die Koordination zwischen allen Akteuren ist primär Aufgabe des Stadtteilentwicklers. Die Schwierigkeit dabei liegt in der Tatsache, dass die verschiedenen Akteure nicht daran gewöhnt sind, gemeinsam an einem Stadtentwicklungsprojekt zu arbeiten. In der Regel wird auch je nach Tätigkeitsgebiet mit spezifischen Planungswerkzeugen gearbeitet und es besteht keine Schnittstelle zwischen den verschiedenen Tätigkeitsgebieten.

- **Zeitlicher Verlauf**: wie bei einem Gebäudeprojekt werden Entscheidungen in den verschiedenen Phasen eines städtebaulichen Vorhabens getroffen. Aufgrund der fehlenden Erfahrungen in diesem Bereich ist noch nicht genau bekannt, wann und inwiefern bestimmte Entscheidungen den Energiebedarf des zukünftigen Stadtteils beeinflussen können.

- **Bedarf an neuen Mechanismen** zur Umsetzung eines lokalen Energiekonzeptes: im Gebäudesektor soll ein Gebäude so gebaut werden, wie es die Ausführungspläne beschreiben. Im Rahmen eines städtebaulichen Vorhabens soll das Energiekonzept auch Mechanismen für die Umsetzungsphase vorsehen, wie die einzelnen Maßnahmen umgesetzt werden können, um auch gegebenenfalls Anpassungen zu akzeptieren oder auch neue Komponenten zu integrieren.

2.1.3. Begrenzungen: Nicht-Ziel der Arbeit

Aufgrund des limitierten Budgets zur Realisierung dieser Arbeit und des Zeitplans des Projektes NACH ASPERN in Bezug auf den Zeitplan des gesamten städtebaulichen Vorhabens sind bestimmte Aspekte bewusst nicht untersucht worden:

- Da der Masterplan schon vorhanden war, sind bewusst keine detaillierten Untersuchungen zu theoretischen Variationen von Masterplaneigenschaften (vor allem die Nutzungsmischung aber auch die Dichtenverteilung und Baufeldmorphologie) gemacht worden. Es ist nur eine Sensitivitätsanalyse in dieser Hinsicht durchgeführt worden. Alles Weitere wäre über die Projektziele hinausgegangen.

- Weiters konnten auch bestimmte Technologien nicht weiter untersucht werden. Dies betrifft vor allem die flächendeckende thermische Grundwassernutzung. Um auf diese Technologie flächendeckend für

³ Zum Beispiel: e5-Programm, Klimabündnis, Covenant of mayors

die Seestadt Aspern zugreifen zu können (d. h. um alle oder einen Großteil der Gebäude mit thermischer Energie versorgen zu können), hätten frühzeitig Untersuchungen im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden sollen. Die Umweltverträglichkeitserklärung wurde am Beginn des Projektes NACH ASPERN verfasst, also zu einem Zeitpunkt, zu dem die detaillierten Energiebedarfswerte von den Gebäuden noch nicht bekannt waren. Es war daher unmöglich, eine flächendeckende thermische Grundwassernutzung vorzusehen. Das heißt nicht, dass einzelne Bauträger jetzt nicht mehr auf diese Möglichkeit zurückgreifen können. Genehmigungen für einzelne Bauprojekte können allerdings von der Behörde zugelassen werden.

- Es war nicht Ziel der Arbeit, eine detaillierte Untersuchung des Potenzials für tiefe Geothermie durchzuführen. Diesbezüglich beruht die Arbeit auf vorhandenen Informationen und Quellen.

2.2. Methode, Datengrundlage und Annahmen

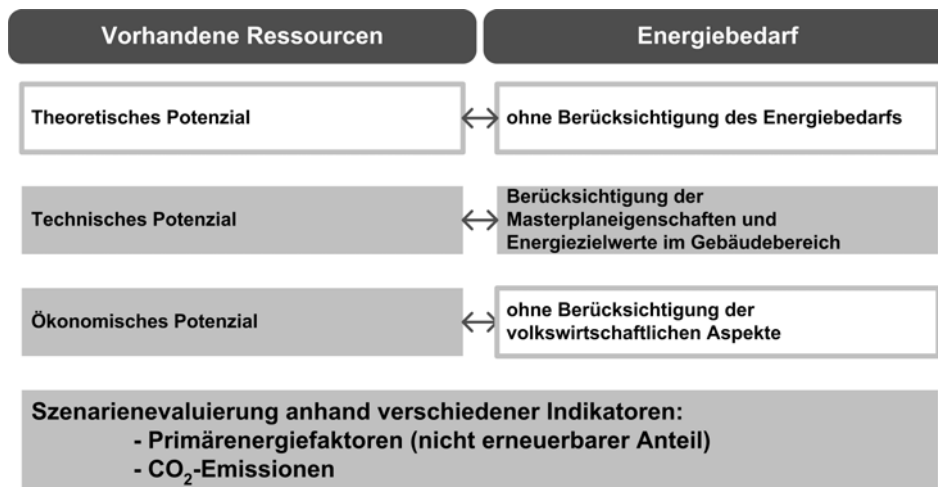


Abbildung 1: Methode der Potenzialerhebung zur Erstellung des Energiekonzeptes

Die Methode besteht aus einer parallelen Analyse des Energiebedarfs und der vorhandenen Ressourcen zur Definition verschiedener Szenarien. Diese Szenarien werden anhand verschiedener Indikatoren evaluiert, um zu den Empfehlungen zu kommen. Die kombinierte Analyse der vorhandenen Ressourcen und des Energiebedarfs erfolgt in verschiedenen Phasen:

- In der ersten Phase kann eine theoretische Potenzialanalyse für Ressourcen durchgeführt werden, die alle technischen und ökonomischen Limitierungen im Allgemeinen und den tatsächlichen Energiebedarf ignoriert. Es könnte zum Beispiel theoretisch das ganze Flugfeld mit Photovoltaikanlagen bedeckt werden. Theoretische Potenzialanalysen werden in der Regel zur Bestimmung der Mengen an vorhandenen Ressourcen durchgeführt. Allerdings haben solche Überlegungen in einem Stadtentwicklungsvorhaben keine praktische Relevanz, weswegen sie in dieser Arbeit nicht präsentiert werden.
- In einer zweiten Phase (erste Phase im Projekt NACH ASPERN) werden die Masterplaneigenschaften und die Energiezielwerte im Gebäudebereich mit berücksichtigt. Das heißt zum Beispiel, dass nur so viele Photovoltaikanlagen installiert werden können, wie Dachflächen vorhanden sind.
- In einem dritten Schritt sollen zur Erfassung des ökonomischen Potenzials Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit einbezogen werden. Es sollen nur Maßnahmen umgesetzt werden, die tatsächlich wirtschaftlich sind. Es können dabei bestimmte Technologien ausfallen, die noch zu hohe Investitionskosten aufweisen. Allerdings werden in dieser Arbeit aber wirtschaftliche Aspekte nicht in Detail berücksichtigt. Insbesondere erfolgt keine Gesamtbetrachtung der kombinierten Investitionen im Gebäudebereich (Energieeffizienzmaßnahmen) und im Energieversorgungsbereich, um das Szenario mit den niedrigsten Kosten festzulegen. Dieser interessante volkswirtschaftliche Ansatz wäre über die Projektziele hinausgegangen.

Zur Vorbereitung des Gesamtenergiekonzeptes werden Daten aus verschiedenen Quellen herangezogen, um die Analyse im Bereich der Erfassung der Energiepotenziale sowie der Berechnung des gesamten Energiebedarfs durchzuführen:

- **Masterplan:** Die so genannten Strukturdaten stammen aus dem Masterplan für die Seestadt Aspern [Schönfeld, 2007]. In diesem sind alle Daten zu den verschiedenen Baufeldern enthalten, die die zukünftige Gebäudesubstanz beschreiben (Nutzungsverteilung, Bruttogeschossfläche, maximale Gebäudehöhe, maximal überdachte Grundfläche etc.).
- **Erfahrung aus realisierten Projekten:** Zur Erfassung von Energiepotenzialen sowie zur Abschätzung des Gesamtenergiebedarfs kann im Rahmen des Projektes aufgrund des limitierten Budgets keine detaillierte Modellberechnung durchgeführt werden (z. B. mit Hilfe von

Simulationstools). Dafür werden Kennzahlen aus bereits realisierten Projekten oder Erfahrungswerte herangezogen.

- **Annahmen:** Bei anderen Parametern ist die Bestimmung von Werten indirekt aus der Erfahrung zu gewinnen. Es sind keine konkreten Projekte vorhanden, die direkt als Referenz genommen werden, sondern die Daten werden durch eine Expertenabschätzung gegeben.

Abbildung 2 und Abbildung 3 geben erste Informationen über die Datenherkunft für die verschiedenen Themengebiete Solarenergie, Windenergie, Abwasser, Geothermie und Energiebedarf.

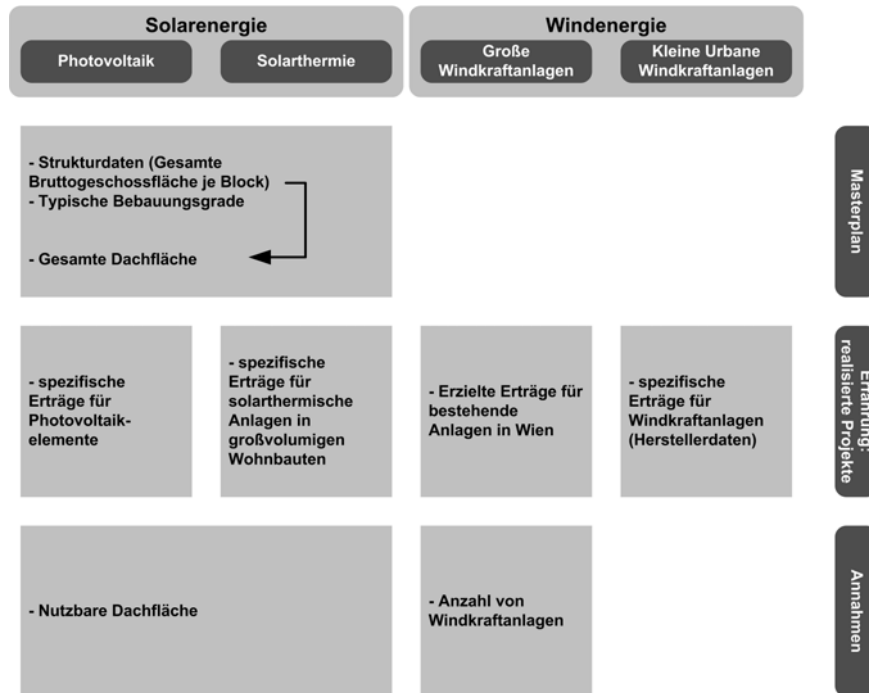


Abbildung 2: Grundlagendaten und deren Herkunft zur Berechnung der Solarenergie- und Windenergiepotenziale

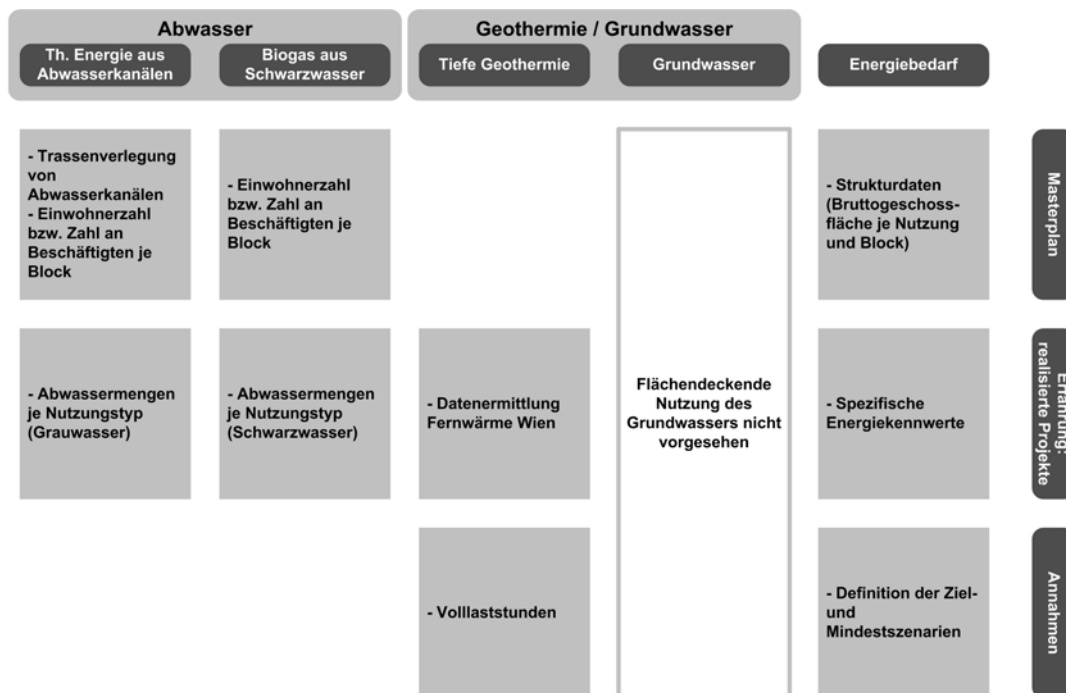


Abbildung 3: Grundlagendaten und deren Herkunft zur Berechnung der Energiepotenziale aus Abwasser und Geothermie sowie zur Berechnung des Energiebedarfs auf Stadtteilebene

3. Gesamtenergiekonzept: Empfehlungen an den Stadtteilentwickler

Das Gesamtenergiekonzept besteht aus einer Reihe von Empfehlungen zu den verschiedenen Aspekten der Energieaufbringung in der Seestadt Aspern, die zur Erreichung von ambitionierten End- und Primärenergiekennwerten auf Stadtteilebene führen sollen. Das Ziel dabei ist es, den Energiebedarf im Gebäudesektor so niedrig wie möglich zu halten, um die verursachten CO₂-Emissionen ebenfalls minimieren zu können. Dabei soll der Energiebedarf möglicherweise durch einen hohen Anteil an lokal vorhandenen erneuerbaren Energiequellen abgedeckt werden. Als Energiesystemgrenze wird dabei die physikalische Grenze des Flugfeldes Aspern herangezogen.

Die in diesem Kapitel präsentierten Erkenntnisse und Empfehlungen basieren auf Berechnungen und Überlegungen, die in den Kapiteln 4 bis 8 in Detail ausgeführt sind. Jede Behauptung bzw. Empfehlung ist anhand eines Verweises auf den entsprechenden Absatz nachvollziehbar. Die getroffenen Aussagen und Empfehlungen sind im Kontext der zu Beginn der Studie gegebenen Rahmenbedingungen (Kennzahlen wie Primärenergiefaktoren, spezifische Ertrags- und Bedarfswerte, sowie planerische Vorgaben) zu sehen.

Tabelle 1: Endenergiebedarfswerte und vorhandene selektierten Ressourcen

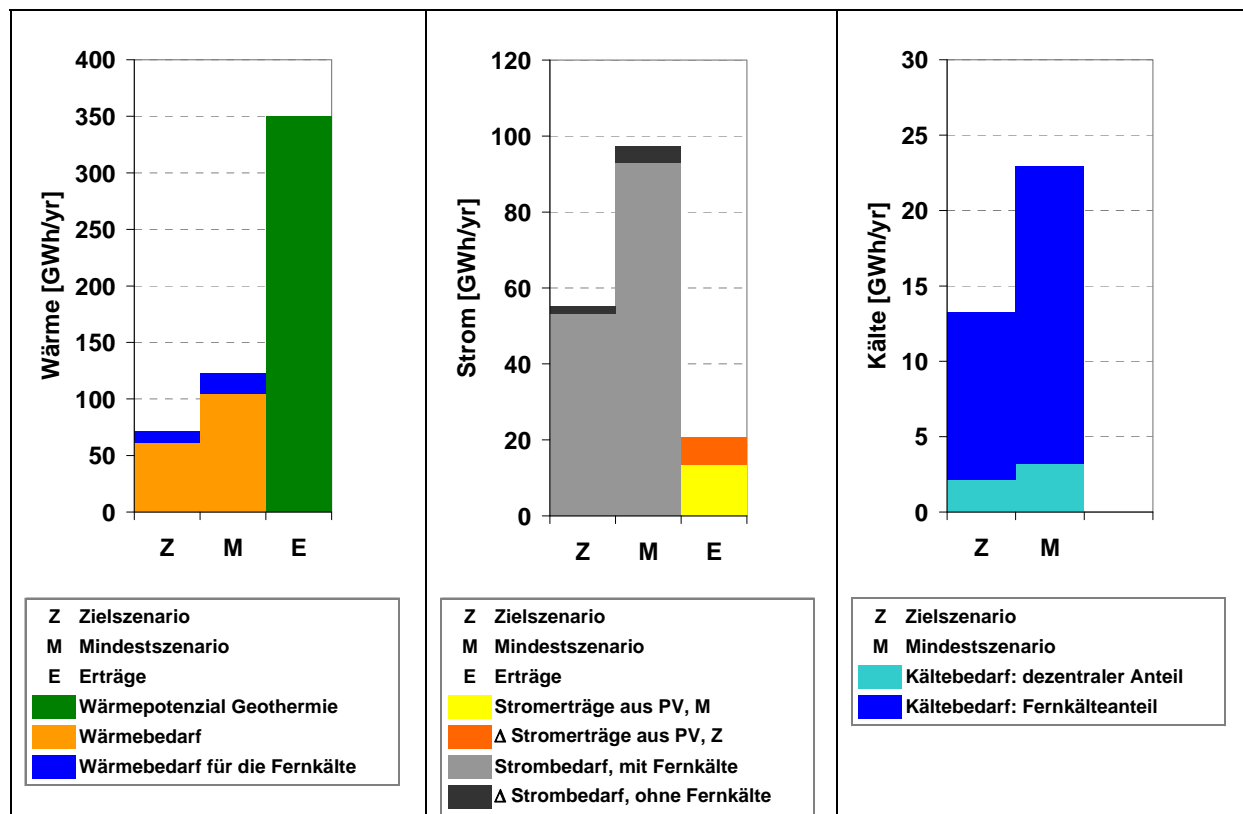


Tabelle 1 zeigt die verschiedenen Komponenten des Endenergiebedarfs in den geplanten Gebäuden der Seestadt Aspern in Gegenüberstellung zu den selektierten lokal vorhandenen erneuerbaren Energiequellen. Die Mindestanforderungen entsprechen den minimalen Energiekennzahlen für den Heizwärme- und Kühlbedarf, die von jedem Bauträger eingehalten werden müssen. Im Wärmebereich entspricht dies einer Verbesserung um 20 % gegenüber den Anforderungen der OIB-Richtlinie 6 ab 2010 [OIB, 2007]. Da es im Strombereich keine ähnliche Richtlinie bzw. Berechnungsmethode gibt, basieren die hier angegebenen Zahlen auf Erfahrungswerten und ambitionierten Energieeinsparungszielen. Das Zielszenario ist durch eine relative Einsparung gegenüber den Mindestanforderungen definiert (je nach Endenergieträger ist eine Reduzierung von 40 % bis 45 % angestrebt). Diese ambitionierten Zielwerte sind als Motivation für die einzelnen Bauträger gedacht, sind aber nicht verpflichtend einzuhalten (Details in 6.2).

Der Heizwärmebedarf sowie ein hoher Anteil des Kühlenergiebedarfs, die aufgrund der vorgegebenen hohen Effizianzforderungen auf Gebäudeebene (bis zu Passivhausstandard laut Zielszenario) sehr gering sein werden, werden der Bedarfsanalyse zufolge nur mit erneuerbarer thermischer Energie gedeckt werden können (siehe Wärmeenergiebilanz auf Tabelle 1), falls die geplante tiefe Geothermieanlage tatsächlich gebaut wird. In der Praxis kann dies nur dann erreicht werden, wenn die Gebäude an das vorhandene Fernwärmenetz angeschlossen werden.

Der Strombedarf sollte durch den Einsatz von stromsparenden Geräten bei jedem Bauträger und Nutzer so gering wie möglich gehalten werden. In der Praxis kann der gesamte Strombedarf nur teilweise von lokal vorhandenen erneuerbaren Energieträgern abgedeckt werden (knapp über 30% im Zielszenario), daher hat die Minimierung des Strombedarfs höchste Priorität. Auf Tabelle 1 sind die Stromerträge aus Windkraftanlagen im großen Leistungsbereich sowie aus anderen Stromerzeugungsanlagen, die auf kleinregionaler Ebene den Energiemix in der Region um den Flugfeld Aspern bestimmen, nicht dargestellt: als Energiesystemgrenze gilt die physikalische Grenze des Flugfeldes Aspern. Diesbezüglich wird eine Potenzialanalyse trotzdem in 4.2 durchgeführt.

Auf der Kälteseite kann ein Großteil des Kältebedarfs über Fernkälte abgedeckt werden, weil die Gebäudekategorien, die nutzungsbedingt einen Kühlbedarf aufweisen (Bürogebäude, Forschung und Entwicklung, Gewerbe...), trotz eines hohen Grades an Nutzungsmischung in bestimmten Gebieten in der Seestadt lokalisiert werden sollen. Die primärenergetische Vorteile sowie die Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Fernkälte in diesen Gebieten sind in 6.3.3 ausführlich beschrieben. Ein Anteil um etwa 15% des Gesamtkältebedarfs entsteht außerhalb des potenziellen Fernkälteversorgungsgebiets und soll daher von lokalen Technologien am Gebäude abgedeckt werden (vor allem für Erdgeschosszonen mit Nichtwohnnutzung in gemischten Nutzungsgebieten).

Die konkreten Empfehlungen zu den verschiedenen Aspekten der Energieaufbringung in der Seestadt Aspern sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Empfehlungen zu den verschiedenen Aspekten der Energieaufbringung

Aspekte des Energiekonzeptes	Notwendige Umsetzungsschritte
Photovoltaik:	Priorität bei der Dachflächenwidmung und Fassadenintegration
Aus primärenergetischer Sicht ist es zu empfehlen, die vorhandenen Dach- und Fassadenflächen mit Photovoltaikanlagen auszustatten, weil über die tiefe Geothermie bzw. die vorhandene Fernwärme der Wärme ein niedriger Primärenergiefaktor zugewiesen wird (siehe Tabelle 3). Daher ist bei der Dach- und Fassadenflächenwidmung die Priorität eher auf Photovoltaikanlagen als auf solarthermische Kollektoren zu setzen (siehe 7). Diese Empfehlung ist auch in Hinblick auf die die in vielen Spezialfällen bereits heute darstellbare Wirtschaftlichkeit und langfristige erwartete, weitere Kostenreduktion von Photovoltaikmodulen vertretbar. Auf solarthermische Kollektoren kann nur dann zugegriffen werden, wenn auf einen Fernwärmeanschluss verzichtet werden kann, und wenn der Primärenergiebedarf des Objektes niedriger als bei einer Variante mit Fernwärmeanschluss ist. Diesbezüglich soll mit den Primärenergiefaktoren aus Tabelle 3 gerechnet werden.	<p>Es wird angestrebt, die bestgeeigneten Einsatzbedingungen für Photovoltaikmodule unter Berücksichtigung anderer Faktoren, wie die Tageslichtverfügbarkeit für Innenräume oder die Flächenverfügbarkeit für andere Zwecke (Dachbegrünung) zu schaffen.</p> <p>Maßnahmen</p> <p>1) Architektonische Integration von Photovoltaikanlagen (BIPV): Konventionelle Bauelemente können durch Photovoltaikmodule ersetzt werden, insbesondere in den Dach- und Fassadenbereichen sowie als Sonnenschutzelement. Zur Berücksichtigung des Einflusses von benachbarten Objekten (Beschattung) werden folgende Ansätze vorgeschlagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Masterplanphase: Annahme einer Bebauung nach den im Masterplan angegebenen ungünstigsten Höhen- und Kanteangaben (maximale Beschattung) • Vorentwurfsphase: Abstimmung mit den Immobilienentwicklern der benachbarten Grundstücke <p>2) Schaffung optimaler Bedingungen für einen nachträglichen Einbau von Photovoltaikanlagen im Dach- und Fassadenbereich (wenn die architektonische Integration von Photovoltaikanlagen nicht umsetzbar ist):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erleichterter Zugang zu den Dachflächen • Schaffung großer und ununterbrochener Dachflächen • Ausreichende statische Dimensionierung der Dachflächen (Decken) • Abstimmung mit dem Dachbegrünungskonzept • Vermeidung der Installation von Kühltürmen auf den Dachflächen (über Anschluss an die Fernkälte, wenn vorhanden: siehe Zielgebiete der Fernkälte) • Vermeidung der Installation von Antennen und anderen Komponenten auf den Dachflächen • Maximierung von geeigneten Dach- und Fassadenflächen (Orientierung) <p>Nachweis Masterplan</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plandarstellung und Berechnungen für eine Photovoltaikanlage (Flächenangabe und grobe Ertragsberechnung) • Massendarstellung mit grober Beschattungsanalyse (doppelter Nachweis, dass die Flächen nicht beschattet werden, und dass das Objekt bereits installierte Solaranlagen bei den benachbarten Objekten nicht verschatten wird) <p>Nachweis Vorentwurf</p> <ul style="list-style-type: none"> • Detaillierte Ertragsberechnung (Simulation) unter Berücksichtigung der benachbarten

	<p>Bebauung (auch, wenn sie sich in der Planungsphase befinden: Abstimmung mit den Immobilienentwicklern der benachbarten Grundstücke notwendig). Eine Größenordnung der möglichen Erträge je Baublock in einem optimistischen Fall ist auf Abbildung 6 angezeigt (Annahmen zur Berechnung ebenfalls auf Abbildung 6 angegeben).</p>
<p>Tiefe Geothermie:</p> <p>Die tiefe Geothermie soll Bestandteil des Wiener Wärmequellenmixes werden, indem die Wärmeenergie in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist werden soll. Die Seestadt Aspern soll von den Vorteilen der entsprechenden niedrigen Primärenergiefaktoren über eine Fernwärmeversorgung profitieren. Die ökonomische Machbarkeit einer Stromauskoppelung sollte im Detail analysiert werden.</p>	<p>Detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Stromauskoppelung notwendig</p> <p>Der Stadtteilentwickler hat keine konkrete Einflussmöglichkeit auf die Umsetzung der tiefen Geothermie, da es ein Investitionsprojekt des Wiener Fernwärmenetzbetreibers ist. Der Einsatz der tiefen Geothermie wird aber unterstützt.</p> <p>Maßnahmen</p> <p>Die Stromauskoppelung könnte möglicherweise im Rahmen eines Contractingprojektes umgesetzt werden. Dabei spielt der Preis der eingekauften Wärme eine entscheidende Rolle.</p>
<p>Fernwärme, Abwärmenutzung und Wärmeeinspeisung</p> <p>Die primärenergetischen Vorteile einer Fernwärmeversorgung in einem dicht bebauten Stadtteil wie in der Seestadt Aspern sind gegeben. In Fall der Seestadt Aspern ist auch die ökonomische Machbarkeit gegeben (siehe 6.3.2). Auf einen Fernwärmeanschluss kann nur verzichtet werden, wenn der Gesamtprimärenergiebedarf des Objektes niedriger als bei einer Variante mit Fernwärmeanschluss ist. Diesbezüglich soll mit den Primärenergiefaktoren aus Tabelle 3 gerechnet werden. Wenn Abwärme in einem Prozess anfällt (z. B. Gewerbeprozess, Rechenzentrum, Labor, Kältemaschine, Abwasser) und diese nicht intern am Baufeld über Wärmerückgewinnung (z. B. Warmwasser- oder Luftvorwärmung) genutzt werden kann, soll eine mögliche Einspeisung in das Fernwärmenetz bzw. eine Nutzung in einem angrenzenden Baublock in Betracht gezogen werden. Verteilungskonzepte (vor allem in Hinblick auf Temperaturniveaus) sollen im Detail untersucht werden. Exergetisch gesehen ist es aber sinnvoll, niedrige Vorlauftemperaturniveaus vorzusehen (<60°C).</p>	<p>Priorität für einen Fernwärmeanschluss</p> <p>Maßnahmen</p> <p>Alle Möglichkeiten der internen Wärmerückgewinnung sollen untersucht werden. Gegebenenfalls soll ausführlich und quantitativ nachgewiesen werden, warum diese Möglichkeiten nicht umgesetzt werden können. Die Nutzungsbedingungen der Abwärme (z. B.: die zugelassenen saisonalen Temperaturschwankungen) sind mit dem Fernwärmenetzbetreiber in Detail abzuklären. Dadurch, dass die Temperaturvorgaben für das Verteilungskonzept nicht gegeben sind, gelten vorerst folgende Empfehlungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $T > 60^{\circ}\text{C}$, Leistung $> Q_{\min}$ [kW], Energiemenge $> E_{\min}$ [kWh/Jahr]: Einspeisung in das Fernwärmenetz. Q_{\min} und E_{\min} werden von dem Wiener Fernwärmenetzbetreiber festgelegt. • $T < 60^{\circ}\text{C}$, Untersuchung der möglichen Nutzung in einem angrenzenden Baufeld ohne Nutzung der Fernwärmeinfrastruktur <p>Nachweis Vorentwurf</p> <p>1) Nachweis, dass das Haustechnikkonzept alle Möglichkeiten der internen Wärmerückgewinnung inkludiert hat (z. B.: Gewerbeprozess, Rechenzentrum, Labor, Kältemaschine, Abwasser):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beschreibung der internen Wärmerückgewinnung: Aufzeichnung der nutzungsspezifischen Möglichkeiten der internen Wärmerückgewinnung • Ausführliche Erklärung, warum gegebenenfalls diese Möglichkeiten im Energiekonzept nicht enthalten sind <p>2) Im Fall, in dem Wärme trotzdem abgeführt werden soll: Angabe der jährlichen Wärmemenge, der Temperaturniveaus und einer groben Jahresdauerlinie</p> <p>3) Um auf einen Fernwärmeanschluss zu verzichten, soll nachgewiesen werden, dass das vorgeschlagene Konzept primärenergetisch besser ist als das Referenzkonzept mit einer Fernwärmeversorgung. Dafür sollen die Primärenergiefaktoren aus Tabelle 3 herangezogen werden. Das heißt auch, dass in jedem Fall ein Konzept mit einem Fernwärmeanschluss vorgelegt werden soll (als Referenzvariante).</p>
<p>Zentrale thermische Nutzung des Abwassers</p> <p>Aufgrund des Umsetzungsprozesses ist der Einsatz von Technologien zur zentralen thermischen Abwassernutzung nicht empfohlen, weil die maximalen Abwassermengen erst am Ende der Fertigstellung der Seestadt Aspern vorhanden sein werden. Nur dann kann das Potenzial ausgeschöpft werden. In der Zwischenzeit müsste eine provisorische Lösung gefunden werden (Details in 4.4.3).</p>	<p>Umsetzung hat nicht Vorrang</p> <p>Maßnahmen</p> <p>Wenn Investoren bereit sind, den Einsatz von geeigneten Abwasserkanälen (mit Wärmetauschern) zu finanzieren, um eine zukünftige Wärmeabnahme aus Abwasserkanälen zu ermöglichen, kann eine thermische Abwassernutzung umgesetzt werden. Diese Variante soll aber optional betrachtet werden (es sind keine konkreten Maßnahmen diesbezüglich geplant).</p>

Kältebedarfsreduktion, Fernkälte und Mikrokältenetze	Zielgebiete vorhanden
<p>Zielgebiete für eine Fernkälteversorgung sind empfohlen, in denen die primärenergetische Vorteile und die ökonomische Machbarkeit einer Fernkälteversorgung gegeben sind (Details in 6.3.3).</p> <ul style="list-style-type: none"> Die Adaptionfähigkeit des Fernkältekonzeptes in Bezug auf geringe Masterplanänderungen ist für diese Gebiete gegeben (bis auf einen Anteil von 50% der gesamten Bruttogeschossfläche für Wohnnutzungen in diesen Gebieten). Im südlichen Bereich ist die Erweiterung der Fernkälteversorgung auf zusätzliche Baufelder nicht empfohlen, auch mit einer geringen Änderung des Masterplans (Erhöhung des Anteils an Nichtwohnnutzung). 	<p>Wenn trotz der Planung von spezifischen Maßnahmen zur Kältebedarfs- und Kälteleistungsreduzierung und aufgrund von spezifischen Nutzungen (z. B.: Seminarräume, Labors, Prozesse) Kälte bzw. Kühlung in großen Mengen gebraucht wird, sollte der jährliche Energiebedarf, die Temperaturniveaus sowie eine grobe Jahresdauerlinie bekannt gegeben werden, um die Energiebereitstellung in das lokale Energiekonzept integrieren zu können. Wenn sich das Objekt nicht im empfohlenen Fernkälteversorgungsgebiet befindet (siehe Abbildung 55), soll entweder die Verlängerung der Fernkälteversorgung angedacht werden oder Synergienutzungen unterstützt werden, wie z. B. der Bau einer größeren Kälteanlage zur Versorgung mehrerer Objekte in einem Mikrokältenetz. Diese Prozesse werden von Entwicklungsgesellschaften begleitet.</p> <p>Maßnahmen Alle Möglichkeiten der Reduzierung des Kältebedarfs und der entsprechenden Kälteleistungen sollen untersucht werden. Gegebenenfalls soll ausführlich und quantitativ nachgewiesen werden, warum aktive Kühlsysteme gebraucht werden.</p> <p>Nachweis Vorentwurf Nachweis, dass der Kältebedarf und die Kälteleistung aufgrund von spezifischen Anforderungen nicht weiter reduziert werden kann.</p> <ul style="list-style-type: none"> Beschreibung der Maßnahmen zur Reduzierung des Kältebedarfs (Reduzierung der internen Lasten, passive Kühlkonzepte) und der Kälteleistung (z. B. Bauteilaktivierung) Ausführliche Erklärung, warum gegebenenfalls auf aktive Kühlung nicht verzichtet werden kann <p>Im Fall, in dem Kälte trotzdem gebraucht wird, soll der jährliche Kältebedarf, die benötigten Temperaturniveaus und eine grobe Jahresdauerlinie kommuniziert werden. Wenn sich das Gebäude im Zielgebiet der Fernkälteversorgung befindet, soll die Planung auf jeden Fall die Versorgungsvariante mit Fernkälte berücksichtigen. Um auf einen Fernkälteanschluss zu verzichten, soll nachgewiesen werden, dass das vorgeschlagene Konzept primärenergetisch besser ist als das Referenzkonzept mit einer Fernkälteversorgung. Dafür sollen die Primärenergiefaktoren aus Tabelle 3 herangezogen werden (gleicher Ansatz wie bei der Fernwärme).</p>
Grundwassernutzung	Flächendeckende Nutzung nicht möglich, einzelne Projekte bewilligungspflichtig
<p>Eine flächendeckende Nutzung des Grundwassers ist in der UVE nicht inkludiert und kann daher nicht empfohlen werden, weil dafür keine detaillierten Untersuchungen durchgeführt worden sind. Grundwasser kann aber als Wärmequelle oder Wärmesenke für die Beheizung und Kühlung individueller Objekte genutzt werden. Individuelle Anträge zur thermischen Grundwassernutzung sollen daher bei der Behörde (MA58) für einzelne Projekte formuliert werden.</p>	<p>Maßnahmen Alle Bauträger werden unterstützt, weitere Konzepte der Energieproduktion am Gelände und der Energievernetzung mit benachbarten Objekten zu demonstrieren. Diese Konzepte sollen gleich in der Masterplanphase dem Stadtteilentwickler bekannt gegeben werden, um eine kohärente Integration in das Gesamtenergiekonzept zu ermöglichen. Für eine sichere Grundwassernutzung muss die Grundwasserqualität analysiert werden, die nutzbare Grundwassermenge quantifiziert werden und die optimale Systemintegration in das energetische Gebäudekonzept recherchiert werden. Bei jeder geplanten Grundwassernutzung ist eine Bewilligung bei der MA58 einzuholen. Je nachdem, in welchem Maßstab die lokalen Grundwassereigenschaften von einer gewissen Anwendung beeinflusst werden, reduziert sich dementsprechend die potenzielle Nutzung des Grundwassers in den angrenzenden Baufeldern. Da eine intensive Grundwassernutzung nicht Teil der UVE für das städtebauliche Projekt der Seestadt Aspern war, soll gegebenenfalls die Umweltverträglichkeit der Grundwassernutzung für jede geplante Nutzung geprüft werden.</p> <p>Nachweis Masterplan Konzeptdarstellung und Bekanntgabe der Realisierung eines Projektes mit Energieproduktion am Gelände oder Energievernetzung mit benachbarten Objekten.</p> <p>Nachweis Vorentwurf Möglichkeiten der Bauteilaktivierung abschätzen und Grundwasserqualität und -quantität analysieren; Möglichkeiten der Grundwassernutzung mit der MA58 (Wasserrecht) abklären und gegebenenfalls Bewilligung einholen.</p>

Integration von Windkraftanlagen	Einzelne Demonstrationsprojekte realisierbar
<p>Urbane Windkraftanlagen im kleinen Leistungsbereich werden nicht flächendeckend für die Seestadt Aspern vorgesehen. Es können aber im Sinne des Demonstrationsstadtteils Seestadt Aspern kleine Windkraftanlagen in der Bebauung integriert werden. Dafür können spezifische Machbarkeitsstudien durchgeführt werden (Strömungssimulationen zur Berechnung der Erträge, Lärmanalyse) und nach entsprechenden Forschungsarbeiten Demonstrationsprojekte umgesetzt werden. Individuelle Anträge zur Nutzung von urbanen Windkraftanlagen sollen daher bei der Behörde (MA64) für einzelne Projekte formuliert werden.</p>	<p>Nachweis Vorentwurf Strömungssimulationen zur Berechnung der Erträge, Lärmanalyse, Bewilligung bei der MA64 (Energieangelegenheiten) einholen.</p>

Tabelle 3: Primärenergiefaktoren (nicht-erneuerbarer Anteil) für die Szenarienberechnung

Größe	Wert	Quelle
Strom (Szenario EU)	3,14	[EN15603:2008]
Fernwärme	0,21	[Zach & Simader, 2010]
Fernkälte	0,52	NACH ASPERN, siehe 6.3.3.3
Strom aus Photovoltaik- und Windanlagen (am Gebäude installiert)	0	<i>Da die notwendige Energie zur Errichtung der Erzeugungsanlagen bei Strom und Fernwärme (Vorkette) in den entsprechenden Primärenergiefaktoren nicht berücksichtigt sind, soll dies auch bei den erneuerbaren Energietechnologien nicht vorkommen.</i>
Wärme aus solarthermischen Anlagen (am Gebäude installiert)	0	
Gas	1,36	[EN15603:2008]

4. Erfassung der Energiepotenziale: technisches Potenzial

In diesem Teil werden die Energiepotenziale je nach Energieträger für das ganze Areal erfasst. Abbildung 4 zeigt das gesamte Areal laut Masterplan mit der Unterteilung in die einzelnen Baufelder, die mit Großbuchstaben gekennzeichnet sind. Diese Informationen sind bei der Bestimmung des technischen Potenzials für die Solarenergietechnologien und die thermische Energiegewinnung aus dem Abwasserkanal relevant, weil das Potenzial dieser Energietechnologien von entsprechenden Strukturparametern abhängig sind, wie es Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen (verfügbare Dachfläche für Photovoltaik und solarthermische Systeme, Gebäudenutzung für solarthermische Systeme, Abwassermengen für thermische Energiegewinnung aus dem Abwasserkanal).

