

Optimierte Energiekonzepte in der frühen Planungsphase von resilienten, energieeffizienten Quartieren (Vitality District)

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 67/2025

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Autorinnen und Autoren:

Dlin. DRin. Shokufeh ZAMINI, Dr. Marcus Rennhofer, DI Bernhard Kubicek, DI Karl Berger
(AIT, Austrian Institute of Technology)

Anyla Berisha MSc., Martin Kaftan BArch MSc. Ph.D. (Technische Universität Graz)

DI Sebastian Sautter, Ivan Dmitriev MSc. (Sautter ZT)

DI (FH) Gernot Becker, Oleg Stelzhammer MSc. (ATB-Becker)

Architekt Prof. Georg W. Reinberg, Marcello Turrini (Architektur Reinberg)

Lily Hergovich MSc., Jens Leibold MSc., DI Frederike Ettwein MSc., Pierre Laurent MSc (FH-
Technikum Wien)

Mattia Dallapiccola MSc., Jennifer Adami MSc. (Eurac Research)

DI Rafael Werluschnig, DI Susanne Formanek (Grünstattgrau)

Wien 2025. Stand: September 2023

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an iii3@bmimi.gv.at.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

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

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

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	11
1.1.	Motivation und Forschungsfrage.....	11
1.2.	Ausgangssituation/Status Quo.....	11
1.3.	Projekt-Inhalte und Zielsetzungen	11
1.4.	Methodische Vorgehensweise.....	11
1.5.	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	12
1.6.	Ausblick	12
2	Abstract.....	13
2.1.	Motivation and research question.....	13
2.2.	Initial situation/status quo	13
2.3.	Project contents and objectives.....	13
2.4.	Methodical procedure	13
2.5.	Results and conclusions	13
2.6.	Outlook	14
3	Ausgangslage.....	15
3.1.	Stand der Technik	15
3.2.	Problemstellungen	22
3.3.	Rahmenbedingungen.....	24
4	Projekthalt.....	25
4.1.	Frühe Planungsphase von Quartieren	25
4.1.1.	Maßnahmen der Stakeholdereinbindung	25
4.1.2.	Kriterienkatalog zur Frühplanung.....	26
4.1.3.	Rahmenbedingungen und technische Randbedingungen für die urbane solare Frühplanung.....	28
	Urbane Vorgaben und Randbedingungen	28
	Technische und gesetzliche Richtlinien	29
	Brandschutzbestimmungen in Wien.....	30
4.1.4.	Planungsabläufe für Frühplanung und Detailplanung.....	30
	Flussdiagramme urbaner (solarer) Frühplanung	31
	Flussdiagramm urbaner (solarer) Detailplanung	32
4.2.	Architektonische urbane Lösungsansätze	35
4.2.1.	Archetypen für urbanen Strukturen	36
4.2.2.	Solaroptimierung urbaner Strukturen	40
4.2.3.	Solarnutzungsindex	42
4.2.4.	Gebäudetypologie	42

4.2.5. Solares Potenzial und Gebäudedicke	47
4.3. Umsetzung im Vitality Tool	50
4.3.1. Rechenleistung zur Optimierung der GPU-Nutzung.....	52
4.3.2. VITALITY Toolset	53
4.3.3. Wetterdaten laden	53
4.3.4. Gebäudemodell	53
4.3.5. Solar- und Energieanalysemodell	54
4.3.6. Visualisierungskomponente	54
4.4. Einführung in das Vitality District Tool.....	55
4.4.1. Referenzgebäudeparameter.....	60
4.4.2. Konstruktionen	61
4.4.3. Transparente Komponenten	62
4.4.4. Transparente Fassadenaufteilung:	63
4.4.5. Funktionen – Nutzungsparameter und Profile	63
4.4.6. Zeitpläne	64
4.4.7. Simulationskomponente	64
4.4.8. Validierung des Simulationssatzes für das Referenzgebäude	64
4.4.9. Entwicklung von Grasshopper-Komponenten.....	65
Elektrische Speicherung	65
PV- Modell.....	65
4.4.10. Benchmark.....	68
4.4.11. Gesamtunterschied in der Verarbeitungsgeschwindigkeit und Genauigkeit.....	69
Vitality Tool	70
Klimastudio	70
Monatlicher Wertunterschied zwischen Vitality Tool und Climate Studio in [%]	70
Differenz der Jahreswerte zwischen Vitality Tools und Climate Studio in [%]	70
Geschwindigkeit.....	71
4.5. Energiebedarf und -versorgung	71
4.6. Gebäudetypologie und BIM-Planung.....	71
4.6.1. Katalog der BIM-Planungsanforderungen und -Schnittstellen.....	72
4.7. Umstellung auf BIM-Umgebung	72
4.8. Use-Case Workflow.....	76
4.8.1. CO ₂ -Emissionen, Primärenergie und Energiepreis.....	81
4.9. Energiespeichersysteme und Optimierungsschleife.....	86
5 Ergebnisse	88
5.1. Vorteil des PV-Eigenverbrauchs.....	88
5.1.1. Gemeinsamer Strom und Haushalt	88
5.1.2. Energie Eigenverbrauch.....	90

5.1.3. Optimierungspotenzial für erneuerbare Energien	92
5.2. Geschäftsmodelle	93
5.2.1. Voll-Einspeisevergütung	93
5.3. PV-Strom -Eigenverbrauch.....	95
5.4. Energycom	97
5.4.1. Rechtsgrundlage	97
5.4.2. Modelle von Energiegemeinschaften	97
5.4.3. Reichweite und Tarife von Energiegemeinschaften	98
5.4.4. Reichweite der BEG	100
5.4.5. Vertragsbeziehungen in einem EEG	101
5.4.6. Vorgehensweise einer EEG	102
5.5. Maßnahmen zur Optimierung der solaren Stadtplanung, Solarnutzungsindex	103
5.6. Analyse der Optimierungspotenziale.....	103
5.7. Maß für Optimierungspotenzial.....	104
5.8. Optimierung der Energieproduktion durch Photovoltaik.....	109
5.8.1. Stand der Technik Variante: ursprünglicher Masterplan 80 % Dachflächen gut geeignet Kategorie 2 (>900kWh/m ² a):	109
5.8.2. Variante 1: Optimierte Variante unter Nutzung von 100 % Dächern und Fassaden 112	
5.8.3. Variante 2: konservativ 50 % Dach 50 % Fassade.....	115
5.8.4. Variante 3: 50 % Dach plus gut belichtete Fassade	117
5.8.5. Variante 4: 100 % Dächer und Teilfassaden	119
5.8.6. Vergleich der Potenziale	119
5.9. Optimierung mit Speicherung.....	122
5.9.1. Optimierung durch elektrische Speicherung und Nutzung	122
5.9.2. Zusammenfassende Ergebnisse zur Speicheroptimierung	124
5.10.Optimierung durch architektonische Planung	125
5.11.Zusammenfassung der Ergebnisse.....	128
6 Schlussfolgerungen	130
6.1. Vorteile für die Umwelt	130
6.2. „Bewertung der Argumente für die Bezirkslösung“	134
6.3. Stadtplanung und architektonisches Design.....	135
6.4. Größenvorteile und optimaler Betrieb und Wartung	136
6.5. Sektorkopplung	137
6.6. Schlussfolgerungen	138
6.7. Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten	138
6.8. Akademische Aktivitäten	140
7 Ausblick und Empfehlungen	142
7.1. Energiekonzept für den Use-Case	142

7.1.1.	Empfehlungen.....	142
7.1.2.	Vorteile für die Umwelt	142
7.1.3.	Größeres Engagement in der Gemeinschaft	143
8	Verzeichnisse.....	145
9	Literaturverzeichnis	150
10	Anhang.....	154
10.1.	Data Management Plan (DMP)	154

1 Kurzfassung

1.1. Motivation und Forschungsfrage

Das Hauptziel des Projekts VITALITY District bestand darin, die Photovoltaik-Planung bereits in der Entwurfsphase von Gebäudeverbünden und Quartieren zu optimieren. Dabei wurden Verbrauchsprofile, Gebäudetypologien und Lösungen für Energy-Communities, Speicherung und Begrünung berücksichtigt. Die zentrale Forschungsfrage lautete, wie eine integrale Systemplanung auf Quartiersebene Energiespitzen reduzieren, Überschüsse in städtischen Energiespeichern puffern und Gebäude optimal koordinieren und versorgen kann.

1.2. Ausgangssituation/Status Quo

Zu Beginn des Projekts fehlten effektive Werkzeuge (Tools) und Methoden für die Frühplanungsphase von Quartieren im Bereich verteilter Energieerzeugung, Speicherung und Gebäude-Speicher-Interaktion. Das Projekt VITALITY District sollte diese Lücke schließen und gleichzeitig den Vorgaben der EU-Richtlinie European Green Deal gerecht werden.

1.3. Projekt-Inhalte und Zielsetzungen

Im Rahmen des Projekts wurden Parameter zur Entwicklung von Energiegrobkonzepten auf Quartiersebene erarbeitet und bewertet. Dazu gehörten unter anderem der Anteil erneuerbarer Energien, die Energieeffizienz, der Raumkomfort sowie die optimale Platzierung von PV-Modulen und die Größe des Speichers, um den Eigenverbrauch auf Quartiersebene zu erhöhen. Das übergeordnete Ziel bestand darin, Möglichkeiten der Stadtplanung mit Photovoltaik aufzuzeigen und eine Fachgrundlage für die PV-Integration in eine ambitionierte und umsetzbare Stadtplanung auf Quartiersebene zu schaffen.

1.4. Methodische Vorgehensweise

Im Rahmen des Projekts wurden Modelle zur Simulation von aggregierten PV-Erträgen für verteilte und teilverschattete Anlagen entwickelt. Es wurden Energieerzeugungsprofile erneuerbarer Energien und Lastprofile unterschiedlicher Gebäudetypen auf Quartiersebene generiert. Zudem wurde ein Tool auf Basis von Grasshopper for Rhino entwickelt, das Stadtplanern die Simulation von Quartieren in der frühen Planungsphase ermöglichte. Es wurden ganzheitliche Lösungsvorschläge für abgestimmte Energienutzung und energieeffiziente Komponenten, Integrität in BIM, bis hin zur Begrünung erarbeitet.

1.5. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das entwickelte Tool auf Basis von Grasshopper for Rhino ermöglicht Stadtplanern die Simulation von Quartieren in der frühen Planungsphase und die Bewertung von Optimierungspotenzialen im Vergleich zu Bestandsquartieren und nicht optimierten Use-Cases. Es gibt viele Vorteile, bei energetischen Aspekten der Dekarbonisierung des Gebäudesektors die Bezirkslösung vorzuziehen, anstatt einzelne Gebäude zu berücksichtigen. Insbesondere die Aufteilung von Energieverbrauch und -produktion führt zu einer Verbesserung des Eigenverbrauchs und der Autarkie sowie zu optimalen Gestaltungsmöglichkeiten (sowohl aus architektonischer als auch aus systemischer Sicht). Daher kann die Nachhaltigkeit von Projekten im Bereich erneuerbare Energien sowohl aus energetischer als auch aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht durch die Übernahme der Bezirkslösung verbessert werden. Darüber hinaus ermöglicht das Bezirksszenario eine Vergrößerung der Systemgröße, wodurch die Systemkosten gesenkt werden und innovative Lösungen und Technologien auch für den Gebäudesektor zugänglich gemacht werden.

1.6. Ausblick

Das Projekt VITALITY District bietet einen Innovationsvorsprung für österreichische Stakeholder im Bereich der CO₂-armen Energiekonzepte auf Quartiersebene. Die erzielten Ergebnisse tragen zur Erreichung der Klimaziele der Stadt Wien und der Republik Österreich bei und legen die Grundlage für eine zukunftsorientierte Stadtplanung auf Quartiersebene.

2 Abstract

2.1. Motivation and research question

The main objective of the VITALITY District project was to optimize photovoltaic planning during the early design phase of building clusters and neighborhoods. This involved considering consumption profiles, building typologies, and solutions for energy communities, storage, and greening. The main research question was how integral system planning at the neighborhood level could reduce energy peaks, buffer surpluses in urban energy storage, and effectively coordinate and supply buildings.

2.2. Initial situation/status quo

At the beginning of the project, there was a lack of effective tools and methods for the early planning phase of neighborhoods in the field of distributed energy generation, storage, and building-storage interaction. The VITALITY District project aimed to fill this gap while meeting the requirements of the EU Directive and the European Green Deal.

2.3. Project contents and objectives

The project involved developing and evaluating parameters for the development of energy concept drafts at the neighborhood level. These parameters included the share of renewable energies, energy efficiency, room comfort, optimal placement of PV modules, and the size of the storage system to increase self-consumption at the neighborhood level. The overarching goal was to showcase the possibilities of urban planning with photovoltaics and establish a specialized foundation for integrating PV into ambitious and feasible neighborhood-level urban planning.

2.4. Methodical procedure

Within the project, models were developed to simulate aggregated PV yields for distributed and partially shaded systems. Energy generation profiles of renewable energies and consumption profiles of different building types at the neighborhood level were generated. Additionally, a tool based on Grasshopper for Rhino was developed, enabling city planners to simulate neighborhoods in the early planning phase. Comprehensive solution proposals were formulated to facilitate coordinated energy usage, incorporate energy-efficient components, integrity in BIM and even ecological aspects were analysed.