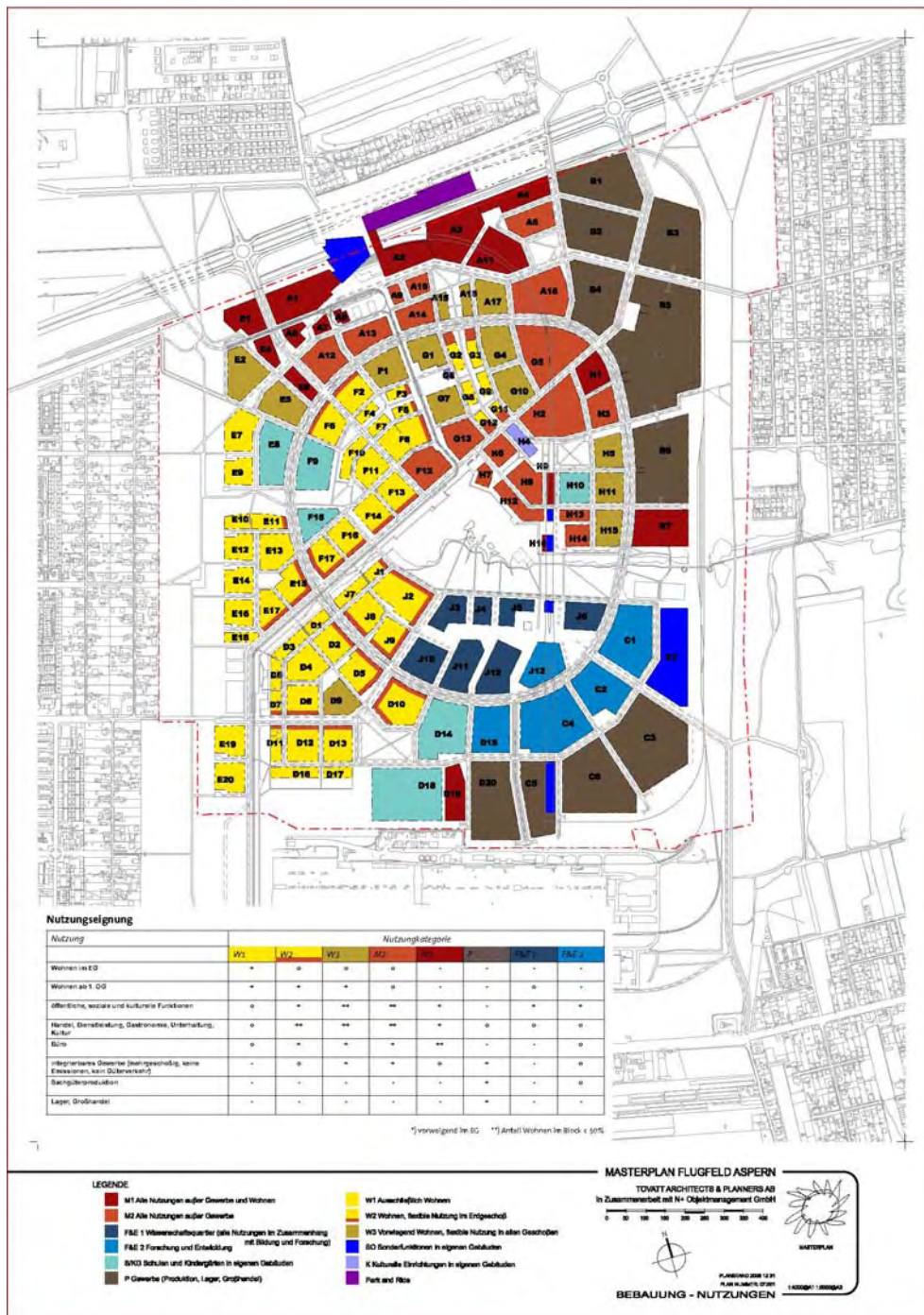


Abbildung 4: Kennzeichnung der Baufelder und definierten Nutzungen laut Masterplan

Anschließend wird das technische Potenzial für jede der in Abbildung 2 und Abbildung 3 erwähnten erneuerbaren Energietechnologien quantifiziert. Wie in 2.2 erklärt wird das Gesamtkonzept nicht aus volkswirtschaftlicher Sicht bewertet, sondern es werden Informationen zu den Investitionskosten der einzelnen erneuerbaren Energietechnologien erarbeitet (siehe 5), anhand derer die ökonomische Machbarkeit der verschiedenen Konzepte kritisch beurteilt werden kann.

4.1. Solarthermie und Photovoltaik

Die Erfassung der Energiepotenziale aus den solaren Ressourcen erfolgt auf Basis von typischen Kennwerten zu den möglichen Erträgen, die aufgrund von Erfahrungswerten für Österreich erstellt worden sind und anhand von Annahmen über die Dachflächen, die für die Nutzung von solarthermischen Kollektoren oder PV-Zellen genutzt werden können. Die Basisdatengrundlage ist nur auf Masterplanebene vorhanden und zur Zeit der Projektabwicklung gibt es keine weitere detaillierte Beschreibung der einzelnen Baublöcke. Daher besteht vorerst keine Notwendigkeit, ein detailliertes Berechnungsverfahren mittels Simulationen einzusetzen, da die geometrischen Daten der Baublöcke noch nicht genau definiert sind.

Typische Kennwerte zu den möglichen Erträgen sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Für die Photovoltaik wird für Wien in Abstimmung mit [SUN power City] mit einem Globalstrahlungswert von 1.300 kWh/m².a gerechnet, der einer idealen Ausrichtung von 30° südgeneigten Modulen entspricht. Die Berechnung der Nennleistung der Anlage (Berücksichtigung des Modulwirkungsgrades) erfolgt anhand des Wertes 10 m²/kWp [Fechner et al., 2007]⁴. Mit der „Performance Ratio“ werden dann die realen Betriebsbedingungen der Photovoltaikanlage einbezogen. Erfahrungswerte liegen in der Regel zwischen 0,5 (sehr schlechte Dimensionierung und Pflege) und 0,8 [Mau, 2004].

Die in [Fink, 2004] angegebenen Werte für Solarthermie entsprechen einer Wohnnutzung im Geschosswohnbau, jeweils ausschließlich für Warmwasserbereitstellung (Brauchwasser) und für eine kombinierte Nutzung der thermischen Solarenergie (Raumwärme und Warmwasser).

Größe	Wert	Quelle
Minimale thermische Erträge von solarthermischen Kollektoren, im Fall einer reinen Warmwassernutzung	300 kWh/m ² .a	[Fink, 2004]
Maximale thermische Erträge von solarthermischen Kollektoren, im Fall einer kombinierten Nutzung	500 kWh/m ² .a	[Fink, 2004]
Minimale elektrische Erträge von PV-Anlagen (mit einer Performance Ratio von 0,5 ⁵)	650 kWh/kWp.a	[Mau, 2004]
Maximale elektrische Erträge von PV-Anlagen (mit einer Performance Ratio von 0,8)	1000 kWh/kWp.a	[Mau, 2004], in Abstimmung mit [SUN power City]

Tabelle 4: Definitionen und Quellen zu den typischen genutzten Kennwerten

4.1.1. Photovoltaik

Im Bereich der Photovoltaik ist eine detaillierte Analyse der möglichen Lastprofile basierend auf weiteren Annahmen zur Bebauung eines Teils des Areals im Rahmen des Projektes [SUN power City] durchgeführt worden⁶. Die als Grundlage verwendeten Daten (Lastprofile, angenommene Energiebedarfswerte, Globalstrahlung, etc.) sind zwischen beiden Projekten konsistent. Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Annahmen und Ansätzen in beiden Projekten sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Größe	NACH ASPERN	SUN POWER CITY
Untersuchtes Gebiet	Gesamte Seestadt Aspern	J-Sektor
Performance Ratio	0,5	0,75
Modulwirkungsgrad	10 - 12%	bis 18% je nach Szenario
PV-Ertragswerte	650 - 1000 kWh/kWp.a	963 kWh/kWp.a
Vorhandene Flächen	Dach	Dach und Fassaden (S, O, W)
Optimierung der Bebauungsmorphologie	Nein	Ja
Nutzungsgrad der vorhandenen Flächen	40%	>60% je nach Szenario

Tabelle 5: Unterschiede zu den Annahmen bei den Projekten NACH ASPERN und SUN POWER CITY

⁴ [Fechner et al., 2007] bezieht sich auf Anlagen mit einem mittleren Modulwirkungsgrad von etwa 12 %.

⁵ Der Wert 0,5 ist eine Untergrenze der realen Systemperformance von aktuellen Photovoltaikanlagen. Er entspricht einer Situation schmutziger, verschatteter bzw. schlecht ausgelegten Module. Laut [Mau, 2004] waren aber diese Werte am Beginn der 2000er Jahre noch üblich.

⁶ Zur Zeit der Berichtslegung waren noch keine Publikationen zum Projekt [SUN power City] vorhanden. Im Laufe der Projektarbeit gab es aber mehrere Abstimmungsgespräche. Die Projektinformationen zu [SUN power City] sind im Kapitel „Literaturverweise“ zu finden.

In [SUN power City] ist das Zielgebiet für die Modellrechnungen bzw. den städtebaulichen Testentwurf auf einen bestimmten Teil des Areals, die J-Sektoren (die 2010 städtebaulich überarbeitet werden), festgelegt worden. Da weiters ein höherer Wirkungsgrad der Photovoltaikmodule (im besten Fall 18 %) angenommen wurde und auch hocheffiziente Fassadenflächen für gebäudeintegrierte Photovoltaikmodule (GIPV) genutzt wurden, zeigt sich in [SUN power City] eine bessere Energiebilanz als in der hier präsentierten Studie. In sehr optimistischen Szenarien mit minimalen Energiebedarfswerten und hocheffizienten Photovoltaikmodulen konnte in [SUN power City] sogar eine positive Jahresenergiebilanz für Strom auf dem gesamten J-Sektor aufgezeigt werden.

In der vorliegenden Studie werden die spezifischen Erträge aus Tabelle 4 mit den möglichen Flächen an Photovoltaikmodulen kombiniert, um zu den potenziellen Erträgen je nach Baufeld zu kommen. Zu Bestimmung der verfügbaren Flächen sind weitere Annahmen notwendig:

- **Bebauungsgrad:** Die gesamte Dachfläche muss abgeschätzt werden. Diese ist aber im Masterplan nicht angegeben, weil sie vom architektonischen Konzept in jedem Baufeld abhängig ist. Die Berechnung kann jedoch anhand von typischen Bebauungsgraden näherungsweise erfolgen. Der Bebauungsgrad beschreibt für jede Nutzung den Anteil des Baufeldes, das verbaut ist. Er berücksichtigt vor allem den Bedarf an Freiflächen (für Grünräume, Innenhöfe...) für die verschiedenen Nutzungen.

- **Nutzbare Dachfläche:** Die gesamte Dachfläche wird in der Praxis nicht bis zu 100 % mit Photovoltaikmodulen und solarthermischen Kollektoren bestückt: Dachterrassen, Dachbegrünung, Aufzugsschächte oder Antennen können die nutzbare Dachfläche beeinträchtigen. Ein Faktor von 40 % wird daher für beide Solartechnologien (Photovoltaik und Solarthermie) für die ‚Nutzbare Dachfläche‘ angenommen. In [SUN power City] wurde berücksichtigt, dass die gesamte nicht-begrünte Dachfläche (laut Masterplan [Schönfeld, 2009]) zu 100 % mit Photovoltaikmodulen bedeckt werden könnte. Für den Bereich Wohnbau ist eine Dachbegrünung von 40 % (d. h. PV-Belegung von 60 %) und für den Bereich Büro/Gewerbe eine Dachbegrünung von 36 % (bzw. PV-Belegung von 64 %) vorgesehen. Zur Nutzung des gesamten Photovoltaikpotenzials wäre aus energetischer Sicht jedoch die maximale Nutzung unbeschatteter Dachflächen (PV-Belegung von 100 %) empfehlenswert.

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die möglichen Stromerträge, wenn die verfügbaren Dachflächen ausschließlich und zu 40 % mit Photovoltaikmodulen ausgestattet werden, sowohl für den pessimistischen als auch für den optimistischen Fall (Performance Ratio von 0,5 bzw. 0,8). Aufgrund der großen vorhandenen Dachflächen (Hallen...) weisen die Gewerbegebiete die höchsten absoluten Ertragswerte je Baublock auf. Bei großen Gewerbehallen soll aber aufgrund der üblichen großen Spannweiten und des Gewichtes von Photovoltaikmodulen auf die statische Auslegung des Tragwerks geachtet werden. Einige Dünnschichtmodultechnologien haben zwar deutliche Gewichtsvorteile gegenüber konventionellen kristallinen Photovoltaikmodulen, weisen aber niedrigere Wirkungsgrade auf. Dadurch würde sich das technische Potenzial für Photovoltaik auf diesen Baublöcken reduzieren.

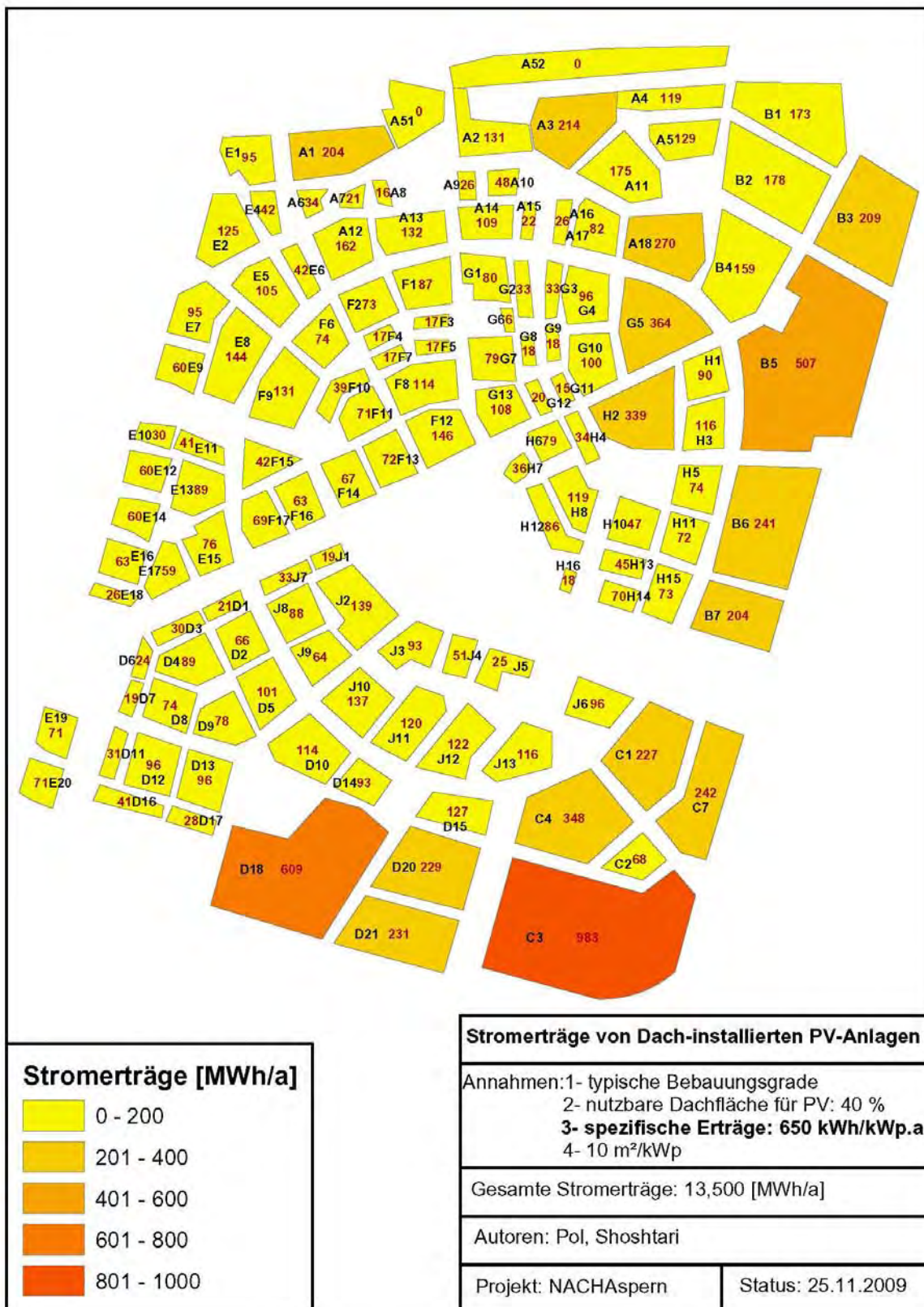


Abbildung 5: mögliche Stromerträge aus Photovoltaikanlagen, pessimistische Variante

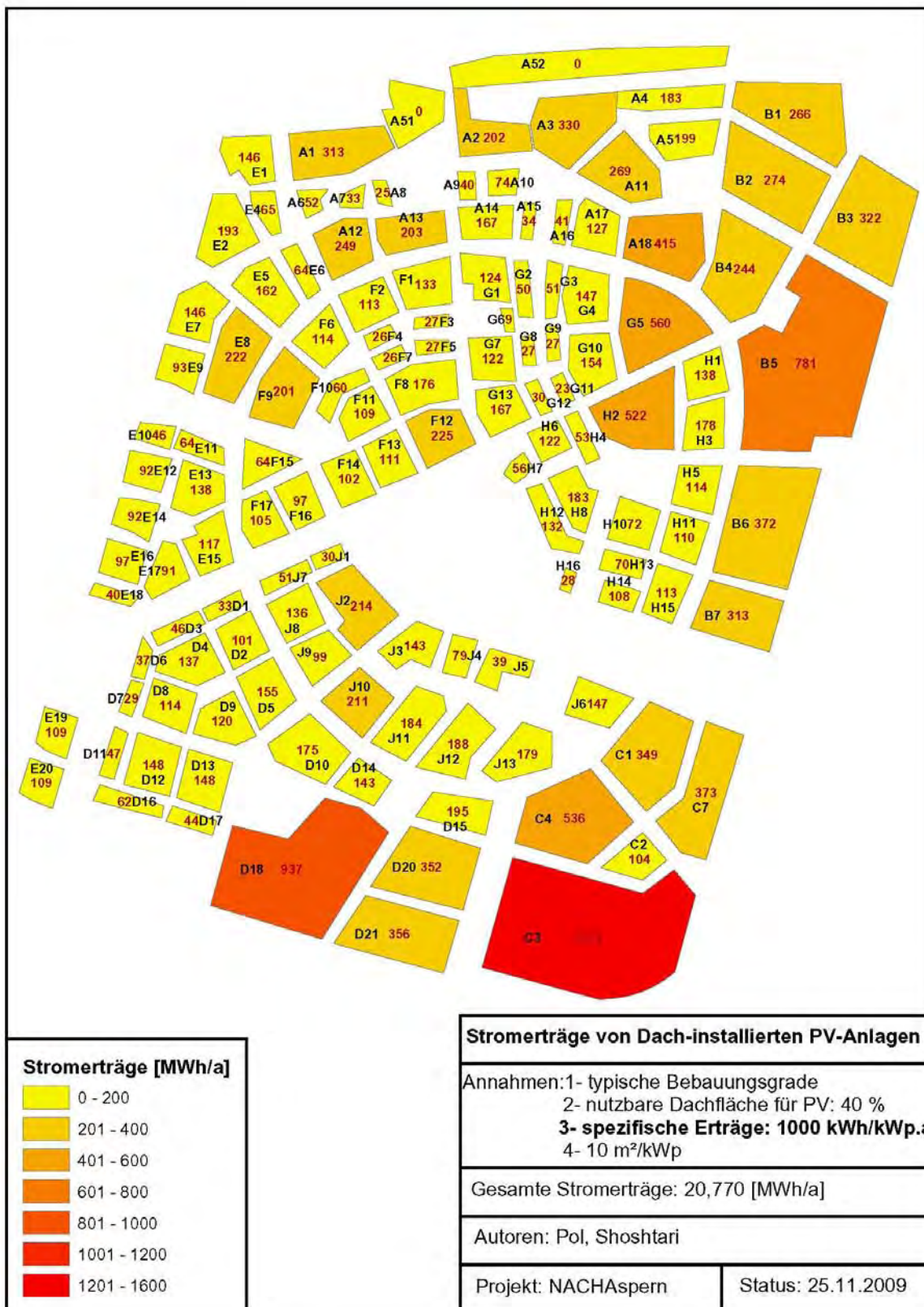


Abbildung 6: mögliche Stromerträge aus Photovoltaikanlagen, optimistische Variante

4.1.2. Solarthermie

Wenn eine ähnliche Berechnung für solarthermische Anlagen durchgeführt wird, kommt man auf sehr hohe Erträge (73.200 MWh/a im pessimistischen Fall bzw. 122.000 MWh/a im optimistischen Fall), weil die in Tabelle 4 angegebenen Werte einer Wohnbaunutzung entsprechen. Im Bereich der Solarthermie sind die Erträge immer von der gesamten Haustechnikauslegung abhängig, und vor allem von der Speicherauslegung bzw. -ausführung. Wenn die erzeugte Wärmemenge gerade nicht gebraucht wird und nicht weiter gespeichert werden kann, kann der Solarkollektor nicht genutzt werden. Die realen Wärmeerträge von Solarkollektoren reduzieren sich dann dementsprechend. Das Potenzial für solarthermische Anlagen könnte daher nur dann bestimmt werden, wenn für jede Gebäudenutzung die Heizsysteme bekannt wären, die zu charakteristischen Ertragswerten führen würden. Im Geschloßwohnbau sind Systeme und Kennzahlen vorhanden [Fink, 2004], welche aber nicht für Nichtgeschloßwohnbauten einsetzbar sind.

Die Potenzialstudie soll sich daher auf Geschloßwohnbauten begrenzen. Bei den anderen Gebäudetypen (wie bei Bürogebäuden etwa) sollten verschiedene Szenarien für die Heizsysteme untersucht werden, um zu repräsentativen Kennzahlen für die spezifischen Erträge zu kommen (detaillierte Analyse des technischen Potenzials).

Dafür werden nur die Baufelder betrachtet, in denen Geschloßwohnbauten (auch in gemischten Nutzungen) vorhanden sind. In Abbildung 7 sind solche Baufelder farblich dargestellt.

4.1.3. Gesamterträge

Im ganzen Areal könnten ca. bis knapp 21.000 MWh_{el}/a aus Photovoltaikanlagen bzw. bis 50.000 MWh_{th}/a aus solarthermischen Anlagen generiert werden. Das Anbringen solcher Module an den nach Süden orientierten Fassaden (Fassadenintegration) ist nicht untersucht worden, da diese Erhebung wiederum eine detaillierte Bebauungsanalyse benötigt (siehe [SUN power City] für die Photovoltaik).

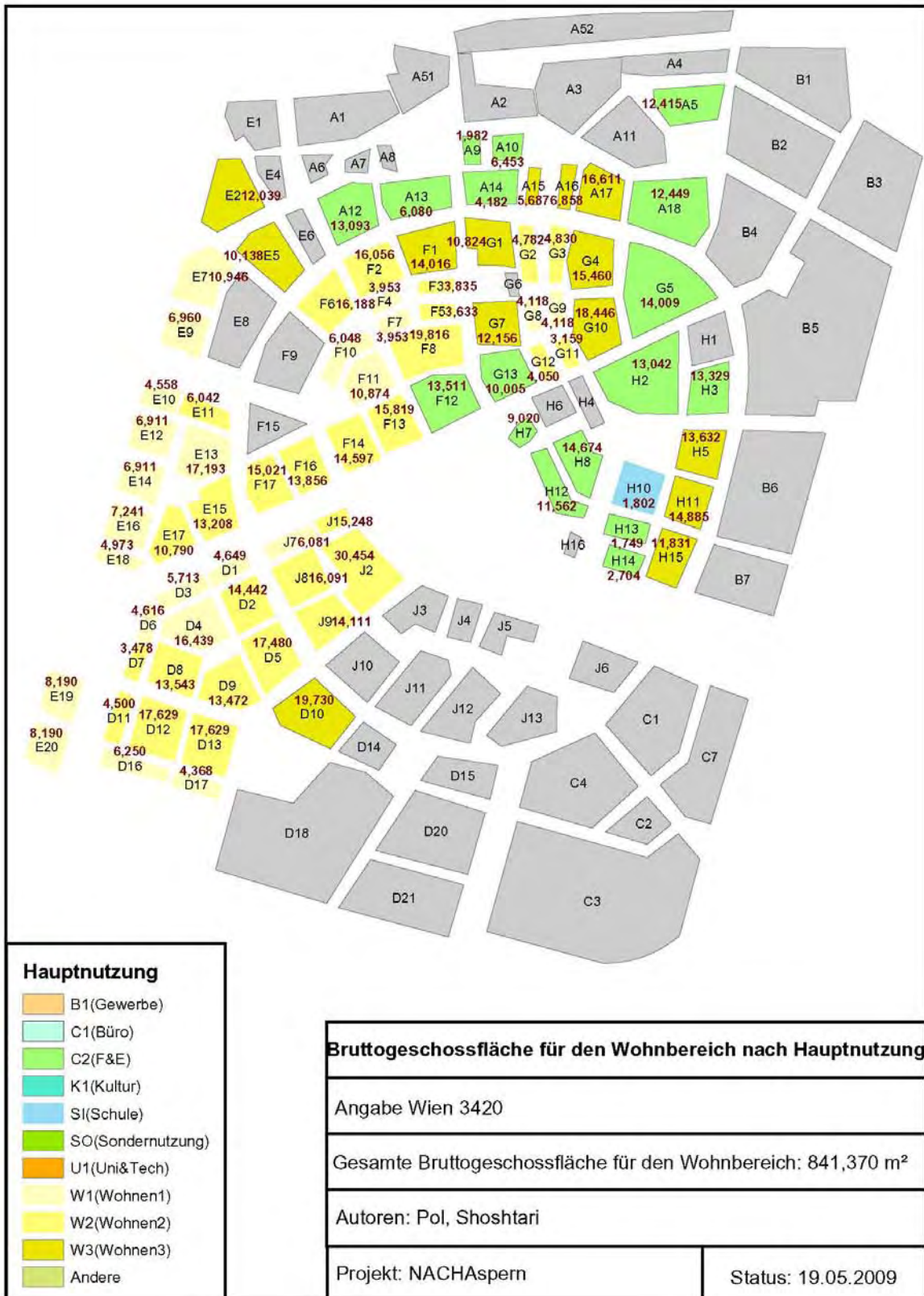


Abbildung 7: Bruttogeschossfläche für den Wohnbereich nach Hauptnutzung

4.2. Windenergie

4.2.1. Windkraftanlagen im großen Leistungsbereich (>100 kW)

4.2.1.1 Analyse in Bezug auf das urbane Energiekonzept

Windkraftanlagen im großen Leistungsbereich sind per Definition nicht in ein urbanes Energiekonzept integrierbar, da in der Regel Minimalabstände zwischen Anlagen und bewohnten Gebieten gemäß Raumordnungsvorgaben zu beachten sind. Auf kleinregionaler Ebene betrachtet bietet aber der Einsatz von Windkraftanlagen die Möglichkeit, die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen sichtbar zu machen und gleichzeitig den Anteil an erneuerbaren Energieträgern in der regionalen Energiebilanz zu erhöhen. Diese Aspekte sind in der Seestadt Aspern auch zu berücksichtigen, vor allem weil das ehemalige Flugfeld Aspern am Wiener Stadtrand liegt und die geographische Nähe zu Grünflächen eine sinnvolle Einbindung von Windkraftanlagen in dem kleinregionalen Energiekonzept auf Bezirksebene (Flugfeld Aspern und Umgebung) ermöglicht. Die Nutzung von großen Windkraftanlagen liegt klarerweise außerhalb des Tätigkeitsbereichs des Stadtteilentwicklers, und die Umsetzung ist von der Bereitschaft möglicher Investoren abhängig, Windkraftanlagen in diesem Gebiet zu bauen und zu betreiben.

Auf österreichischer Ebene können Karten wie Abbildung 8 [REGIO Energy, 2009] dabei helfen, das technische Potenzial für Windkraftanlagen abzuschätzen. In Abbildung 8 ist zu sehen, dass östlich von Wien das größte Potenzial für Windkraftanlagen mit spezifischen Erträgen bis zu 15 – 20 GWh/km².a besteht [REGIO Energy, 2009]. Eine erste Potenzialanalyse auf einem geographischen Gebiet, dessen Fläche kleiner als die Gemeindegröße ist, kann mit Hilfe von [ISPACE, 2009] durchgeführt werden. Durch diese interaktive und web-basierte Anwendung kann sowohl das theoretische als auch das eingeschränkte technische Windkraftpotenzial auf einem 2,5 x 2,5 km-großen geographischen Bereich abgeschätzt werden. Die für die Seestadt Aspern relevanten geographischen Bereiche haben ein technisches Potenzial von 5.001 – 10.000 MWh, bezogen auf die 2,5 x 2,5 km-große Fläche (siehe Abbildung 9). Dies entspricht einem spezifischen Ertrag von 0,8 – 1,6 GWh/km².a.

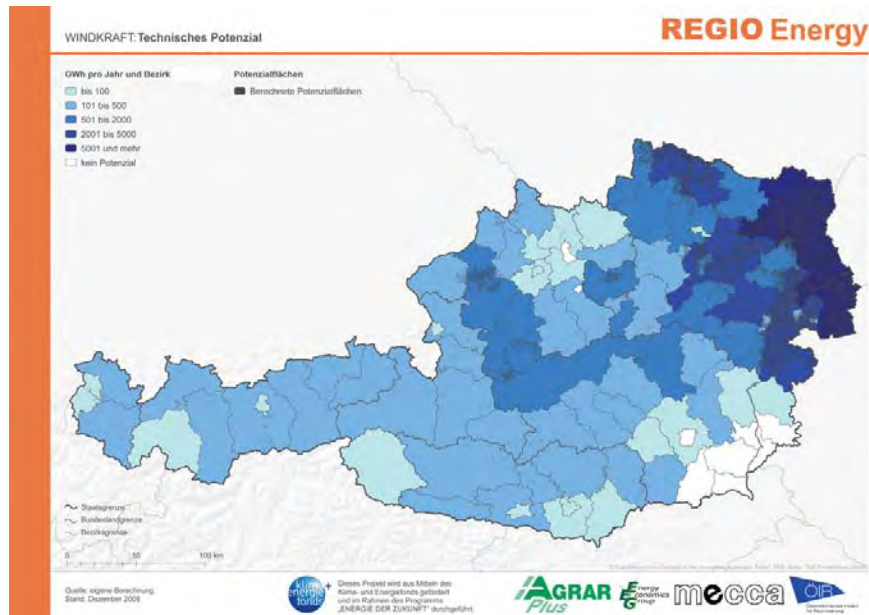


Abbildung 8: Technisches Potenzial Windkraft, [REGIO Energy, 2009]

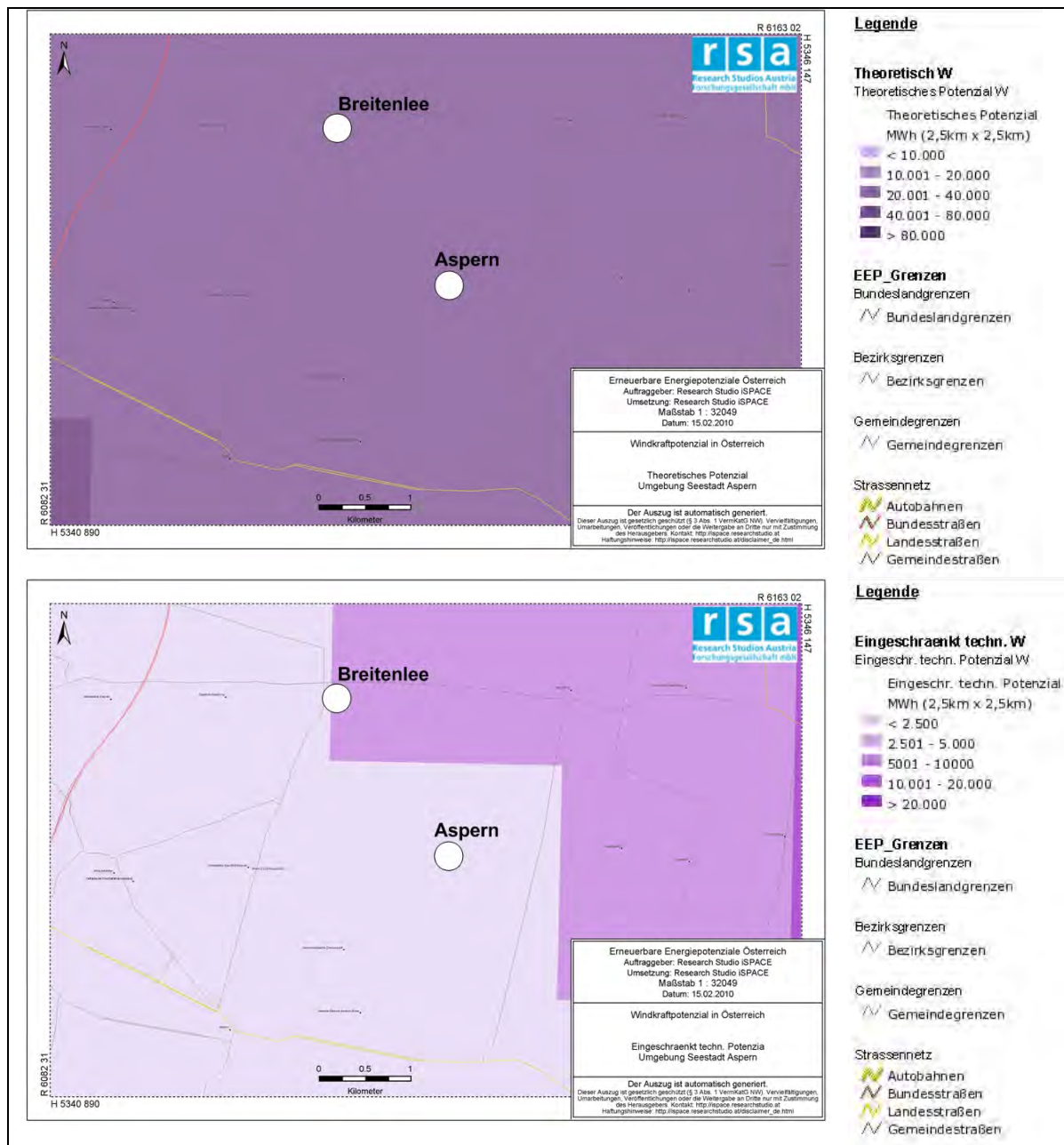


Abbildung 9: Theoretisches und eingeschränktes technisches Potenzial in der Umgebung der Seestadt Aspern [ISPACE, 2009]

4.2.1.2 Ertragsberechnung

Zur Berechnung der Erträge von Windkraftanlagen sind die Anlagenanzahl und -größe sowie die spezifischen Erträge in Bezug auf die Rotorfläche entscheidend.