2.5. Results and conclusions

The developed tool based on Grasshopper for Rhino allows urban planners to simulate districts in the early planning phase and evaluate optimization potentials compared to existing districts and non-optimized use cases. There are many advantages to prioritizing district solutions over individual

buildings for energy aspects of building sector decarbonization. In particular, splitting energy consumption and production leads to improved self-consumption and self-sufficiency, as well as optimal design options (both from an architectural and system perspective). Therefore, the sustainability of renewable energy projects can be improved from an energy, economic and environmental point of view by adopting the district solution. In addition, the district scenario allows for an increase in system size, reducing system costs and making innovative solutions and technologies accessible to the building sector as well.

2.6. Outlook

The VITALITY District project provides an innovative edge for Austrian stakeholders in the field of low-carbon energy concepts at the neighborhood level. The achieved results contribute to achieving the climate goals of the City of Vienna and the Republic of Austria, while laying the foundation for future-oriented neighborhood-level urban planning.

3 Ausgangslage

Das Projekt VITALITY District baute auf den Ergebnissen des Projekts VITALITY auf, in dem ein Bewertungstool zur frühen Planungsphase von Photovoltaik für großvolumige Gebäude entwickelt wurde.

Städtische Energiespeichersysteme in Siedlungen, Quartieren oder Arealen boten eine Vielzahl an elektrischen und thermischen Speichermöglichkeiten (z. B. Saisonspeicherung im Untergrund, thermische Nutzung von Betonteilen und Bauteilaktivierung, Wasserspeicher). Die städtischen Energiespeicher sollten zur Zwischenspeicherung von Stromspitzen, Überschussstrom und Wärme dienen, um eine Energieoptimierung im Quartier zu erreichen. Zudem sollten die Gebäude, die Speicher und das Quartier durch das Stromnetz verbunden und mit dem Stromnetz interagieren. Die Quartiere sollten daher schon in der frühen Planungsphase und Ausschreibung hinsichtlich der gewünschten technischen Parameter geeignet geplant werden können. VITALITY DISTRICT untersuchte und entwickelte dazu Tools und Kriterien.

3.1. Stand der Technik

Die Energieerzeugung am Gebäude nimmt zunehmend an Bedeutung zu. Die oft sehr volatilen Energieerträge können nicht vollständig im Gebäude verbraucht werden, was zu Stromspitzen und Überschussstrom führen kann. Um dies zu vermeiden, werden lokale Energiespeicher eingesetzt. Bedingt durch die fehlende Last, sind die Speicher schlecht ausgelastet und es wird nur einen Bruchteil der Kapazität und Leistungsfähigkeit der Speicher genützt. Bisher gab es für die Nutzung in der Quartiersplanung, Renovierung und Errichtung von Speichern und Photovoltaik zu wenige Grundlagen zur Definition von Ausschreibungen, zur Bewertung von Angeboten, zur Frühplanung von Energieinfrastruktur (wie Speicher und Photovoltaik) und zur Schätzung möglicher Erträge.

Planungsphase von Gebäuden und Energiekonzept

Plusenergie-Gebäude

Nationale und internationale Demonstrationsprojekte der letzten Jahre zeigten auf, dass Gebäude im Plusenergiestandard errichtet oder saniert werden konnten. Diese hatten auch in der Praxis einen äußerst niedrigen Energiebedarf, niedrige CO₂-Emissionen, nutzten lokale erneuerbare Energieressourcen in intelligenter Weise bei hohen Eigendeckungsgraden und wurden über den Lebenszyklus wirtschaftlich betrieben. Die breite Markteinführung derartiger Gebäude schritt jedoch bislang aus unterschiedlichsten Gründen sehr zögerlich voran, u.a. da planungsbegleitende Methoden und Prozesse zur kostenoptimalen Integration von Effizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien noch nicht ausreichend bekannt und damit noch nicht üblich waren.

Gebäudestandards

Die Definition des Plusenergiestandards von (Einzel-)Gebäuden basierte üblicherweise darauf, dass alle oder ein Teil der Energiedienstleistungen über ein Jahr (bilanziell) lokal, d.h. innerhalb der Grundstücksgrenzen, gedeckt werden konnten. Mit der Wirtschaftlichkeit der Umsetzung und der Betrachtung des übergeordneten elektrischen Netzes kam die Anforderung an einen hohen

Eigendeckungsgrad, bzw. Eigenverbrauch der selbst "erzeugten" erneuerbaren Energie, dazu. Um unterschiedliche Energieträger, die über die Systemgrenze flossen, miteinander in Beziehung setzen zu können, war eine Bewertung der Energieflüsse auf Ebene Primärenergie sinnvoll. Als Konversionsfaktoren wurden in Österreich meist die Kennwerte aus der OIB RL 6 (OIB, Richtlinie 6, 2019, 2019) herangezogen, die über das Jahr als konstant angenommen wurden.

Erste Entwicklungen in eine Erweiterung der Gebäudezertifizierung auf Quartiersebene wurden in den Labels BREEAM, DGNB-Quartiere, 2000W-Quartiere und anderen vorgelegt. Richt- und Zielwerte für österreichische Siedlungen im Neubau wurden vor wenigen Jahren publiziert (Mair, 2017). Die dynamische Auflösung energierelevanter Bedarfe und dezentraler Energieproduktionen waren allerdings nicht integriert. Diese bildeten aber eine wesentliche Grundlage für die in diesem Projekt geplante Vertiefung einer energieeffizienten Stadtplanung mit hoher Energieflexibilität und kostenoptimaler Planung und Betriebsführung. In abgeschlossenen Forschungsprojekten wie beispielsweise SC Mikroquartiere, way2Smart sowie Zukunftsquartier wurden monatliche, aber auch feiner aufgelöste Primärenergiesaldi in Stunden- und Viertelstundenintervallen herangezogen.

Planungsphase

Die Planung von Plus-Energie-Quartieren erforderte umfassende Maßnahmen im Bereich des Energiebedarfs in der lokalen Energieversorgung. Das Wissen, das erforderlich war, um aus einem Gebäude ein Plusenergiegebäude zu machen, war auf viele Akteure aufgeteilt und noch nicht so gut aufbereitet, dass es jederzeit mit vertretbarem Kostenaufwand eingesetzt werden konnte. Zudem waren in einer sehr frühen Planungsphase Kenntnisse zum dynamischen Energiebedarfs- und erneuerbaren Deckungsverhalten eng verbunden mit einer belastbaren Lebenszykluskostenberechnung der relevanten Komponenten erforderlich, denen in der aktuellen Planungspraxis (und Honorierung) überhaupt nicht Rechnung getragen wurde. Diese Schritte (z.B. Gesamtenergiebedarfserhebung und -analyse) wurden derzeit – wenn überhaupt - in aufwendiger Einzelrecherche durchgeführt und waren nur erhältlich, wenn mehrere Sub-Planer beauftragt wurden.

Quartiersplanung in der Frühphase

Energiekonzepte für Quartiere

Energetische Quartierskonzepte mit einer gemischten Nutzung sind für das gegenständliche Vorhaben besonders interessant¹. Eine Reihe von bereits umgesetzten oder in Umsetzung befindlichen gebäudeübergreifenden Energieversorgungsprojekten zeigen das Potenzial einer solchen Energieversorgung auf Quartiersebene auf. Die Gleichzeitigkeitseffekte und vor allem der sektorenübergreifende Energieausgleich bei Mischnutzung werden intelligent für die Erhöhung der Eigendeckung genutzt und dadurch die Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Umsetzung von Plusenergiequartieren im urbanen Kontext erhöht. Neben den Demonstrationsprojekten in Plusenergiebauweise, die im Rahmen der Programme Haus der Zukunft und Stadt der Zukunft entstanden und teilweise auch gemonitort wurden [MonitorPlus], gab es ähnliche Umsetzungsschwerpunkte in Deutschland und der Schweiz: Vom bundesdeutschen Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung BBSR und dem Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung BMVBS wurden solide Grundlagen zur energetischen Quartiersplanung und

¹ Plusenergiequartiere aus Einfamilienhäusern und Reihenhäusern stehen nicht im Fokus dieses Projektes, da hier die am Gebäude zur Verfügung stehenden Flächen üblicherweise leichtausreichend sind, der Energieverbrauch wenig komplex, und die Förderlandschaft überschaubar.

Stadterneuerung beauftragt und publiziert. Diese Publikationen umfassen auch eine umfassende Darstellung von Best Practice Lösungen in der Quartiersplanung.

Die Umsetzung von Plusenergiegebäuden und -quartieren gelingt dort, wo Effizienzmaßnahmen und optimierte erneuerbare Energieversorgung kostenoptimal geplant werden und diese über den Lebenszyklus zumindest kostenäquivalent gegenüber einer konventionellen Ausführung sind. Der meist höhere Komfort, die Versorgungssicherheit und der hohe Akzeptanzgrad der "Erneuerbaren" bei den Nutzern gibt dann den Ausschlag für die hochwertige und nachhaltige Plusenergielösung.

Plus-Energie-Konzept

Für die Konzeption eines Plus-Energie-Quartiers sind eine Vielzahl an Aspekten zu beachten, zu denen Wissen bereits auf unterschiedlichem Niveau vorhanden ist.

- Niedrigenergie- und teilweise Passivhausniveau ist im Neubau bereits verankert. Plus-Energie (Einzel-)Gebäude werden vereinzelt umgesetzt, und Standards sind definiert.
- Speichertechnologien im elektrischen Energiesystem und im thermischen Niedertemperaturnetz befinden sich in der Phase der Marktdurchdringung an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit.
- Das Wissen zur Vernetzung dieser Teilbereiche ist auf unterschiedliche Akteure aufgeteilt, daher werden überwiegend nur einzelne Teilaspekte optimiert.
- Potenziale von gemischten Nutzungen in Quartieren werden momentan ausschließlich für die thermische Optimierung gebäudeübergreifender Energiesysteme genutzt.
- Für die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme sind aktuell erste Ansätze vorhanden.
- Die gemeinschaftliche Nutzung dezentral bereitgestellter erneuerbarer Energie war mit der Novellierung des ElWOG seit nun über einem Jahr (Stand Projekteinreichung) in Mehrparteienhäusern möglich, erste Umsetzungsprojekte sind vorhanden. Am 19. Dezember 2018 wurde von der EC die EU-Richtlinie Clean Energy Package – Local Energy Communities (Citizen Energy Communities) beschlossen. Die Harmonisierung dieser EU-Richtlinie würde auch in Österreich zu einer Anpassung des ElWOG auf Quartiere führen. Im Rahmen des "European Green deal"² der EU sind gesetzliche Anpassungen hinsichtlich gebäudeübergreifendem Energieaustausch – in den nächsten Jahren auch in Österreich – zu erwarten.

Quartiersplanung und BIM

Akteure, die derzeit mit der Planung, Herstellung und Installation von Technologien (z. B. PV-Module, Energiespeichersysteme) auf Gebäude- und Bezirksebene befasst sind, investieren viel Zeit und Ressourcen (mit Auswirkungen auf die Endkosten), um die Anforderungen potenzieller Kunden zu übersetzen in einen überzeugenden Projektvorschlag mit einem technischen Layout, einem wirtschaftlichen Angebot und einer Machbarkeitsanalyse für Produktion und Installation (Effizienz-Leistung, Kosten, Gebäudehautintegration, Einhaltung von Vorschriften). Typischerweise ist der Prozess stark fragmentiert, so dass der Informationsfluss nicht linear ist, was zu erheblichen Fehlern bei der Informationsübertragung führt. Daher gibt es einen großen Raum für Prozessoptimierung, um die Ineffizienzen zwischen Vorentwurfs-, Entwurfs-, Herstellungs- und Installationsphasen zu decken.

² https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

Ein integrierter und kollaborativer digitaler Prozess, in dem Informationen über ein digitales Modell und eine gemeinsame Plattform definiert, gespeichert und zwischen den Beteiligten ausgetauscht werden, würde den Aufwand, die Zeit, die Wiederholungsarbeit, das Risiko von Fehlern, Informationsverlusten usw. reduzieren und ein nahezu „manuelles“ Verfahren umwandeln. und fragmentierte Arbeit in einen interoperablen Workflow entlang der Wertschöpfungskette schaffen. Die Bewältigung dieser Herausforderungen kann durch die Implementierung von BIM (Building Information Modeling / Management) erreicht werden, um einen digitalen und ganzheitlichen Prozess einzuführen, der durch Methoden und Plattformen unterstützt wird und klare Strukturen, effiziente Prozesse, weniger Zeit, geringere Kosten und höhere Qualität gewährleistet über den gesamten Lebenszyklus.

Die Zersplitterung der Wertschöpfungskette ist insbesondere im BIPV ein Problem, bei dem die Bau- und Elektrotechnikbranche koordiniert arbeiten müssen. Diese Fragmentierung ist eine echte Bedrohung für die Wettbewerbsfähigkeit des Sektors. Tatsächlich hängt ein erheblicher Anteil der Kostenmatrix für BIPV-Systeme nicht nur mit dem Produkt (Modul, BOS usw.), der Herstellung und dem Betrieb zusammen, sondern auch mit Ineffizienzen in einigen Projektphasen, die sich auf die Endkosten auswirken. Im Bausektor ist Building Information Management (BIM) die Antwort auf die heutigen Herausforderungen im Bauprozess, da es sich um einen digital und ganzheitlich unterstützten Prozess für die Planung, den Bau und den Betrieb von Gebäuden handelt. Bislang (Projekteinreichung) wird BIPV noch nicht von einem vollständig digitalisierten Prozess unterstützt, der über den gesamten Lebenszyklus hinweg klare Strukturen, effiziente Prozesse, geringere Kosten, weniger Zeit und höhere Qualität gewährleistet.