Anlagenanzahl und -größe

Die Anlagenanzahl und -größe kann aufgrund der raumordnungstechnischen Anforderungen bestimmt werden. Diesbezüglich gibt die Wiener Bauordnung keine Anforderung vor. Der Bau einer Windkraftanlage ist daher immer Inhalt eines Genehmigungsverfahrens, das von der lokalen Behörde (MA64, Rechtliche Bau-, Energie-, Eisenbahn- und Luftfahrtangelegenheiten: Energieangelegenheiten) abgewickelt wird. Dadurch, dass sich das ehemalige Flugfeld Aspern am Stadtrand Wiens befindet, kann als Beispiel die niederösterreichische Raumordnung herangezogen werden [NÖ-Raumordnungsgesetz], um das lokale technische Potenzial für Windkraftanlagen

quantifizieren zu können. Im § 19 Abs. 3a (Grünlandwidmung) wird der Hinweis auf genau geregelte Abstandbestimmungen gegeben, die eine minimale Entfernung von Wohngebieten von 1.200 m vorsieht.



Abbildung 10: Potenzialgebiet für Windkraftanlagen in der nahen Umgebung vom Flugfeld Aspern

Unter Berücksichtigung der minimalen Entfernungsangaben aus dem niederösterreichischen Raumordnungsgesetz kann das auf Abbildung 10 gezeichnete Gebiet als Potenzialgebiet für Windkraftanlagen bezeichnet werden. Dieses Potenzialgebiet entspricht der in Abbildung 9 gezeichneten Fläche. In diesem Gebiet sind schon drei Windkraftanlagen seit 2002 in Betrieb (Breitenlee [igwindkraft, 2009]). Im gekennzeichneten Gebiet könnten etwa laut groben Vorplanungsregeln 6x1 MW bzw. 4x1,5 MW Windkraftanlagen installiert werden.

Berechnung der spezifischen Erträge in Bezug auf die Rotorfläche

Die Stromerträge aus Windkraftanlagen können nach zwei Methoden berechnet werden:

- **Methode A, detaillierte Berechnung anhand von Windgeschwindigkeitsdaten:** Abbildung 11 bis Abbildung 14 zeigen die verschiedenen Berechnungsschritte zur Bestimmung der Stromerträge für eine Windkraftanlage, wenn die Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit bekannt ist (z. B. aus einer Messstation). Die Windrose für den Standort Unterlaa (Daten [ZAMG], siehe Abbildung 11) wird herangezogen, um die Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeiten auf Rotorhöhe (z. B. 65 m) zu bestimmen (siehe Abbildung 12). Der Median dieser Verteilung liegt bei 6 - 7 m/s, was gute Voraussetzungen für Windkraftanlagen bietet, weil bei diesen Geschwindigkeiten schon hohe Leistungen im Verhältnis zu den Nennleistungen der Anlagen generiert werden können (von Anlagengröße abhängig, siehe Abbildung 13). Die Kombination von Abbildung 12 und Abbildung 13 ergibt dann die Verteilung der jährlichen Stromausbeute nach Windgeschwindigkeitsbereichen (siehe Abbildung 14). Anschließend werden die gesamte Stromausbeute für verschiedene Windkraftanlagen sowie die spezifischen Erträge, die sehr wenig von der Anlagengröße abhängig sind, in Bezug auf die Rotorfläche gerechnet wie es Abbildung 15 zeigt.

Mit dieser Methode können zwar Stromerträge berechnet werden; das Ergebnis ist aber vor allem von den angenommenen Windgeschwindigkeitsdaten abhängig. Die hier genutzten Daten sind für den Standort Unterlaa gegeben, der aber einige Kilometer vom Flugfeld Aspern entfernt ist⁷. Dadurch, dass sich das Potenzialgebiet in unmittelbarer Nähe bestehender Windkraftanlagen befindet, können

⁷ Windgeschwindigkeitsdaten waren zur Zeit dieser Berechnungen für den Flugfeld Aspern nicht vorhanden.

plausiblere Ergebnisse unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten erhalten werden.

- **Methode B, Berechnung anhand realer Messdaten von Anlagen in der Region (Erfahrungswerte):** Tabelle 6 gibt einen Überblick über Eckdaten von sich in Betrieb befindlichen Windkraftanlagen in Wien. Auf Tabelle 6 ist deutlich sichtbar, dass die spezifischen Erträge im Norden von Wien (Seyring, Breitenlee) deutlich höher sind, als im Süden der Stadt (Vösendorf). Die spezifischen Erträge in Bezug auf die Rotorfläche sind eine charakteristische Größe für Standorte hinsichtlich deren Potenziale für Windkraftanlagen. Für Aspern sollte daher mit spezifischen Erträgen von ca. 760 kWh/m².a gerechnet werden, die der nördlichen Situation in Wien entsprechen. In Vösendorf fallen die spezifischen Ertragswerte unter 570 kWh/m².a. Es ist zu erwarten, dass aufgrund der geographischen Nähe die Situation in Vösendorf ähnlich wie in Unterlaa ist. Dies kann anhand der Werten von Abbildung 15 bestätigt werden. Mit den Windgeschwindigkeitsdaten für Unterlaa werden für den Standort Aspern spezifische Ertragswerte im Bereich 400 - 600 kWh/m².a gerechnet (siehe Abbildung 15), was den Werten von Vösendorf entspricht (siehe Tabelle 6).

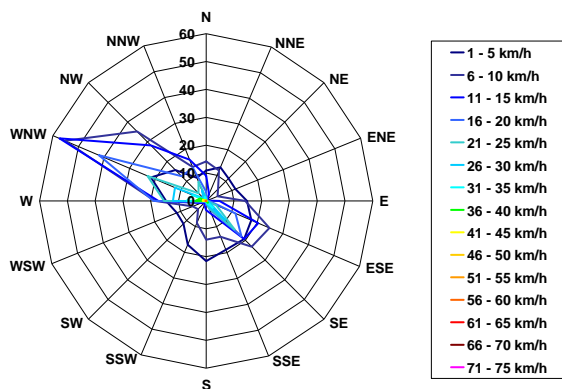


Abbildung 11: Windrose (Hauptwindrichtungen mit Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit), Wetterstation Unterlaa, Daten [ZAMG]

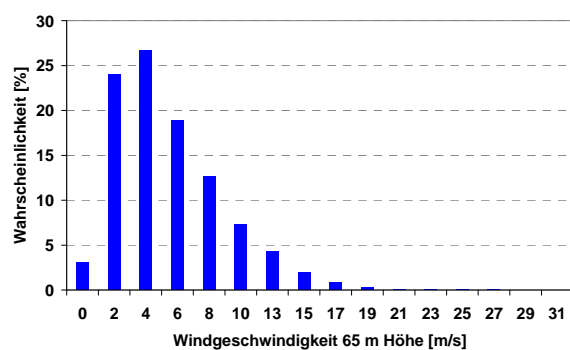


Abbildung 12: Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit in Wien, umgerechnet auf 65 m Höhe (urbaner Raum) Wetterstation Unterlaa, Daten [ZAMG]

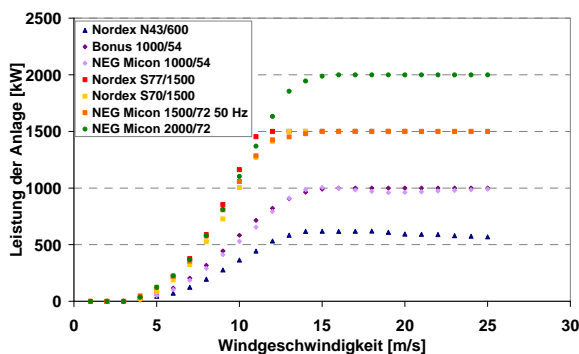


Abbildung 13: Leistungskurven ausgewählter Windkraftanlagen, Daten [DWIA, 2009]

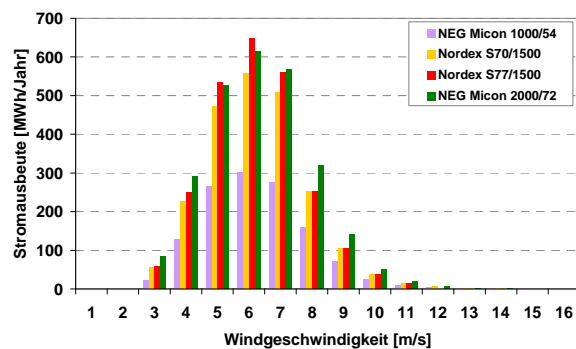


Abbildung 14: Mögliche Stromausbeute je nach Windgeschwindigkeit

Tabelle 6: Ertragswerte für bestehende Windanlagen in Wien [igwindkraft, 2009]

Anlage	Vestas V44	Vestas V47	NEC Micon 750	Vestas V52	Vestas V44	Vestas V44	Bonus 33
Leistung	600 kW	660 kW	750 kW	850 kW	600 kW	600 kW	300 kW
Ort	Parbasdorf	Seyring	Seyring	Breitenlee	Vösendorf I	Vösendorf	Vösendorf
Geographische Lage in Wien	Nord-Osten	Nord-Osten	Nord-Osten	Nord-Osten	Süden	Süden	Süden
Jährliche Planerträge [MWh/a]	1.521	1.735	1.810	1.684	1.521	1.521	855
Rotorfläche [m ²]	1.100	1.285	1.416	2.124	858	868	196
Spezifische Planerträge [kWh/m ² .a]	723	741	782	793	564	571	229

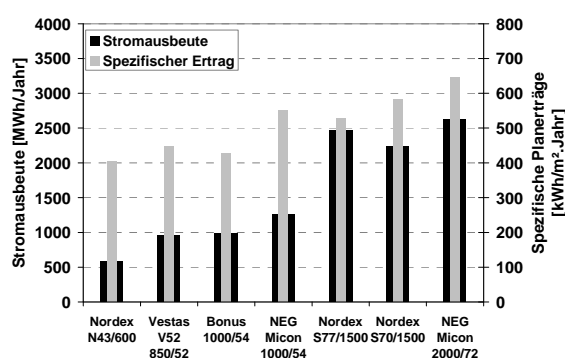


Abbildung 15: Mögliche Stromausbeute und spezifische Erträge (Methode A, Windgeschwindigkeitsdaten Unterlaa)

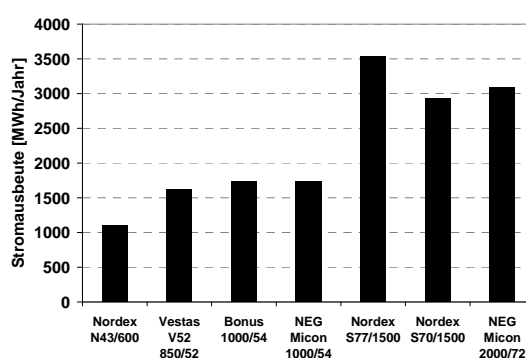


Abbildung 16: Mögliche Stromausbeute je nach Anlagentyp (Methode B)

Die mögliche Stromausbeute bei einem spezifischen Ertragswert von 760 kWh/m².a ist für verschiedene Typen von Windkraftanlagen in Abbildung 16 dargestellt. Die Werte reichen von ca. 1.500 MWh/a für eine 1 MW-Anlage bis ca. 3.000 MWh/a für eine 1,5 MW-Anlage.

Bei 6x1 MW- bzw. 4x1,5 MW-Windkraftanlagen werden 9.000 MWh/a bzw. 12.000 MWh/a erwartet. Wenn diese Erträge mit einer 2,5 x 2,5 km-großen Fläche assoziiert werden, ergeben sich spezifische Erträge von ca. 1,4 – 1,9 GWh/km².a, die mit den Werten in Abbildung 9 (0,8 – 1,6 GWh/km².a) kompatibel sind.

4.2.2. Windkraftanlagen im kleinen Leistungsbereich (<10 kW)

Urbane Windkraftanlagen im kleinen Leistungsbereich sind noch nicht sehr verbreitet. Es sind daher wenige Erfahrungswerte vorhanden, auf deren Basis allgemeine Empfehlungen formuliert werden können. Im Sinne des Demonstrationsstadtteils Aspern können trotzdem kleine Windkraftanlagen in die Bebauung integriert werden. Dafür können spezifische Machbarkeitsstudien durchgeführt werden (Strömungssimulationen zur Berechnung der Erträge, Lärmanalyse) und nach entsprechenden Forschungsarbeiten Demonstrationsprojekte umgesetzt werden.

Weltweit sind ca. 40 Hersteller von urbanen Windkraftanlagen tätig. Bei der Planung solcher Anlagen soll auf Folgendes geachtet werden [Holdsworth, 2009]:

- Dadurch, dass diese Anlagentypen in die urbane Bebauung integriert sind, sollen die lokale urbane Morphologie und deren Einflüsse auf die Windgeschwindigkeit in der unmittelbaren Nähe der Gebäude analysiert werden. Insbesondere die Turbulenzen, die zwischen den Gebäuden auftreten können, sind für Windkraftanlagen nicht geeignet. Diese sollten daher an sicheren Stellen von Gebäuden, an denen nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit Turbulenzen auftreten, angebracht werden [Turby, 2009].

- Allgemein betrachtet ergeben sich bei Flachdächern höhere Windgeschwindigkeiten als bei geneigten Dächern. Dadurch, dass die Gebäudeform einen deutlichen Einfluss auf die Windgeschwindigkeit haben kann, müsste sie in einer detaillierten Analyse (Strömungssimulation) immer berücksichtigt werden.

Ein Überblick über die allgemeinen Eigenschaften von Windanlagen im kleinen Leistungsbereich ist auf Tabelle 8 gegeben.

Tabelle 7: Allgemeine Eigenschaften von Windanlagen im kleinen Leistungsbereich

Effizienz	Aktuelle aerodynamische Windanlagen haben eine maximale Energieeffizienz von ca. 60%. Windturbinen mit horizontaler Achse (HAWT) haben in der Regel höhere Effizienzwerte als Windturbinen mit vertikaler Achse VAWT [Turby, 2009].
Steuerung	HAWT sollen der momentanen Windrichtung anpassend orientiert werden, was einen dementsprechenden Steuerungsmechanismus benötigt. Aufgrund der vertikalen Achse sind VAWT für alle Windrichtungen konzipiert.
Kosten und Erträge	Bei einer nominalen Leistung von 2,5 kW generiert eine Windturbine durchschnittlich 3.500 kWh/a, d. h. pro installiertes Kilowatt werden 1.400 kWh/a erzeugt. Die Investitionskosten betragen ca. 6.000 €/kW (Daten 2005) [Turby, 2009].
Lärm	Mit einem Schallpegel von 50 bis 60 dB sollen kleine Windanlagen keine Lärmbelästigung verursachen, weil sich diese Werte in der Bandbreite der herkömmlichen Geräusche im urbanen Bereich befinden [AWEA, 2008].
Schwingungen	Schwingungen würden dann auftreten, wenn die Resonanzfrequenz der Kombination Dach/Mast in der Betriebsfrequenz der Turbine, in einem Bereich von 1-10 Hz fallen würde. Aufgrund ihrer hohen Masse und ihrer niedrigen Resonanzfrequenz stellen Betondächer kein Problem in dieser Hinsicht dar. Bei anderen Fällen (Stahl- bzw. Holzkonstruktionen) sollte dies in Betracht gezogen werden [Turby, 2009].
Positionierung	Eine optimale Positionierung für Windanlagen ist in der Regel in der Mitte der Dachfläche auf einer Höhe von ca. 5 m über der Dachfläche, um außerhalb der Turbulenzonen zu bleiben. Auf dieser Höhe sind dann auch höhere Windgeschwindigkeiten zu finden, was positive Auswirkungen auf die Energieerträge hat. Aufzugsschächte oder ähnliche Strukturen sind in der Regel dafür sehr geeignet [Turby, 2009]. Bei Windanlagen, die an der Gebäudekante angebracht sind (in der Hauptwindrichtung), können sich die Erträge aufgrund von Turbulenzen bis zu 1/3 reduzieren.

4.3. Tiefe Geothermie

Im Rahmen des Projektes NACH ASPERN erfolgte keine detaillierte Untersuchung des Potenzials für tiefe Geothermie am Flugfeld Aspern, da die Erhebungen und Berechnungen vom Wiener Fernwärmenetzbetreiber durchgeführt werden. Das Geothermiefpotenzial wurde auf $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ bei einer tiefen Bohrung von etwa 4.500 m geschätzt. Die Höhe der erwarteten Temperaturen ($130 \text{ °C} - 150 \text{ °C}$) ist mit den Verteilungstemperaturen im primären Fernwärmenetz in Wien kompatibel. Aus diesem Grund sollte die tiefe Geothermiequelle als wichtige Komponente der Wiener Wärmeversorgungsinfrastruktur gesehen werden und nicht ausschließlich mit der Seestadt Aspern assoziiert werden.

Thermisch könnten theoretisch ca. $350.000 \text{ MWh}_{\text{th}}/\text{a}$ aus der tiefen Geothermie generiert werden, wenn die Anlage das ganze Jahr hindurch $40 \text{ MW}_{\text{th}}$ liefern würde. Diese Wärmemenge sollte nicht ausschließlich für die Seestadt Aspern zur Verfügung stehen, sondern auch für das restliche Wiener Fernwärmenetz. Durch die Einspeisung dieser zusätzlichen erneuerbaren Energiequelle in das Fernwärmenetz wird der Primärenergiefaktor der Wiener Fernwärme weiter reduziert.

Es ist technisch möglich, eine Stromauskoppelung mittels ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) bzw. Kalina-Prozess aufgrund der erwarteten Temperaturen durchzuführen. In diesen Prozessen wird die elektrische Energie über eine in einem geschlossenen Kreislauf angebrachte Dampfturbine generiert, die in einem niedrigeren Druck- und Temperaturbereich als Wasserdampfturbinen arbeitet (siehe Abbildung 17). Bei ORC-Prozessen wird die Turbine nicht durch Wasserdampf angetrieben, sondern durch ein organisches Arbeitsmittel (Isopentan, R245fa), das über Zufuhr thermischer Energie (z.B. Geothermie) in Dampfform gebracht wird. Im Kalina-Verfahren wird mit einem anderen Arbeitsmittel gearbeitet (Ammoniak-Wasser-Gemisch).

ORC-Prozesse sind bisher hauptsächlich bei Biomasseanlagen angewendet worden, wo sie aufgrund der hohen Temperaturen zur gleichzeitigen Strom- und Wärmegeneration herangezogen werden konnten: in diesen Fällen entsteht die Kondensationswärme bei einem höheren Temperaturniveau und kann dann in ein Fernwärmenetz eingespeist werden. Aufgrund der niedrigeren Temperaturen bei einer Geothermienutzung sind niedrige Kondensationstemperaturen notwendig. Die Anlage in Altheim ist z.B. für eine Kühltemperatur von ca. 10 °C ausgelegt [Pernecker, 2002]. Eine Wärmenutzung über Fernwärmenetz ist daher auszuschließen. Mit tiefer Geothermie ist daher eine gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung für eine Einspeisung in das Fernwärmenetz nur im Fall einer Parallelschaltung möglich. Ein Teil des Heißwassers sollte direkt zur Wärmeeinspeisung in das Fernwärmenetz genutzt werden.

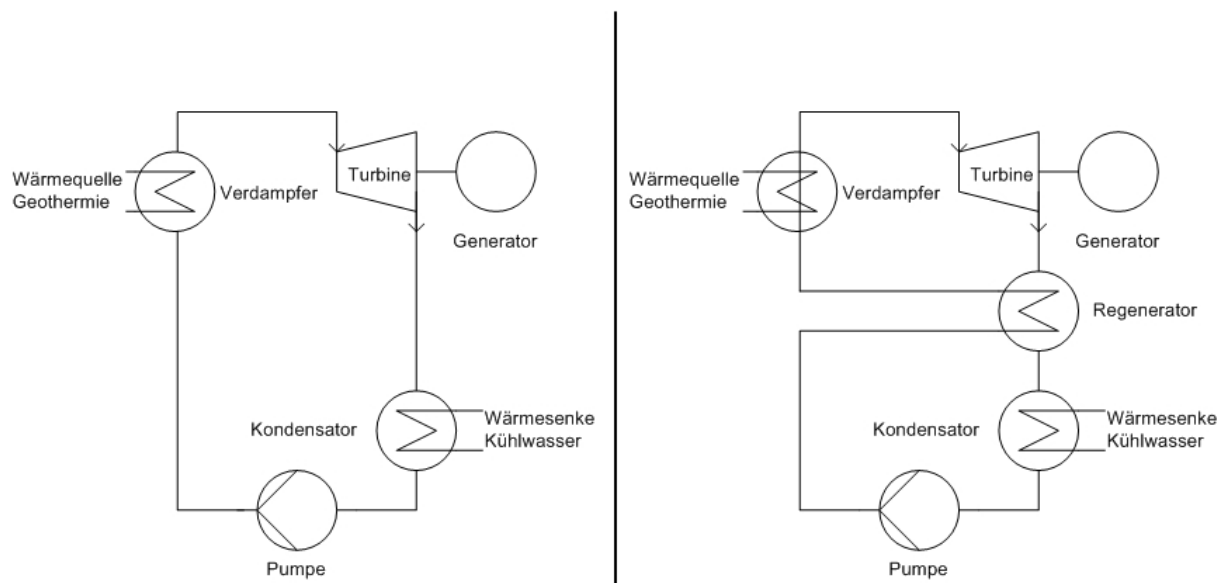


Abbildung 17: Thermodynamisches Prinzip einer ORC-Anlage (mit und ohne Regenerator)

4.4. Wärme bzw. Kälte aus dem Abwasserkanal

In der Regel werden zur Wärme- bzw. Kältengewinnung aus Abwasserkanälen große Sammelkanäle benötigt bzw. Kanäle, die ohne extreme Schwankungen große Abwassermengen abführen, was in Aspern nicht der Fall ist. Das lokale Abwasserentsorgungsnetz wird nämlich laut den hydraulischen Berechnungen [Flamisch, 2008] an zwei verschiedenen Stellen an das bestehende Netz angeschlossen. Dies limitiert die Abwassermengen, die an einem gegebenen Punkt fließen können.

Eine genauere Analyse bleibt aber notwendig, um die Kanaldimensionierung im Hinblick auf mögliche thermische Energiegewinnung aus dem Abwasserkanal zu untersuchen. Das Abwasser könnte als Wärmequelle (für Wärmepumpen) oder -senke (zur Rückkühlung von Kältemaschinen) genutzt werden. Solche Konzepte wurden schon in verschiedenen Größen umgesetzt [Piller et al., 2007].

4.4.1. Berechnung der minimalen Abwassermengen

Als Basis für die Berechnung wurden minimale Abwassermengen herangezogen, ohne die unvorhersehbaren Regenwasserbeiträge zu berücksichtigen (die aber zur Auslegung der Abwasserkanäle bestimmend sind). Die Abwassermengen von speziellen bzw. noch unbekanntem Nutzungen (z. B. Gewerbe) wurden auch nicht berücksichtigt, um das Potenzial zur thermischen Energiegewinnung nicht mit zu optimistischen Abwassermengen zu überschätzen. Die typischen Abwassermengen aus Tabelle 8 wurden als Annahmen für die verschiedenen Nutzungen herangezogen.

Tabelle 8: Annahmen zu den mittleren Abwassermengen pro Person und Tag (Mittelwert aus verschiedenen Quellen)

Größe	Abwassermenge pro Person und Tag	Nutzungsstunden [h]
Wohngebäude	150	24
Bürogebäude	10	12
Andere Nutzungen	0	0

Die aus den Planungstätigkeiten stammende Trassenverlegung wurde als Grundlage für die Berechnung der möglichen Abwassermengen an verschiedenen Punkten des Netzes genommen. Bei manchen Baublöcken kann das Gebäude von verschiedenen Seiten angeschlossen werden und die eindeutige Zuordnung des entsprechenden Baufelds zu einem Netzabschnitt ist dann nicht gegeben. Der Anschluss zu einem oder einem anderen Netzabschnitt wird im Laufe der Detailplanung an einem späteren Zeitpunkt bestimmt.

Aus diesem Grund wurden verschiedene Varianten untersucht (auf Abbildung 18 graphisch dargestellt), die sich von der Zuordnung bestimmter Baublöcke zu bestimmten Netzabschnitten unterscheiden.

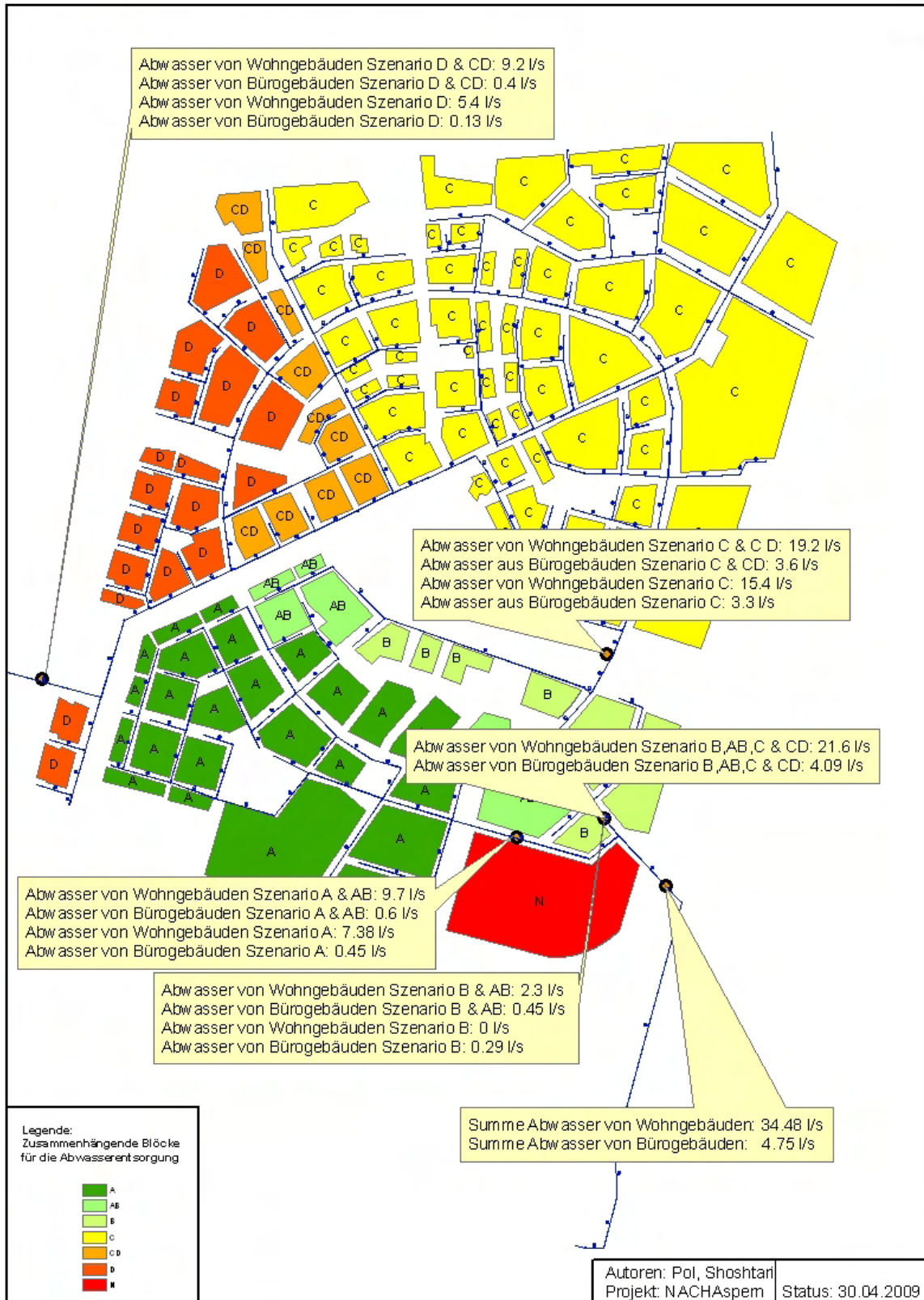


Abbildung 18: Wasserentsorgungsgebiete

Die Wasserentsorgung erfolgt zu ca. 3/4 über die südöstliche Seite des Areal und zu ca. 1/4 über die nordwestliche Seite (siehe Abbildung 18). Das größte Potenzial ist daher bei dem Anschlusspunkt im

südwestlichen Teil des Areals zu finden. Da die Baufelderentwicklung in zwei Phasen erfolgt (Beendigung der ersten Phase im Jahr 2014 mit dem südlichen Teil des Areals), ist es sinnvoll, das Potenzial für diese zwei Phasen abzuschätzen.

Je nachdem, an welchem Netzabschnitt die Gebäude, die zwei Möglichkeiten für den Anschluss ans Kanalnetz haben, angeschlossen werden, ergeben sich minimale sowie maximale Abwassermengen. Bei beiden Varianten macht die Abwassermenge nach Fertigstellung der ersten Bauphase im Jahr 2014 ca. 25% der gesamten erwarteten Abwassermenge nach Vollendung des gesamten Projektes aus.

Weitere Berechnungsannahmen ergeben tägliche Mittelwerte der Abwassermengen (siehe Tabelle 8). Bei bestimmten Nutzungen kann die Abwasserentsorgung während des ganzen Tages erfolgen (z. B. im Wohnbereich). Bei anderen Nutzungen, wie etwa im Büro- und Dienstleistungsbereich, konzentriert sich die Abwasserentsorgung während der Arbeitsstunden, außer bei speziellen Betrieben, die auch während der Nachtstunden arbeiten (z. B. Wäscherei). Eine Unterscheidung zwischen Tages- und Nachtwerten ist aber in der Masterplanphase nicht notwendig und teilweise unmöglich, weil zu viele Unsicherheiten die verschiedenen Nutzungen prägen.

Tabelle 9: gerechnete mittlere Abwassermengen

Phase	Minimale Abwassermenge [m ³ /h] (tägliches Mittelwert)	Maximale Abwassermenge [m ³ /h] (tägliches Mittelwert)
1 (Jahr 2014)	28.2	37.1
2 (nach Fertigstellung)	105.4	120.7

4.4.2. Berechnung des thermischen Potenzials

Die Potenziale zum Wärmeentzug aus dem Abwasserkanal (Wärmequelle für eine Wärmepumpe) sowie zur Wärmeabfuhr in den Abwasserkanal (Wärmesenke für eine Kältemaschine) sind von den verfügbaren Abwassermengen sowie von den zulässigen Werten der Temperatursenkung (im Falle des Abwassers als Wärmequelle) bzw. der Temperaturerhebung (im Falle des Abwassers als Wärmesenke) im Abwasserkanal.

Diese Grenzen werden für einen optimalen Betrieb der Kläranlagen festgelegt [Piller et al., 2007]. Um den Betrieb der Kläranlage nicht zu beeinträchtigen, darf die Temperaturerhöhung im Kühlfall nicht über 3°K hinausgehen.

In Tabelle 10 bzw. Tabelle 11 sind bei einer konstant angenommenen Abwassermenge (siehe Mittelwerte aus Tabelle 9) die erreichbaren Wärme- bzw. Rückkühlleistungen unter Berücksichtigung der zulässigen Temperaturvariationen und der Wärmekapazität des Abwassers gegeben.

Tabelle 10: Wärmegewinnungspotenzial

Phase	Wärmepotenzial (mittlere Heizleistung) bei einer Temperatursenkung von 5°K im Abwasserkanal [kW]		Rückkühlpotenzial (mittlere Heizleistung) bei einer Temperatursenkung von 6°K im Abwasserkanal [kW]	
	Bei minimaler Abwassermenge	Bei maximaler Abwassermenge	Bei minimaler Abwassermenge	Bei maximaler Abwassermenge
1 (Jahr 2014)	164	215	196	259
2 (nach Fertigstellung)	612	701	735	841

Tabelle 11: Rückkühlpotenzial

Phase	Rückkühlpotenzial (mittlere Kühlleistung) bei einer Temperaturerhöhung von 2°K im Abwasserkanal [kW]		Rückkühlpotenzial (mittlere Kühlleistung) bei einer Temperaturerhöhung von 3°K im Abwasserkanal [kW]	
	Bei minimaler Abwassermenge	Bei maximaler Abwassermenge	Bei minimaler Abwassermenge	Bei maximaler Abwassermenge
1 (Jahr 2014)	65	86	98	129
2 (nach Fertigstellung)	245	280	367	420

Die mittleren Heiz- bzw. Kühlleistungen sind in Abhängigkeit der entsprechenden Temperatursenkung bzw. -erhöhung im Abwasserkanal auf Abbildung 19 gezeigt. Vor allem die Unterschiede zwischen den erreichbaren Leistungen in den verschiedenen Phasen sind ersichtlich.