Die Rolle eines BIM in Bezug darauf wäre es, die Kosten für den Aufwand und die Expertise, die für die frühe Konzeption des BIPV erforderlich sind, kritisch zu senken und dessen weitere Verbreitung zu fördern. Das Vitality-Projekt bot Wissen über die aktuellen Mängel bei der BIM-Einführung, hier wird ein erster Schritt zu deren Lösung vorgeschlagen. Unter der bestehenden Software gibt es zahlreiche vielversprechende Möglichkeiten, darunter das Format *.GBXML. BIM-Modelle verfügen in der Regel über eine Informationsschicht, die verwendet werden kann, um Daten über Preisgestaltung und Beschaffung, Wartung, Verschlechterung, Wärmeschutz und Energieverbrauch zu integrieren: Aus diesem Grund sind diese Modelle ein guter Kandidat für die optimierungsorientierte Auslegung von städtischen Energiesystemen. Die Entwicklung von energetisch optimierten Masterplänen für Quartiere erfolgt derzeit hauptsächlich aus städtebaulicher Sicht. Ganzheitlich optimierte energetische Optimierungen gehören nicht zur Regel.

Parametrische Tools in Kombination mit vereinfachten Rechenmethoden können in dieser Phase den Städteplaner unterstützen und so wichtige Grundlagen für das energetisch optimierte Quartier legen. Um den Einfluss der klimatischen Randbedingungen in die Energiebedarfsberechnung einfließen lassen zu können sind dynamische Gebäudesimulationen nötig. Nur so kann der Einfluss von passiven solaren Gewinnen, äußerer Kühllast und Verschattung realistisch abgebildet werden.

Gebäude im Quartier und Verbraucherprofile

Die Gebäudeform und Anordnung im Quartier haben neben dem Einfluss auf den thermischen Energiehaushalt durch Eigen- und Fremdverschattung auch maßgeblichen Einfluss auf die Energieproduktion über die Gebäudeoberflächen. Die Entwicklung eines energetischen Masterplans ist nur im interdisziplinären Team in der frühen Planungsphase möglich (Integrale Planung).

Wesentlich für eine kostenoptimale Lösung in Plusenergiequartieren ist ein hoher Eigendeckungsgrad. Wesentliche Vorteile für die Erhöhung der Eigendeckung bot die gebäudeübergreifende Energieversorgung, wenn sich Nutzungen überlagerten, die deutlich unterschiedliche Bedarfsprofile aufweisen, wie Wohnen und Büro/Handel oder Bildung. Auch diese energetischen Vorteile müssen möglichst früh in den Planungsprozess des Plusenergiequartiers eingespeist werden, um gemeinsam mit dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) eine ökonomisch sinnvolle Umsetzung zu erreichen. Durch die notwendige Abstimmung mit unterschiedlichen Fachplanern, Architekten, Bauherren und EVU werden der Aufwand für diesen Planungsschritt gescheut, auch wenn die Einbindung der Erneuerbaren langfristig ökonomische Vorteile hätte.

Projekte wie "PV4residents", "STROMBIZ" und "GebEN" lieferten hier Ansätze für die rechtlichen, administrativen und wirtschaftlichen Aspekte zur gemeinschaftlichen Integration und dezentralen Nutzung erneuerbarer Energien in Form innovativer Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodelle (Woss-Gallasch, 2016), (Amann, 2016), (deBruyn, 2015). Bis 2017 war eine wirtschaftliche Eigennutzung von PV-Strom im mehrgeschossigen Wohnbau nicht möglich. Durch die Novellierung des ElWOG ist nun, bei Einsatz von Smart Metern, wirtschaftlich möglich, den am Gebäude produzierten PV-Strom zu nutzen und damit die Basis für die Umsetzung von Plusenergiequartieren im urbanen Kontext geschaffen.

Speicher auf Gebäude und Quartiersebene

Auf Gebäude- und Quartiersebene wurden in den letzten Jahren Anstrengungen unternommen, um passende Batteriespeicher zu entwickeln, die eine Ausgleichung der fluktuierenden Energie aus Wind- und Sonnenstrom ermöglichen sollen. Nun beginnt die Phase der Markteinführung der Wechselrichter-Batterie-Systeme und deren Einsatz zur Optimierung der Eigenenergieverbrauchsrate. Neben den klassischen Pufferspeichersystemen ist auch der Einsatz der Gebäudespeichermasse zur Zwischenspeicherung von Windkraft- oder PV-Überschussstrom über Wärmepumpen deutlich kostengünstiger, sei es über Betonkernaktivierung oder klassisch über Fußboden- oder Wandheizungen bzw. -kühlungen.

Während im Jahr 2017 weltweit Batteriespeicher mit einer Leistung von ca. 4 GW installiert waren - was etwas mehr als 2 % der weltweit installierten Stromspeicherleistung von 176,5 GW entsprach - rechnete die Internationale Energieagentur (IEA) bis 2030 mit einem deutlichen Zuwachs auf ca. 100 GW allein im Bereich großformatiger Batteriespeichersysteme.

In den letzten Jahren hat sich insbesondere in Österreich und Deutschland der Bereich der dezentralen Heimspeichersysteme in Kombination mit PV-Anlagen rasant entwickelt. Ende 2018 waren in Deutschland bereits etwa 125.000 PV-Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 900 MWh installiert. Auch in Österreich etablierten sich PV-Heimspeichersysteme zunehmend auf dem Markt: Bis Ende 2018 wurden knapp 5.740 PV-Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 41 MWh im Niederspannungsnetz errichtet.

Obwohl Österreich über keine Batteriezellenproduktion verfügte, beschäftigten sich sowohl Unternehmen als auch Forschungseinrichtungen mit verschiedenen Themenstellungen, wie zum Beispiel dem Assembling von (maßgeschneiderten) Batteriespeichern, der (Weiter)Entwicklung von innovativen Komponenten und Verfahren (z.B. Thermomanagement usw.) sowie mit Fragen der Systemintegration.

Photovoltaischer Ertrag verteilter Anlagen

Modelle von PV-Modulen

Ein- und Zwei-Dioden-Modelle beschrieben die vollständige I-U-Kurve eines Moduls (Stein J. , 2013), (Callegaro, 2015), (Sutterlueti, 2011), (Sellner, 2012) und damit sein physikalisches Verhalten (Sutterlueti, 2011). Eine ihrer Stärken war die Fähigkeit, die String-Leistung bei ungleichmäßiger Bestrahlung (d.h. partielle Abschattung von Strings) zu modellieren (Sutterlueti, 2011). Die Kalibrierung eines solchen Modells erforderte die Messung von I-U-Kurven und erschien recht schwierig (Stein J. , 2013).

Das Sandia PV Array Performance Model (SAPM) wurde in (King D. , 1998) als erste Version, auch bekannt als "King"-Modell, veröffentlicht, und eine überarbeitete Version in (King D. , 2004). Dieses empirische Modell (Stein J. , 2013) schätzte Eckpunkte der I-U-Kurve, wie den Kurzschlussstrom (I_{sc}), den Strom bei maximaler Leistung (I_{mp}), die Leerlaufspannung (U_{oc}), die Spannung bei maximaler Leistung (U_{mp}) und zwei weitere Punkte entlang der I-U-Kurve (Sellner, 2012). Zur Anpassung dieses Modells waren Überwachungsdaten der I-U-Kurve oder zumindest I_{mp} und U_{mp} erforderlich. Spezifische Verfahren für Innen- oder Außenmessungen waren erforderlich, um Temperaturkoeffizienten zu bestimmen (Hansen, 2014). Dieses Modell war auf einzelne PV-Module und -Arrays anwendbar (King D. , 2004). Bei Verwendung der Bestrahlungsstärke in einer Ebene mussten die Direkt- und Strahlkomponenten geschätzt werden, da das Modell den Einfluss von Spektrums- und Reflexionsverlusten berücksichtigte (Hansen, 2014).

Das Verlustfaktor-Modell (LFM) wurde ebenfalls verwendet, um Schlüsselpunkte auf der I-U-Kennlinie (I_{sc} , I_{mp} , U_{oc} , U_{mp}) zu schätzen. Dieses Modell verwendete jedoch Verlustfaktoren, die verschiedene Einflüsse auf diese Kernpunkte beschrieben (Callegaro, 2015), (Sutterlueti, 2011). Die Stärke des LFM lag darin, dass es die Ursachen verschiedener Verlustmechanismen mit physikalischer Bedeutung verknüpfte (Sutterlueti, 2011) und so zum Verständnis der Verlustmechanismen beitrug (Revesz & Zamini, 2018). Das LFM wurde für verschiedene Zelltechnologien wie x-Si, a-Si, CIGS, CdTe und Multi-Junction-Zellen validiert und war erfolgreich auf diese anwendbar (Sutterlueti, 2011). Die Modellparameter wurden durch Innen- und Außenmessungen von I-U-Kurven bestimmt (Sellner, 2012).

Alle drei Methoden lieferten Modellierungsergebnisse mit ähnlicher Genauigkeit (Stein J. , 2013). Im Gegensatz zu den oben genannten Modellen gab es Modelle, die anstelle einer I-U-Kennlinie die Ausgangsleistung $P(G; T)$ anpassten. Anschließend wurde eine Gleichung für die PV-Leistung an die gemessenen Daten der Bestrahlungsstärke und der Umgebungs- oder Modultemperatur angepasst.

PV-Leistungsmodelle

Das "Huld" Modell beschrieb $P(G; T)$ als Funktion von sechs Parametern und der Leistung bei STC (PSTC). Diese Parameter konnten durch PSTC normiert werden, um den Vergleich verschiedener PV-Module zu erleichtern (Huld, 2011). Überwachungsdaten der PV-Modulleistung, der Einstrahlung (in der Ebene) und der Umgebungs- oder Modultemperatur waren für die Anpassung des Modells (Huld, 2011), (Huld, 2010)] ausreichend. Da sich die Eigenschaften verschiedener Dünnschichtmodule stark unterscheiden konnten, galten die eingebauten Modellparameter nur für die eingebauten PV-Module oder Strings. Im Gegensatz dazu unterschieden sich die Modulparameter für die kristalline Siliziumtechnologie bei verschiedenen Herstellern nicht allzu sehr. Dies zeigte sich in den

verschiedenen Modellkoeffizienten, die in (Huld, 2010), (Huld, 2009), (Huld, 2015) veröffentlicht wurden.

Die Matrix-Methode beschrieb die Leistung (d.h. die Leistungsmatrix) von PV-Modulen oder Strings in Abhängigkeit von der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur. Im Gegensatz zu anderen Methoden charakterisierte dieses Verfahren Imp und Ump separat. Die Leistungsmatrix konnte durch Innen- oder Außenmessungen bestimmt werden (Williams, 2005). Alternativ war es möglich, nur die PSTC-Daten anzupassen, und die restlichen Koeffizienten wurden für verschiedene PV-Module wie veröffentlicht verwendet (Friesen, 2007). Der Jahresertrag wurde durch Multiplikation der Leistungsmatrix mit einer Matrix berechnet, die die Klimabedingungen beschrieb (Williams, 2005). Zur Modellierung der Leistung waren nur horizontale Einstrahlungs- und Umgebungstemperaturdaten für einen Standort erforderlich (Williams, 2005). Anstelle der horizontalen Bestrahlungsstärke konnte auch eine Bestrahlungsstärke in der Ebene (Huld, 2015) verwendet werden. Die Matrix-Methode wurde für aufgeständerte c-Si-Module (Williams, 2005) validiert, ist aber auch bekannt, dass sie bei CIS-Modulen anwendbar war (Friesen, 2004).

MotherPV bestand aus zwei getrennten Teilen: Die Leistung des PV-Moduls bei verschiedenen Bestrahlungsstärken wurde als lineare Funktion der Temperatur beschrieben. Der andere Teil beschrieb die Strahlungsabhängigkeit bei 25°C. Das Modell war auf die Silizium- und Dünnschichttechnologie anwendbar (Dekker, 2015), (Guerin de Montgareuil, 2009). Zusätzlich zu Pmpp konnte auch Uoc und Isc (Kirn, 2015) berechnet werden. Zur Bestimmung des Energieertrags (EY) oder des Leistungsverhältnisses (PR) von PV-Modulen waren nur statistische Verteilungen der Bestrahlungsstärke und der Temperatur über das Jahr erforderlich (Friesen, 2007).

Das Direkt-Diffuse-Power-Rating (DDPR)-Modell verwendete im Gegensatz zu vielen anderen Modellen, die eine Leistungsfläche beschreiben, nicht die Strahlungsdichte in der Ebene als Eingabe. Stattdessen modellierte es die direkten und diffusen Bestrahlungskomponenten separat. Zusätzlich nutzte es, wie andere Modelle auch, eine einfache polynomiale Anpassung von Überwachungsdaten, um Modellkoeffizienten zu bestimmen. Dieses Modell wurde für kristalline Silizium- und CIGS-Module validiert (Kirn, 2016), (Kirn, 2015), (Kubicek, 2014).

Weitere harmonisierte Methoden zur Leistungsmodellierung wurden im Rahmen der IEA-PVPS Task 13 gesammelt und in den Berichten (Stein J. , 2017), (Köntges, 2014) dokumentiert.

Photovoltaischer Ertrag in Kombination mit Begrünung

Die Kombination von Photovoltaik mit Begrünung bietet einen besonderen Vorteil: Begrünte Dächer heizen sich nicht so stark auf wie Kies- oder unbedeckte Dächer. Dadurch bleiben die PV-Module kühler, was zu einem höheren Ertrag führt. Darüber hinaus ermöglicht der sichere und dachdurchdringungsfreie Einbau von Gründächern eine Verankerung der Unterkonstruktion ohne die Dachkonstruktion zu beeinträchtigen. Die Gründach-Unterkonstruktion dient gleichzeitig als Ballast für die Unterkonstruktion und wird auf der Abdichtungsoberlage verlegt. Durch weniger Montageteile ist das System schnell aufgebaut, kostengünstig und langlebig.