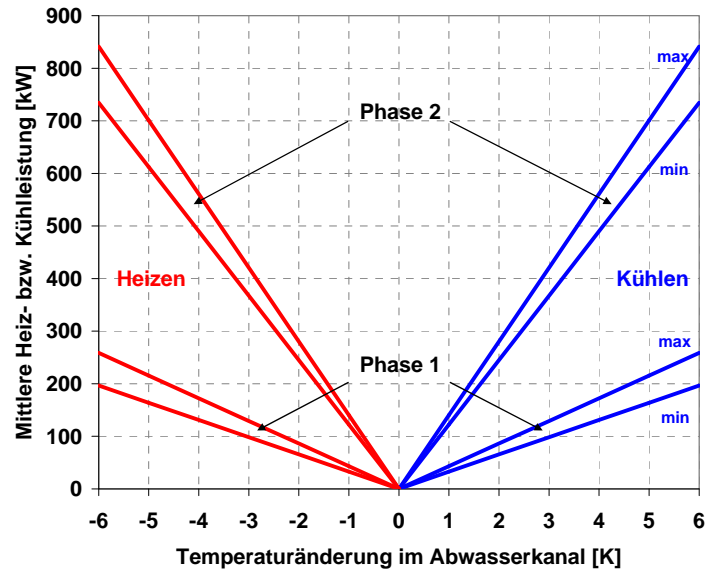


Abbildung 19: Wärmeleistung bzw. Rückkühlleistung in Abhängigkeit der Temperaturvariation im Abwasserkanal

4.4.3. Grenzen bei der Umsetzung

Das in 4.4.2 gerechnete Potenzial ist zwar in Bezug auf die gesamte Heiz- bzw. Kühlleistung im Stadtteil limitiert, bietet aber eine interessante Alternative für Niedertemperaturheizung, Wasservorwärmung und Rückkühlung von Kältemaschinen (Fernkältenetz). Der Vergleich zwischen den Phasen 1 und 2 (siehe Abbildung 19) zeigt, dass das technische Potenzial erst nach Fertigstellung des Entwicklungsvorhabens realisierbar ist. Einzelne Gebäude- oder Anlagenbetreuer, die die thermischen Energieressourcen aus dem Abwasserkanal nutzen würden, würden daher eine Ersatzlösung brauchen, solange Phase 2 nicht abgeschlossen ist, weil die größten Abwassermengen erst nach Fertigstellung von Phase 2 vorhanden sein werden. Daher ist eine zentralisierte thermische Energiegewinnung aus den Abwasserkanälen im Energiekonzept nicht vorgesehen.

4.5. Biogaserzeugung

Herkömmliche und wasserintensive Sanitärsysteme können durch Absaugsysteme ersetzt werden, um durch Fermentation von Abfallstoffen Biogas und damit Wärme bzw. Strom erzeugen zu können. Damit können große Wassereinsparungen erzielt werden, die gleichzeitig zu einer geringen Verdünnung des Schwarzwassers und zu einer Effizienzsteigerung bei der Biogaserzeugung führen. Geringere Wassermengen werden für den aeroben Abbau angestrebt, so wie z. B. in Flugzeugtoiletten, wo durch fortschrittliche Technologien nur 0,25 l/Spülgang anstelle von 1 l in herkömmlichen Toiletten gebraucht werden [Wendland, 2008].

Der Druck im Vakuumsystem beträgt 0,3 bis 0,5 bar und der berechnete tägliche Wasserverbrauch von Vakuumtoiletten ca. 5 l/Person und Tag [Wendland, 2008]. In Freiburg-Vauban (D), konnten die Schwarzwassermengen gegenüber dem durchschnittlichen Wert in Deutschland um ca. 80% reduziert werden (von 35 auf 6 l/Tag, siehe Tabelle 12 [Panesar, 2003]). Laut verschiedenen Forschungs- und Demonstrationsprojekten in Deutschland (siehe [Oldenburg, 2009] und [Wendland, 2009]) beträgt die maximale mögliche Methanerzeugung aus Schwarzwasser ca. 14 l/Person und Tag. Diese Zahl bezieht sich allerdings eher auf eine Vollzeitznutzung in einem Wohnbereich und sollte daher für einen realen Fall auf ca. 8 l/Person und Tag reduziert werden [Oldenburg, 2009].

Das erste System dieser Art wurde 2000 in Lübeck-Flintenbreite (D) für ca. 400 Einwohner installiert. Dort werden Küchenabfälle zerkleinert und dem Schwarzwasser beigemischt. Die Produkte der Fermentation sind Methan und Düngemittel [Wendland, 2003].

In Freiburg-Vauban (D) wurde ein ähnliches Konzept umgesetzt. Erkenntnisse aus diesem Projekt zeigen, dass diese Technologie erst ab einer Anzahl von 500 Personen ökonomisch vertretbar ist [Panesar, 2003].

Die Technologie für Vakuumtoiletten ist zwar schon entwickelt und vorhanden; die technische Durchführbarkeit von gekoppelten Biogaserzeugungsanlagen ist derzeit hauptsächlich vom anaeroben Fermentationsprozess des Schwarzwassers abhängig, und hier vor allem von der Methanextraktion. Aus diesem Grund kann die Technologie nicht als vollständig evaluiert erachtet werden, und nicht flächendeckend in der Seestadt Aspern vorgesehen werden. Die Demonstration dieser Technologie in ausgewählten Projekten wird aber empfohlen.

Tabelle 12: Eckdaten für die Anlagen in Freiburg-Vauban (aus [Panesar, 2003])

Einwohneranzahl	40 (inkl. 10 Kinder)
Anzahl von Vakuumtoiletten	25
Wassermenge pro Spülgang	1 l
Biogaserzeugung	2-3 m ³ /Tag
Reduzierung Schwarzwasserproduktion	Von ca. 35 l/Tag bis ca. 6 l/Tag

5. Erfassung der Energiepotenziale: ökonomische Aspekte

Ohne detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen, die über den Rahmen dieser Arbeit hinausgehen würden, wird anhand von spezifischen Investitionskosten (siehe Tabelle 13) ein grober Überblick über die ökonomische Machbarkeit von verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien geschaffen. Dabei soll der Unterschied zwischen Komponenten und Anlagen, die serienmäßig hergestellt oder nach den örtlichen Gegebenheiten geplant und ausgeführt werden sollen, berücksichtigt werden. Bei den Komponenten und Anlagen der ersten Kategorie können Investitionskosten schon ziemlich genau bestimmt werden, weil diese Kosten vor allem vom Herstellungsprozess dieser Komponenten abhängig sind. Für die Anlagen der zweiten Kategorie sind die Kosten sehr von der Art der Technologie und den örtlichen Gegebenheiten abhängig (bei jeder Technologiegruppe sind verschiedene Ausführungsvarianten vorhanden).

Tabelle 13: spezifische Investitionskosten für die verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien

	Investitionskosten 2007	Investitionskosten 2015, Prognose	Quelle
Photovoltaik	5000 €/kW _p 5000-7000 €/kW _p aktuell: 3700 €/kW _p ⁸	≤2500 €/kW _p	[SET-Plan, 2007] [Fechner et al, 2007] [ATB Becker, 2010]
Solarthermie	800-1200 €/kW _{th}	500-900 €/kW _{th}	[ESTTP, 2006]
Große Windanlagen	900-1000 €/kW	800-900 €/kW	[EWEA, 2003]
Kleine Windanlagen	6000 €/kW	n.a.	[Turby, 2009]
Strom und Wärme aus tiefer Geothermie	>1500 €/kW _{el} ⁹ >300-1000 €/kW _{th}	n.a.	[SET-Plan, 2007] [SET-Plan, 2007]
Wärme aus Abwasserkanal	600-1200 €/kW _{th} ¹⁰	n.a.	[Piller et al, 2007]
Strom und Wärme aus Biogas	3500-7000 €/kW _{el}	n.a.	Anlagenbeispiele in Österreich

Tabelle 14: spezifische Energiepreise für die verschiedenen Technologien

	Energiepreise 2007	Energiepreise 2030, Prognose	Quelle
Photovoltaik	0,30-0,60 €/kWh _{el}	0,10-0,15 €/kWh _{el}	[Fechner et al, 2007], sekundäre Quelle
Solarthermie	0,07-0,14 €/kWh _{th}	0,03-0,06 €/kWh _{th}	[Weiss, 2008], für Mitteleuropa
Große Windanlagen	0,04-0,08 €/kWh _{el}	n.a.	[EWEA, 2003]
Kleine Windanlagen	n.a.	n.a.	
Wärme aus tiefer Geothermie	0,01-0,10 €/kWh _{th}	n.a.	[IEA, 2007] und [DOE, 2009]
Wärme aus Abwasserkanal	0,05-0,07 €/kWh _{th} ¹¹	n.a.	[Piller et al, 2007]

5.1. Erneuerbare Energietechnologien mit serienmäßiger Herstellung

Bei Komponenten und Anlagen, die serienmäßig hergestellt werden, sind bereits verschiedene Marktentwicklungsszenarien vorgeschlagen worden, in denen eine deutliche Reduktion der spezifischen Investitionskosten aufgrund einer Steigerung der Produktionsmengen bereits für das Jahr 2015 prognostiziert wird. Dies gilt vor allem für Photovoltaikanlagen, die zwar im Jahr 2007 im

⁸ Für In- und Aufdachanlagen

⁹ Bei kleinen Anlagen (im Bereich unter 1 MW_{el}) liegen die spezifischen Kosten höher, etwa bei 3000 €/kW_{el} [DOE, 2009].

¹⁰ In Systemen, wo ausschließlich Wärmetauscher gebraucht werden (ohne Wärmepumpen) können Kosten noch niedriger sein (realisierte Beispiele mit 280 €/kW_{th}).

¹¹ In Systemen, wo ausschließlich Wärmetauscher gebraucht werden (ohne Wärmepumpen) können Energiepreise noch niedriger sein (realisierte Beispiele mit 0.002 €/kWh_{th}).

Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energietechnologien sehr hohe spezifische Investitionskosten aufweisen, bei denen aber aufgrund des derzeitigen Marktwachstums bereits eine deutliche Kostenreduktion eingetreten ist und ein weiteres Kostensenkungspotential erwartet wird (siehe Tabelle 13). Daher kann die Photovoltaiktechnologie am Flughafen Aspern realistisch vorgesehen werden. Wirtschaftlichkeitsberechnungen, die im Rahmen von [SUN power City] angestellt wurden, zeigen, unter welche Annahmen die Photovoltaik bereits heute wirtschaftlich darstellbar ist. Im repräsentativen Hochbau beispielsweise rechnen sich die Mehrkosten für eine gebäudeintegrierte, multifunktionale Photovoltaik-Fassade, die heute im Vergleich zu einer Alu-Glas-Fassade nur mehr 16 % betragen, aber über Jahrzehnte hinweg Strom liefern, bereits nach wenigen Jahren. Auch (GI)PV-Anlagen am Dach werden durch sinkende Modulpreise, Materialsubstitution und Wegfall von Montagekosten bei Indachanlagen immer wirtschaftlicher.

Obwohl kleine urbane Windkraftanlagen auch serienmäßige Produkte sind, sind zur Zeit die Produktionsmengen in Vergleich zu Photovoltaikanlagen sehr gering. Da der Markt noch nicht sehr groß ist, ist es noch zu früh, relevante Kostenreduktionsprognosen durchzuführen. Die hohen spezifischen Investitionskosten sowie die unbekanntenen möglichen Erträge (detaillierte simulationsbasierte Untersuchungen wären dafür notwendig (siehe 4.2.2)) machen es in dieser Phase unrealistisch, einen flächendeckenden Einsatz von kleinen Windkraftanlagen im urbanen Raum vorzusehen. Die Demonstration dieser Technologie in ausgewählten Projekten wird aber empfohlen.

Unter den Strom erzeugenden Technologien aus erneuerbaren Energiequellen weisen zur Zeit Windkraftanlagen im großen Leistungsbereich die niedrigsten spezifischen Investitionskosten ($< 1000 \text{ €/kW}$) auf, was auf eine langjährige Marktentwicklung zurückzuführen ist. Diese Technologie ist aber per Definition nicht an das urbane Energiekonzept gebunden (siehe 4.2.1.1). Kleinregional betrachtet könnten aber große Windkraftanlagen einen deutlichen Beitrag zur Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energieträgern in der lokalen Stromerzeugung liefern.

5.2. Bedarfsorientierte und situationsabhängige erneuerbare Energietechnologien

Bei bedarfsorientierten und situationsabhängigen erneuerbaren Energietechnologien, d. h. bei Anlagen, die in der Regel nicht in Serien hergestellt werden, sondern einzeln geplant werden, ist die Bandbreite der spezifischen Investitionskosten viel größer als bei einer serienmäßigen Produktherstellung.

In der Technologielliste, die für die Seestadt Aspern relevant sein kann, spielt vor allem die tiefe Geothermie eine wichtige Rolle. Dafür wären detaillierte Untersuchungen notwendig, um zu einer ökonomischen Machbarkeitsstudie zu kommen, vor allem in Bezug auf die Stromauskoppelung mittels ORC-Prozess (siehe 4.3). Insbesondere sollte berücksichtigt werden, wie viel Wärme tatsächlich zur Stromerzeugung genutzt werden könnte. Dafür sollte nicht nur der Wärmebedarf und die benötigte Wärmeleistung für die Seestadt Aspern bekannt sein, sondern auch die Werte für den Rest des Wiener Fernwärmenetzes. Nur die verbleibende Wärmemenge kann zur Stromerzeugung herangezogen werden. Dies soll auch für die Auslegung bzw. die Bestimmung der Anzahl von ORC-Modulen maßgebend sein. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird dann hauptsächlich von diesen Parametern beeinflusst.

Der finanzielle Aufwand für die Planung und den Bau von Tiefengeothermieanlagen wird dann sehr von den lokalen Gegebenheiten beeinflusst, deswegen sind die in Tabelle 13 angegebenen spezifischen Investitionskosten ziemlich ungenau (keine Kostenobergrenze). Auf der anderen Seite werden sehr selten detaillierte Kostenaufstellungen veröffentlicht; insbesondere werden öfters die Investitionskosten für den Neubau eines Fernwärmenetzes oder für die Tiefenbohrungen gegebenenfalls mitgerechnet, was die Berechnung der spezifischen Investitionskosten fälscht. In einigen Fällen sind Investitionskosten schon bekannt: die Kosten des ORC-Moduls der Anlage in Altheim, die seit 2000 in Betrieb ist, betragen ca. 1.300 €/kW_{el} für ein 1 MW_{el} -Generator [Pernecker, 2005]. Wenn modulartige ORC-Anlagen eingesetzt werden (z. B. 280 kW_{el} Nennleistung laut [Turboden, 2009A]) können Investitionskosten durch die teilweise serienmäßige Herstellung reduziert werden (ca. 1.200 €/kW_{el} , laut [Turboden, 2009B]). Wie viele solchen Module in der Seestadt Aspern installiert werden können, kann aber jetzt nicht bestimmt werden.

In einem Leitfaden für Kommunen in Bayern [Raschke, 2005], wo die Nutzung tiefer Geothermie für Heizkraftwerke relativ verbreitet ist, werden spezifische Kosten von ca. 2.700 €/kW_{th} angegeben. Bei einer typischen Leistung von 15 MW_{th} sei daher mit einmaligen Kosten von ca. $40.000.000 \text{ €}$ zu rechnen.

6. Prognostizierter Gesamtenergiebedarf

Zur Prognostizierung des Gesamtenergieverbrauchs werden zwei Datensätze benötigt und miteinander kombiniert (siehe die Beschreibung der allgemeinen Methodik auf Abbildung 3):

- Einerseits wird die Nutzungsbeschreibung der verschiedenen Baublöcke benötigt. Dafür wurde aus dem Masterplan eine Liste generiert, aus der alle quantitativen baufeldrelevanten Informationen ersichtlich sind, insbesondere die Bruttogeschoßfläche und die Verteilung dieser Fläche auf die verschiedenen Nutzungsarten (Strukturdaten).

- Andererseits werden spezifische Endenergiebedarfsdaten für die verschiedenen Nutzungsarten und möglichen thermischen Gebäudestandards verwendet.

Die Kombination beider Datensätze ermöglicht eine Berechnung des gesamten Endenergiebedarfs für alle Baublöcke. Dieser Ansatz berücksichtigt nicht den Einfluss von städtebaulichen Parametern - wie z.B. die urbane Morphologie - auf den Energiebedarf. Die Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Entwicklung von der Seestadt Aspern sind daher aus dieser Sicht limitiert. Der prognostizierte Gesamtenergiebedarf wird hauptsächlich dazu genutzt, verschiedene Energieversorgungsszenarien untereinander zu vergleichen.

6.1. Strukturdaten

Abbildung 20 zeigt den vorgesehenen Bauverlauf. Die größte Bauaktivität wird zwischen den Jahren 2014 und 2018 erwartet, während bis 2012 ausschließlich im südlichen Teil des Areals gearbeitet wird.

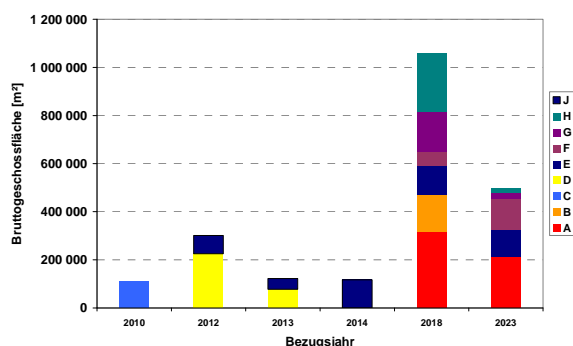


Abbildung 20: geplante Bauphasen

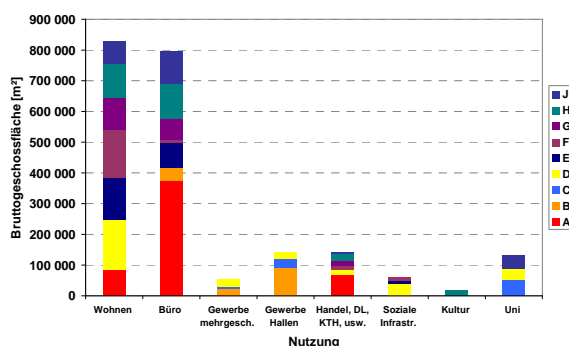


Abbildung 21: Nutzungsverteilung in den Baublöcken nach Fertigstellung

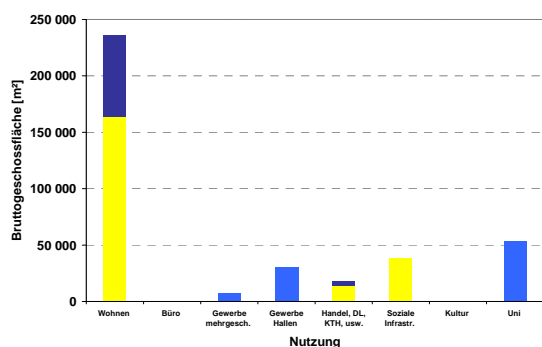


Abbildung 22: Nutzungsverteilung in den Baublöcken im Jahr 2012

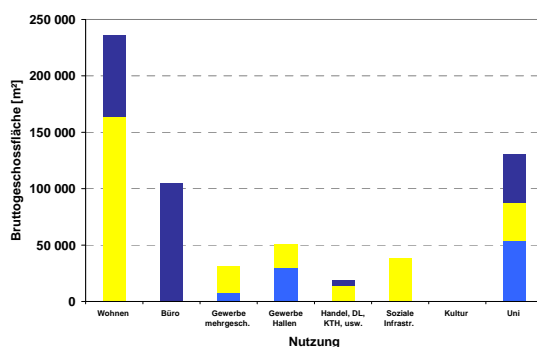


Abbildung 23: Nutzungsverteilung in den Baublöcken im Jahr 2014

Nach Fertigstellung nehmen die Wohn- und Büronutzungen den größten Teil der gesamten Bruttogeschoßfläche ein (jeweils rund 800.000 m²), während die anderen Nutzungsarten flächenmäßig geringer ausfallen – etwa 100.000 m², was für eine Wiener Mischnutzung jedoch als eher hoch einzustufen ist (siehe Abbildung 21). Für die erste Bauphase ist vor allem der Wohnbau mit über

230.000 m² relevant.

6.2. Spezifische Endenergiebedarfsdaten

Tabelle 15: Angenommene Werte des Endenergiebedarfs in kWh/m²_{BGF,a} für die verschiedenen Nutzungsarten (Die Einteilung in „Mindestanforderung“ und „Zielszenario“ bezieht sich auf die für Aspern geforderten Werte. Als ‚konventionell‘ werden hier zulässige Werte für die Wärme nach Bauordnung herangezogen, die als Vergleichswerte dienen.)

	WOHNGEBÄUDE [kWh/m ² _{BGF,a}]		BÜROGEBÄUDE [kWh/m ² _{BGF,a}]				VERKAUFSSTÄTTEN [kWh/m ² _{BGF,a}]		
	EEB Strom	EEB Wärme (RH und WW)	EEB Strom (m. Kühlung)	EEB Strom (o. Kühlung)	EEB Wärme (RH und WW)	EEB Kühl- energie	EEB Strom	EEB Wärme(RH und WW)	EEB Kühl- energie
Zielszenario Quellen/Annahmen	25 60% Effizienz- steigerung	30 HWB=12 WWB ¹² =8, 5 UF ¹³ =0,7	31 65% Effizienz- steigerung	28 JAZ ¹⁴ =3.3	33 HWB=18 WWB=5 UF=0,7	10 Reduzie- rung der internen Lasten	31 65% Effizienz- steigerung	33 HWB=18 WWB=5 UF=0,7	25 1 kW Split- klimagerät für 40 m ² 1000 h
Mindestanforderung Quellen/Annahmen	40 40% Effizienz- steigerung	46 HWB=20 WWB=12 UF=0,7	58 35% Effizienz- steigerung	51 JAZ=3.3	59 HWB=33 WWB=8 UF=0,7	20 [Pol et al, 2008]	58 35% Effizienz- steigerung	59 HWB=33 WWB=8 UF=0,7	25 1 kW Split- klimagerät für 40 m ² 1000 h
Konventionell Quellen/Annahmen	65 [Voss et al, 2006]	90 HWB=48 WWB=15 UF=0,7	90 [Voss et al, 2006]	80 JAZ=3.3	61 HWB=33 WWB=10 UF=0,7	30 [Pol et al, 2008]	90 [Voss et al, 2006]	61 HWB=33 WWB=10 UF=0,7	38 1,5 kW Split- klimagerät für 40 m ² 1000 h

In Abstimmung mit dem Kriterienkatalog, in dem die Nutzenergiebedarfswerte (Heizwärmebedarf, Kühlbedarf) für die verschiedenen Szenarien definiert sind, wurden die Endenergiebedarfswerte von Tabelle 15 berechnet. Die dafür getroffenen Annahmen sind:

6.2.1. Wärme

- Die Mindestanforderungen für den Heizwärmebedarf (HWB) sind in Hinsicht auf die Anforderungen der OIB-Richtlinie 6 [OIB, 2007] (ca. 20% unter den Anforderungen ab 2010) definiert worden. Die angenommenen und in Tabelle 15 angezeigten Werte entsprechen diesen Anforderungen im Fall einer kompakten Bauweise (hohe Ic-Werte¹⁵).
- Für die Nutzungsarten Wohnen, Büro und Gewerbe in allen Baublöcken wird angenommen, dass Fernwärme als Endenergieträger für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung eingesetzt wird.
- Der Endenergiebedarf für die Heizung beinhaltet den Energiebedarf für die Warmwasserbereitstellung und die Raumheizung. Der Heizwärmebedarf wurde nach OIB-Richtlinie 6 für verschiedene Gebäudeenergiestandards gerechnet. Die Werte von Tabelle 15 entsprechen den Ziel- und Mindestanforderungen für den spezifischen Heizwärmebedarf in Aspern.

6.2.2. Kühlenergie

- Im Wohnbereich ist keine aktive Kühlung vorgesehen.
- Im Bürobereich kann die Kühlung entweder dezentral (eine Kälteanlage pro Gebäude) oder zentral (über ein Fernkältenetz) erfolgen. Im Fall „dezentral“ wird Strom als Endenergie eingesetzt, während im Fall „zentral“ die Fernkälte als Endenergieträger angenommen wird. Die ökonomische

¹² WWB: Energiebedarf zur Warmwasserbereitstellung

¹³ UF: Umwandlungsfaktor Nutzenergie zu Endenergie (Berücksichtigung der Abgabe-, Verteilungs- und Speicherungsverluste)

¹⁴ JAZ: Jahresarbeitszahl von Kompressionskältemaschinen

¹⁵ Der Ic-Wert (Charakteristische Länge) ist ein Maß für die Kompaktheit eines Gebäudes (laut [OIB, 2007] definiert als Verhältnis von Volumen zur Oberfläche)

Machbarkeit und primärenergetische Vorteile einer Fernkälteversorgung in den betroffenen Bereichen (in den sogenannten Zielgebieten) sind in 6.3.3 präsentiert.

- Wie bei den anderen Kennzahlen bezieht sich der Kühlenergiebedarf auf die Bruttogeschoßfläche. Gerechnete Beispiele für Wien im Bürobereich (siehe [Pol et al, 2008]) ergeben Werte von 20 - 30 kWh/m²_{BGF}.a. Es ist anzustreben, in Aspern noch ehrgeizigere Werte zu erreichen, weil der angestrebte außeninduzierte Kühlbedarf im Bürobereich gleich Null sein soll (Zielszenario).
- Bei Mischnutzungen zwischen Wohn- und Dienstleistungsbereichen (wie bei Geschäften in den Erdgeschoßzonen) ist im Dienstleistungsbereich nicht auszuschließen, dass Kühlbedarf bestehen wird. Es ist aber unabsehbar, welche Art von Dienstleistungen oder Kleinbetriebe sich in den Erdgeschoßzonen ansiedeln werden. Daher wird von einem „Worst-case“-Szenario ausgegangen, in dem aktive Kühlung benötigt wird. Aufgrund der niedrigen Kältebelegung in diesen gemischten Wohn- und Einkaufsbereichen ist eine Fernkälteversorgung auszuschließen. In diesen Bereichen wird Strom als Endenergie für die Kühlung eingesetzt (individuelle Raumklimageräte). Die entsprechenden Annahmen haben aber einen zweitrangigen Einfluss, weil die gesamte Fläche für diese Nutzungen ca. 1/20 der Gesamtfläche für die Wohn- und Büronutzungen ausmacht (siehe Abbildung 21).

6.2.3. Strom

- Der Strombedarf im Wohnbereich ist vor allem von der Anzahl und vom Typ der Haushaltsgeräte abhängig. Laut [Voss et al, 2006] (Daten aus SolarBau:MONITOR) machen diese Geräte in einer bereits optimierten Bauweise 3/4 des gesamten Stromverbrauchs im Haushalt aus. Neu erschienene Studien [Sidler, 2008] bestätigen bereits, dass der Stromverbrauch für IT-Anwendungen im Haushaltsbereich in den letzten Jahren stark gestiegen ist und dass die vermehrte Ausstattung von Haushalten mit solchen Geräten die Effizienzsteigerung bei den konventionellen Geräten kompensiert. Deswegen ist auch der angegebene Wert sehr davon abhängig, welche Geräte zukünftig am Markt vorhanden sein werden. Der Wert von 25 kWh/m².a entspricht unter diesen Bedingungen einem sehr ambitionierten Ziel.
- Der angenommene Strombedarf für das Szenario ‚konventionell‘ im Bürobereich ist anhand verschiedener Quellen validiert (u. a. [Voss et al, 2006]). Die Werte für das Zielszenario (65% Einsparung) sind aus dieser Sicht auch sehr ambitioniert.
- Bei Universitäten und anderen Sondergebäudenutzungen werden in einer ersten Phase die gleichen Energiekennzahlen wie im Bürobereich angenommen, da es keine weiteren Informationen über die Nutzungen vorhanden sind.

6.3. Gesamter Endenergiebedarf

6.3.1. Endenergiebedarf nach Block und Szenario

In Abbildung 24 bis Abbildung 31 bzw. in Abbildung 32 bis Abbildung 39 sind verschiedene Auswertungen zur Berechnung des Endenergiebedarfs für die Bauphasen bis 2014 (Südzone der Seestadt Aspern) bzw. für das ganze Gebiet (nach Fertigstellung) aufgezeigt.

Diese werden für verschiedene Gebäudeenergiestandards (Z = Zielszenario, M = Mindestanforderung, K = Konventionell) und je nach Verfügbarkeit eines Fernkältenetzes angegeben. Die Gesamtverbräuche je nach Endenergieträger sind in Abbildung 26, Abbildung 27, Abbildung 30 und Abbildung 31 bzw. in Abbildung 34, Abbildung 35, Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt. Bemerkenswert ist vor allem, dass unter den getroffenen Annahmen der Stromverbrauch nur wenig von der Verfügbarkeit eines Fernkältenetzes abhängig ist.

Um den Beitrag der Gebäude der Bauphase 1 (Jahr 2014) in Bezug auf den gesamten Endenergiebedarf nach Fertigstellung zu zeigen, sind für Abbildung 32 bis Abbildung 39 die entsprechenden Balken für die Baufelder der Bauphase 1 mit einem schwarzen Rahmen gekennzeichnet.

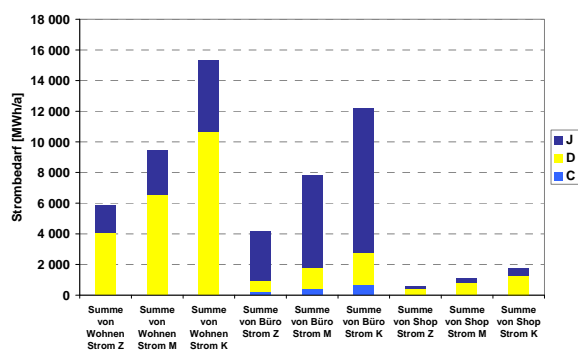


Abbildung 24: Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014

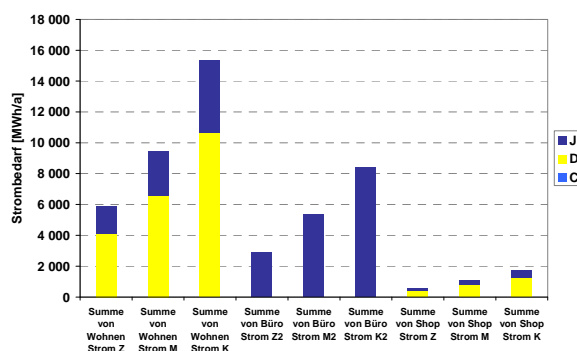


Abbildung 25: Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014

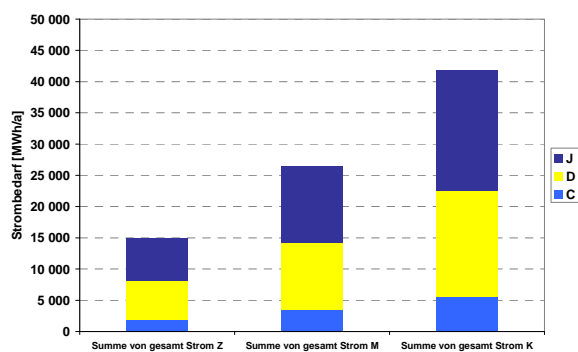


Abbildung 26: Gesamter Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014

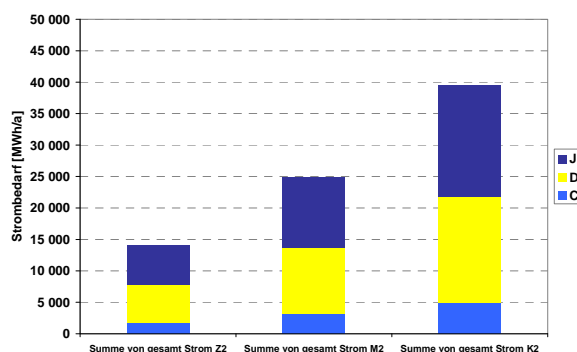


Abbildung 27: gesamter Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014

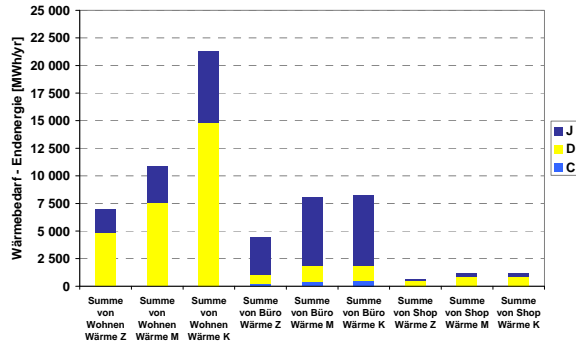


Abbildung 28: Wärmebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014

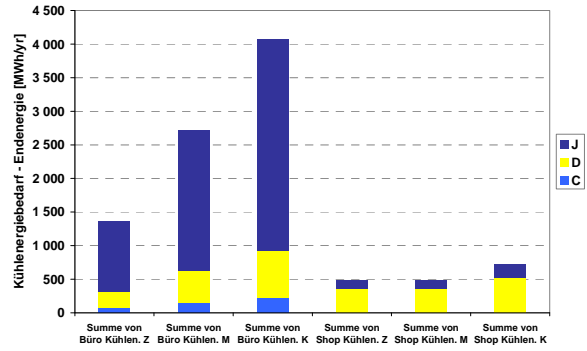


Abbildung 29: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014

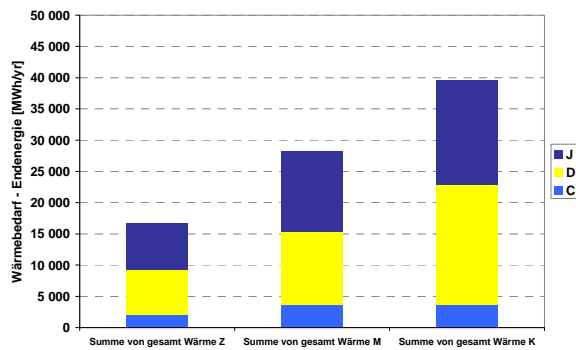


Abbildung 30: Wärmebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014

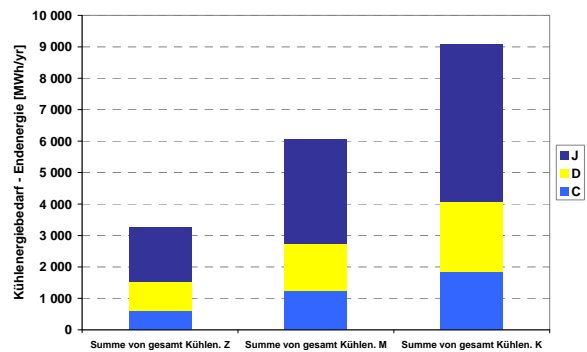


Abbildung 31: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014

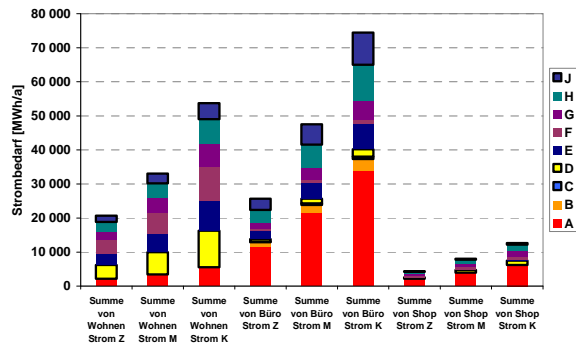


Abbildung 32: Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung

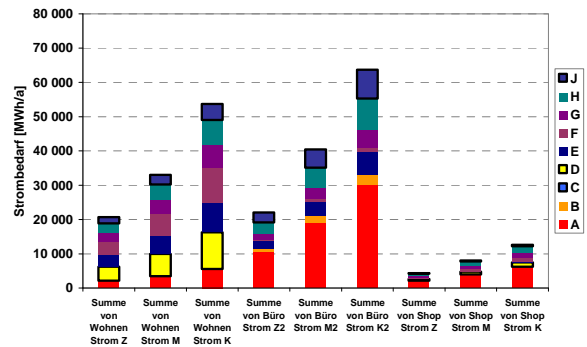


Abbildung 33: Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung

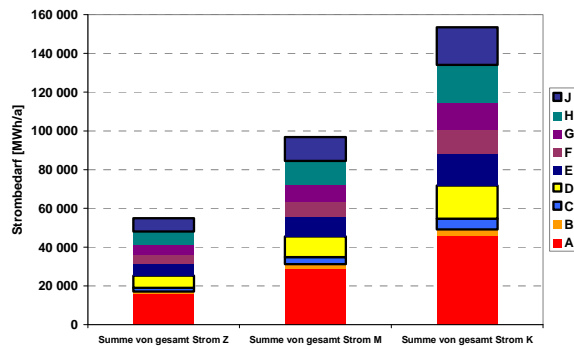


Abbildung 34: gesamter Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung

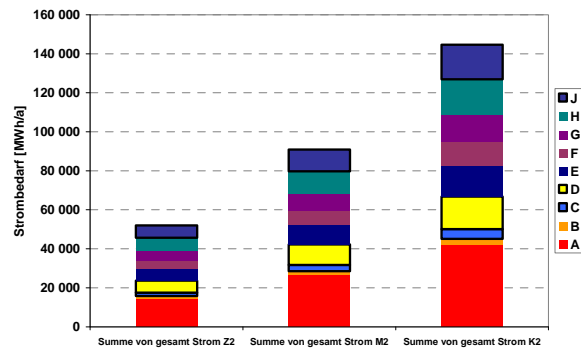


Abbildung 35: gesamter Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung

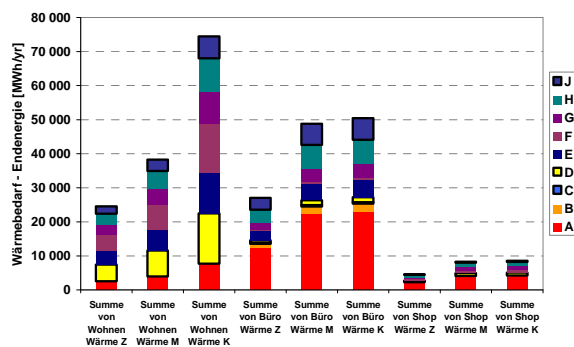


Abbildung 36: Wärmebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung

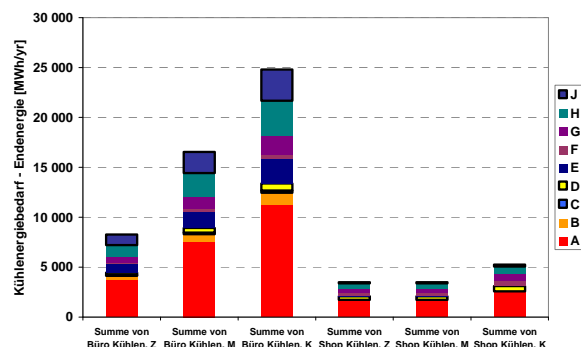


Abbildung 37: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung

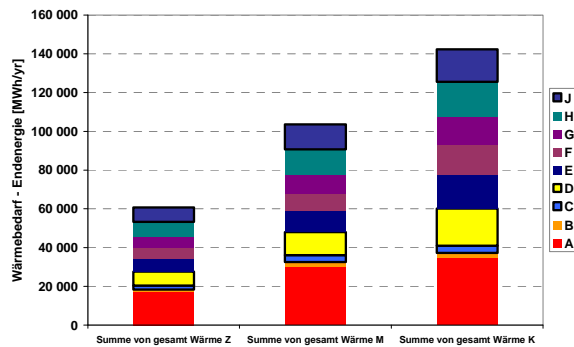


Abbildung 38: Wärmebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung

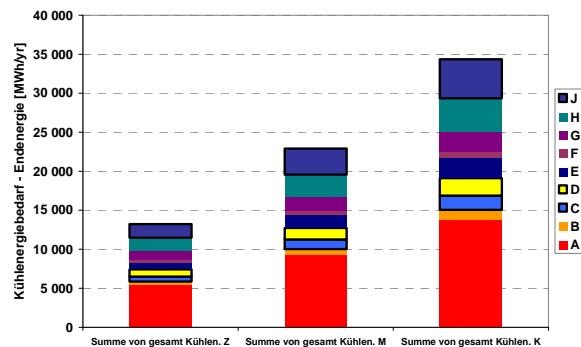


Abbildung 39: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung

Die Lokalisierung der Baublöcke und den Verweis auf ihren Energiebedarf ist in Abbildung 40 bis Abbildung 43 dargestellt.