Quartiere und flexible elektrische Netze

Eine primäre Anwendung zur Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung ist die Verwendung von geförderten Speichersystemen in Haushalten mit PV-Anlagen. Im Laufe des Jahres kann der Eigenverbrauchsanteil von etwa 30% auf fast 60% gesteigert werden. Allerdings zeigt eine Studie des Fraunhofer-Instituts im

Rahmen der "Speicherstudie 2013" (Hollinger, 2013), dass dies nicht zwangsläufig eine Entlastung des Stromnetzes zur Folge hat. Eine Netzdienlichkeit tritt nur dann auf, wenn die maximale Einspeiseleistung der PV-Systeme begrenzt wird. Die Studie zeigt auch, dass viele Speichersysteme nicht intelligent geladen werden, sondern nur auf eine Erhöhung der PV-Direktnutzung abzielen. An sonnigen Tagen sind die Speicher daher oft schon zur Mittagszeit vollgeladen und die überschüssige Energie muss ins Netz eingespeist werden. Daher ist in der Regel eine Reduktion der maximalen PV-Einspeiseleistung durch eine elektronische Regeleinrichtung mit der Förderung verbunden. In einigen Bundesländern, wie z.B. in der Steiermark, wird auch die Anschaffung eines Lastmanagementsystems zusätzlich gefördert (Weniger, 2015). Theoretisch können diese Speicher jedoch auch noch weitere Funktionen übernehmen. Während einige dieser Anwendungen, wie die Nutzung von flexiblen Stromtarifen oder die Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung, vorrangig dem privaten Besitzer und Betreiber des Stromspeichers zugutekommen, können andere Anwendungen einen wichtigen volkswirtschaftlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Netzstabilität und Senkung der Energiekosten leisten. Ein Beispiel für eine solche Anwendung ist der Einsatz dezentraler Stromspeicher zur Reduzierung des Ausgleichsenergiebedarfs (Weniger, 2015).

Ein weiterer Aspekt, der berücksichtigt werden sollte, ist die Interaktion zwischen der Gebäude- oder räumlichen Form des Quartiers und dem Eigenverbrauch sowie dem Speicherbedarf. Unterschiedliche Beschattungsformen haben beispielsweise Einfluss auf die Eigenbedarfsdeckung und den Speicherbedarf. Daher ist es möglich, die Gebäudeform und das räumliche Modell eines Quartiers so zu optimieren, dass ein hoher Eigenverbrauchsanteil und ein minimierter Speicherbedarf entstehen. Dieser Ansatz geht über rein technische Bilanzvergleiche hinaus und modelliert auch die Quelle, nicht nur die Erträge und den Verbrauch (Reinberg, "Ökologische Architektur – Entwurf, Planung, Ausführung / Ecological Architecture – Design, Planning, Realization", 2007), (Reinberg, 2016), (Reinberg, 2020).

3.2. Problemstellungen

Mit der Ratifizierung des Pariser Klimaabkommens im Jahr 2016 hat sich Österreich zu einer deutlichen Dekarbonisierung verpflichtet. Das neue Regierungsprogramm strebt eine stärkere Ausrichtung nationaler Maßnahmen am "Green Deal" der EU-Kommission an. Auch die Stadt Wien hat sich ambitionierte Energieziele gesetzt und eine Urban Heat Island Strategie entwickelt, um die Auswirkungen einzelner Maßnahmen auf das Klima in der Stadt und in den Grätzln (Stadtvierteln) zu untersuchen (<https://www.wien.gv.at/umweltschutz/raum/uhi-strategieplan.html>). Das ganzheitliche Konzept in der Energiepolitik konzentriert sich auf die Berücksichtigung von Lebenszykluskosten, Gesamtenergieperformance und Kostenoptimierung sowie die verstärkte Nutzung von Abwärme und lokalen erneuerbaren Energien in Verbindung mit Speichern. Die Herausforderung besteht darin, die Energieversorgung nachhaltig, sicher und leistbar zu gestalten.

- Die Komplexität der Nutzung von vor-Ort erneuerbaren Energieträgern wird durch eine gebäudeübergreifende Betrachtung auf Quartiersebene weiter erhöht.
- Momentan wird das Thema Energie erst gegen Ende des Planungsprozesses betrachtet.
- Derzeit bilden Planungs- und Bewertungsinstrumente sowie Bilanzierungsmethoden für Raum- und Stadtplanung Bedarfsprofile, Strom und Wärme nur stationär oder monatlich ab.
- Die Komplexität für Plus-Energie-Quartiere ergibt sich aufgrund des flexiblen, sektorübergreifenden Energiekonzeptes.

- Entwicklung von Stadtquartieren, welche durch Speichermöglichkeiten und Lastverschiebungspotenziale einen optimalen, effizienten und kostenminimalen Energieeinsatz sicherstellen.
- Die energieträgerübergreifenden Flexibilitätspotenziale gilt es in energieeffizienten Quartieren zu identifizieren und unter dem Aspekt der höchstmöglichen System- und Kosteneffizienz einzusetzen.
- Gebäudeformen und die Gestaltung von Quartieren sollen dabei so optimiert werden, dass sie bestmöglich zu den Projektzielen beitragen können. Bislang wurden Gebäude nur für die eigene Jahresbilanz optimiert, nicht aber für die Gesamtbilanz und die Netzverträglichkeit.

Sonneneinstrahlung spielt eine entscheidende Rolle bei der Planung nachhaltiger Stadtstrukturen und der Entwicklung von Energiemodellen für städtische Gebiete. Abhängig von der Gebäudegestaltung und den städtischen Gegebenheiten kann die Sonneneinstrahlung maßgeblich zur Reduzierung des Heiz- und Kühlbedarfs in Gebäuden beitragen.

Während die meisten Untersuchungen zur Sonneneinstrahlung sich hauptsächlich auf die Dachflächen konzentrieren, ist es jedoch ebenso wichtig, eine umfassende Erfassung der Fassaden ganzer Stadtviertel einzubeziehen. Laut der "Smart Facades"-Forschung des IGE-Instituts fehlen standardisierte Verfahren, Entwurfswerkzeuge und Methoden, um die Leistung adaptiver Gebäudehüllen sowie die Interaktion der Nutzer mit der Fassade angemessen zu bewerten. Das Projekt liefert bedeutende Einblicke in die energetischen Potenziale und Möglichkeiten adaptiver Fassadensysteme mittels eines innovativen, dynamischen Simulationsmodells, das Komponenten der grafisch-algorithmischen Software Grasshopper nutzt.

Die Forschungsergebnisse bestätigen, dass die Integration der Sonneneinstrahlung und die Energiegewinnung über die Fassade auch zukünftig eine immer wichtigere Rolle spielen werden. Die Untersuchung belegt außerdem das Einsparpotenzial durch adaptive Fassadensysteme, und die Auswirkungen auf den Energieverbrauch sind sowohl bei Büro- als auch bei Wohngebäuden signifikant. (Cody, Sautter, Tepavcevic, & Wermke, 2017)

Untersuchungen zur "Architektenfreundlichkeit" von sechs Simulationstools für die Gebäudeleistung haben gezeigt, dass trotz der jüngsten Entwicklungen kein einzelnes Tool vollständig ausreichend ist, um den Entscheidungsprozess des Architekten optimal zu unterstützen. Eine der größten Einschränkungen liegt in der mangelhaften Kommunikation und Visualisierung der Ausgabeergebnisse. (Lieve Weytjens, 2011). Eine andere Untersuchung von (Xing Shi, 2013) betonte, dass die Schwierigkeit des Informationsaustauschs zwischen verschiedenen Tools eine große Herausforderung darstellt. Die am meisten bevorzugte Methode zur Integration von Solardesign-Tools in CAD- oder 3D-Modellumgebungen ist ein dynamischer Arbeitsablauf, bei dem die beiden Einstellungen eigenständig vorhanden sind. Das Simulationstool liest Geometrieinformationen und liefert bei jedem Entwurfsschritt sofortige Ergebnisse. Dieser Design-Workflow wird durch Optimierungsalgorithmen für parametrische Tools unterstützt, die größtenteils in Rhinoceros 3D und Grasshopper integriert sind, wie z. B. Climate Studio (früher bekannt als DIVA), Honeybee oder andere Plugins (Jakica, 2018).

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte berechnet das Vitaliy-Tool sowohl Fassaden- als auch Dachflächen für Solarberechnungen. Die Modellierung für Energie- und Solaranalysen weist Unterschiede auf. Die Fassaden- und Dachflächen werden für die Solarberechnungen benötigt, die mit dem neuen Tool durchgeführt werden, während die Energieberechnung im vorherigen Projekt "Vitality" geschlossene Volumina und Fensterflächen verwendet. Die beiden Modellierungsmethoden von Vitaliy sind kompatibel. Dieser Teil wird in den folgenden Kapiteln ausführlich erläutert.

Eine solche Optimierung erfordert erhebliche Rechenzeit. Die Optimierung von Gebäuden in Bezug auf Form und Position erfolgt iterativ; daher sind Hunderte oder Tausende von Zyklen erforderlich. Die Simulationsumgebung Rhinoceros® (Zeichenprogramm) mit dem Grasshopper®-Plug-in wurde weiterentwickelt, um diese Einschränkung zu überwinden. Die Definition parametrischer Simulationsprozesse, die speziell für dieses Forschungsprojekt entwickelt wurden, stellt das entscheidende Instrument zur Bestimmung des Potenzials der solaren Strahlung in einem Gebäudeblock auf Quartierebene dar.

3.3. Rahmenbedingungen

Im vorliegenden Projekt wurde eine kooperative Forschung ohne Umsetzung unternommen. Das Konsortium hatte sich zum Ziel gesetzt, insbesondere die frühe Planungsphase für Use-Cases zu untersuchen. Diese Use-Cases repräsentierten Quartiere, die aus Gebäuden zusammengesetzt waren. Das Optimierungspotenzial dieser Quartiere sollte durch gekoppelte, energetische Planung analysiert werden.

Besonderes Augenmerk wurde auf den "Flächenkampf" zwischen Photovoltaik und Begrünung gelegt, der spürbar war. Durch die Kombination beider Maßnahmen konnte die verbaute Fläche doppelt genutzt werden und dadurch die Nutzungseffizienz gesteigert werden. Photovoltaik-Flächen konnten auch in Kombination mit Maßnahmen gegen Hitzeentwicklung, wie zum Beispiel Begrünung, umgesetzt werden.

4 Projekinhalt

Das Projekt VITALITY District baute auf den Ergebnissen des vorangegangenen Projekts VITALITY auf (Design Regeln für BIPV im frühen Planungsstadium, FFG Stadt der Zukunft Nr. 854663). In diesem Projekt wurde ein Bewertungstool zur frühen Planungsphase von Photovoltaik für großvolumige Gebäude entwickelt, wobei der Energiebedarf berücksichtigt wurde (<https://www.food4rhino.com/app/vitality>). Städtische Energiespeichersysteme in Siedlungen, Quartieren oder Arealen bieten eine Vielzahl an elektrischen und thermischen Speichermöglichkeiten, wie beispielsweise Saisonspeicherung im Untergrund, thermische Nutzung von Betonteilen und Bauteilaktivierung, Wasserspeicher und elektrische Speicher. Diese städtischen Energiespeicher dienen der Zwischenspeicherung von Stromspitzen, Überschussstrom und Wärme, um eine Energieoptimierung im Quartier zu ermöglichen.

Ausserdem Know-how des Konsortium Baute auf Vorprojekte wie **MPPF** - Multifunctional Plug&Play Facade (FFG 815075 COMET K-Projekt, 1. Call), Solar Energy and Architecture: IEA T41, Solar Energy in Urban Planning: IEA SHC T51, **Smart Facade** (FFG Stadt der Zukunft Nr. 850088), **Coolskin** (FFG 848871), **ShapePV** (FFG 848884), **PV-Dachgarten** (FFG 841060), **Zukunftsquartier** (FFG 867354), ...

VITALITY District stellt Werkzeuge und Methoden für die Frühplanungsphase von Quartieren im Bereich verteilter Energieerzeugung, verteilter Speicherung und Interaktion zwischen Gebäuden und Speichern bereit.

Hauptziel des Projekts **VITALITY District** ist es, Photovoltaik-Planung bereits in der Entwurfsphase von Gebäudeverbünden und Quartieren, abgestimmt mit Verbrauchsprofilen, Gebäudetopologie und Lösungen für Energy-Communities Speicher und Begrünung, auszulegen und zu optimieren.

4.1. Frühe Planungsphase von Quartieren

Im Zuge der frühen Planungsphase werden Instrumente zur Ermöglichung der energetischen Optimierung von Stadtvierteln entwickelt. Innerhalb dieses Rahmens werden grundlegende Maßnahmen im interdisziplinären Team festgelegt, die als Grundlage für zukünftige Entwicklungen dienen sollen. Diese bilden wiederum die Grundlage für die Schaffung eines vereinfachten Berechnungstools zur Bewertung von energetischen Aspekten in Stadtvierteln.