In diesen Berechnungen sind alle Nutzungen außer Gewerbe berücksichtigt worden, weil der Energiebedarf von verschiedenen Gewerbetypen sehr nutzungsabhängig ist und weil die genauen Nutzungen noch unbekannt sind. In Abstimmung mit der Umweltverträglichkeitserklärung wurde angenommen, dass 30 % dieser Fläche mit Gas versorgt werden könnte. Unter der weiteren Annahme von mittleren spezifischen Bedarfswerten von 50 bis 70 kWh/m².a würde der Gasbedarf zwischen 3 und 5 GWh/a betragen.

Die Endenergiebedarfswerte werden für das Jahr 2014 und nach Fertigstellung in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Endenergiebedarfswerte im Jahr 2014 und nach Fertigstellung (ohne Gewerbe)

	2014 [MWh/a]	Nach Fertigstellung [MWh/a]
Gesamter Strombedarf, Zielszenario (ohne Fernkälte)	14.980	55.280
Gesamter Strombedarf, Mindestszenario (ohne Fernkälte)	26.410	97.300
Gesamter Strombedarf, Konventionell (ohne Fernkälte)	41.920	153.410
Gesamter Strombedarf, Zielszenario (mit Fernkälte)	14.170	52.360
Gesamter Strombedarf, Mindestszenario (mit Fernkälte)	24.800	91.460
Gesamter Strombedarf, Sz. Konventionell (mit Fernkälte)	39.490	144.660
Gesamter Kühlenergiebedarf (Endenergie), Zielszenario	3.270	13.190
Gesamter Kühlenergiebedarf (Endenergie), Mindestszenario	6.050	22.890
Gesamter Kühlenergiebedarf (Endenergie), Sz. Konventionell	9.080	34.360
Gesamter Heizenergiebedarf (Endenergie), Zielszenario	16.660	61.150
Gesamter Heizenergiebedarf (Endenergie), Mindestszenario	23.320	104.240
Gesamter Heizenergiebedarf (Endenergie), Sz. Konventionell	39.512	142.260

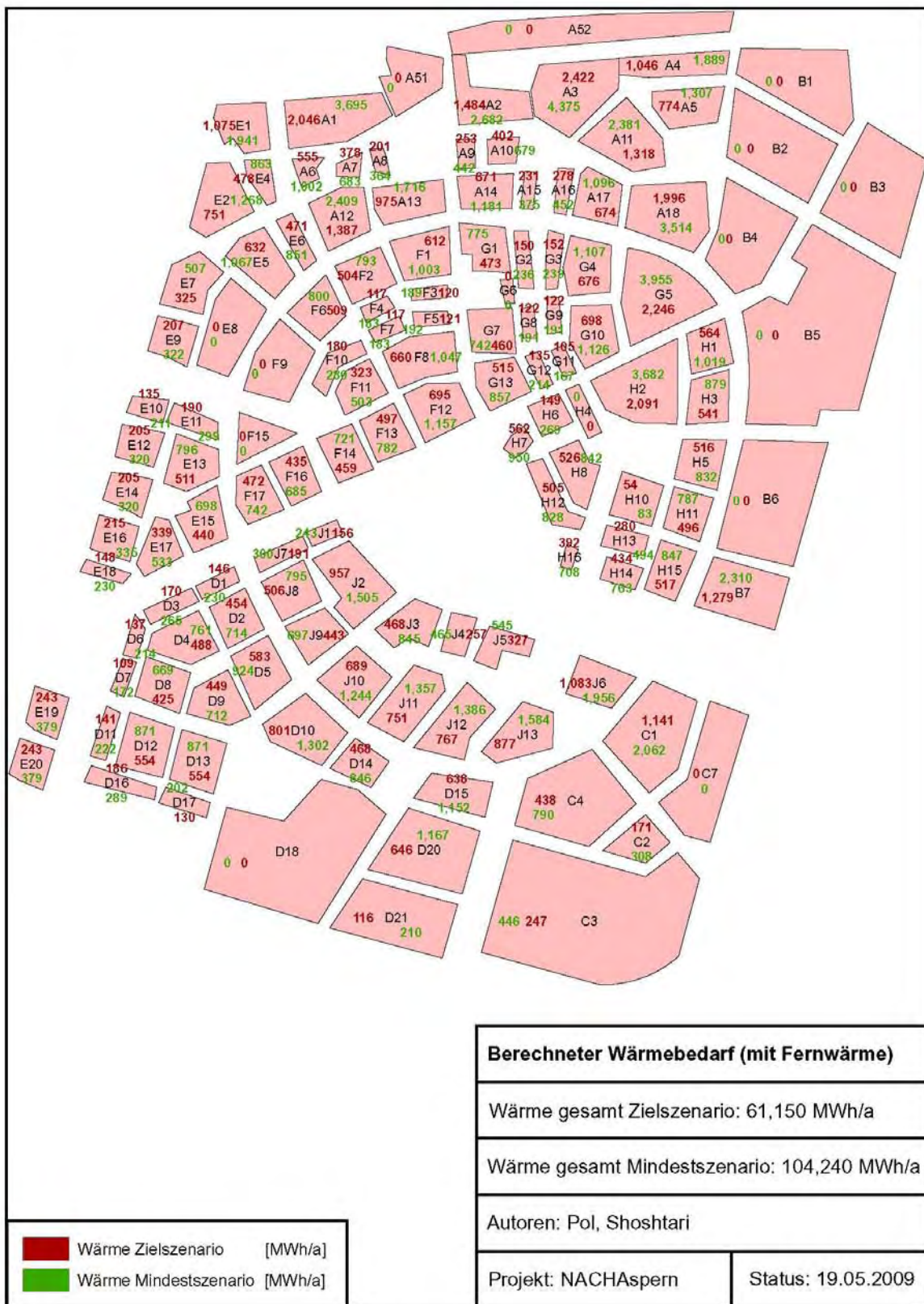


Abbildung 40: Berechneter Wärmebedarf (Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt)

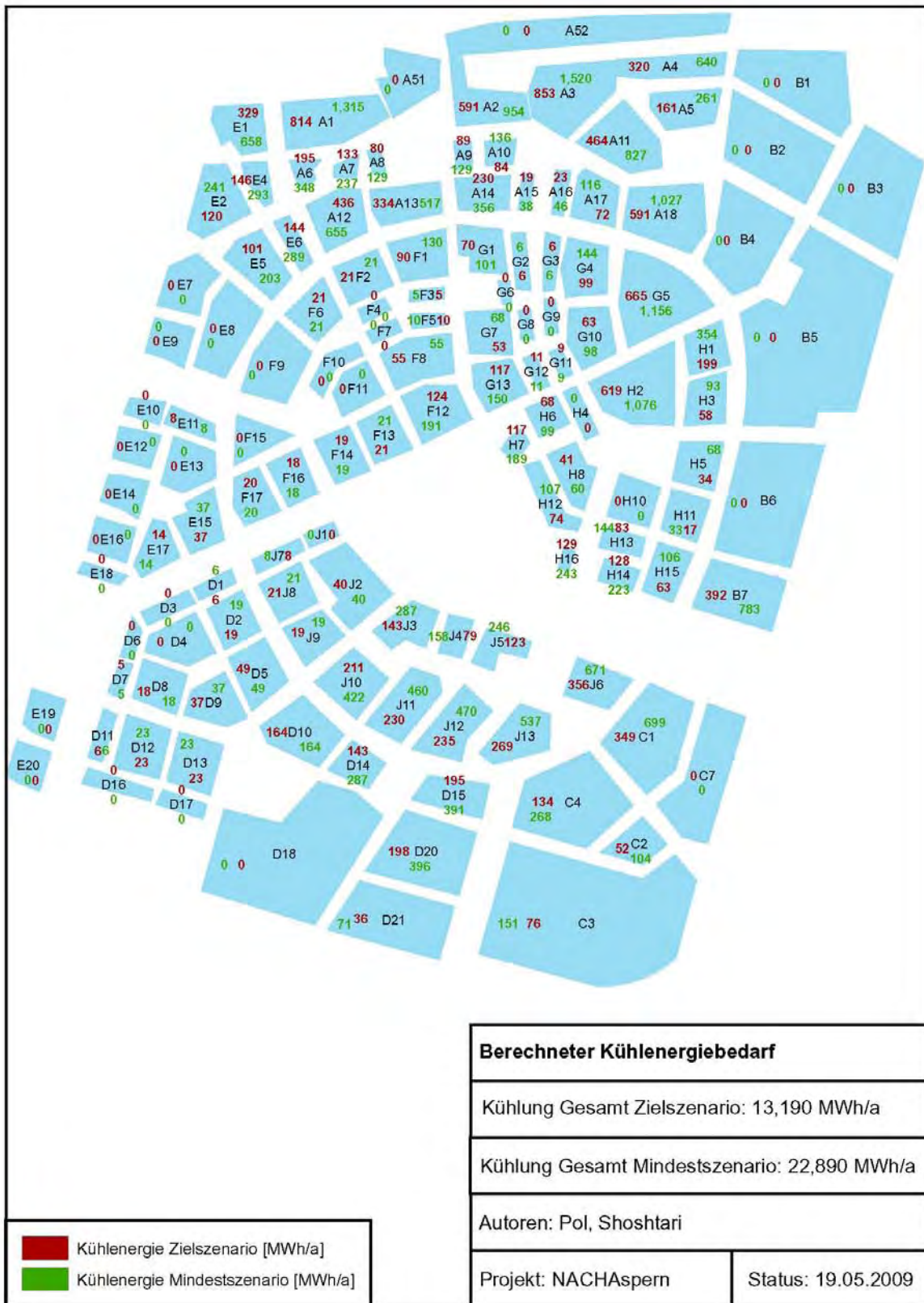


Abbildung 41: Berechneter Kühlenergiebedarf (Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt)



Abbildung 42: Berechneter Strombedarf (ohne Fernkälte, Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt)

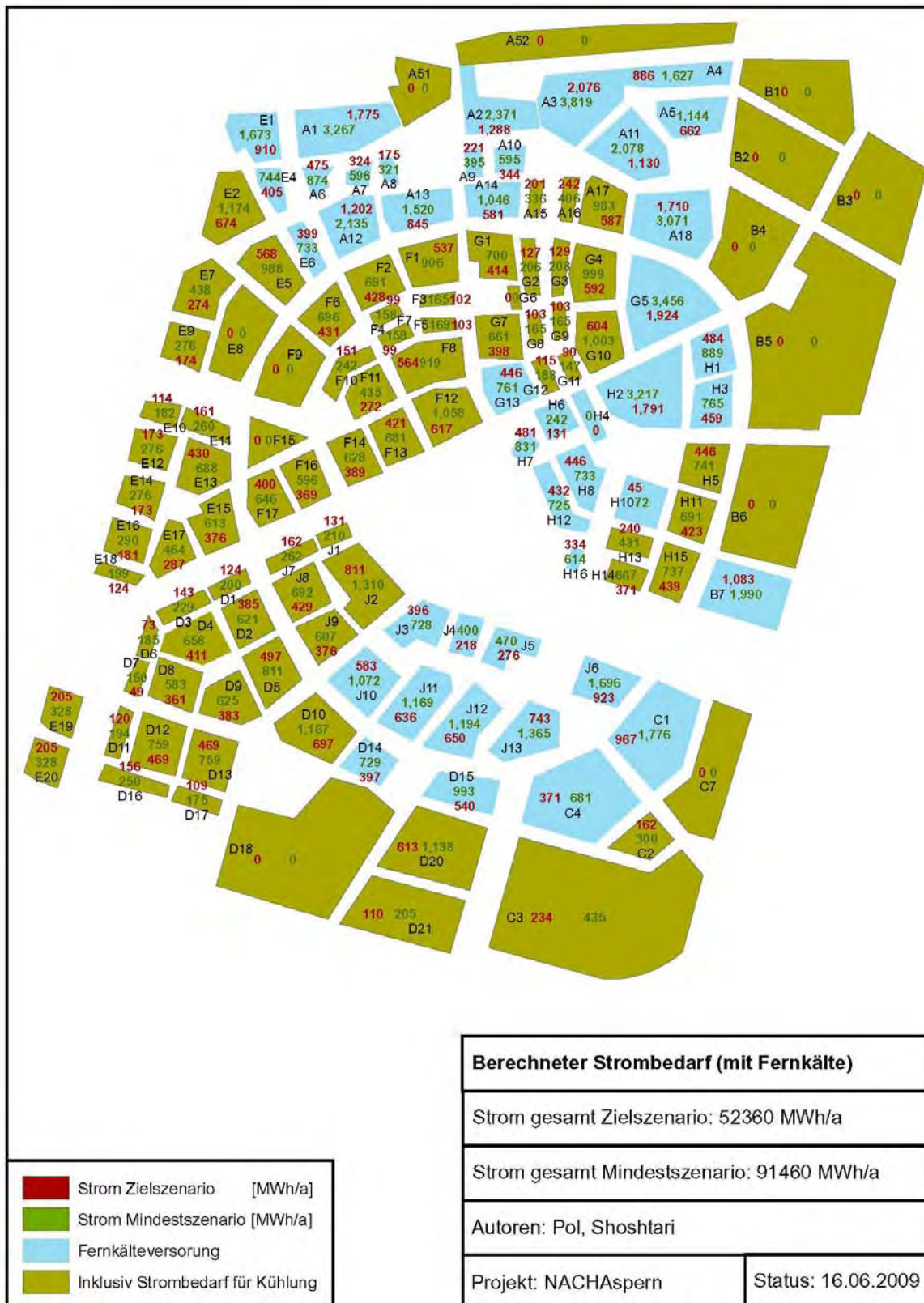


Abbildung 43: Berechneter Strombedarf (mit Fernkälte, Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt)

6.3.2. Machbarkeit eines Fernwärmenetzes

Der erste Indikator zur Bewertung der ökonomischen Machbarkeit von Fernwärmenetzen ist die auf die Grundfläche bezogene Wärmebedarfsdichte, die unabhängig von der Auswahl der Netztopologie (Trassenverlauf) ist. In der umfassenden Studie [Zinko et al., 2008] werden Möglichkeiten der Wirtschaftlichkeitserhöhung von Fernwärmeversorgungsinfrastrukturen in Gebieten mit niedriger Wärmebedarfsdichte beleuchtet. In dieser Studie wird der Wert $10 \text{ kWh/m}^2_{\text{GF.a}}$ als unterer Wert der Wärmebedarfsdichte erwähnt, wobei dabei nur die Netzinfrastruktur (inkl. Übergabestationen) und nicht die Investitionen auf der Wärmeeinspeisungsseite (reiner Netzausbau, was der Situation in der Seestadt Aspern entspricht) berücksichtigt wird.

Die langjährige Entwicklung von Nah- und Fernwärmenetzen hat auch zur Entwicklung von technischen Richtlinien geführt, mit Hilfe derer die ökonomische Machbarkeit von Fernwärmenetzen anhand von charakteristischen Kennwerten evaluiert werden kann [ÖKL 67, 1999]. Die Wärmebelegung eines Wärmenetzes (die jährlich verkaufte Wärmemenge bezogen auf die Trassenlänge¹⁶ des Netzes) sowie die Netzbelegung (die Abnehmeranschlussleistung bezogen auf die Trassenlänge des Netzes) werden in der Regel genutzt. [ÖKL 67, 1999] gibt einen Zielwert für die Wärmebelegung eines Fernwärmenetzes (Zielwert $>1,2 \text{ MWh/m.a}$) vor. Diese Werte wurden vor allem als minimale Grenzwerte für ländliche Biomasse-Nahwärmenetze festgelegt, weil solche Netze sehr oft in Gebieten mit einer niedrigen Wärmeabnahmedichte in Vergleich zu urbanen Fernwärmenetzen, d. h. mit einer niedrigen Wärmebelegung, gebaut werden. In einigen Fällen werden minimale Zielwerte von $0,9 \text{ MWh/m.a}$ als Förderungsvoraussetzung herangezogen. In [Zinko et al., 2008] wird sogar die Machbarkeit einer Netzinfrastruktur (ohne Berücksichtigung von Investitionen auf der Wärmeeinspeisungsseite, wie in der Seestadt Aspern) bis zu einer Wärmebelegung von $0,3 \text{ MWh/m.a}$ bewiesen. Diese auf die Leitungsnetzlänge bezogenen Kennwerte setzen eine erste Vorauswahl der möglichen Trassenführung voraus und sind daher von der Netztopologie abhängig. Der Trassenverlauf sollte jedoch so ausgewählt werden, dass diese Kennwerte maximiert werden. Diese Aufgabe fällt unter die allgemeinen Tätigkeiten der Strukturoptimierung von Fernwärmenetzen.

Vorbedingung für den Fernwärmenetzausbau in der Seestadt Aspern ist vor allem das Vorhandensein einer primären Rohrleitung quer durch das Gebiet des Flugfeldes. Diese Rohrleitung wurde zur Versorgung der bestehenden Siedlungen in Aspern und Essling gebaut und bringt deutliche Vorteile in Bezug auf die Netzwirtschaftlichkeit. Der Netzausbau entspricht in diesem Fall eher einer Verdichtung der bestehenden Infrastruktur als einer Netzerweiterung in Richtung entfernter Gebiete, wo die Wirtschaftlichkeit des Netzausbaus viel kritischer wäre. Im Folgenden wird zuerst die Wärmebedarfsdichte und dann die Wärmebelegung in der Seestadt Aspern berechnet, um die allgemeine Wirtschaftlichkeit des Netzausbaus anhand dieser Kennzahlen zu prüfen. Dadurch wird untersucht, ob die ambitionierten Energiekennzahlen (spezifischer Wärmebedarf) immer noch die Einrichtung einer thermischen Netzversorgungsinfrastruktur rechtfertigt.

6.3.2.3 Berechnung der Wärmebedarfsdichte

Die Wärmebedarfsdichte bezieht sich auf die Grundfläche des Entwicklungsgebietes, da die Netztopologie grundsätzlich von geographischen Parametern (Abstände zwischen den Gebäuden) beeinflusst wird. Es sollen daher die auf das Grundstück bezogenen Energiekennzahlen auf Grundfläche-bezogene Kennzahlen umgerechnet werden, um vor allem öffentliche Räume (Straßen, Gehsteige, Grünanlagen, Wasserflächen und Parkplätze) in die Berechnung miteinzubeziehen. Die Berechnung wird durch die Modelle der genutzten GIS-Umgebung¹⁷ ermöglicht.

Die absoluten Endenergiebedarfswerte je Baufeld (Grundstück) sind Abbildung 40 zu entnehmen. Aus diesen Werten werden die auf die Grundstücksfläche bezogenen Wärmebedarfskennzahlen gerechnet (Abbildung 44, links), sowohl für das Zielszenario (Abbildung 44, oben) als auch für die Mindestanforderungen (Abbildung 44, unten). Die Umrechnung auf eine auf die Grundfläche bezogene Kennzahl ergibt die Diagramme auf der rechten Seite von Abbildung 44. Für die Berechnung wird eine optimale Zellengröße ausgewählt, die der mittleren Größe aller Baufelder entspricht (1 ha).

¹⁶ Dabei wird eine Einheit Trassenlänge mit dem Paar Vorlauf- und Rücklaufleitung definiert (nur die Vorlaufleitung wird gezählt).

¹⁷ GIS: Geographische Informationssysteme

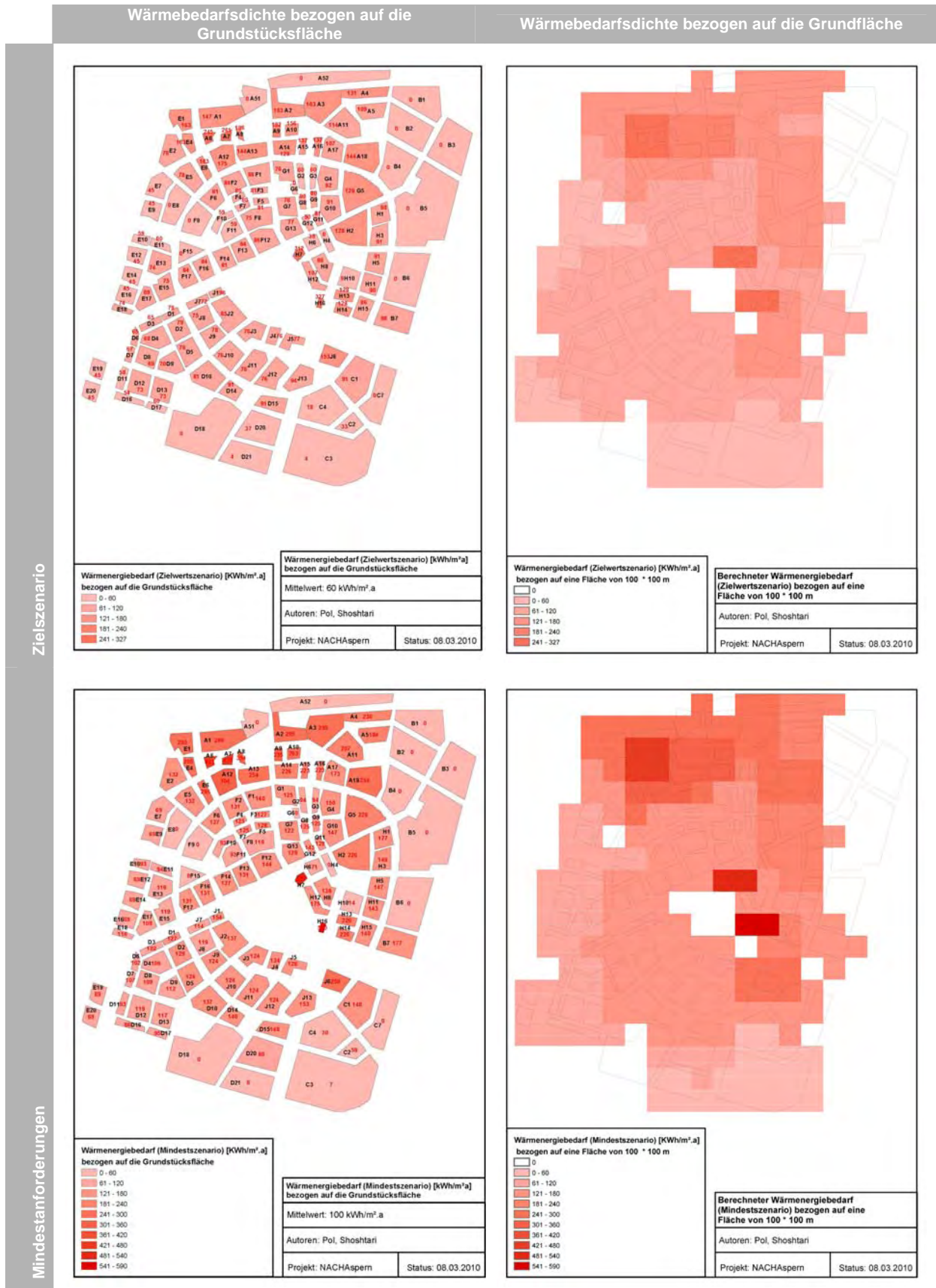


Abbildung 44: Wärmeenergiebedarfsdichte bezogen auf die Grundstücksfläche (links) und die Grundfläche (rechts)

Dabei ist klar sichtbar, dass die Wärmeenergiebedarfsdichte in den meisten Bereichen über 60 kWh/m²_{GF}.a liegt. Der Mittelwert für die ganze Seestadt liegt bei ca. 30 kWh/m²_{GF}.a im Zielszenario

bzw. bei ca. $50 \text{ kWh/m}^2_{\text{GF}} \cdot \text{a}^{18}$ bei den Mindestanforderungen. Diese Werte liegen weit über den angegebenen $10 \text{ kWh/m}^2_{\text{GF}} \cdot \text{a}$, was grundsätzlich die Sinnhaftigkeit einer Fernwärmeversorgung unterstreicht. Der niedrige spezifische Wärmeenergiebedarf wird durch die vom Masterplan vorgegebene hohe Bebauungsdichte bilanziert: daher schließen die ambitionierten Energiestandards in Gebäuden eine Fernwärmeversorgungsinfrastruktur nicht aus. Um diese Aussage zu konsolidieren wird nun der zweite Indikator „die Wärmebelegung“ zur Überprüfung der Machbarkeit einer Fernwärmeversorgung gerechnet.

6.3.2.4 Berechnung der Wärmebelegung

Eine Fernwärmeversorgung in der Seestadt Aspern würde eine Trassenlänge von ca. 10.000 m erfordern, wie Abbildung 45 zeigt. Je nach Szenario ergeben sich verschiedene Werte der Wärmebelegung, wie in Tabelle 17 abzulesen ist.



Abbildung 45: Mögliche Trassenverlegung für die Fernwärme (N.B.: die bestehende Fernwärmeleitung, die quer durch den südlichen Teil der Seestadt verlegt ist, ist dabei nicht dargestellt)

Tabelle 17: Wärmebelegung des Fernwärmenetzes in verschiedenen Szenarien

	Ohne Fernkälte	Mit Fernkälte
Mindestszenario	10,4 MWh/m.a	12,3 MWh/m.a
Zielszenario	6,1 MWh/m.a	7,2 MWh/m.a

¹⁸ Fläche des engeren Planungsgebietes ohne ökologische Schutzgebiete: 200 ha

Tabelle 17 zeigt eindeutig, dass die hohe Siedlungsdichte in der Seestadt Aspern die ambitionierten niedrigen spezifischen Wärmebedarfswerte in den Gebäuden kompensiert, und dass die minimalen Grenzwerte für die Wärmebelegung in allen Szenarien deutlich überschritten werden. Die grobe Berechnung der Trassenlänge berücksichtigt zwar nicht im Detail die einzelnen Rohrleitungen von den Sekundärleitungen zu den Abnehmern; eine Erreichung des Grenzwertes von 1,2 MWh/m.a würde aber eine Trassenlänge von ca. 50 km erfordern, was für die Seestadt Aspern unrealistisch ist. Diese Erkenntnis gibt auch einen Hinweis über die relative Unabhängigkeit der Machbarkeit der Fernwärmeversorgung in Bezug auf Masterplanänderungen (z. B. Reduzierung der Bebauungsdichte).

Die Erreichung der minimalen Zielwerte für die ökonomische Machbarkeit einer Fernwärmeversorgung gibt aber keinen Hinweis über die notwendigen Vorlauftemperaturen im Netz. Aufgrund des limitierten Wärmebedarfs bei den Gebäuden der Seestadt Aspern ist zu erwarten, dass der Warmwasserbedarf einen größeren Einfluss auf die Gesamtperformance des Fernwärmenetzes haben wird. Vor allem besteht das Risiko, dass sich der Anteil an Wärmeverlusten in den Fernwärmeleitungen aufgrund des niedrigen Wärmeenergiebedarfs und den Spitzenlasten erhöhen wird, wenn eine traditionelle Fernwärmeversorgung mit einer Vorlauftemperatur von 90°C gewählt wird. Es wird daher empfohlen, niedrigere Vorlauftemperaturen zu nutzen (ca. 60°C). Eine detaillierte Systemanalyse soll aber in einem Folgeprojekt durchgeführt werden, um die Fernwärmenetzversorgungsinfrastruktur hinsichtlich der Abnahmeprofile optimal zu gestalten. Vor allem die Warmwasserbereitstellung in den Gebäuden sollte im Detail analysiert werden.

6.3.2.5 Primärenergetische Betrachtung

Das Berechnungsverfahren für Primärenergiefaktoren von Fernwärmenetzen [EN15316-4-5, 2007] ermöglicht per se, niedrige Primärenergiewerte bei Netzen zu rechnen, in denen die eingespeiste Wärme aus Kraftwärmekopplungsanlagen generiert wird. In der Bilanzierungsmethode wird nämlich eine Stromgutschrift abgerechnet, die mit dem Primärenergiefaktor für Strom multipliziert wird¹⁹. Bei solchen Netzen (wie etwa bei dem Wiener Fernwärmenetz) ergeben sich daher niedrige Primärenergiefaktoren, die zu Gunsten der Fernwärmetechnologie ausfallen. Im Jahr 2006 [Constantinescu et al., 2006A] wurde der Wert 0,36 gerechnet, der auch für die hier präsentierten Berechnungen herangezogen worden ist. Im Jahr 2010 ergibt die Berechnung von [Zach & Simader, 2010] einen Mittelwert von 0,21 für die Jahre 2006 bis 2008. Dieser Wert ergibt sich aus einer Berechnungsvariante, wo für die Stromgutschrift „ein gewichtetes Mittel aus den fossilen Erzeugungen aus Österreich und den zwei mit Abstand wichtigsten Importländern Deutschland und Tschechien“ (siehe [Zach & Simader, 2010]).

¹⁹ der aber in der österreichischen Fassung der Norm

6.3.3. Machbarkeit eines Fernkältenetzes

Obwohl die Zielwerte für den Kältebedarf bei Bürogebäuden sehr ambitioniert sind, ist die Frage der Kälteversorgung der Objekte, bei denen die Kühllasten nicht weiter reduziert werden können, noch offen. Die Kälteerzeugung kann entweder lokal bei jedem Objekt erfolgen oder zentral über ein Fernkältenetz. In einer dritten Variante kann Gebäudekühlung in bestimmten Fällen auch ohne Kältemaschine erfolgen. Dafür sind außergewöhnlichen Planungsverfahren und innovative Haustechnikkonzepte Voraussetzung. Solche Gebäudekonzepte können zwar in einem ambitionierten Zielszenario angestrebt werden, es ist aber noch nicht angedacht, dass solche Konzepte Stand der Technik für die Seestadt Aspern werden. Daher wird die Fernkälte als Alternative zu dezentralen Kältemaschinen untersucht. Wie bei der Fernwärme (siehe 6.3.2) bestimmt die Kältebedarfsdichte grundsätzlich die ökonomische Machbarkeit einer Fernkälteversorgung. Im Gegenteil zur Fernwärme fehlen aber auf Grund der noch relativen geringen Verbreitung dieser Technologie Erfahrungsberichte und Studien, die typische Kennwerte der minimalen Kältebedarfsdichte angeben. [Constantinescu et al., 2006B] berichtet, dass zwar alle realisierten Fernkältenetze eine Netzbelegung (die Abnehmeranschlussleistung bezogen auf die Trassenlänge des Netzes) von über 0,5 kW/m aufweisen, gibt aber keinen Wert für die „Kältebelegung“ (die jährlich verkaufte Wärmemenge bezogen auf die Trassenlänge²⁰ des Netzes). Für die Fernkälte wird daher eine detaillierte Machbarkeitsstudie durchgeführt, um vor allem gegebenenfalls die Zielgebiete der Versorgungsinfrastruktur festzulegen. Auf Grund der Bestrebungen (Zielszenarien), den Kühlbedarf zu vermeiden bzw. auf einem niedrigen Niveau zu halten ist nämlich zu erwarten, dass die Fernkälte nicht das ganze Gebiet versorgen wird, sondern nur bestimmte Zielgebiete, in denen die Kältebedarfsdichte ausreichend hoch ist.

6.3.3.1 Rahmenbedingungen und Annahmen zur Berechnung

Alle spezifischen Endenergiekennwerte sind pro m^2_{BGF} (Bruttogeschossfläche) angegeben. Zur Berechnung des Kühlenergiebedarfs ist aber die gekühlte Fläche (KF) maßgeblich, die jedoch im Masterplan nicht gegeben ist. Die Endenergiekennwerte aus Tabelle 18 sind konsistent mit den für die Seestadt Aspern gegebenen Mindestanforderungen für die außeninduzierten Kühllasten (max. 0,7 kWh/m³.a).

Tabelle 18: spezifische Endenergiekennwerte für die Kühlung

	Endenergiebedarf Kühlung Büro [kWh/m ² _{BGF} .a]	Endenergiebedarf Kühlung Geschäfte [kWh/m ² _{BGF} .a]	Endenergiebedarf Kühlung Uni u. F&E [kWh/m ² _{BGF} .a]
Mindestszenario	20	25	20
Zielszenario	10	25	10

Im Bürobereich wurden für das Projekt TownTown in Wien Endenergiekennwerte von ca. 35 kWh/m²_{KF}.a gerechnet [Pol et al., 2008]. Der Unterschied zu den hier angeführten Werten entspricht einer anderen Definition der Bezugsfläche für die Energiekennzahl (gekühlte Fläche statt Bruttogeschossfläche).

Auf dem Gebiet der Seestadt Aspern würden sich aufgrund ihrer Nutzung (Bürogebäude, Forschung und Entwicklung) 12 Baufelder im südlichen Teil (erste Bauphase) sowie 32 Baufelder im nördlichen Teil (zweite Bauphase) für eine Fernkälteversorgung eignen (siehe Abbildung 55). Die Frage, ob die Fernkälteversorgung aus ökologischer und ökonomischer Sicht Vorteile gegenüber einer dezentralen Kälteversorgung bringt, wird im Folgenden geklärt.

Berechnungsmethode

Mit der Datengrundlage in einem Masterplanstatus basieren die Berechnungen auf vielen Annahmen. Folglich wird die Sensitivität der Ergebnisse auf Änderungen von vielen Parametern geprüft, vor allem im Bereich der Energiekosten und Anlageperformancekennwerte. Auf der anderen Seite sind auch statische und lineare Berechnungsmodelle ausreichend (detaillierte dynamische Simulationen ungeeignet).

²⁰ Dabei wird eine Einheit Trassenlänge mit dem Paar Vorlauf- und Rücklaufleitung definiert (nur die Vorlaufleitung wird gezählt).

Annahmen zu den Hauptparametern

Tabelle 19: Berechnungsannahmen

	KKM	AKM	Anmerkung / Quelle
Jahresarbeitszahl / COP KM [-]	3	0,7	
Gleichzeitigkeitsfaktor Fernkälte [-]	0,8 – 1		
Redundanz dezentrale Lösung [-]	0		Erstmals keine Redundanz bei den dezentralen KM
Spezifische Stromleistung KT [kW_e/kW_{th}]	0,01 – 0,09		Nass- bzw. Trockenkühlturm [Sager, 2004]
Spezifischer Wasserverbrauch KT [l/kWh_{th}]	1,50 – 2,00		[Pol et al., 2008] und Herstellerdaten
Stromkosten [€/kWh]	0,10 – 0,13		[Pol et al., 2008]
Wärmekosten [€/kWh]	0,016 – 0,023		[Pol et al., 2008], Fernwärme Wien
Wasserkosten [€/l _{Frischwasser}]	0,0013 – 0,0045		[Pol et al., 2008]
Investitionskosten KM [€/kW]	140 – 160 (für 1.000 – 500 kW)	80 – 100 (für 2.200 – 1.600 kW)	Kostenfunktionen von [IUTA]
Investitionskosten KT [€/kW _{Rückkühlung}]	50		Kostenfunktionen von [IUTA]
spezifische Investitionskosten FK [€/m]	350		[Blesl, 2008]
Netzanschlusskosten [€/MW]	keine		
Förderungsrate nach Wärme- und Kälteausbaugesetz [% der Gesamtinvestitionen]	30		[Bundesgesetz, 2008]
Wartungskosten [% der Investitionskosten]	3% KM; 2,5% KT; 1% FK		[VDI 2067]
Parameter Annuitätenmethode	6%; 20 Jahre		

6.3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Aufgrund der relativ hohen Kältebedarfsdichte in den Baufeldern mit einer überwiegenden Büronutzung soll für diese Gebiete die ökonomische Machbarkeit eines Fernkältenetzes überprüft werden. Abbildung 55 zeigt die Lokalisierung dieser Gebiete in der Seestadt Aspern. Zwei Gebiete werden identifiziert: Fernkälte Süd und Fernkälte Nord. Beide Gebiete werden getrennt untersucht.

Fernkälte Süd (Bauphase 1)

Es werden verschiedene Abnahmeszenarien betrachtet, um die ökonomische Machbarkeit der Fernkälte unter verschiedenen möglichen Konfigurationen zu untersuchen.

Das Zielszenario entspricht einem niedrigen Kühlenergiebedarf (siehe Tabelle 20). Bei diesem Szenario wird mit zwei verschiedenen Anschlussleistungswerten gerechnet: der niedrige Wert (40 W/m^2_{BGF}) entspricht einem optimiert ausgelegten und gesteuerten Kühlsystem im Gebäude, in dem Lastmanagement mittels Bauteilaktivierung als Flächenkühlsystem betrieben wird (Berechnungen in [Pol, 2008]). Der höhere Wert (60 W/m^2_{BGF}) entspricht einem Kühllastoptimierten Bürogebäude ohne Bauteilaktivierung (z. B. mit Kühldecken).

Im Mindestszenario wird mit einem höheren Kühlenergiebedarf sowie mit einer höheren Anschlussleistung (80 W/m^2_{BGF}) gerechnet, was einem Bürogebäude mit konventionellem Kühlsystem (Fan Coils) und ohne besondere Maßnahmen zur Kühllastreduzierung entspricht.

Tabelle 20: Definition der Abnahmeszenarien

	FK, Zielszenario, niedrige Anschlussleistung (40 W/m ² _{BGF})	FK, Zielszenario, mittlere Anschlussleistung (60 W/m ² _{BGF})	FK, Mindestszenario, hohe Anschlussleistung (80 W/m ² _{BGF})
Kältebedarf [MWh/a]	2.345	2.345	4.648
Installierte Leistung [MW]	5,53	8,29	11,06
Netzlänge [m]	1.050	1.050	1.050
Netzbelegung [kW/m]	5,26	7,90	10,53
Kältebelegung [MWh/m.a]	2,23	2,23	4,43

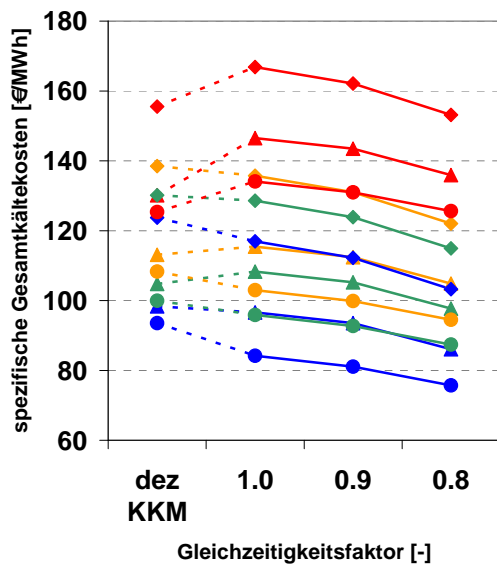


Abbildung 46: Kältebedarfs-abdeckung: 100% AKM

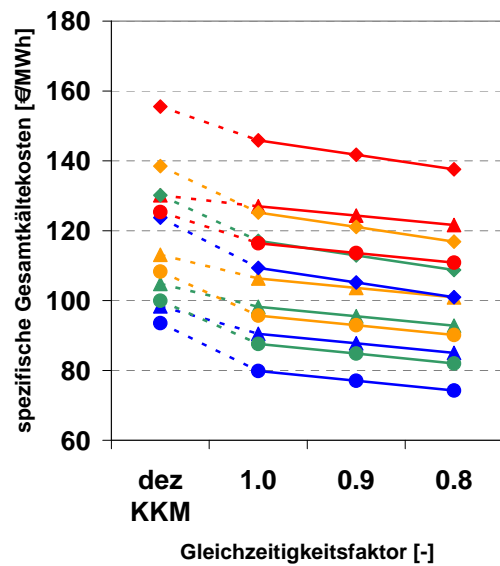


Abbildung 47: Kältebedarfs-abdeckung: 75% AKM, 25% KKM

Tabelle 21: Variantendefinitionen für Abbildungen 44 und 45

Zeichen	Stromkosten [€/kWh _e]	Wärmekosten [€/kWh _{th}]	Wasserkosten [€/l _{Frischwasser}]	Wasser-verbrauch [l/kWh]	Abnahmeszenario	Anschlusswert [W/m ² _{BGF}]
◆	0,13	0,023	0,0045	4,0	Zielszenario	60
◇	0,13	0,023	0,0013	4,0	Zielszenario	60
◆	0,10	0,016	0,0045	1,5	Zielszenario	60
◇	0,10	0,016	0,0013	1,5	Zielszenario	60
▲	0,13	0,023	0,0045	4,0	Zielszenario	40
△	0,13	0,023	0,0013	4,0	Zielszenario	40
▲	0,10	0,016	0,0045	1,5	Zielszenario	40
△	0,10	0,016	0,0013	1,5	Zielszenario	40
●	0,13	0,023	0,0045	4,0	Mindestszen.	80
○	0,13	0,023	0,0013	4,0	Mindestszen.	80
●	0,10	0,016	0,0045	1,5	Mindestszen.	80
○	0,10	0,016	0,0013	1,5	Mindestszen.	80

Die Gesamtkältekosten beinhalten die annualisierten Investitionskosten, die verbrauchsgebundenen Kosten sowie die Wartungskosten.

In Abbildung 46 und Abbildung 47 werden die Ergebnisse der Rechenbeispiele angeführt: in Abbildung 46 wird ein theoretischer Auslegungsfall dargestellt, in dem der Kältebedarf bei der Fernkälte zu 100 % über Absorptionskältemaschinen (AKM) abgedeckt wird (1.600 – 2.200 kW pro AKM). Abbildung 47 entspricht einem Fall, wo die AKM 75 % der Kältemaschinenauslegung ausmachen. Es werden dann die Gesamtkältekosten für verschiedene Preisvarianten und Szenarien gerechnet, mit Fokus auf den Einfluss des angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktors bei der Fernkälte. Bei allen Szenarien wird noch eine Worst-Case Variante mit Wasserverbrauchsmengen von bis 4 l/kWh gerechnet, die sehr hoch geschätzt sind.

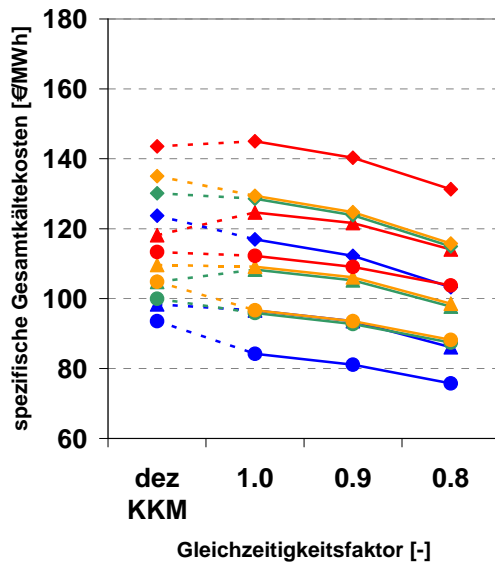


Abbildung 48: Kältebedarfsabdeckung: 100% AKM

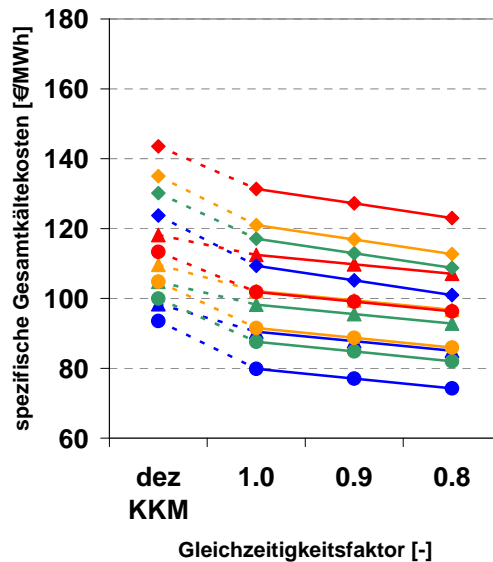


Abbildung 49: Kältebedarfsabdeckung: 75% AKM, 25% KKM

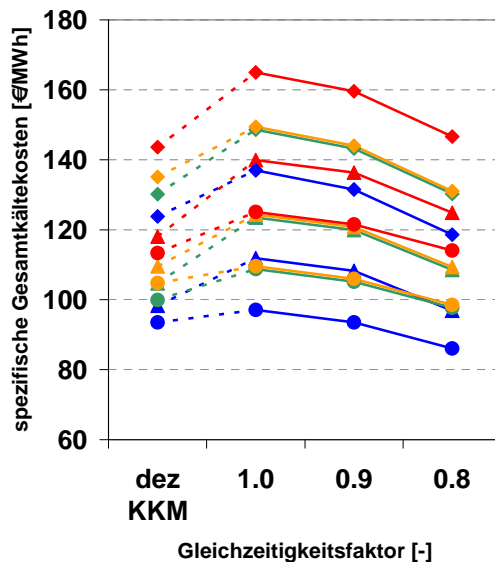


Abbildung 50: Kältebedarfsabdeckung: 100% AKM, höhere Investitionskosten bei AKM (Kostenfunktion IUTA x 1,8)

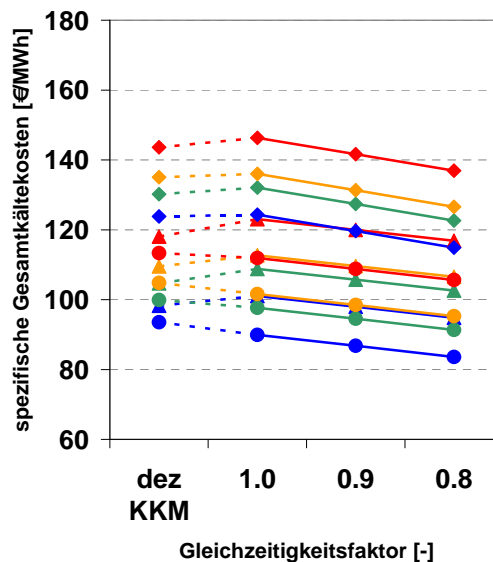


Abbildung 51: Kältebedarfsabdeckung: 75% AKM, 25% KKM, höhere Investitionskosten bei AKM (Kostenfunktion IUTA x 1,8)

Bei fast allen Preisvarianten und Abnahmeszenarien ergibt die Fernkälte bessere Ergebnisse als die dezentrale Kälteversorgung mit KKM. Nur bei einigen ungünstigen Varianten für AKM (hohe Wasserkosten und -verbräuche) ist die Wirtschaftlichkeit der Fernkälte nur ab einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 gegeben. Bei der dezentralen Kälteversorgungslösung wurde aber ohne Redundanz gerechnet.

Die geringsten Gesamtkältekosten entstehen beim Mindestszenario, weil dies auch das Szenario mit

den höchsten Werten der Netz- und Kältebelegung ist.

In Abbildung 48 bis Abbildung 51 wird mit $2 \text{ l/kWh}_{\text{Cooling}}$ als Maximalwert des Wasserverbrauchs für die Kühltürme gerechnet (realistischer Wert als $4 \text{ l/kWh}_{\text{Cooling}}$). Dadurch kommen die Fernkälteszenarien immer zu besseren Werten als die dezentralen Szenarien. Weiters sind in Abbildung 50 und Abbildung 51 weitere Szenarien dargestellt, in denen deutlich höhere Investitionskosten für die Absorptionskältemaschinen angenommen werden. Diese Szenarien werden herangezogen, um zu zeigen, wie hoch die Investitionskosten der Absorptionskältemaschinen sein sollten, um zu vergleichbaren Ergebnissen wie bei dezentralen Lösungen zu kommen.

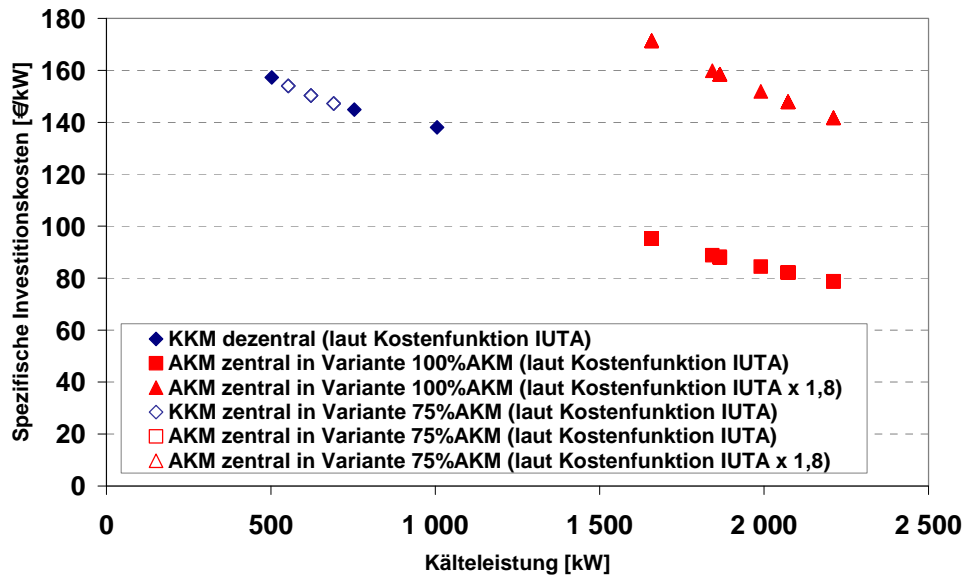


Abbildung 52: Spezifische Investitionskosten Kältemaschinen

Einen Überblick über die angenommenen spezifischen Investitionskosten gibt Abbildung 52. Abbildung 50 und Abbildung 51 zeigen, dass auch mit erhöhten Kältemaschinenkosten die Fernkälte zu besseren Ergebnissen kommt als bei einer dezentralen Lösung.

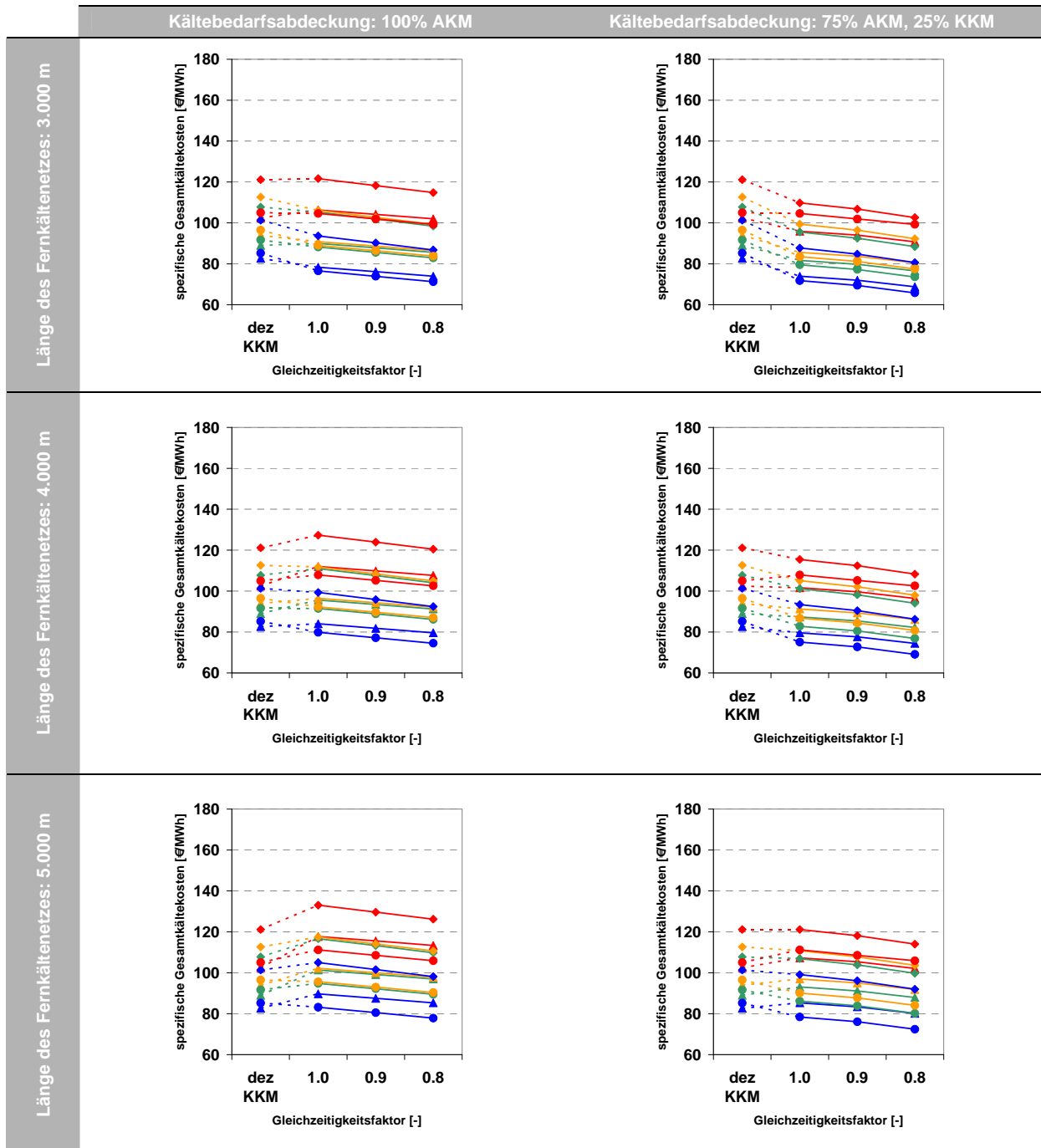
Tabelle 22: Variantendefinitionen für Abbildungen 44, 45, 46 und 47

Zeichen	Stromkosten [€/kWh _{el}]	Wärmekosten [€/kWh _{th}]	Wasserkosten [€/l _{Frischwasser}]	Wasser- verbrauch [l/kWh]	Abnahme- szenario	Anschlusswert [W/m ² _{BGF}]
◆	0,13	0,023	0,0045	2,0	Zielsszenario	60
◇	0,13	0,023	0,0013	2,0	Zielsszenario	60
◆	0,10	0,016	0,0045	1,5	Zielsszenario	60
◇	0,10	0,016	0,0013	1,5	Zielsszenario	60
▲	0,13	0,023	0,0045	2,0	Zielsszenario	40
△	0,13	0,023	0,0013	2,0	Zielsszenario	40
▲	0,10	0,016	0,0045	1,5	Zielsszenario	40
△	0,10	0,016	0,0013	1,5	Zielsszenario	40
●	0,13	0,023	0,0045	2,0	Mindestszen.	80
●	0,13	0,023	0,0013	2,0	Mindestszen.	80
●	0,10	0,016	0,0045	1,5	Mindestszen.	80
●	0,10	0,016	0,0013	1,5	Mindestszen.	80

Fernkälte Nord (Bauphase 2)

Die Berechnungsansätze für den Bereich Fernkälte Nord sind die gleichen wie für den Bereich Fernkälte Süd. Dadurch, dass dieser Bereich viel größer als der südliche Bereich ist, gibt es verschiedene Möglichkeiten für die Trassenverlegung und auch Ungenauigkeiten bei der Bestimmung der Netzlänge. Tabelle 23 zeigt, dass bis zu einer Netzlänge von ca. 5.000 m die Fernkälte immer im ökonomischen Bereich bleibt (wenn die Kältebedarfsabdeckung zu 75 % von Absorptionskältemaschinen gewährleistet wird).

Tabelle 23: Szenarienberechnung für den Bereich Fernkälte Nord (Legende: siehe Tabelle 18)



6.3.3.3 Primärenergetische Betrachtung

Mit der wirtschaftlichen Machbarkeit ist die Überprüfung, dass die Fernkälte primärenergetische Vorteile gegenüber der Referenzvariante aufweist („Variante dezentral“), Voraussetzung für die Empfehlung der Fernkältetechnologie. Im Folgenden wird der Primärenergiebedarf (nicht erneuerbarer Anteil) in den Fällen einer Fernkälteversorgung und einer dezentralen Variante verglichen.

Der entscheidende Punkt bei dieser Betrachtung ist die Auswahl der Primärenergiefaktoren. Tabelle 24 zeigt diese Faktoren für die relevanten Energieträger bei einer Fernkälteversorgung: Strom und Fernwärme. Für Strom werden absichtlich zwei Szenarien herangezogen:

- Das „Szenario EU“ entspricht dem europäischen Strommix. In der Regel soll dieses Szenario dann betrachtet werden, wenn Berechnungen für „neue“ Stromanwendungen berücksichtigt werden (Neubau). Der Strom aus Wasserkraft in Österreich gilt als „schon verbraucht“, weil Österreich abhängig von Stromimporten ist. Alle neuen Stromanwendungen (Neubauten) können daher nicht von diesem „günstigen“ Strommix profitieren.
- Es wird trotzdem ein „Szenario AT“ herangezogen, um die theoretische Situation zu zeigen, die einem hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern im nationalen Strommix entsprechen würde. Diese Werte werden aber für die Formulierung der Empfehlungen nicht genutzt: da der Kühlbedarf in der Regel in Zeiten mit hoher Auslastung der Stromnetze auftritt (Spitzenzeiten), und da in diesen Zeiten der Anteil an kalorischen Kraftwerken in der Stromerzeugung höher ist. Um diese Effekte zu quantifizieren wären weitere Untersuchungen notwendig, die zur Berechnung von Substitutionsfaktoren führen würden.

Die Fernwärme in Wien hat einen niedrigen Primärenergiefaktor (vor allem aufgrund der Kraftwärmekopplungsanlagen und der Müllverbrennungsanlagen). Mit dem Beitrag der tiefen Geothermie würde sich der Wert um wenige Prozent weiter reduzieren.

Tabelle 24: Annahmen zur Berechnung der Primärenergiefaktoren (nicht-erneuerbarer Anteil)

Größe	Wert	Quelle
Strom (Szenario AT)	1,25	GEMIS-Berechnung für Österreich: Kraftwerkpark + Importe 2007 (aus DE, CH, SI, HU, CZ)
Strom (Szenario EU)	3,14	[EN15603:2008]
Fernwärme	0,36 (0,21)	[Constantinescu et al., 2006A] ([Zach & Simader, 2010])
Anteil der Kältemenge, die über Absorptionskältemaschinen geliefert wird (Im Fall einer Fernkälteversorgung)	75 %	Machbarkeitsstudie Fernkälte (siehe 6.3.3.2)
Anteil der Kältemenge, die über Kompressionskältemaschinen geliefert wird (Im Fall einer Fernkälteversorgung)	25 %	Machbarkeitsstudie Fernkälte (siehe 6.3.3.2)

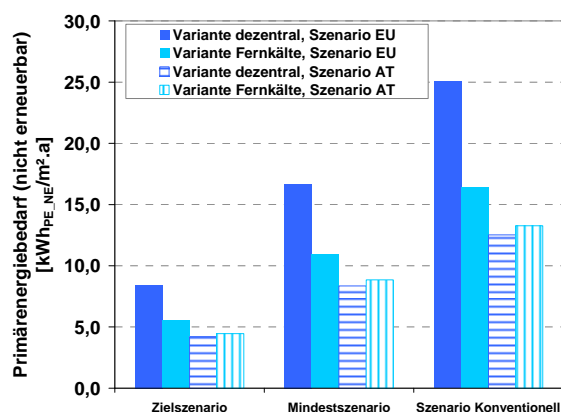


Abbildung 53: Vergleich zwischen Szenarien für Fernkälte Süd mit einer primärenergetischen Analyse (mit 0,36 für die Fernwärme)

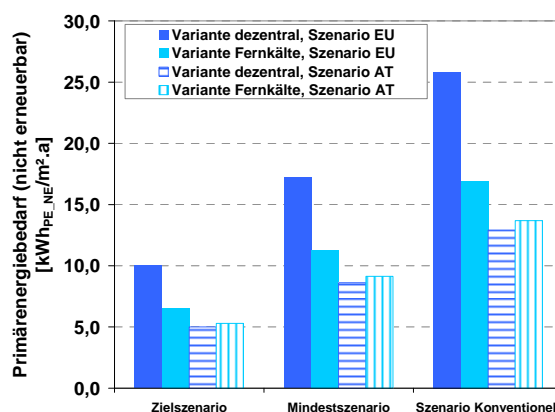


Abbildung 54: Vergleich zwischen Szenarien für Fernkälte Nord mit einer primärenergetischen Analyse (mit 0,36 für die Fernwärme)

Abbildung 53 und Abbildung 54 zeigen eindeutig, dass die Fernkälte primärenergetische Vorteile gegenüber einer dezentralen Variante aufweist, auch unter Berücksichtigung des „alten“ Wertes des Primärenergiefaktors für die Fernwärme in Wien (nach [Constantinescu et al., 2006A]). Mit dem aktuellen Wert nach [Zach & Simader, 2010] würden die Vorteile noch deutlicher sein. Im theoretischen Fall eines hohen Anteils an erneuerbaren Energieträgern im nationalen Strommix („Szenario AT“) sind beide Varianten beinahe ausgeglichen (geringe primärenergetische Vorteile der dezentralen Variante).

Wie bei der Fernwärme kann für die Fernkälte ein Primärenergiefaktor gerechnet werden, der das Verhältnis zwischen Gesamtprimärenergiebedarf für die Kaltwassererzeugung zum Gesamtkältebedarf darstellt. Die Berechnungsmethodologie ist in [EN 15316-4-5:2007] erläutert. Es ergibt sich dadurch ein Wert von 0,60 (wenn für die Fernwärme den Primärenergiefaktor nach [Constantinescu et al., 2006A] angenommen wird), der durch das Verhältnis 75% Absorptionskältemaschine zu 25% Kompressionskältemaschine sowie durch die angenommenen Jahresarbeitszahlen (0,8 für Absorptionstechnologie bzw. 3,0 für Kompressionstechnologie) bestimmt wird. Bei niedrigeren Jahresarbeitszahlen erhöht sich der Primärenergiefaktor (z. B. 0,80, wenn für Absorptionskältemaschinen eine niedrige Jahresarbeitszahl von 0,5 angenommen wird).

Wenn mit einem Primärenergiefaktor für die Fernwärme von 0,21 gerechnet wird (nach [Zach & Simader, 2010]), ergeben sich je nach Kältemaschinenkombination und Jahresarbeitszahlen die Primärenergiefaktore von Tabelle 25. Der positive Beitrag der Absorptionstechnologie mit Fernwärmeantrieb ist in Tabelle 25 deutlich erkennbar. Die Kombination „75%AKM / 25%KKM“ entspricht herkömmlicher Konfigurationen bei Fernkältenetzen. Als Mittelwert wird der Wert 0,52 empfohlen.

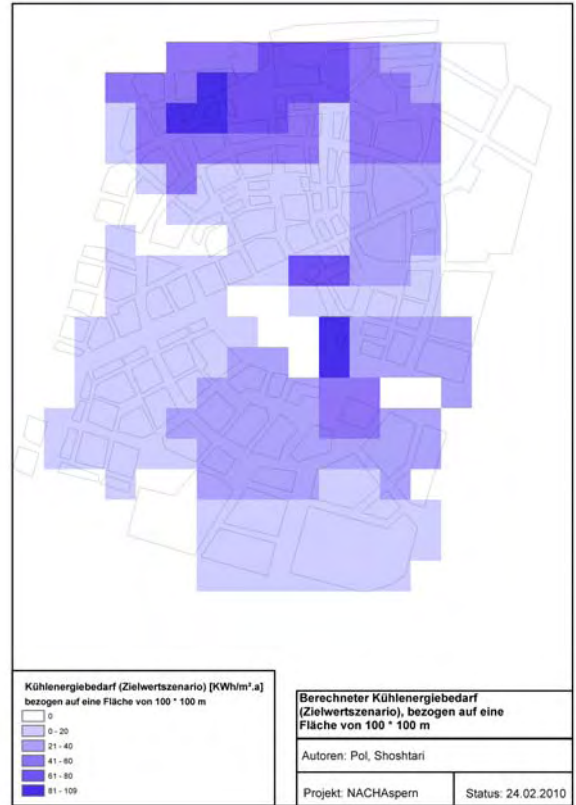
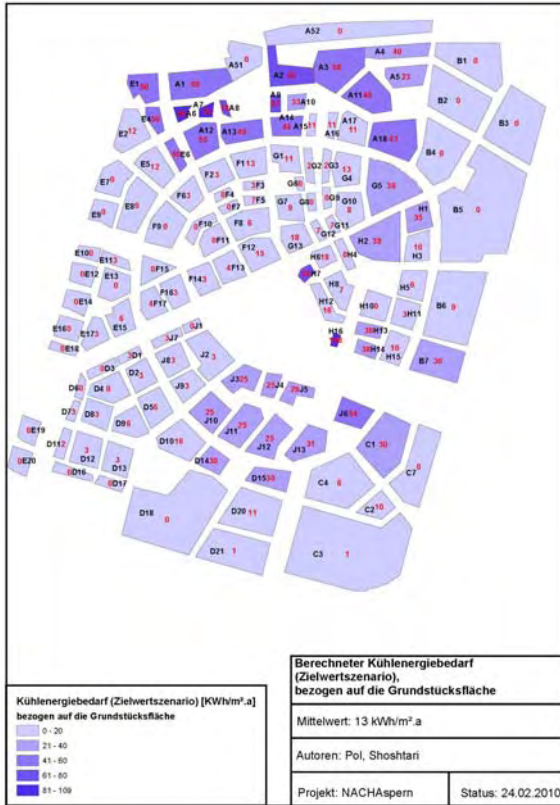
Tabelle 25: Primärenergiefaktore für die Fernkälte

Jahresarbeitszahl KKM	3	3	3	3	2,75	2,5	2,25	2
Jahresarbeitszahl AKM	0,8	0,7	0,6	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8
100%AKM	0,26	0,30	0,35	0,42	0,26	0,26	0,26	0,26
75%AKM / 25%KKM	0,46	0,49	0,52	0,58	0,48	0,51	0,55	0,59
50%AKM / 50%KKM	0,65	0,67	0,70	0,73	0,70	0,76	0,83	0,92
25%AKM / 75%KKM	0,85	0,86	0,87	0,89	0,92	1,01	1,11	1,24
100%KKM	1,05	1,05	1,05	1,05	1,14	1,26	1,40	1,57

Kältebedarfsdichte bezogen auf die Grundstücksfläche

Kältebedarfsdichte bezogen auf die Grundfläche

Zielszenario



Mindestanforderungen

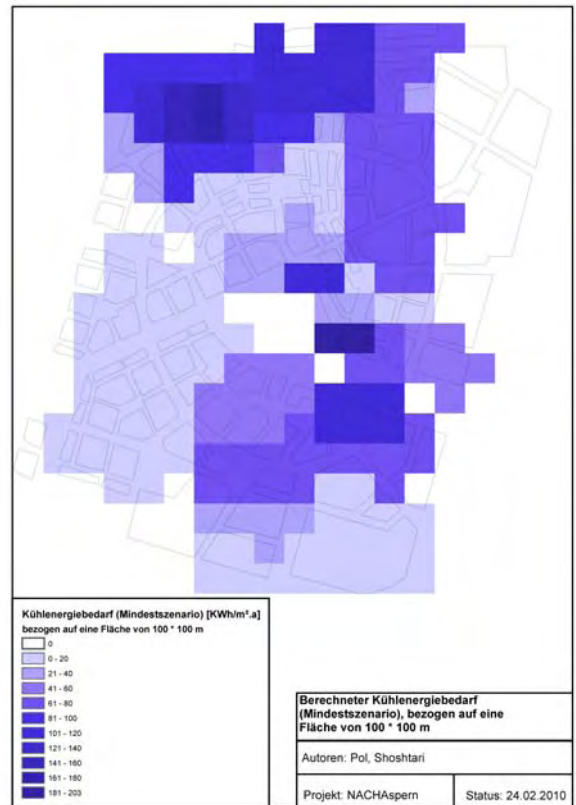
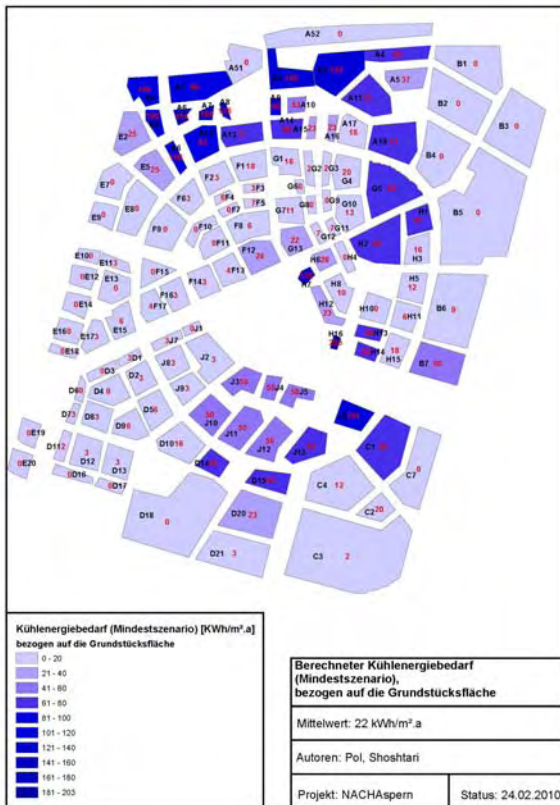


Abbildung 56: Kältebedarfsdichte bezogen auf die Grundstücksfläche (links) und die Grundfläche (rechts)

Diese Zielgebiete entsprechen einer gewissen Kältebedarfsdichte, die aus den gesamten Kältebedarfswerten je Baufläche (siehe Abbildung 41) gerechnet werden kann. Nachträglich kann somit der Grenzwert der Kältebedarfsdichte gerechnet werden, über den die ökonomische Machbarkeit einer Fernkälteversorgung gegeben ist.