4.1.1. Maßnahmen der Stakeholdereinbindung

In der Frühplanungsphase bilden die relevanten Quartiersstakeholder aufgrund ihres Fachwissens und ihrer Entscheidungsbefugnis die Basis für die weiteren Aktivitäten. Daher erfolgt im Zuge von Vitality District eine laufende Einbindung dieser relevanten Stakeholder. Mit den Einbindungsaktivitäten werden folgende Ziele verfolgt:

- Laufende **Information** der Quartiersstakeholder über die Aktivitäten in Vitality District
- Identifikation der **Bedürfnisse** der Quartiersstakeholder
- Identifikation möglicher **NutzerInnenbedürfnisse** durch Quartiersstakeholder als StellvertreterInnen für zukünftige NutzerInnen
- **Daten & Informationen** der Quartiersstakeholder als Input zum Projekt
- **Feedback** der Quartiersstakeholder zu den Ergebnissen des Projekts

Die Einbindung erfolgt in erster Linie informativ, jedoch ist im Zuge von Feedback durch die Stakeholder sowie durch die Identifikation und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse auch eine Mitgestaltung der in Vitality District zu entwickelnden Tools und Methoden geplant.

VITALITY District bietet Instrumente und Verfahren für die frühe Planungsphase von Vierteln im Kontext dezentraler Energieerzeugung, verteilter Speichersysteme und der Wechselwirkung zwischen Gebäuden und Speichern.

Das **Hauptziel** des Projekts **VITALITY District** war es, die Photovoltaik-Planung bereits in der Entwurfsphase von Gebäudeverbünden und Quartieren auszulegen und zu optimieren. Dabei wurden Verbrauchsprofile, Gebäudetopologie und Lösungen für Energy-Communities, Speicherung und Begrünung berücksichtigt.

In der Frühplanungsphase bildeten die relevanten Quartiersstakeholder aufgrund ihres Fachwissens und ihrer Entscheidungsbefugnis die Basis für die weiteren Aktivitäten. Im Zuge von VITALITY District erfolgte eine laufende Einbindung dieser relevanten Stakeholder. Mit den Einbindungsaktivitäten wurden folgende Ziele verfolgt:

- Quartiersstakeholder wurden kontinuierlich über die Aktivitäten in VITALITY District informiert.
- Die Bedürfnisse der Quartiersstakeholder wurden identifiziert.
- Die Quartiersstakeholder fungierten als Stellvertreter für zukünftige Nutzer, um mögliche Nutzerbedürfnisse zu identifizieren.
- Die Daten und Informationen der Quartiersstakeholder dienten als Input für das Projekt.
- Die Quartiersstakeholder gaben Feedback zu den Projektergebnissen.
- Die Einbindung erfolgte in erster Linie informativ, jedoch war im Rahmen des Feedbacks der Stakeholder und der Identifikation und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse auch eine Mitgestaltung der zu entwickelnden Tools und Methoden in VITALITY District geplant.

Im Rahmen des Projektes wurde ein Kriterienkatalog zur Frühplanung erstellt.

4.1.2. Kriterienkatalog zur Frühplanung

Bislang wurden die Planungen nach Gewerken betrachtet und optimiert. Die von Vitality District entwickelten Methoden und Prozesse ermöglichen es, bereits in der frühen Phase den Fokus auf eine ganzheitliche Betrachtung zu legen. Als zentraler Use-Case für alle Betrachtungen dient der Masterplan des Quartiers am Kempelenpark in Wien. Für die Planung nach dem aktuellen Stand wurden alle Energiekennwerte und PV-Größen simuliert und betrachtet sowie weitere Optimierungsmaßnahmen ausprobiert.

Es erfolgte nicht nur die Betrachtung der Schnittstellen der Gewerke und die Erkenntnis, welche Gewerke miteinander interagieren, sondern es wurden auch erste Detailsimulationen des am Kempelenpark-Quartiers durchgeführt, um eine optimierte Verbindung von erneuerbaren Energiequellen mit flexiblen Verbrauchern und Architektur zu erreichen. Eine wesentliche Komponente dabei war die Entwicklung architektonischer Archetypen für die Quartiersplanung.

Ausgehend vom existierenden Masterplan wurde aufgezeigt, dass durch architektonische und raumplanerische Maßnahmen eine solare Optimierung in Bezug auf Ertrag möglich ist, während die Nutzfläche im Freibereich und Wohnbereich unverändert bleibt. Zusätzlich könnten diese Maßnahmen eine Beruhigung des Quartiers durch beispielsweise bauliche Abtrennung zur Schieneninfrastruktur im Nordosten ermöglichen. Des Weiteren wurden Simulationen zur intelligenten Verschaltung verschiedener Erzeugungs- und Speicheranlagen in die Betrachtung miteinbezogen.

Gebäude in der Nachbarschaft und Verbraucherprofile

Die Innovationskraft für Quartiere liegt in Energienetzen, die sowohl die dezentralen thermischen und elektrischen erneuerbaren Energieträger vernetzen als auch die flexiblen Verbraucher und die Verbraucher der Nutzer mit intelligenten Steuerungen verbinden. Die Fluktuation der erneuerbaren Energieträger wird im Quartier durch die flexiblen Lasten und Lastverteilungen ausgeglichen. In **VITALITY District** wurden daher für den Masterplan des Quartiers am Kempelenpark die Verbraucherprofile mit Standardlastprofilen, der Gebäudetypen und der Gebäudenutzungsplanung berechnet und hochgerechnet. Diese bilden die zentralen Eingangsgrößen für

- (a) Nutzungsgrad solarer Planung
- (b) architektonischen Bewegungsfreiheit in Änderungen des Masterplans und
- (c) Detailsimulationen.

Speicher auf Gebäude- und Quartiersebene

Die elektrische Speicherung ist nach wie vor eine kostenintensive Technologie, und das typische Stromprofil eines einzelnen Haushalts unterscheidet sich stark von der PV-Produktion (mit einer großen Diskrepanz zwischen Grundlast- und Spitzenstrombedarf). In diesem Zusammenhang scheint die Aggregation des Strombedarfs eine leistbare und einfache Möglichkeit zu sein, den Anteil des Strombedarfs, der durch PV abgedeckt werden kann, deutlich zu erhöhen.

Im VITALITY District wurden Analysen durchgeführt, die sich mit dem Szenario der Stromspeicherung auf Quartiersebene befassen. Dabei lag der Fokus auf der Vereinfachung und sinnvollen Dimensionierung von Kombinationen aus elektrischen Kurzzeitspeichern und thermischen Speichern für verschiedene Nutzungsarten auf Quartiersebene. Diese Analysen bildeten die Grundlage für weiterführende ganzheitliche energiewirtschaftliche Betrachtungen.

Photovoltaik-Ertrag aus dezentralen Anlagen

Im Rahmen des Projekts wurden zwei Arten von Ertragsberechnungen durchgeführt. Zum einen wurde mithilfe von PVsol Expert eine Auslegung der solaren Erträge vorgenommen, wobei der aktuelle Masterplan unter Berücksichtigung einer maximalen Dachnutzung betrachtet wurde. Zum anderen wurde der Solarertrag für alternative architektonische Vorschläge zur solaren Optimierung des Masterplans mithilfe von PVSyst berechnet. Dabei wurden Rahmenbedingungen und technische Aspekte für die urbane solare Frühplanung berücksichtigt.

4.1.3. Rahmenbedingungen und technische Randbedingungen für die urbane solare Frühplanung

Urbane Vorgaben und Randbedingungen

Wesentliche Eckpunkte für eine mögliche hohe Dichte solarer Integration in der urbanen Stadtplanung, die bereits in der Frühplanung berücksichtigt werden müssen, sind normativer und legislativer Natur. Dabei spielen Richtlinien und Vorgaben in Bezug auf Sicherheit (z. B. erweiterte Brandschutzverordnungen) sowie städtische Vorgaben (z. B. Haustechnikrichtlinien) eine wichtige Rolle. Im Rahmen der Arbeit im Vitality District wurden die folgenden Richtlinien als wesentlich erachtet:

- Raumbuch für Amtshäuser, Kindergärten und Schulen der Stadt Wien
- Solarleitfaden der Stadt Wien
- Haustechnikrichtlinie
- Brandschutzanforderungen

Eine Zusammenfassung dieser Richtlinien finden Sie in der folgenden Tabelle:

Tabelle 1: Auflistung der wesentlichen Richtlinien für solare Integration in der urbanen Stadtplanung

Titel	Verknüpfung	Kunst
Raumbuch	https://www.wien.gv.at/wirtschaft/kaufgeber-stadt/gebaeudemanagement/pdf/raumbuch.pdf	Gesetzgebung / Regulierung
Solarleitfaden	https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/pdf/solarleitfaden.pdf	Richtlinie / Planung
Haustechnikrichtlinie	https://www.wien.gv.at/umweltschutz/oekokauf/pdf/haustechnik-politik.pdf	Richtlinie / technisch
Brandschutzanforderung	https://www.wien.gv.at/wohnen/baupolizei/pdf/merkblatt-photovoltaikanlagen.pdf	Gesetzgebung / Regulierung

Technische und gesetzliche Richtlinien

In Bezug auf technische und legislative Richtlinien sind im Vitality District insbesondere das "Raumbuch für Amtshäuser, Kindergärten und Schulen der Stadt Wien", der "Solarleitfaden der Stadt Wien" und die "Haustechnikrichtlinie" von Bedeutung. Diese Richtlinien geben einen Rahmen vor, der den Wunsch der Stadt widerspiegelt, die Anwendung von Photovoltaiktechnologie zu fördern oder sogar vorzuschreiben. Sie sind mit der Stadtplanung, Stadtarchitektur und Energiestrategie, beispielsweise der Dekarbonisierung von Gasheizungen, in Einklang zu bringen und unterstützen diese entsprechend.

Im Raumbuch werden wichtige Aspekte behandelt und es wird jeweils auf weitere technische Richtlinien und Normen verwiesen. Dies betrifft insbesondere:

- Einbindung in Energiekonzepte
- Energieeffizienzmaßnahmen
- Gebäudehülle
- Flachdächer
- Erdung, Blitzschutz und Potenzialausgleich

Im Solarleitfaden finden sich detaillierte Informationen zu planungsrelevanten Aspekten wie:

- Allgemeine Nutzung von Solarenergie an Gebäuden in der Stadt
- Technologien, einschließlich elektrischer Speicher und Photovoltaik
- Zukunftsorientierte Gebäude und Quartiere
- Kombinationsmöglichkeiten und Synergien in der Gebäudenutzung
- Referenzbeispiele
- Planerische Leitlinien
- Brandschutzbestimmungen
- Fördermöglichkeiten

In der Haustechnikrichtlinie werden alle relevanten Gebäudetechnologien behandelt, einschließlich Photovoltaik im Abschnitt 16. Dabei werden verschiedene Randbedingungen vonseiten der Stadt vorgegeben, wie beispielsweise:

- Ein Modulwirkungsgrad von mindestens 14 %
- Eine maximale Degradation (Alterung) von 20 % über einen Zeitraum von 20 Jahren
- Eine Empfehlung, Simulationen für eine präzise Auslegung als vorteilhaft einzusetzen

Des Weiteren wird in der Haustechnikrichtlinie auf folgende Aspekte verwiesen:

- Flächenauswahlkriterien mit möglichst geringer Verschattung
- Richtlinien zur optimalen Orientierung der Photovoltaikanlagen
- Vorgaben zur Hinterlüftung der Anlagen
- Randbedingungen für den möglichen Einsatz von Anlagen mit geringerer Effizienz

Brandschutzbestimmungen in Wien

Von Seiten der Stadt Wien gibt es eine Brandschutzbestimmung, die bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen auf bzw. an Gebäuden berücksichtigt werden muss. Die brandschutztechnischen Anforderungen sind in den Aktenzahlen MA 37-1726689-2014 vermerkt und wurden infolge der Novelle zum Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 (WEIWG 2005) geändert.

Grundsätzlich gelten dabei die "Allgemeinen Richtlinien: OIB-Richtlinie 2" sowie die TRVB N 115/00 "Bauliche Maßnahmen in Wohn- und Bürogebäuden" und RVB 121/15(O) sowie die ÖNORM F 2031.

Um eine einheitliche Vorgehensweise bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen hinsichtlich der brandschutztechnischen Anforderungen zu gewährleisten, gelten folgende Schritte:

- Genehmigung gemäß der Bauordnung für Wien (B)
- Genehmigung gemäß dem Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 (WEIWG 2005)
- Ausnahmen zur Anzeigepflicht im gewerblichen Bereich
- Genehmigung gemäß der Gewerbeordnung (GewO)
- Vorgabe von Auflagen, wie die Meldung von Schaltstellen gemäß Punkt 5.1 der ÖVE-Richtlinie R°11-1:2013-03-01
- Brandschutztechnische Anforderungen, einschließlich Schutzmaßnahmen für Einsatzkräfte, Positionierung von Schaltstellen, Anlagenteilen und Kabeltrassen

4.1.4. Planungsabläufe für Frühplanung und Detailplanung

Die Innovationskette zur Erreichung der Projektziele umfasst mehrere Schritte, die über die reine Betrachtung der Frühplanung hinausgehen. Im Projekt wurden alle Schritte der Detailplanung, einschließlich des Masterplans, der Randbedingungen, der Simulation und der Komponenten (BIM), durchgespielt. Dennoch zielten alle Detailergebnisse am Ende wieder darauf ab, im städtischen Kontext insbesondere die Frühplanung durch Maßnahmen, Tools und Entscheidungshilfen zu vereinfachen. Die Einbettung der Frühplanung in den Gesamtprozess der Innovation des Projektes Vitality District wurde in Abbildung 1 dargestellt. Im Folgenden wurden dann die Phasen der Frühplanung (0) und Detailplanung (0) dargestellt.