Ähnlich wie bei der Fernwärme (siehe Abbildung 44) zeigt Abbildung 56 den Berechnungsschritt zwischen der Kältebedarfsdichte bezogen auf die Grundstücksfläche und der Kältebedarfsdichte bezogen auf die Grundfläche, sowohl für das Zielszenario (oben) als auch für die Mindestanforderungen (unten). Die empfohlenen Zielgebiete (siehe Abbildung 55) entsprechen einer minimalen Kältebedarfsdichte von etwa 20 kWh/m²_{GF.a}. Dieser Wert ergibt sich aus den in 6.3.3.1 präsentierten Annahmen und sollte daher nicht als allgemein gültig gesehen werden. Wenn keine bzw. niedrige Investitionen auf der Kaltwassererzeugungsseite erforderlich sind, wie etwa im Fall der Nutzung von natürlichen Wärmesenken (See-, Meer- bzw. Flusswasser), könnte die ökonomische Machbarkeit von Fernkältenetzen in Situationen mit niedrigerer Kältebedarfsdichte auch gegeben sein. Weitere Studien wären in dieser Hinsicht sinnvoll, um diese Aspekte zu berücksichtigen. Die Sensitivität der ökonomischen Machbarkeit der Fernkälteversorgung auf die Änderung bestimmter Parameter (vor allem die Nutzungsmischung) wird dann in Kapitel 8 präsentiert.

6.3.4. Endenergetische Betrachtung: Überblick

Tabelle 26 gibt einen Überblick über die verschiedenen Endenergiebedarfswerte (siehe Tabelle 16). Im Feld „Endenergiebedarf Fernwärme“ ist ausschließlich der Energiebedarf für die Raumwärme und die Warmwasserbereitung berücksichtigt. In Tabelle 1 ist der Anteil am Wärmebedarf für die Fernkälte separat dargestellt.

Tabelle 26: Endenergiebedarfswerte nach Fertigstellung

	Endenergiebedarf Fernwärme [GWh/a]	Kühlenergiebedarf [GWh/a]	Strombedarf ohne Fernkälte [GWh/a]	Strombedarf mit Fernkälte [GWh/a]	Gasbedarf [GWh/a]
Zielszenario	61	13 <i>Davon FK Süd: 2,3 Davon FK Nord: 8,7</i>	55	52	3-5
Mindestszenario	104	23 <i>Davon FK Süd: 4,6 Davon FK Nord: 15,1</i>	97	92	3-5
Szenario Konventionell	143	34 <i>Davon FK Süd: 7,0 Davon FK Nord: 22,6</i>	154	146	3-5

7. Szenarienvergleich

Im Folgenden werden verschiedene Szenarien der Energieaufbringung in der Seestadt Aspern anhand von zwei Indikatoren verglichen:

- Die durch den Energieverbrauch in Gebäuden verursachten CO₂-Emissionen (in [t_{CO2}/Pers.a]) sind für die verschiedenen untersuchten Energieaufbringungsszenarien in Abbildung 57 dargestellt. Dieser Indikator ist aufgrund der möglichen Gegenüberstellung mit den mittleren Werten aus Statistiken interessant. In [IEA, 2009] wird für Österreich ein spezifischer Wert von 8,38 t_{CO2}/Pers.a für 2007 angegeben, der jedoch die Brennstoffverbrennung für alle Sektoren (inkl. Verkehr, Landwirtschaft usw.) und die Import/Export-Saldi mitberücksichtigt. Für die Seestadt Aspern wird mit 40.000 Personen gerechnet, die nach Fertigstellung im Stadtteil wohnen bzw. arbeiten werden. Die spezifischen CO₂-Emissionen aus Tabelle 27 werden dafür herangezogen. Dabei werden nur die durch den Energieverbrauch in Gebäuden verursachten CO₂-Emissionen berücksichtigt (ohne Verkehr, Landwirtschaft usw.). Deswegen liegen die Werte deutlich unter den mittleren Werten auf Nationalebene.
- Der spezifische Primärenergiebedarf (nicht erneuerbarer Anteil) der Gebäude (in [kWh_{PE_NE}/m²_{BGF.a}]) ist eine übliche Kennzahl zur Bewertung der Energieperformance von Gebäuden. Die Primärenergiefaktoren (nicht erneuerbar) sind im Sinne von [EN15603, 2008] zu verstehen und dementsprechend aus Tabelle 24 zu entziehen.

Wie in 6.3.3.3 wird das „Szenario AT“ nur zur Information angegeben. Die Empfehlungen basieren ausschließlich auf den CO₂- bzw. den Primärenergiefaktoren des „Szenarios EU“ (siehe Erklärungen in 6.3.3.3).

In Kapitel 5 sind die Technologien Biogaserzeugung aus Schwarzwasser und thermische Energiegewinnung aus dem Abwasser aufgrund von ökonomischen Limitierungen ausgeschlossen worden. Aufgrund von fehlenden Potenzialdaten zur Stromerzeugung aus der tiefen Geothermie (siehe 5) werden die möglichen Beiträge aus dieser Technologie hier nicht berücksichtigt. Folgende Szenarien werden analysiert, um vor allem die Frage der Priorisierung bei der Dach- bzw. Fassadenflächenwidmung zu klären:

- ohne erneuerbare Energieträger, mit Fernwärme (Referenzszenario)
- mit einer Dachflächenwidmung für Photovoltaikanlagen (PV min bzw. PV max) und Fernwärme
- mit einer Dachflächenwidmung für Photovoltaikanlagen (PV min bzw. PV max), einer zusätzlichen Berücksichtigung von großen Windkraftanlagen (Bereich Breitenlee) und Fernwärme
- mit einer Dachflächenwidmung für Solarthermieanlagen (ST min bzw. ST max) und Fernwärme

Sowohl bei Abbildung 57 als auch bei Abbildung 58 wird die Geothermieanlage außerhalb der Energiesystemgrenze gelassen. Über die Einspeisung in das Fernwärmenetz würde sich der Beitrag der Geothermieanlage jedoch indirekt durch eine Reduzierung des Primärenergiefaktors für die Fernwärme in der Seestadt Aspern spüren lassen (siehe 4.3). Die Berechnung nach [EN15316-4-5, 2007] ergibt eine sehr geringe Reduzierung des Primärenergiefaktors von 0,36 auf 0,34. Aus Vereinfachungsgründen wird weiter mit dem Wert 0,36 gerechnet.

Die hier präsentierten Ergebnisse bauen nicht auf dem Wert 0,21 von [Zach & Simader, 2010] auf, weil die Studie erst 2010 nach Fertigstellung des Berichtes veröffentlicht worden ist. Die allgemeinen Ergebnisse bleiben aber unverändert (die Unterschiede zwischen den Szenarien werden dadurch nur deutlicher).

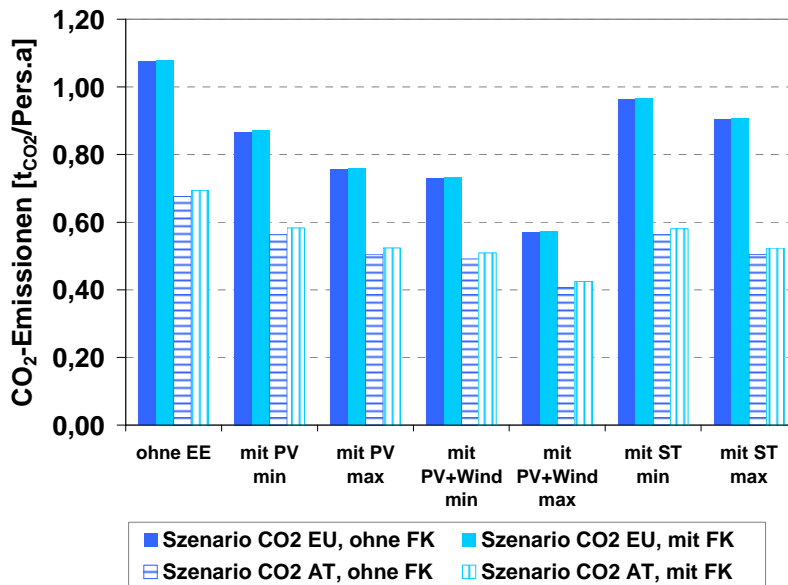


Abbildung 57: Vergleich zwischen Energieversorgungsszenarien anhand der CO₂-Emissionen als Indikator (Zielszenario)

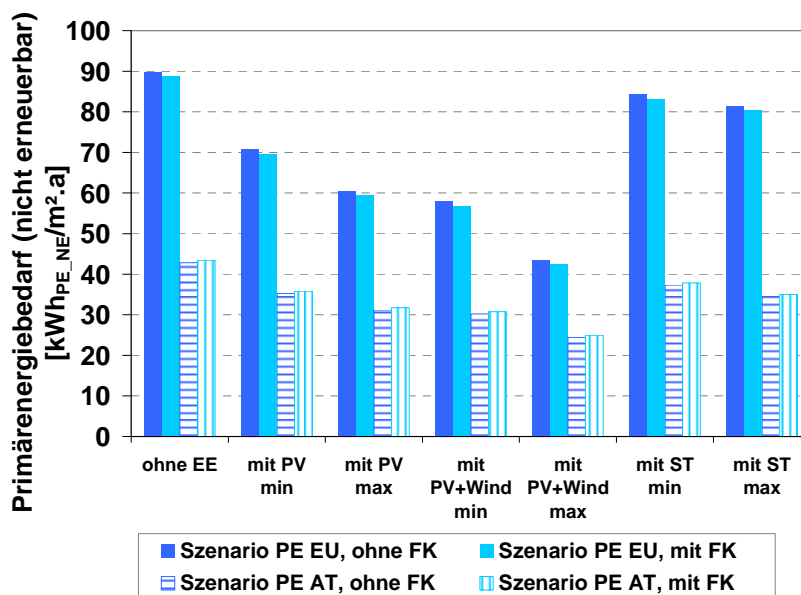


Abbildung 58: Vergleich zwischen Energieversorgungsszenarien anhand des Primärenergiebedarfs als Indikator

Anhand der CO₂-Emissionen und des Primärenergiebedarfs werden die gleichen Erkenntnisse gewonnen:

- Die Nutzung der Photovoltaik bringt bessere Ergebnisse als die Solarthermie. Mit einer Fernwärmeversorgung und einer flächendeckenden Nutzung von Photovoltaikanlagen beträgt der mittlere Primärenergiebedarf für den Stadtteil 60 - 70 kWh_{PE_NE}/m²_{BGF}.a (PE_{Strom} = 3,14; PE_{Fernwärme} = 0,36; PE_{Gas} = 1,36; siehe Tabelle 24). Mit Ausstattung der gleichen Dachfläche mit solarthermischen Anlagen liegt der mittlere Primärenergiebedarf bei 80 kWh_{PE_NE}/m²_{BGF}.a.
- Weitere deutliche Einsparungen können erzielt werden, wenn zusätzlich Windkraftanlagen im kleinregionalen Bereich um das Flugfeld Aspern innerhalb der Systemgrenze miteinbezogen werden.
- Dadurch, dass sich die gewählten Indikatoren auf die ganze Seestadt Aspern beziehen (40.000 Personen bzw. 2.200.000 m²_{BGF}), „verschwinden“ die Effekte der Fernkälteversorgung in diesen Indikatoren. In Abbildung 53 bzw. Abbildung 54 sind die primärenergetischen Vorteile der

Fernkälte zwar deutlich sichtbar; sie beziehen sich aber auf einen kleinen Bereich in der Seestadt Aspern.

Tabelle 27: Annahmen zur Berechnung der CO₂-Emissionen

Größe	Wert	Quelle
Strom (Szenario AT)	332 kg _{CO₂} /MWh (370 kg _{CO₂eq} /MWh)	GEMIS-Berechnung für Österreich: Kraftwerkpark + Importe 2007 (aus DE, CH, SI, HU, CZ)
Strom (Szenario EU)	618 kg _{CO₂} /MWh	[EN15603:2008]
Fernwärme	132 kg _{CO₂} /MWh _{gelieferte Energie}	[Wallisch, 2007]
Anteil der Kältemenge, die über Absorptionskältemaschinen geliefert wird (im Fall einer Fernkälteversorgung)	75 %	NACH ASPERN, Machbarkeitsstudie Fernkälte (siehe 6.3.3.2)
Anteil der Kältemenge, die über Kompressionskältemaschinen geliefert wird (im Fall einer Fernkälteversorgung)	25 %	NACH ASPERN, Machbarkeitsstudie Fernkälte (siehe 6.3.3.2)

Die kombinierte Darstellung des gerechneten End- und Primärenergiebedarfs in einem gemeinsamen Diagramm (siehe Abbildung 59) für die verschiedenen Szenarien ermöglicht eine bessere Darstellung der einzelnen Beiträge von Energieeffizienzmaßnahmen (quantifizierbar anhand der X-Achse) bzw. Maßnahmen zur Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energieträgern (quantifizierbar anhand der Y-Achse). Wenn die Endenergiebedarfswerte gleich den Primärenergiebedarfswerten sind (siehe Gerade in Abbildung 59), ergibt sich ein Energiesystem, in dem die verschiedenen Umwandlungsverluste²¹ in der Energietransformationskette durch lokal vorhandene erneuerbaren Energieträger kompensiert sind. Das betrachtete Energiesystem braucht jedoch immer eine Einheit nicht-erneuerbarer Energieressource zur Lieferung einer Einheit Endenergie. Unter dieser Gerade befinden sich die Szenarien, bei denen ein hoher Anteil an erneuerbaren Energieträgern im Energiemix es ermöglicht, die Umwandlungsverluste in der gesamten Energietransformationskette zu kompensieren. In den definierten Szenarien kann nur über die Nutzung großer Windkraftanlagen ein solcher Zustand erreicht werden. Abbildung 59 zeigt auch deutlich, inwiefern hohe Energieeffizienzwerte (dem Zielszenario entsprechend) für einen spürbaren Einsatz von erneuerbaren Energieträgern notwendig sind.

In Abbildung 59 ist der Beitrag der tiefen Geothermieanlage nicht berücksichtigt. Wenn die Anlage innerhalb der Energiesystemgrenze aber doch einbezogen wird, ergibt sich ein deutlicher Wärmeüberschuss (siehe Tabelle 1). Dadurch kann die Primärenergiebilanz einen Punkt erreichen, bei dem negative Primärenergiebedarfswerte erreicht werden. Dies würde einer möglichen Definition einer „Plusenergiesiedlung“²² entsprechen. Dieser Fall ist in Abbildung 60 dargestellt. Eine primärenergetische Neutralität kann nur im Zielszenario erreicht werden, wo zusätzlich eine großflächige Nutzung von Photovoltaikmodulen angestrebt wird („PV max“). Mit der Nutzung von großen Windkraftanlagen könnten dann negative primärenergetische Werte erreicht werden. Im Mindestszenario ist die primärenergetische Neutralität unter den genutzten Annahmen nie zu erreichen.

²¹ Extrahierungs-, Umwandlungs-, Speicherungs- und Verteilungsverluste

²² Es gibt noch keine einheitliche Definition einer „Plusenergiesiedlung“. Ein erster und nicht sehr ambitionierter Standard würde der Situation entsprechen, in der aus primärenergetischer Sicht und bei einer zu definierenden Energiesystemgrenze ein Energieüberschuss für einen Energieträger einen Energiemangel für einen anderen Energieträger kompensieren würde. (Dies wäre die Situation in der Seestadt Aspern, in der der Wärmeüberschuss aus der tiefen Geothermieanlage primärenergetisch den Strombedarf ausbalanzieren würde. Es wäre auch die Situation bei den sogenannten „Plusenergiegebäuden“, die diese Bezeichnung dank der großflächigen Nutzung von Photovoltaikmodulen bekommen, ohne dass die Wärme von Energieressourcen, die direkt am Gebäude vorhanden sind, bereitgestellt wird (oberflächennahe Geothermie und solarthermische Energie)). Bei ehrgeizigeren Definitionen könnte die Neutralität der Energiebilanz bei jedem Energieträger angefordert werden bzw. die Energiesystemgrenzen erweitert werden (Lebenszyklusaspekte, Verkehr usw.).

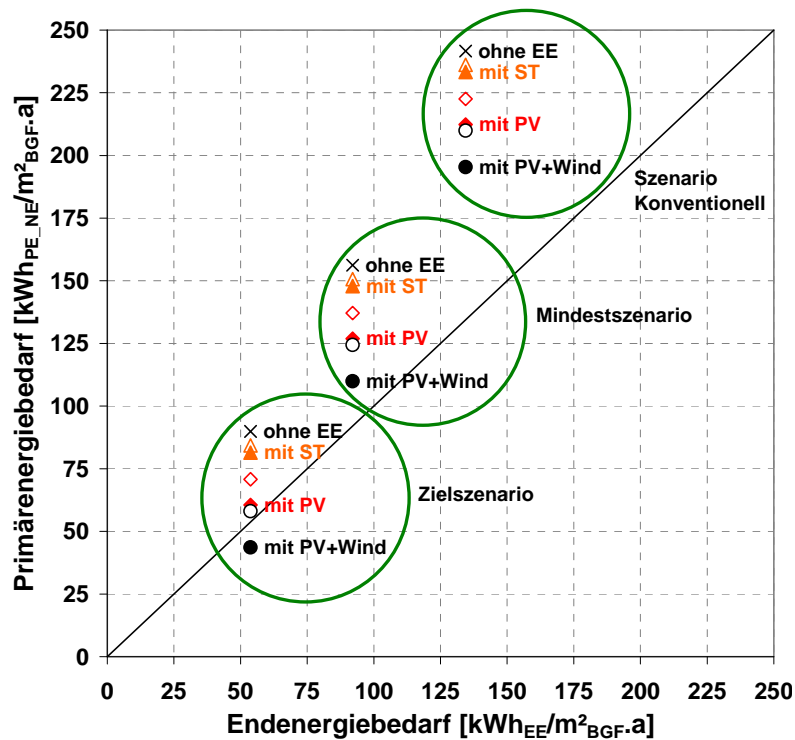


Abbildung 59: Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsszenarien aus einer kombinierten end- und primärenergetischen Sicht (Szenario ohne Fernkälte, OHNE Berücksichtigung des Beitrags der tiefen Geothermieanlage)

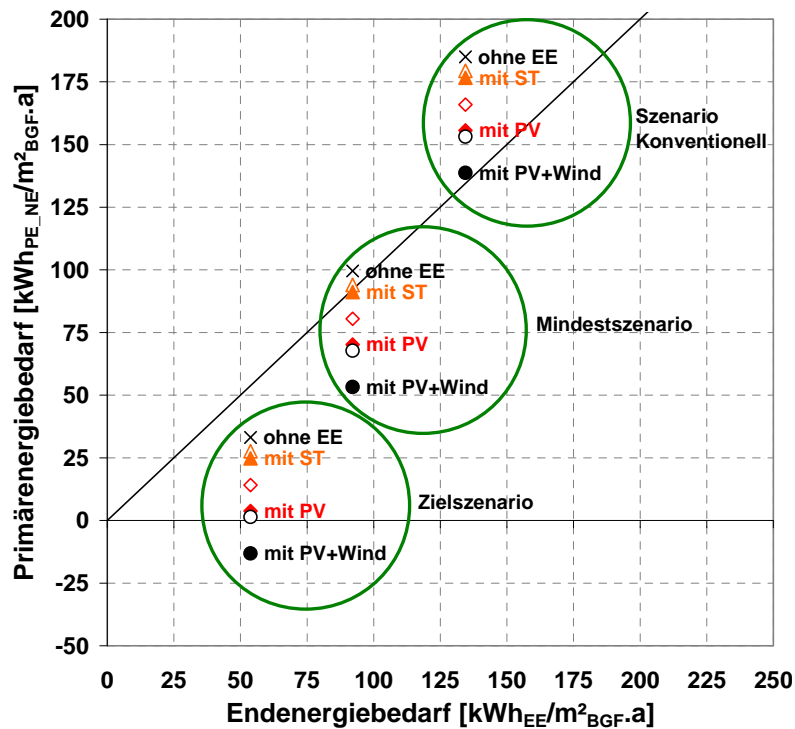


Abbildung 60: Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsszenarien aus einer kombinierten end- und primärenergetischen Sicht (Szenario ohne Fernkälte, MIT Berücksichtigung des Beitrags der tiefen Geothermieanlage)

Tabelle 28: Verursachte CO₂-Emissionen

Energieperformance in den Gebäuden	Energieaufbringung	Mit Fernkälte (Stromszenario EU) [t _{CO₂/a}]
Zielszenario	Ohne EE	ca. 43.150
	Mit PV max	ca. 30.340
	Mit ST max	ca. 36.300
Mindestszenario	Ohne EE	ca. 74.480
	Mit PV max	ca. 61.660
	Mit ST max	ca. 67.640
Szenario konventionell	Ohne EE	ca. 114.050
	Mit PV max	ca. 101.230
	Mit ST max	ca. 107.210

Tabelle 28 zeigt für verschiedene Szenarien die durch den Energieeinsatz in Gebäuden verursachten CO₂-Emissionen. Dabei wird nur das Szenario mit Fernkälte berücksichtigt, weil die Unterschiede zwischen den Szenarien mit und ohne Fernkälte bei Betrachtung der gesamten Emissionen auf Stadtteilebene sehr gering sind. Dadurch werden folgende Erkenntnisse gewonnen:

- Der größte Anteil an Emissionsvermeidungen ist durch die Definition ambitionierter Energiekennwerte im Gebäudebereich zu erwarten. Im Zielszenario können ca. 60 % der Gesamtemissionen des Referenzszenarios (Szenario ‚konventionell‘) vermieden werden; das entspricht ca. 70.000 t_{CO₂/a}.
- Die Nutzung von Photovoltaik bringt weitere Emissionsreduktionen. Im Vergleich zum Referenzszenario (Szenario ‚konventionell‘ ohne erneuerbare Energie) können insgesamt ca. 83.000 t_{CO₂/a} vermieden werden.
- Aufgrund der angenommenen Faktoren haben Maßnahmen im Stromsektor die größten Auswirkungen.

8. Sensitivitätsanalyse des Gesamtenergiekonzeptes

Das Energiekonzept soll nun auf Sensitivitäten überprüft werden, d. h. es soll analysiert werden, inwiefern es auf bestimmten Änderungen im Masterplan reagiert bzw. welche Änderungen im Masterplan das Energiekonzept noch vertragen kann (Adaptionsfähigkeit des Konzeptes).

Masterplanänderungen würden vor allem die Machbarkeit der Fernwärme- bzw. Fernkältenetze beeinflussen, weil diese grundsätzlich von Masterplaneigenschaften (Nutzungsmischung und Bebauungsdichte) abhängig ist. In 6.3.2.4 ist die relative Unabhängigkeit der Machbarkeit der Fernwärmeversorgung präsentiert (unter den angenommenen Bedingungen würde die Machbarkeit der Fernwärme bis zu einer Netzlänge von 50 km gegeben sein). Für die Fernkälte ist die Situation aber anders, weil die Berechnung zur Definition von Zielgebieten geführt hat. In Abstimmung mit dem Stadtteilentwickler werden zwei Änderungen im Masterplan, die einen Einfluss auf die ökonomische Machbarkeit der Fernkälte bzw. auf die Größe des Versorgungsgebiets haben können, hypothetisch untersucht:

- Bei einer Änderung der Nutzungsmischung innerhalb von Baufeldern, insbesondere bei einer Reduzierung des Büroflächenanteils zugunsten einer Erhöhung des Wohnflächenanteils, kann es zu einem Wendepunkt kommen, an dem die Netz- bzw. die Kältebelegung zu niedrig werden, um die ökonomische Machbarkeit einer Fernkälteversorgung zu garantieren. Der Wendepunkt entsteht vor allem aus der Tatsache, dass die Leitungslänge während der Variationen an der Nutzungsmischung gleich hoch bleibt, weil die betroffenen Baufelder weiterhin einen Fernkälteanschluss haben sollen. Die Ergebnisse dieser Untersuchung wird in 8.1 für den Bereich Fernkälte Süd präsentiert.
- Auf der anderen Seite kann bei einer überwiegenen Wohnnutzung in der Nähe eines Fernkälteversorgungsgebiet eine Reduzierung des Wohnflächenanteils zugunsten einer Erhöhung des Flächenanteils für Nichtwohnbereiche eine Erweiterung des Fernkälteversorgungsgebietes zu diesen Baufeldern unterstützen. Die Ergebnisse dieser Untersuchung wird in 8.2 für den Bereich Fernkälte Süd präsentiert.

8.1. Änderung der Nutzungsmischung: Einfluss auf die Machbarkeit eines Fernkältenetzes (Fernkälte Süd)

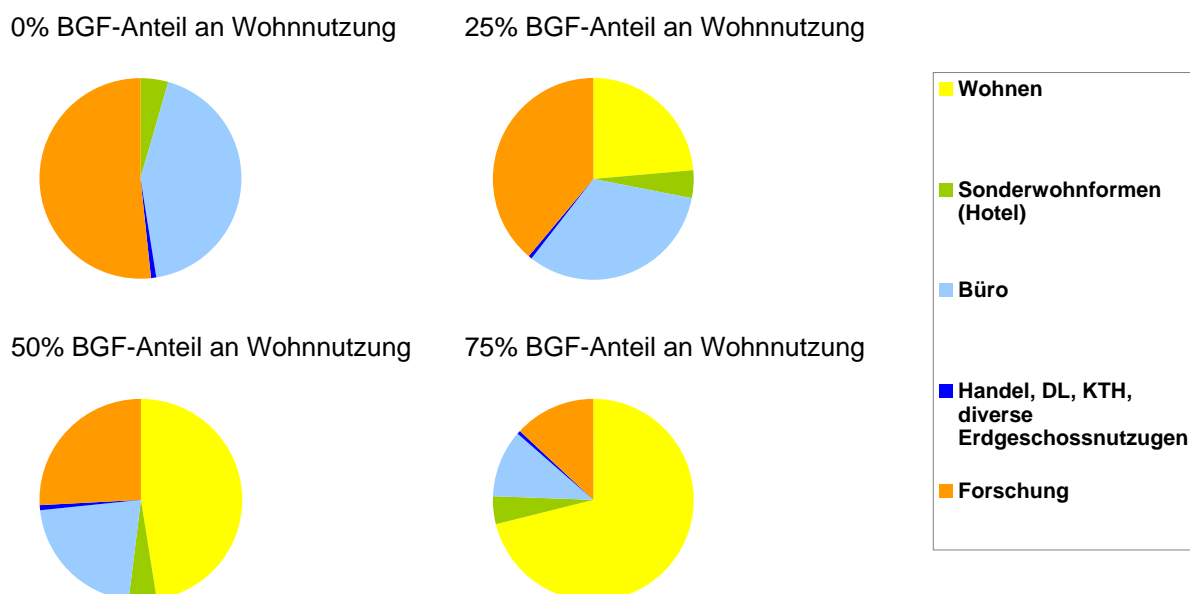


Abbildung 61: Darstellung der untersuchten Nutzungsmischungen für den Bereich Fernkälte Süd

Der angenommene Nutzungsmix für die Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 61 graphisch dargestellt.

Dabei bleibt die gesamte Bruttogeschossfläche konstant, wie im Masterplan definiert. Es werden hier nur Büroflächen in Wohnflächen umgewidmet.

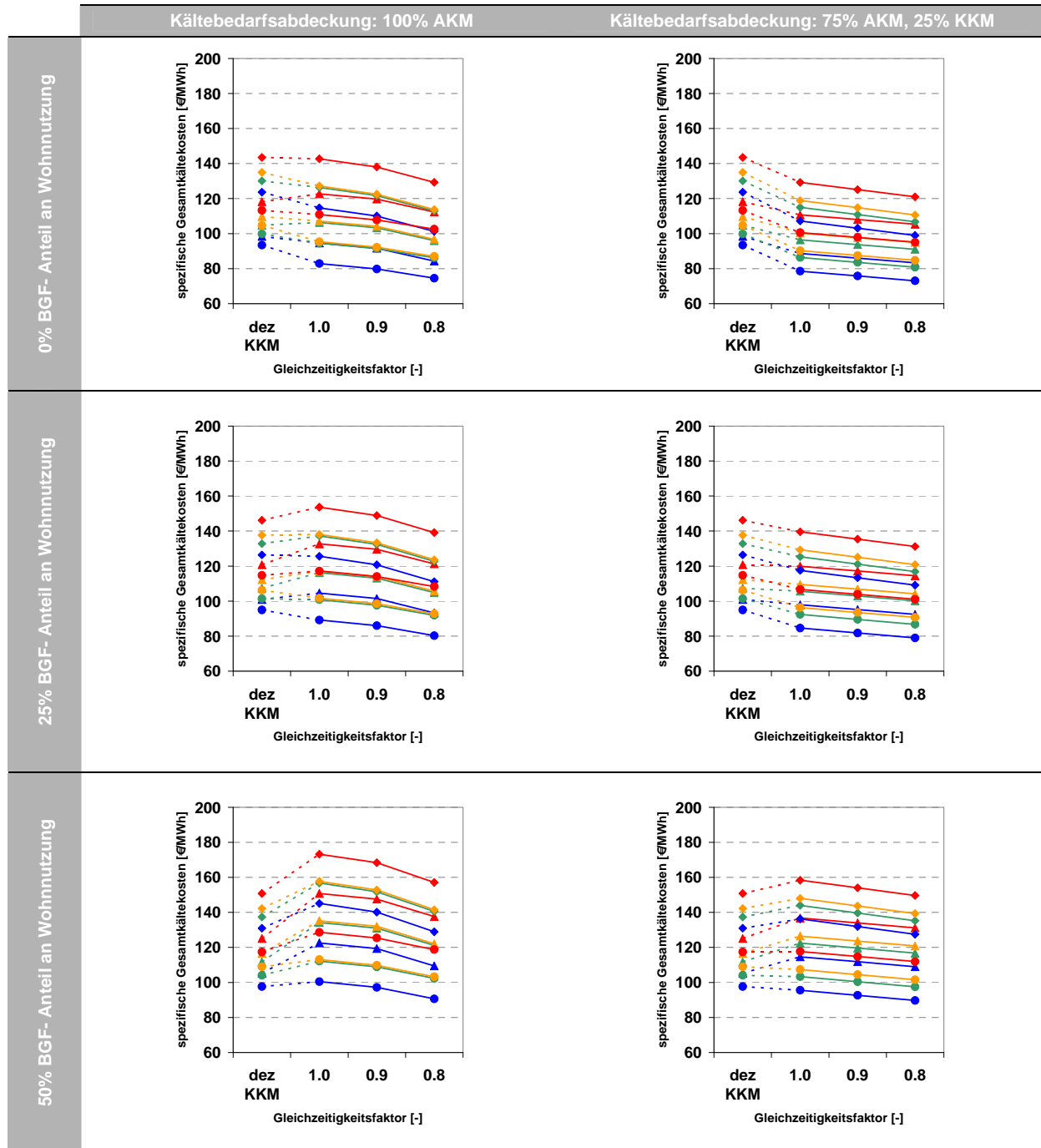
Tabelle 29 und Tabelle 32 zeigen den Einfluss des Parameters „Anteil an Wohnnutzung in % der Bruttogeschossfläche“ auf die Eckdaten der Fernkälte (Netzbelegung und Kältebelegung) sowie auf deren ökonomischen Machbarkeit (siehe Vergleich mit der Referenzvariante auf Tabelle 32). Die Erkenntnisse daraus sind:

- Es ist deutlich sichtbar, dass sich der gesuchte Wendepunkt in einem Wohnflächenanteil zwischen 25 % und 50 % der gesamten Bruttogeschossfläche auf den betroffenen Baufeldern befindet. Je nach Szenario entspricht es einer Netzbelegung zwischen 3 und 8 kW/m. Unter einem Wert von 3 kW/m ist die Wirtschaftlichkeit auf jeden Fall nicht mehr gegeben.
- Der Einfluss der Förderung nach Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz ist sehr relevant. Wie in Tabelle 32 sichtbar ist bei der Referenzvariante (Masterplanbedingungen: 0% Wohnnutzung) die Wirtschaftlichkeit gerade noch gegeben. Bei Reduzierung des Büroflächenanteils zugunsten des Wohnbereichs ist sie nicht mehr gegeben.

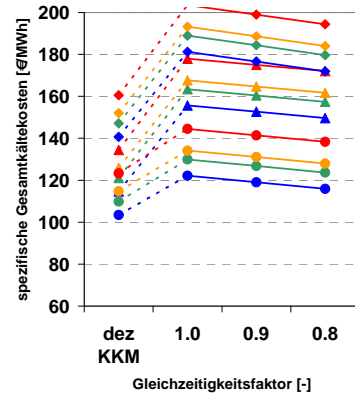
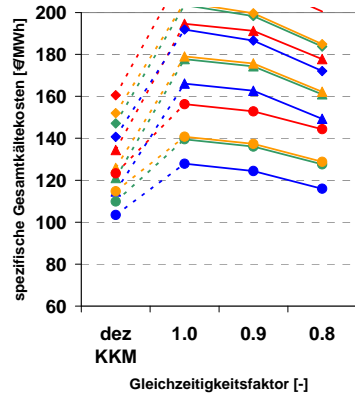
Tabelle 29: Eckdaten zum Kältebedarf in verschiedenen Szenarien

Anteil an Wohnnutzung [% der BGF]		FK, Zielszenario, niedrige Anschlussleistung (40 W/m ² _{BGF})	FK, Zielszenario, mittlere Anschlussleistung (60 W/m ² _{BGF})	FK, Mindestszenario, hohe Anschlussleistung (80 W/m ² _{BGF})
0	Kältebedarf [MWh/a]	2.468	2.468	4.894
	Installierte Leistung [MW]	5,78	8,67	11,56
	Netzbelegung [kW/m]	5,51	8,26	11,01
	Kältebelegung [MWh/m.a]	2,35	2,35	4,66
25	Kältebedarf [MWh/a]	1.892	1.892	3.743
	Installierte Leistung [MW]	4,40	6,60	8,80
	Netzbelegung [kW/m]	4,19	6,29	8,38
	Kältebelegung [MWh/m.a]	1,80	1,80	3,56
50	Kältebedarf [MWh/a]	1.316	1.316	2.591
	Installierte Leistung [MW]	3,02	4,53	6,04
	Netzbelegung [kW/m]	2,87	4,31	5,75
	Kältebelegung [MWh/m.a]	1,25	1,25	2,47
75	Kältebedarf [MWh/a]	740	740	1.439
	Installierte Leistung [MW]	1,64	2,45	3,27
	Netzbelegung [kW/m]	1,56	2,34	3,12
	Kältebelegung [MWh/m.a]	0,71	0,71	1,37

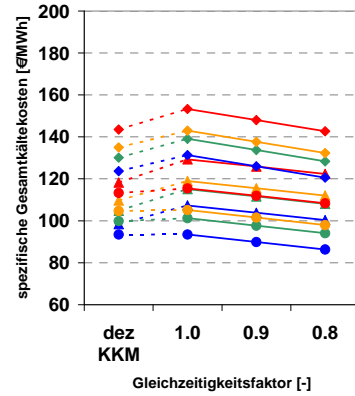
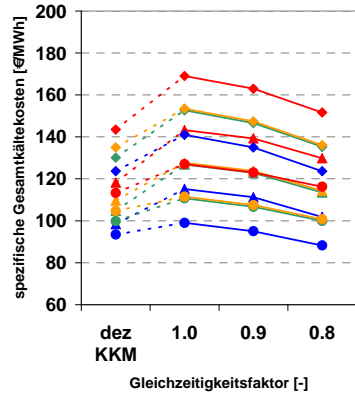
Tabelle 30: Szenarienberechnung für den Bereich Fernkälte Süd mit verschiedenen Nutzungsmischungen (Legende: siehe Tabelle 18)



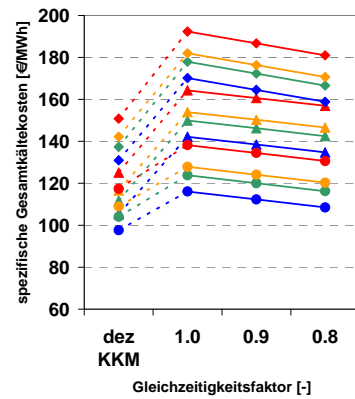
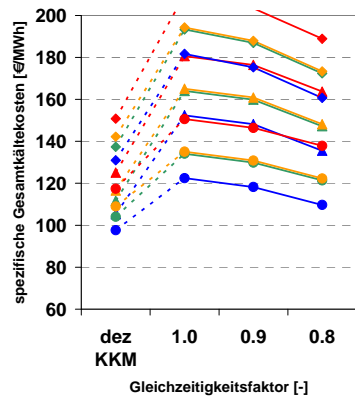
75% BGF- Anteil an Wohnnutzung



0% BGF- Anteil an Wohnnutzung, Ohne Förderung nach Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz



50% BGF- Anteil an Wohnnutzung, Ohne Förderung nach Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz



8.2. Erweiterung der Fernkälte Süd



Abbildung 62: Hypothetisches Erweiterungsgebiet für den Bereich Fernkälte Süd

Die Alternative (Variante 2) zum Nutzungsmix im südlichen Bereich wird in Tabelle 31 gezeigt und das Verhältnis zwischen Wohn- und Nichtwohnnutzung ist in Abbildung 63 zusammengefasst.

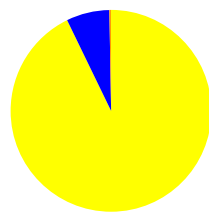
Tabelle 31: Vorgeschlagene Alternativen zum Nutzungsmix im Südlichen Gebiet

	Nutzungsmix Variante 1			Nutzungsmix Variante 2			
	BGF [m ²]	Wohnen	Handel, DL	soz. Infrastr.	Wohnen	Handel, DL, Büros	soz. Infrastr.
D1	4.893	95%	5%		80%	20%	
D2	15.202	95%	5%		75%	25%	
D3	5.713	100%			100%		
D4	17.124	96%		4%	95%		5%
D5	19.423	90%	10%		75%	25%	
D6	4.616	100%			100%		
D7	3.661	95%	5%		80%	20%	
D8	14.255	95%	5%		90%	10%	
D9	14.968	90%	10%		80%	20%	
D10	26.307	75%	25%		50%	50%	
D11	4.737	95%	5%		80%	20%	
D12	18.557	95%	5%		75%	25%	
D13	18.557	95%	5%		80%	20%	
D16	6.250	100%			90%	10%	
D17	4.368	100%			90%	10%	
J1	5.248	100%			85%	15%	
J2	32.057	95%	5%		80%	20%	
J7	6.401	95%	5%		90%	10%	
J8	16.938	95%	5%		90%	10%	
J9	14.854	95%	5%		90%	10%	

Die Leitungslänge soll sich für die Versorgung der zusätzlichen Baufelder deutlich erhöhen, was sich durch eine deutliche Reduzierung der Netzbelegung von 5 - 10 kW/m (siehe Tabelle 29) auf 1 - 3 kW/m (siehe Tabelle 32).

Tabelle 33 bestätigt, dass ohne Erhöhung des Nichtwohnflächenanteils in dem betroffenen Gebiet eine Fernkältenetzversorgung überhaupt nicht wirtschaftlich ist. Mit dem Nutzungsmix Variante 2 kann die Fernkälte an die Grenzen der Wirtschaftlichkeit kommen. Dabei ist aber immer noch zu beachten, dass solche Nichtwohnbereiche nicht alle als Büroflächen gewidmet sein werden. Es kann auch sein, dass bestimmte Räume nicht gekühlt werden. Es besteht daher für die Fernkälte ein ziemlich großes Risiko, diese Baufelder auch mit anzuschließen.

Nutzungsmix Variante 1



Nutzungsmix Variante 2

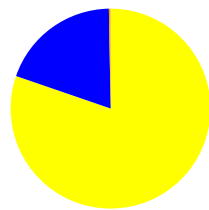
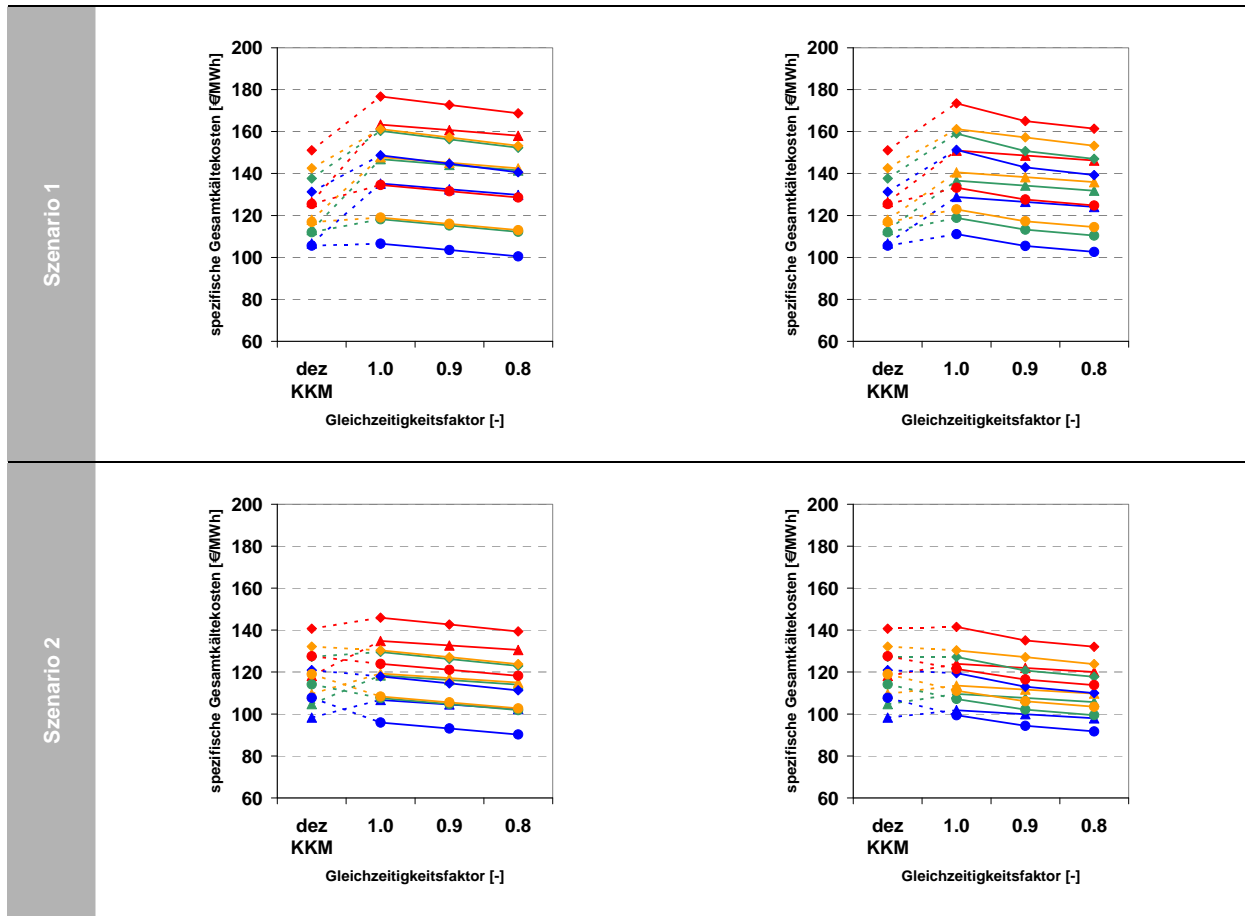


Abbildung 63: Darstellung der untersuchten Nutzungsmischungen für den Bereich Fernkälte Süd

Tabelle 32: Eckdaten zum Kältebedarf bei erweitertem Fernkälteversorgungsgebiet

Anteil an Wohnnutzung [% der BGF]		FK, Zielszenario, niedrige Anschlussleistung (40 W/m ² _{BGF})	FK, Zielszenario, mittlere Anschlussleistung (60 W/m ² _{BGF})	FK, Mindestszenario, hohe Anschlussleistung (80 W/m ² _{BGF})
Gesamt	Kältebedarf [MWh/a]	1.973	1.973	2.672
	Installierte Leistung [MW]	2,82	4,23	5,64
	Netzlänge [m]	2.185	2.185	2.185
	Netzbelegung [kW/m]	1,29	1,94	2,58
	Kältebelegung [MWh/m.a]	0,90	0,90	1,22
Erweiterungsbe- reich	Kältebedarf [MWh/a]	1.233	1.233	1.233
	Installierte Leistung [MW]	1,18	1,78	2,37
	Netzlänge [m]	1.148	1.148	1.148
	Netzbelegung [kW/m]	1,03	1,55	2,06
	Kältebelegung [MWh/m.a]	1,07	1,07	1,07

Tabelle 33: Szenarienberechnung für den Bereich Fernkälte Süd mit verschiedenen Nutzungsmischungen (Legende: siehe Tabelle 18)



9. Schlussfolgerungen

Zur Entwicklung und Beschreibung eines Gesamtenergiekonzeptes für die Seestadt Aspern wurden in dieser Arbeit technische und ökonomische Potenzialanalysen durchgeführt. Es wurden anschließend verschiedene Energieaufbringungsszenarien anhand von Indikatoren wie der Primärenergiebedarf und die verursachten CO₂-Emissionen evaluiert. Dadurch konnten die am Projektbeginn formulierten Fragen, die die Kernaspekte des Energiekonzeptes ausmachen, beantwortet und Empfehlungen für den Stadtteilentwickler in Bezug auf die lokale Energieplanung abgegeben werden. Diese Empfehlungen sind am Anfang dieses Berichtes in Detail präsentiert.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass eine leitungsgebundene thermische Energieversorgungsinfrastruktur (Fernwärme bzw. -kälte), wie sie für die Seestadt Aspern vorgesehen ist, durchaus mit ambitionierten Energieperformancezielen im Gebäudebereich kompatibel ist, vor allem aufgrund der hohen Siedlungsdichte in der Seestadt Aspern. Somit kann eine Fernwärmeversorgung für den ganzen Stadtteil vorgesehen werden. Für die Fernkälte wurden Zielgebiete, in denen die primärenergetischen Vorteile und Wirtschaftlichkeit der Technologie gegeben sind, definiert. Bei der Dach- bzw. Fassadenflächenwidmung ist aus primärenergetischen Überlegungen auf Stadtteilebene die Priorität auf Photovoltaik zu legen. Alternative Gebäudekonzepte (ohne Fernwärme bzw. mit einer Kombination von z. B. Solarthermie und Wärmepumpen) können dann umgesetzt werden, wenn primärenergetische Vorteile gegenüber der Referenzvariante nachgewiesen werden können. Zuletzt werden einzelne Bauträger eingeladen, weitere Konzepte (Integration von urbanen Windkraftträgern, Wärmerückgewinnung aus Abwasser auf Gebäudeebene, Grundwassernutzung...) nach den jeweiligen Möglichkeiten und Gegebenheiten zu verfolgen.

Das Energiekonzept sieht auch Mechanismen vor, die die Umsetzung dieser Empfehlungen unterstützen sollen. Dabei geht es hauptsächlich um die Begleitung von Planungsprozessen durch den Stadtteilentwickler und das frühe Erkennen von Potenzialen zur Energieeinsparung bzw. energetischen Synergienutzungen. Dafür sind Nachweise zu den verschiedenen Phasen des Planungsprozesses von den Bauträgern bzw. den Planungsbeauftragten zu liefern. Details über diese Nachweise sind in diesem Bericht erläutert.

Aufgrund des limitierten Projektrahmens konnte auf spezifische Aspekte der Vorplanung bei bestimmten Technologien nicht näher eingegangen werden. Bei der Fernwärme besteht der nächste Schritt darin, ein optimales Verteilungskonzept zu gestalten, vor allem zur Definition der Verteilungstemperaturniveaus, des Warmwasserbereitstellungskonzepts und der technischen bzw. administrativen Rahmenbedingungen zur möglichen Wärmeeinspeisung. Bei der Stromauskoppelung mittels ORC-Prozess sollte die spezifische Situation in Wien herangezogen werden, vor allem zur Bestimmung des Anteils an Warmwasser aus der tiefen Geothermie, der tatsächlich zur Stromerzeugung genutzt werden könnte. Bei spezifischen Technologien (integrierte urbane Windkraftanlagen, Grundwassernutzung etc.) sind weitere Studien, die von den einzelnen Bauträgern initiiert werden sollten, notwendig.

Auf Seite der Methodik sollten für zukünftige Projekte die Rechenansätze verfeinert werden, vor allem in Bezug auf die Kopplung zwischen verschiedenen Effekten (z. B. Windströmung- und Solaraspekte, um bessere Empfehlungen für die urbane Morphologie zu formulieren), die systematische Integration ökonomischer Variablen (zur Kostenoptimierung aus volkswirtschaftlicher Sicht) und die Evaluierungsgrößen zum Vergleich verschiedener Szenarien (Substitutionsfaktoren, Lebenszyklusanalysen).

Die lokale Energieplanung für einen neuen Stadtteil basiert immer auf Annahmen. Ausgehend von der aktuellen städtebaulichen Planung wurde in diesem Projekt auch die Sensitivität verschiedener Aspekte des Energiekonzeptes durch Veränderung relevanter Parameter untersucht. Das Stadtentwicklungsprojekt der Seestadt Aspern wird erst etwa 2025 abgeschlossen sein, daher werden in Zukunft noch weitere Änderungen auftreten. Das Energiekonzept gibt daher keine endgültigen und unabänderlichen Empfehlungen vor, sondern sollte auch in Zukunft an neue Technologieentwicklungen bzw. Richtlinien und andere Rahmenbedingungen angepasst werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methode der Potenzialerhebung zur Erstellung des Energiekonzeptes	9
Abbildung 2: Grundlagendaten und deren Herkunft zur Berechnung der Solarenergie- und Windenergiepotenziale	10
Abbildung 3: Grundlagendaten und deren Herkunft zur Berechnung der Energiepotenziale aus Abwasser und Geothermie sowie zur Berechnung des Energiebedarfs auf Stadtteilebene.....	10
Abbildung 4: Kennzeichnung der Baufelder und definierten Nutzungen laut Masterplan.....	16
Abbildung 5: mögliche Stromerträge aus Photovoltaikanlagen, pessimistische Variante	19
Abbildung 6: mögliche Stromerträge aus Photovoltaikanlagen, optimistische Variante	20
Abbildung 7: Bruttogeschoßfläche für den Wohnbereich nach Hauptnutzung	22
Abbildung 8: Technisches Potenzial Windkraft, [REGIO Energy, 2009].....	23
Abbildung 9: Theoretisches und eingeschränktes technisches Potenzial in der Umgebung der Seestadt Aspern [ISPACE, 2009].....	24
Abbildung 10: Potenzialgebiet für Windkraftanlagen in der nahen Umgebung vom Flugfeld Aspern ..	25
Abbildung 11: Windrose (Hauptwindrichtungen mit Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit), Wetterstation Unterlaa, Daten [ZAMG].....	26
Abbildung 12: Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit in Wien, umgerechnet auf 65 m Höhe (urbaner Raum) Wetterstation Unterlaa, Daten [ZAMG]	26
Abbildung 13: Leistungskurven ausgewählter Windkraftanlagen, Daten [DWIA, 2009]	26
Abbildung 14: Mögliche Stromausbeute je nach Windgeschwindigkeit	26
Abbildung 15: Mögliche Stromausbeute und spezifische Erträge (Methode A, Windgeschwindigkeitsdaten Unterlaa).....	27
Abbildung 16: Mögliche Stromausbeute je nach Anlagentyp (Methode B).....	27
Abbildung 17: Thermodynamisches Prinzip einer ORC-Anlage (mit und ohne Regenerator).....	29
Abbildung 18: Wasserentsorgungsgebiete.....	31
Abbildung 19: Wärmeleistung bzw. Rückkühlleistung in Abhängigkeit der Temperaturvariation im Abwasserkanal.....	33
Abbildung 20:geplante Bauphasen	37
Abbildung 21: Nutzungsverteilung in den Baublöcken nach Fertigstellung	37
Abbildung 22: Nutzungsverteilung in den Baublöcken im Jahr 2012.....	37
Abbildung 23: Nutzungsverteilung in den Baublöcken im Jahr 2014.....	37
Abbildung 24: Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014	40
Abbildung 25: Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014.....	40
Abbildung 26: Gesamter Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014	40
Abbildung 27: gesamter Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken im Jahr 2014.....	40
Abbildung 28: Wärmebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014.....	41
Abbildung 29: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014	41
Abbildung 30: Wärmebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014.....	41
Abbildung 31: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken im Jahr 2014	41
Abbildung 32: Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung.....	41
Abbildung 33: Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung	41
Abbildung 34: gesamter Strombedarf (ohne Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung.....	42
Abbildung 35: gesamter Strombedarf (mit Fernkälte) in den Baublöcken nach Fertigstellung.....	42
Abbildung 36: Wärmebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung	42
Abbildung 37: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung.....	42
Abbildung 38: Wärmebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung	42
Abbildung 39: Kühlenergiebedarf in den Baublöcken nach Fertigstellung.....	42
Abbildung 40: Berechneter Wärmebedarf (Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt)44	
Abbildung 41: Berechneter Kühlenergiebedarf (Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt).....	45
Abbildung 42: Berechneter Strombedarf (ohne Fernkälte, Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt).....	46
Abbildung 43: Berechneter Strombedarf (mit Fernkälte, Gewerbe mehrgeschoßig und Hallen nicht berücksichtigt).....	47
Abbildung 44: Wärmeenergiebedarfsdichte bezogen auf die Grundstücksfläche (links) und die Grundfläche (rechts)	49
Abbildung 45: Mögliche Trassenverlegung für die Fernwärme (N.B.: die bestehende Fernwärmeleitung, die quer durch den südlichen Teil der Seestadt verlegt ist, ist dabei nicht dargestellt)	50

Abbildung 46: Kältebedarfs-abdeckung: 100% AKM	54
Abbildung 47: Kältebedarfs-abdeckung: 75% AKM, 25% KKM	54
Abbildung 48: Kältebedarfsabdeckung: 100% AKM	55
Abbildung 49: Kältebedarfsabdeckung: 75% AKM, 25% KKM	55
Abbildung 50: Kältebedarfsabdeckung: 100% AKM, höhere Investitionskosten bei AKM (Kostenfunktion IUTA x 1,8).....	55
Abbildung 51: Kältebedarfsabdeckung: 75% AKM, 25% KKM, höhere Investitionskosten bei AKM (Kostenfunktion IUTA x 1,8).....	55
Abbildung 52: Spezifische Investitionskosten Kältemaschinen.....	56
Abbildung 53: Vergleich zwischen Szenarien für Fernkälte Süd mit einer primärenergetischen Analyse (mit 0,36 für die Fernwärme)	58
Abbildung 54: Vergleich zwischen Szenarien für Fernkälte Nord mit einer primärenergetischen Analyse (mit 0,36 für die Fernwärme).....	58
Abbildung 55: Zielgebiete für die Fernkälte im südlichen und im nördlichen Bereich.....	60
Abbildung 56: Kältebedarfsdichte bezogen auf die Grundstücksfläche (links) und die Grundfläche (rechts).....	61
Abbildung 57: Vergleich zwischen Energieversorgungsszenarien anhand der CO ₂ -Emissionen als Indikator (Zielszenario)	64
Abbildung 58: Vergleich zwischen Energieversorgungsszenarien anhand des Primärenergiebedarfs als Indikator.....	64
Abbildung 59: Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsszenarien aus einer kombinierten end- und primärenergetischen Sicht (Szenario ohne Fernkälte, OHNE Berücksichtigung des Beitrags der tiefen Geothermieanlage).....	66
Abbildung 60: Bewertung der verschiedenen Energieversorgungsszenarien aus einer kombinierten end- und primärenergetischen Sicht (Szenario ohne Fernkälte, MIT Berücksichtigung des Beitrags der tiefen Geothermieanlage).....	66
Abbildung 61: Darstellung der untersuchten Nutzungsmischungen für den Bereich Fernkälte Süd	68
Abbildung 62: Hypothetisches Erweiterungsgebiet für den Bereich Fernkälte Süd.....	73
Abbildung 63: Darstellung der untersuchten Nutzungsmischungen für den Bereich Fernkälte Süd	74

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Endenergiebedarfswerte und vorhandene selektierten Ressourcen	11
Tabelle 2: Empfehlungen zu den verschiedenen Aspekten der Energieaufbringung	12
Tabelle 3: Primärenergiefaktoren (nicht-erneuerbarer Anteil) für die Szenarienberechnung	15
Tabelle 4: Definitionen und Quellen zu den typischen genutzten Kennwerten.....	17
Tabelle 5: Unterschiede zu den Annahmen bei den Projekten NACH ASPERN und SUN POWER CITY	17
Tabelle 6: Ertragswerte für bestehende Windanlagen in Wien [igwindkraft, 2009].....	27
Tabelle 7: Allgemeine Eigenschaften von Windanlagen im kleinen Leistungsbereich	28
Tabelle 8: Annahmen zu den mittleren Abwassermengen pro Person und Tag (Mittelwert aus verschiedenen Quellen).....	30
Tabelle 9: gerechnete mittlere Abwassermengen	32
Tabelle 10: Wärmegewinnungspotenzial	32
Tabelle 11: Rückkühlpotenzial.....	32
Tabelle 12: Eckdaten für die Anlagen in Freiburg-Vauban (aus [Panesar, 2003]).....	34
Tabelle 13: spezifische Investitionskosten für die verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien	35
Tabelle 14: spezifische Energiepreise für die verschiedenen Technologien	35
Tabelle 15: Angenommene Werte des Endenergiebedarfs in kWh/m ² _{BGF.a} für die verschiedenen Nutzungsarten (Die Einteilung in „Mindestanforderung“ und „Zielszenario“ bezieht sich auf die für Aspern geforderten Werte. Als ‚konventionell‘ werden hier zulässige Werte für die Wärme nach Bauordnung herangezogen, die als Vergleichswerte dienen.).....	38
Tabelle 16: Endenergiebedarfswerte im Jahr 2014 und nach Fertigstellung (ohne Gewerbe).....	43
Tabelle 17: Wärmebelegung des Fernwärmenetzes in verschiedenen Szenarien.....	50
Tabelle 18: spezifische Endenergiekennwerte für die Kühlung	52
Tabelle 19: Berechnungsannahmen	53
Tabelle 20: Definition der Abnahmeszenarien	54
Tabelle 21: Variantendefinitionen für Abbildungen 44 und 45	54
Tabelle 22: Variantendefinitionen für Abbildungen 44, 45, 46 und 47	56
Tabelle 23: Szenarienberechnung für den Bereich Fernkälte Nord (Legende: siehe Tabelle 18).....	57
Tabelle 24: Annahmen zur Berechnung der Primärenergiefaktoren (nicht-erneuerbarer Anteil)	58

Tabelle 25: Primärenegiefaktore für die Fernkälte	59
Tabelle 26: Endenergiebedarfswerte nach Fertigstellung	62
Tabelle 27: Annahmen zur Berechnung der CO ₂ -Emissionen	65
Tabelle 28: Verursachte CO ₂ -Emissionen	67
Tabelle 29: Eckdaten zum Kältebedarf in verschiedenen Szenarien	70
Tabelle 30: Szenarienberechnung für den Bereich Fernkälte Süd mit verschiedenen Nutzungsmischungen (Legende: siehe Tabelle 18)	71
Tabelle 31: Vorgeschlagene Alternativen zum Nutzungsmix im Südlichen Gebiet	73
Tabelle 32: Eckdaten zum Kältebedarf bei erweitertem Fernkälteversorgungsgebiet	74
Tabelle 33: Szenarienberechnung für den Bereich Fernkälte Süd mit verschiedenen Nutzungsmischungen (Legende: siehe Tabelle 18)	75

Literaturverweise

ATB Becker, persönliche Mitteilung, 2010

AWEA, In the public interest: How and why to permit for small wind systems, a guide for state and local governments, American wind energy association, September 2008, <http://www.awea.org/smallwind/pdf/InThePublicInterest.pdf>, Letzter Zugriff: 15. Juli 2009

Constantinescu N. et al., Guidelines for assessing the efficiency of district heating and cooling systems, Projekt Ecoheatcool, Euroheat&Power, 2006 (A)

Constantinescu N. et al., Possibilities with more district cooling in Europe, Projekt Ecoheatcool, Euroheat&Power, 2006 (B)

DOE, US Department of Energy, Geothermal Technologies Programm, <http://www1.eere.energy.gov/geothermal/>, Letzter Zugriff: 20. Juli 2009

DWIA, Danish Wind Industry Association, <http://www.windpower.org/en/>, Letzter Zugriff: März 2009

ESTTP Solar Thermal Vision 2030, Vision of the usage and status of solar thermal energy technology in Europe and the corresponding research topics to make the vision reality, European Solar Thermal Technology Platform, May 2006

EWEA, Wind Energy: the facts, an analysis of wind energy in the EU-25, European Wind Energy Association, 2003

EN 15316-4-5:2007, Heizungsanlagen in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Energieanforderungen und Nutzungsgrade der Anlagen – Teil 4-5: Wärmeerzeugungssysteme, Leistungsfähigkeit und Effizienz von Fernwärme- und großvolumigen Systemen, CEN/ÖNORM, 2007

EN 15603:2008, Energieeffizienz von Gebäuden – Gesamtenergieverbrauch und Festlegung der Energiekennwerte, CEN, 2008

Fechner H. et al, Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften, Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, 2007

Fink C., Riva R., Solarunterstützte Wärmenetze im Geschoßwohnbau – Ein Planungshandbuch mit ganzheitlichem Ansatz, AEE INTEC, 2004

Flamisch N., Hydrodynamische Berechnung Flugfeld Aspern, Überarbeitung 2008, Bericht, 2008

Holdsworth B., Options for micro wind generation: part 1, <http://www.renewableenergyfocus.com/view/1480/options-for-microwind-generation-part-1>, Letzter Zugriff: 15. Juli 2009

IEA, Renewables for heating and cooling, untapped potential, International Energy Agency, 2007

IEA, CO₂ emissions from fuel combustion, International Energy Agency, 2009

ISPACE, Erneuerbare Energie in Österreich - Räumlich aufgelöst & interaktiv, WebGIS-Applikation, erstellt durch das Research Studios – Studio iSPACE, http://ispace.researchstudio.at/products/products_eea_wind_de.html, Letzter Zugriff: Februar 2010

Jank R., Johnsson J., Rath-Nagel S., Energy Efficient Communities: Final Report, Germany, Forschungszentrum Juelich, Projekttraeger Biologie, Energie, Oekologie - BEO, 1994

Jank R. et al., A Guidebook for Advanced Local Energy Planning, Germany, Bietigheim-Bissingen, Fachinstitut Gebaeude Klima e.V. (FGK), October 2000

Kron N. F. Jr., Meshenberg M. J., Sundstrom B., Olsson S., Pellijeff M., Snickars F., Local Energy Management Processes and Programmes in Italy, Sweden, Germany and USA. Sweden, Stockholm, Swedish Council for Building Research, Document D10:1986, ISBN-91-540-4564-91, 1986

Mau S., Jahn U., Performance von Photovoltaik-Anlagen: Resultate aus dem IEA PVPS Task2-Projekt, 2004

NÖ-Raumordnungsgesetz, NÖ-ROG 17, § 19 Abs. 3a > Grünland-Widmung

- Obernberger I., Möglichkeiten der technologischen und wirtschaftlichen Optimierung von Biomasse-Nahwärme- und Mikronetzen, Tagungsband zur internationalen ALTENER Konferenz „Mikronetze – Gebäudeübergreifende Wärmeversorgung auf Biomassebasis“, Salzburg, 1997
- ÖKL, Bund-Länder-Arbeitsgruppe Ökoenergiefonds, Merkblatt Nr. 67, Technisch-wirtschaftliche Standards für Biomasse-Fernheizwerke, 1. Auflage, 1999
- OIB Richtlinie 6, Energieeinsparung und Wärmeschutz, Österreichisches Institut für Bautechnik, Ausgabe: April 2007
- Oldenburg M., persönliche Kontaktaufnahme, OtterWasser GmbH Consultancy for integrated infrastructure systems managing, Juli 2009
- Panesar A.R., Lange J., Innovative sanitation concept shows way towards sustainable urban development - Experiences from the model project “Wohnen & Arbeiten” in Freiburg, Germany. p. 857-862. - In Werner, C. et al [eds.]: Proceedings of the 2nd international Symposium on ecological sanitation, incorporating the 1st IWA specialist group conference on sustainable sanitation, 7th-11th April 2003, Lübeck, Germany.
- Pernecker G., ORC-Anlage Altheim, Oberösterreich – erste Betriebserfahrungen, in Tagungsband: 20 Jahre Tiege Geothermie in Deutschland - 7. Geothermische Fachtagung - Geothermische Vereinigung e.V. ISBN 3-932570-46-4, 2002
- Pernecker G., Geothermische Stromerzeugung mit ORC-Prozess – die Demonstrationsanlage in Altheim, Oberösterreich, 2005
<http://www.altheim.ooe.gv.at/gemeindeamt/download/InfoGeothermie.pdf>, Letzter Zugriff: 23. November 2009
- Piller S. et al., Feasibility studies for heating and cooling with waste water (english summaries of detailed feasibility studies for heating and cooling with waste water heat pump plants) and best practice catalogue, elaborated in the EU-project Waste Water Heat, 2007
- Pol O. et al., City Cooling, Intelligente Fernkälteversorgung, Wien, 2008
- Raschke M., Seichter W., Tiefengeothermie im Oberland: ein Leitfaden für Kommunen, Bürgerstiftung Energiewende Oberland, 2005
- REGIO Energy, laufendes Forschungsprojekt, <http://www.regioenergy.at/>, letzter Zugriff: 24. November 2009
- Robinson D. et al., SUNtool – A new modelling paradigm for simulating and optimising urban sustainability, Solar Energy 81 1196 – 1211, 2007
- Schönfeld M., Masterplan der Seestadt Aspern, Projektteam Flugfeld Aspern, Manfred Schönfeld, MA21B, 2007, <http://www.aspern-seestadt.at/resources/files/134/masterplan.pdf>, Letzter Zugriff: 25. November 2009
- SET-Plan, A European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan): TECHNOLOGY MAP, communication from the commission to the council, the European parliament, the European economic and social committee and the committee of the regions, December 2007
- Sidler O., Mesure de la consommation des usages domestiques de l'audiovisuel et de l'informatique, Projet REMODECE, 2008
- SUN power City, laufendes Forschungsprojekt, Grundlegende Konzeption eines Energie produzierenden Stadtteils mit energetisch optimierter Bauweise unter besonderer Berücksichtigung von gebäudeintegrierter Photovoltaik“ im Rahmen des Klima- und Energiefonds/ Programm „Energie der Zukunft“ Projektnr. 817630, Fertigstellung 2010
- Treiberspur M., Stadt Linz, solarCity Linz Pichling, Nachhaltige Stadtentwicklung, SpringerWienNewYork, Wien 2008, ISBN 978-3-211-30562-1
- Turboden, Produkt- und Firmenvorstellung, <http://www.turboden.eu/de/home/index.php>, Letzter Zugriff: 23 November 2009 (A)
- Turboden, persönliche Mitteilung auf Kostenanfrage, November 2009 (B)
- Turby, Produkt- und Firmenvorstellung, The wind turbine for the built-up environment, <http://www.turby.nl/99-downloads/Turby-EN-Application-V3.0.pdf>, Letzter Zugriff: 20. Juli 2009
- Voss K. et al., Bürogebäude mit Zukunft (Daten aus SolarBau::MONITOR), Solarpraxis, 2006

- Wallisch A., Nachhaltigkeitsbericht 2007, Wien Energie Fernwärme, Vorhanden auf http://www.nachhaltigkeitsbericht.at/nachhaltigkeitsbericht/pdf/fernwaerme_2007.pdf, Letzter Zugriff: 24. November 2009
- Wendland C., Oldenburg M., Operation experiences with a source separating project, Proceedings of the 2nd international symposium on ecological sanitation, 2003, Lübeck, Germany
- Wendland C., Anaerobic digestion of blackwater and kitchen refuse, genehmigte Dissertation, Gesellschaft zur Förderung und Entwicklung der Umwelttechnologien an der Technischen Universität Hamburg-Harburg e.V. (GFEU), ISBN 978-3-930400-43-0, 09. Dezember 2008
- Winter W., Haslauer T., Obernberger I., Untersuchungen zur Gleichzeitigkeit in Nahwärmenetzen. Ergebnisse und Projekterfahrungen, EUROHEAT & POWER, Fernwärme international ISSN: 0949-166X Jg.: 30, Nr.10, pp 42-47, 2001
- Zach F., Simader G., Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissionen der Fernwärmeerzeugung der Fernwärme Wien GmbH, Berechnungen für die Jahre 2006 – 2008 basierend auf der ÖNORM EN 15316-4-5, Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Wien, Februar 2010
- ZAMG, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, mitgeteilte Daten
- Zinko H. et al., District heating distribution in areas with low heat demand density, Bericht aus dem IEA Implementing agreement on District Heating and Cooling, including the integration of CHP, Annex VIII, 2008:8DHC-08-03, Editor Heimo Zinko, 2008

Danksagung

Das Projektteam bedankt sich bei der Programmlinie Energie der Zukunft der FFG für die Finanzierung der hier präsentierten Arbeit sowie bei den Experten, die an verschiedenen Projektphasen mitgewirkt haben.