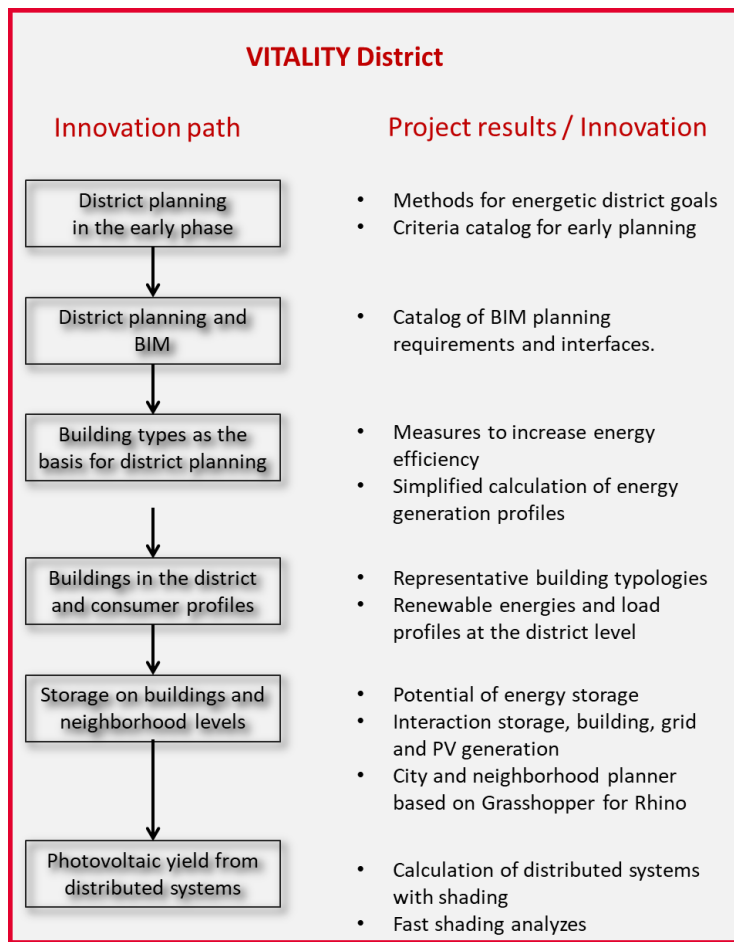


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Ergebnisse entlang der Innovationsziele.

Flussdiagramme urbaner (solarer) Frühplanung

Am Beginn einer Quartiersplanung stehen noch nicht viele Parameter fest, die eine Detailplanung mit hoher Zuverlässigkeit ermöglichen, insbesondere in Bezug auf solare Erträge. Diese Herausforderung wurde im Projekt Vitality deutlich, insbesondere bei der Betrachtung einer Vielzahl heterogener und unterschiedlich orientierter Gebäude.

Ausgehend vom Masterplan, der die Bebauungsfläche, etwaige Widmungen und architektonische Randbedingungen (möglicherweise Bauhöhe) festlegt, können jedoch erste technische Parameter definiert werden, die wiederum Designkriterien und eine technische Erstplanung oder Auslegung ermöglichen. Die Schritte zur solaren Planung sind in Abbildung 2 dargestellt:

- Masterplan
- Definition der Lasten
- Definition der Photovoltaik-Erträge
- Definition der Speicher
- Optional: Optimierung des Masterplans und Rückkehr zu Schritt 1
- Überleitung in die Detailplanung

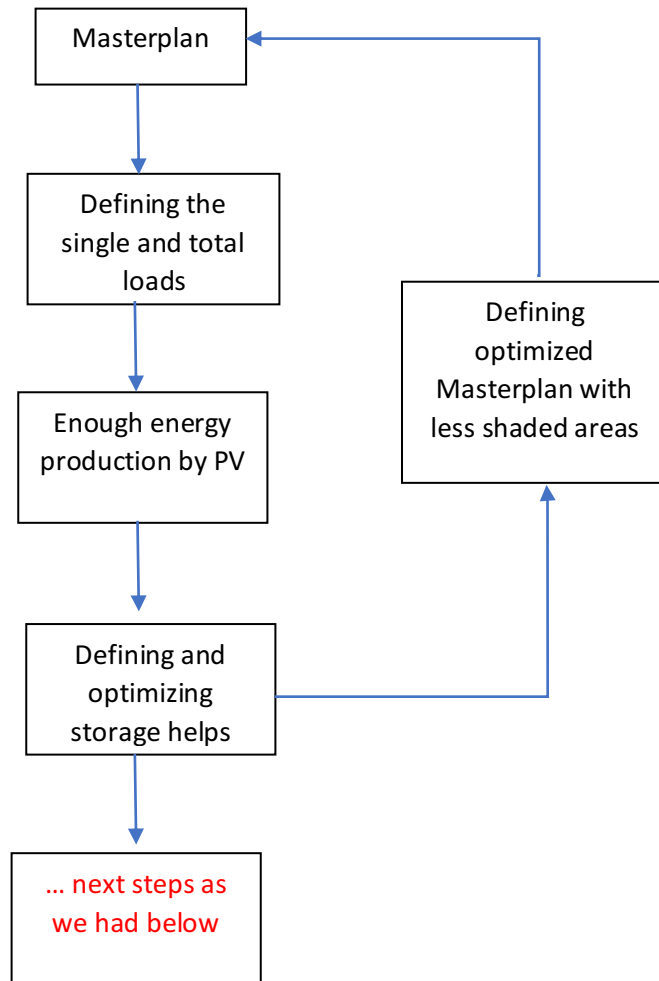


Abbildung 2: Allgemeine Schritte der Optimierung urbaner Frühplanung unter Einbeziehung solarer Planungsparameter.

Flussdiagramm urbaner (solarer) Detailplanung

Frühplanung

Abbildung 3 zeigt die Bauplanungsphasen und Aktivitäten der Gewerke für eine solare Integration in die Frühplanung von Quartieren. Eine verstärkte Kommunikation und Einbeziehung solarer Planungsaspekte ist insbesondere in der frühen Phase notwendig, und zwar:

- Nach der ersten Kommunikation
- Im Zuge der Ideensammlung
- Bei der Erstellung des ersten Gesamtkonzepts

Besonders wichtig ist auch das Aufzeigen von Möglichkeiten und Lösungen bei der Erstellung des Gesamtkonzepts in enger Abstimmung mit dem Architekten, Generalplaner, Bauherrn, PV-Planer und Energieexperten.

Detaillierte Planung

Basierend auf den Ergebnissen dieser ersten Planung erfolgt dann eine Feinplanung gemäß (Abbildung 4). Das Diagramm zeigt die Bauplanungsphasen und Aktivitäten der Gewerke für eine solare Integration in die Detailplanungsphase (Feinplanung) von Quartieren. In dieser Feinplanung geht es über reine Kommunikation hinaus und es sind Abstimmungen zu technischen und regulatorischen Randbedingungen sowie Gewerkschnittstellen erforderlich. Diese Abstimmungen finden statt:

- Laut Einreichplanung
- Nach der Ausführungsplanung
- Sowie in der Planung und Umsetzung des Betriebs

Basierend auf den Ergebnissen dieser Planung erfolgt dann die Umsetzung. Ein wesentliches Ergebnis des Projekts Vitality District ist die Einbeziehung geeigneter Simulationen in diese Planungsphasen, wie in Abbildung 36 im Abschnitt 4.3 dargestellt.

Vitality District Tool

An den Stellen, an denen Frühplanung und Feinplanung bisher getrennt waren, setzt auch das Vitality District Tool an. Es liefert Antworten und Entscheidungsgrundlagen bereits im kreativen Planungsstadium, die jedoch auch Auswirkungen und Antworten für die Feinplanung liefern. Früher waren diese Phasen streng voneinander getrennt, aber dank Vitality District (und Vitality) können

beide nun gemeinsam bewertet werden. Das Tool bildet somit eine Brücke zwischen Frühplanung und Feinplanung und ermöglicht eine integrierte Bewertung und Planung.

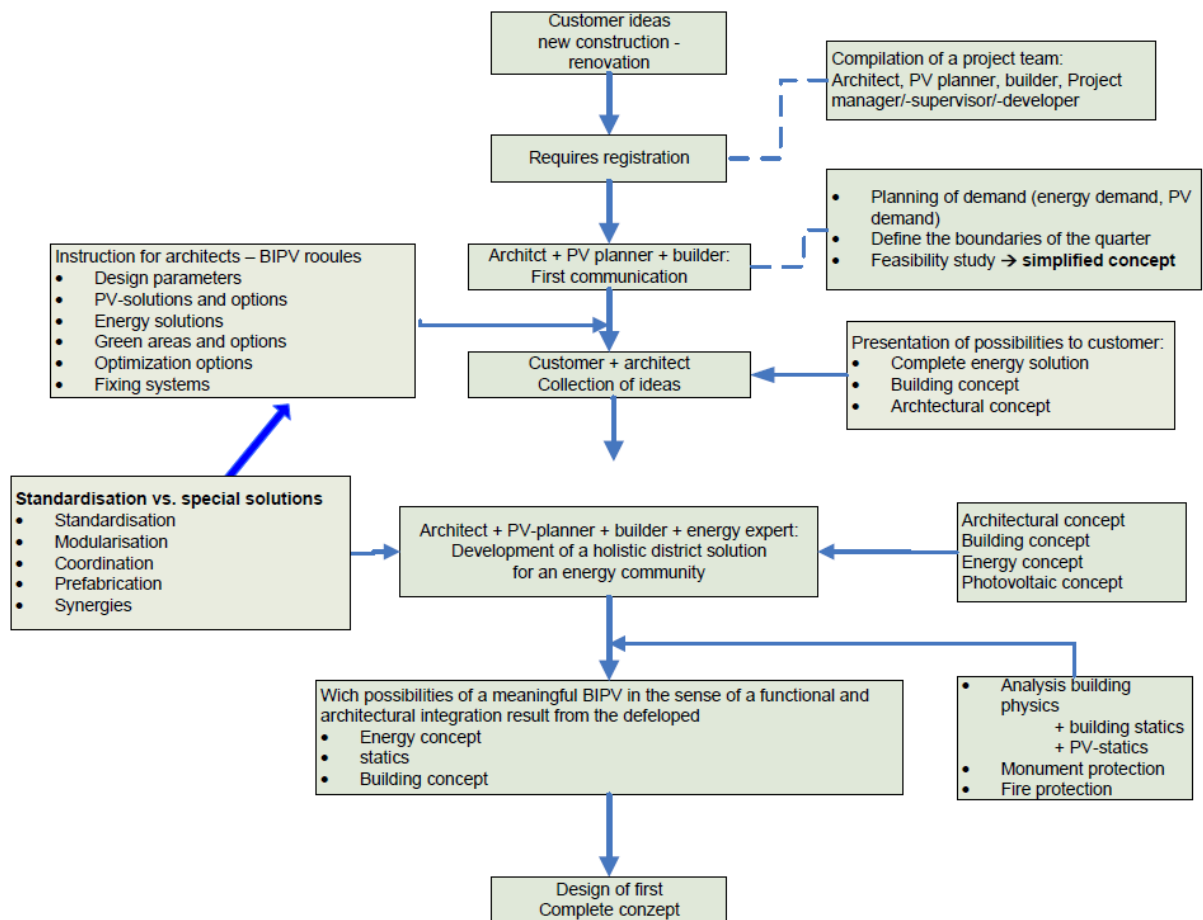


Abbildung 3: Diagramm der Bauplanungsphasen und Aktivitäten der Gewerke für eine solare Integration in die Frühplanung von Quartieren © ATB-Becker/Vitality district. Basierend auf den Ergebnissen dieser Planung erfolgt dann eine Feinplanung (Abbildung 4)

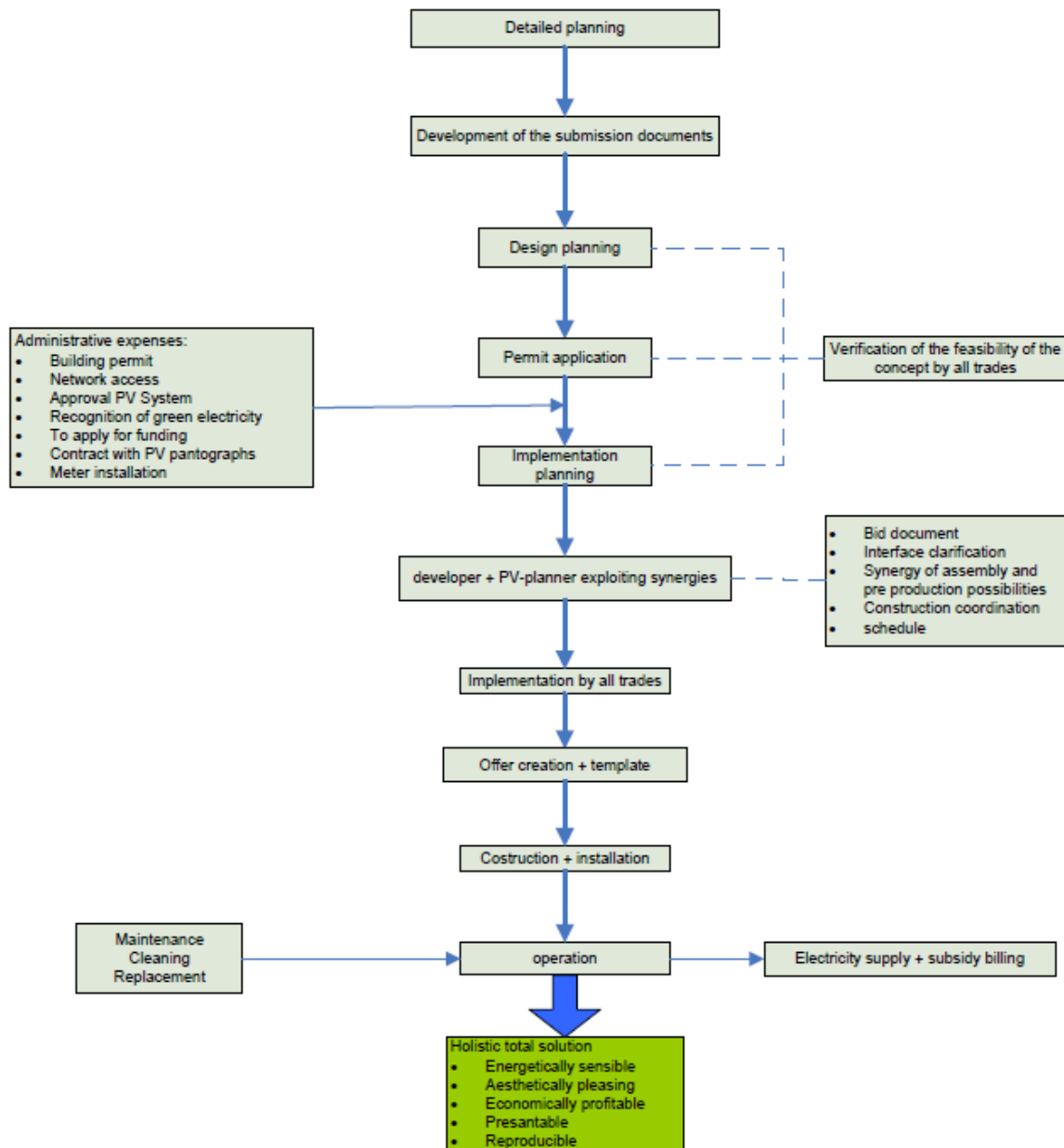


Abbildung 4: Diagramm der Bauplanungsphasen und Aktivitäten der Gewerke für eine solare Integration in die Detailplanungsphase (Feinplanung) von Quartieren. © ATB-Becker/Vitality district

4.2. Architektonische urbane Lösungsansätze

In Abhängigkeit von verschiedenen Kriterien wie dem Energiesystem, dem Archetyp, dem Standort, der Gebäudegröße, der Dichte (niedrig, mittel, hoch), der Funktion (Wohnung, Büro, gemischt), der Anzahl der Stockwerke, dem Baujahr, der geografische Lage und so weiter, können verschiedene Quartierstypen definiert werden. Ein Gebäudecluster, der auf die Größe eines Stadtteils skaliert werden kann, wird als eine Gruppe von Gebäuden angesehen, die mit derselben Energieinfrastruktur verbunden sind, so dass eine Änderung der Energieeffizienz eines einzelnen Gebäudes sowohl die Energieinfrastruktur als auch andere Gebäude vom Cluster beeinflusst.

In dem Projekt wurden verschiedene Quartierstypologien definiert, die repräsentativ für das geografische Interessengebiet sind. Im folgenden werden zuerst die archetypischen Quartierstypen mit jeweiligen Beispielen definiert und danach auf Basis dessen eine mögliche solare Optimierung des Masterplans Kempelenpark dargestellt.

4.2.1. Archetypen für urbanen Strukturen

In der Literatur werden verschiedene Arten von Quartierstypologien für städtische Strukturen beschrieben.

1. Block

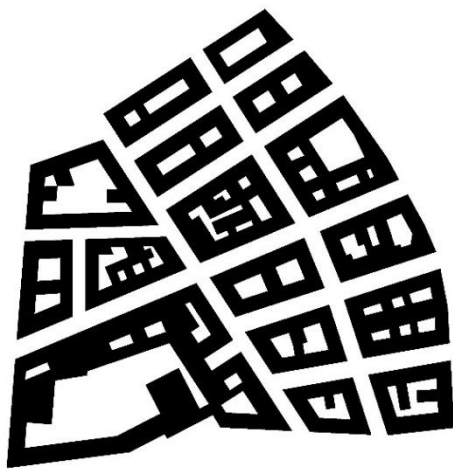


Abbildung 5: 9th District Wien (Bildquelle: Stadtwien, <https://www.wien.gv.at/stadtplanung/zielgebiet-donaukanal>)



Abbildung 6: Seestadt, Wien (Bildquelle: <https://www.wec-austria.at/wp-content/uploads/seestadt-300x191.jpg>)

2. Lineare Gebäude



Abbildung 7: Linear buildings (clasp development). Südstadt Maria Enzersdorf (A). (Bildquelle: Kucera/Gemeinde, https://www.meinbezirk.at/moedling/c-lokales/maria-enzersdorf-feiert-50-jahre-suedstadt_a683606#gallery=null)

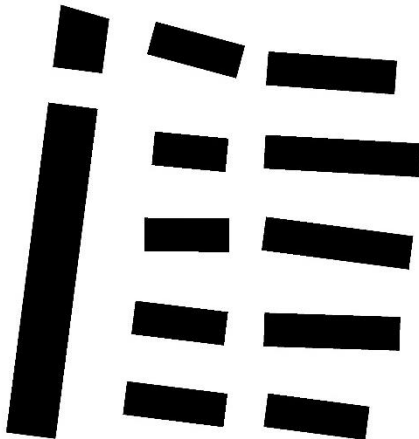


Abbildung 8: Lineare Gebäude (Reihenentwicklung), Plus energy settlement in Freiburg (D) (Bildquelle: Andrewglaser, https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b8/SoSie%2BSoSchiff_Ansicht.jpg)

3. Atriumhäuser

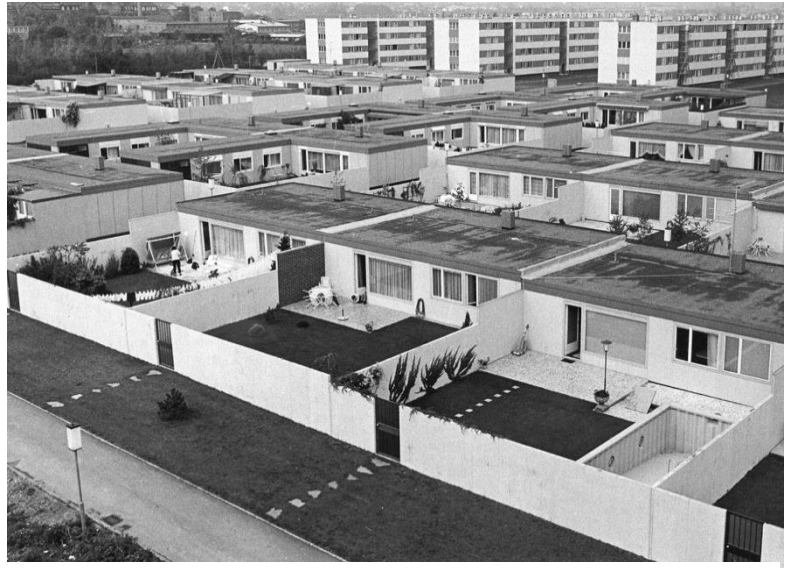
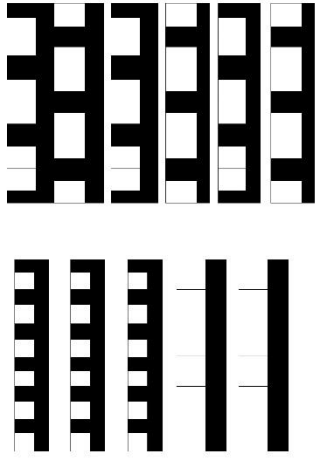


Abbildung 9: Südstadt, Südstadt Maria Enzersdorf (A). (Bildquelle: Kucera/Gemeinde, https://www.meinbezirk.at/moedling/c-lokales/maria-enzersdorf-feiert-50-jahre-suedstadt_a683606#gallery=null)

4. Verstreute Hochhäuser

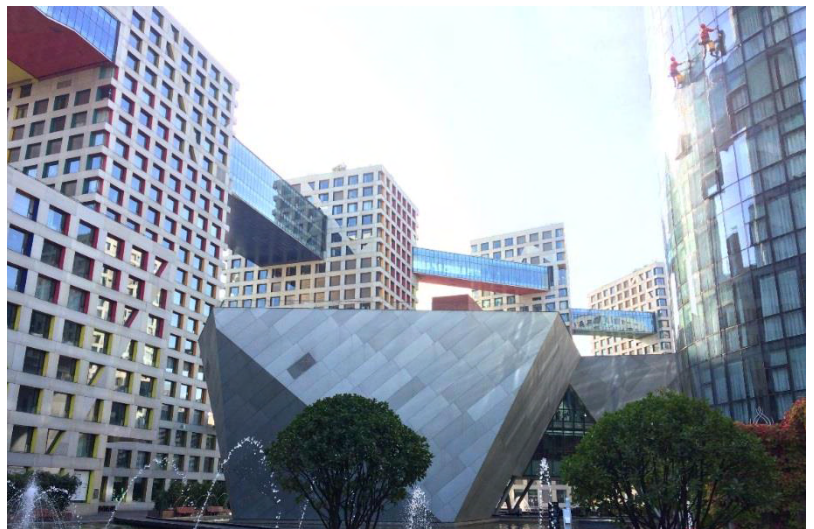
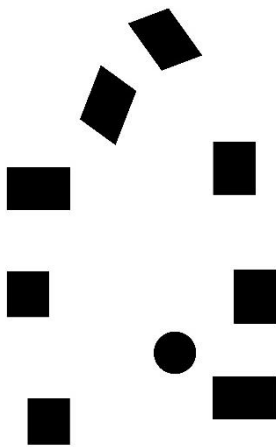


Abbildung 10: MOMA, Beijing (C), (Bildquelle: Marcello Turrini)

5. Gemischte Typologien



Abbildung 11: City Life, Milano (I), Bildquelle: dearmilano.it

6. Ribbon City

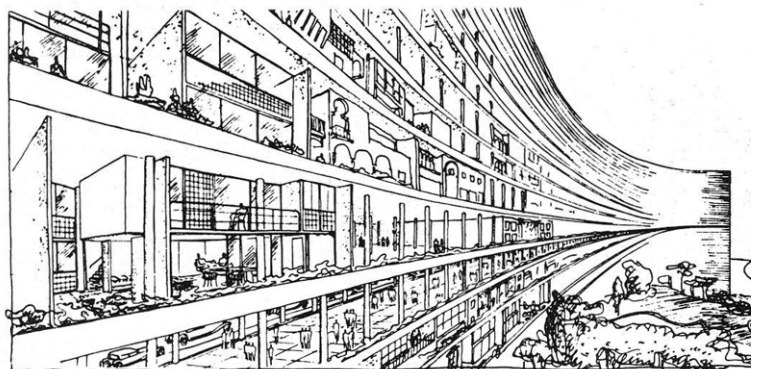
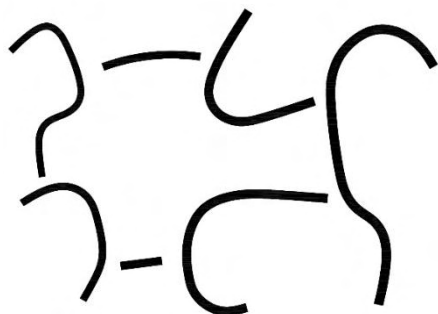


Abbildung 12: Le Corbusier e Pierre Jeanneret: Plan Obus, Algier, 1931,
<https://www.semanticscholar.org/paper/La-Ville-Radieuse-de-Le-Corbusier-%3A-les-paradoxes-Marchand/2dbd048170a579d798db4c1929191b838268eeb7>



1. Block



2. Linear Buildings



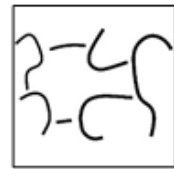
3. Atrium Houses



4. Scattered
Highrises



5. Mixed
Typologies



6. Ribbon City

Abbildung 13: Hier sind alle Typologien, die analysiert wurden, in Rot markiert.

4.2.2. Solaroptimierung urbaner Strukturen

Schritt 1 bei der solaren Optimierung des Use-case am Kempelenpark besteht darin, eine umfassende Analyse der vorhandenen urbanen Strukturen durchzuführen.

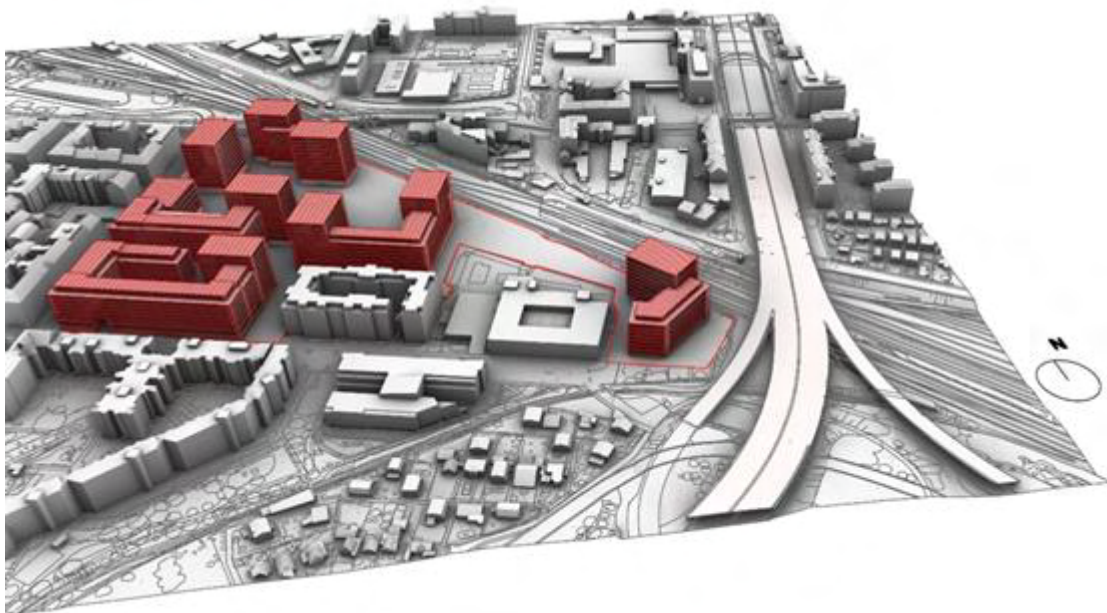


Abbildung 14: Original Masterplan

Durch den Einsatz von PV-Paneelen auf dem Dach, mit EW-Ausrichtung (15° Neigung), vertikal an der Ost- und Westfassade und freitragend mit 30° Neigung an der Südfassade, ist es möglich, in einem Jahr 2.315.000 kWh und 3.298.200 kWh im Winter zu ernten.

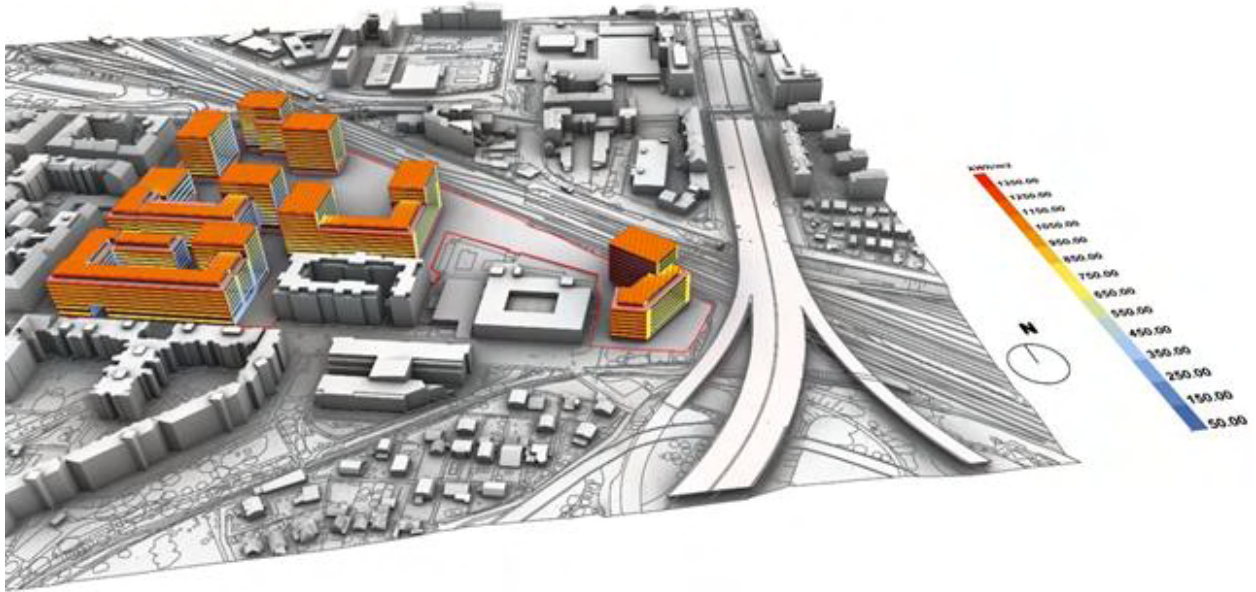


Abbildung 15: Solare Potenziale im Masterplan

Es wurden verschiedene Strategien für gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV) analysiert, um diejenige mit der besten solaren Strahlungsausnutzung zu finden (Abbildung 17).

Eine Typologie mit vertikalen PV-Elementen an den Süd-, Ost- und Westfassaden und verschiedenen Strategien für das Dach wurde simuliert.

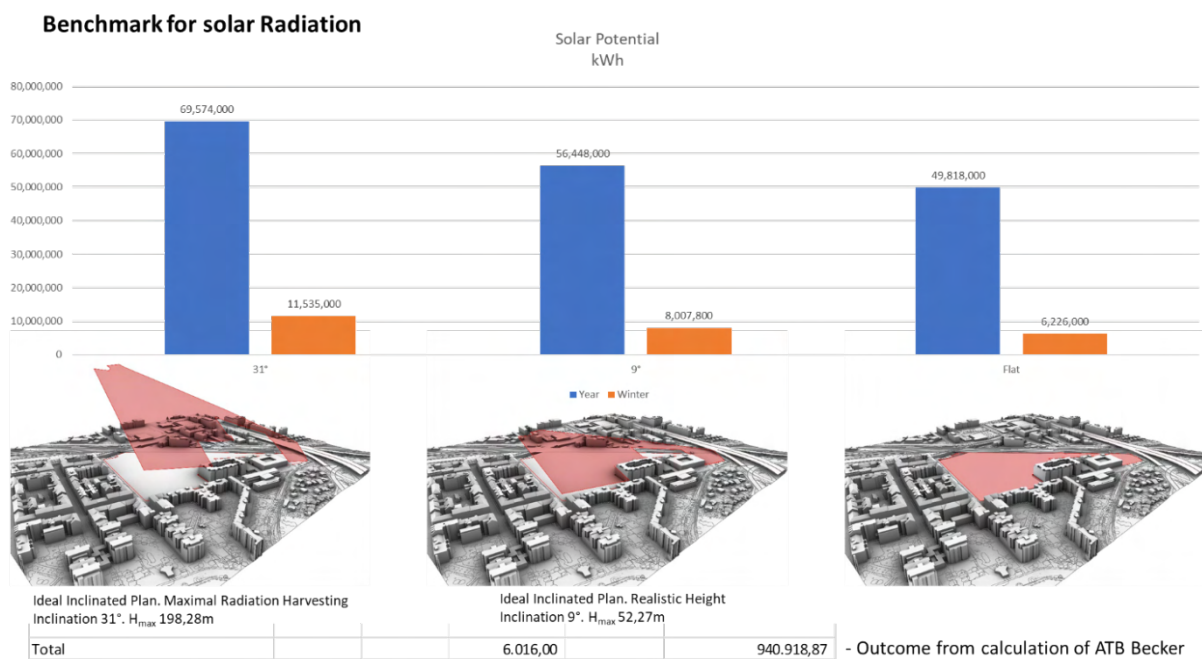


Abbildung 16: Referenzwerte für Sonneneinstrahlung

Bevor in die vertiefende Analyse der verschiedenen architektonischen Formen und ihrer Auswirkungen auf die Erfassung von Sonnenstrahlung eingetaucht wird, wurde ein potenzieller Referenzwert für den Interventionsbereich festgesetzt. Im optimalen Szenario für Wien wird eine nach Süden ausgerichtete Fläche mit einem Neigungswinkel von 31° vorgesehen, was zu einer jährlichen Einstrahlung von etwa 69.500 kWh führt. Allerdings ist anzumerken, dass diese Annahme eine maximale Höhe von ungefähr 200 m erfordern würde, was im Widerspruch zu städtebaulichen Überlegungen steht. Daher wurde der Neigungswinkel der Referenzfläche auf 9° angepasst, um eine realistischere Höhe von etwa 55 m zu gewährleisten und eine jährliche Strahlungsausbeute von rund 56.500 kWh zu erzielen. Ebenso wurde die Möglichkeit einer horizontalen Ebene bewertet. Diese hätte jedoch, wie bereits erwartet, im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien eine geringere Erfassung von Sonnenstrahlung zur Folge.

4.2.3. Solarnutzungsindex

Die Einführung von Solarqualitätskennzahlen (Solarbewertungszahlen/Indizes), die den Zusammenhang zwischen Gebäudetechnik (Volumen, BGF, ...), nutzerspezifischen (Wohnungen, Büros, etc...) und solaren Maßnahmen (Ertrag, Solarfläche, ...) zu bewerkstelligen. Dies ermöglicht eine standardisierte Bewertung der Solarplanung.

Mögliche Ansätze (wie zum Beispiel: (Staller, 2018) , (Everding, 2010)) beinhalten Maßnahmen und Empfehlungen wie:

- Die Dächer und (oder) Fassaden der Gebäude müssen statisch so gestaltet sein, dass sie über ausreichend unverschattete Flächen verfügen, die für die Installation von Solartechnik geeignet sind.
- Die ausreichende Größe der Flächen ist durch die Einhaltung einer solaren Gütezahl für 2-geschossige Gebäude für das Dach von (....) und (oder) einer solaren Gütezahl für die Fassade von (....) nachzuweisen.
- Die solare Gütezahl bestimmt das Verhältnis der für Solarenergie nutzbaren Flächen zur Grundfläche des Gebäudes.

4.2.4. Gebäudetypologie

Unterschiedliche Strategien der gebäudeintegrierten Photovoltaik (BIPV) wurden analysiert, um die beste in Bezug auf die Nutzung von Sonnenstrahlung zu ermitteln.

Eine Typologie mit vertikaler PV-Anordnung an den Süd-, Ost- und Westfassaden sowie verschiedenen Strategien für das Dach wurde simuliert.

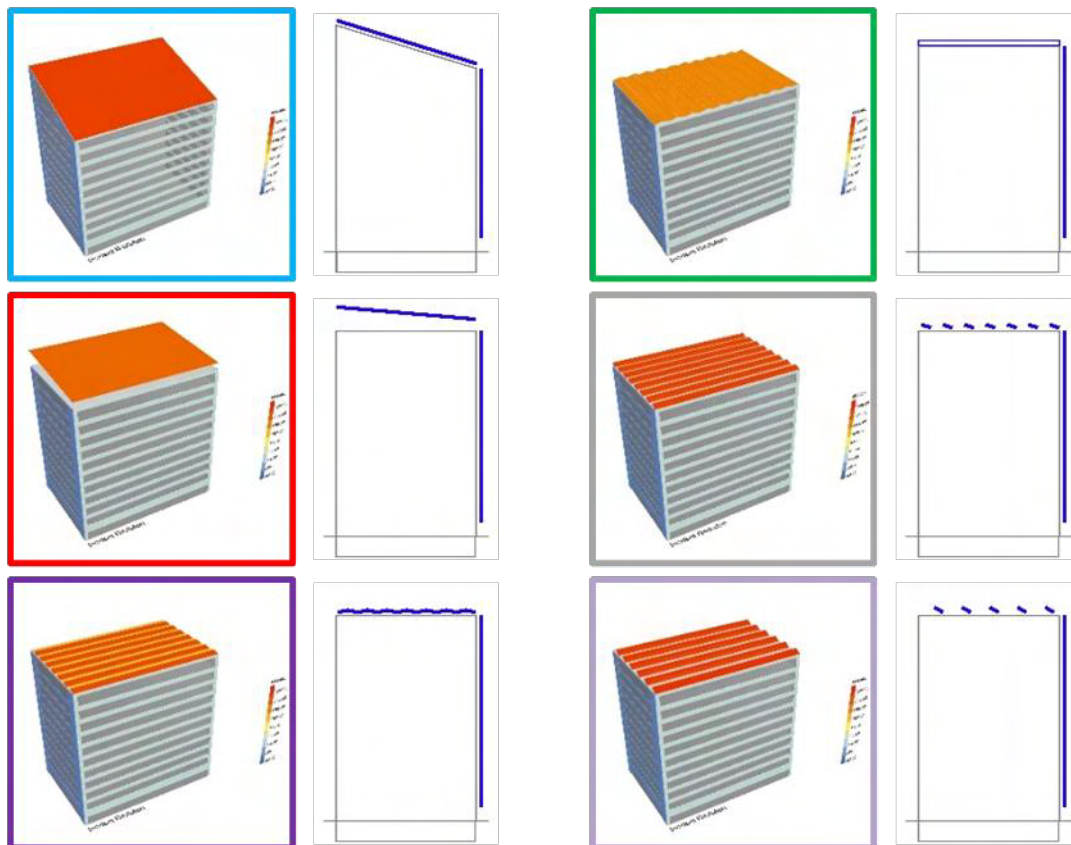


Abbildung 17: Diverse Strategien für Bauwerkintegrierte Photovoltaik

Dies ist das gesamte solare Potenzial, das für jede Strategie in kWh genutzt wird.

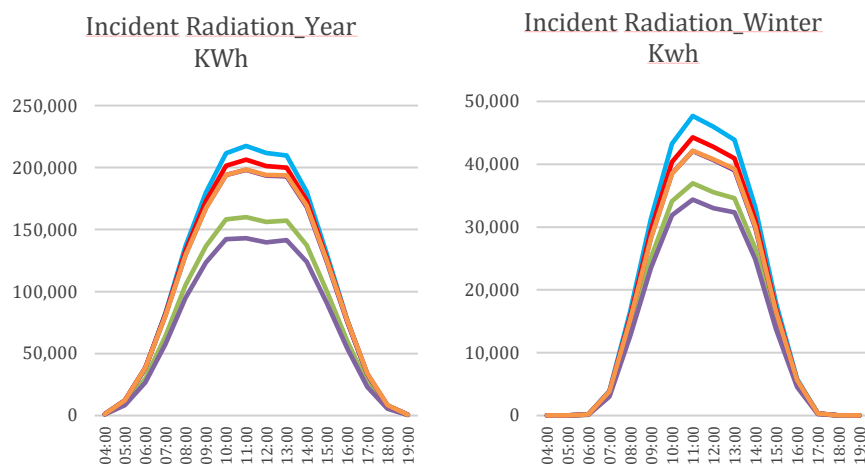


Abbildung 18: Das Solarpotenzial für das gesamte Jahr und den Winter wird als Vergleich zwischen verschiedenen Szenarien dargestellt.

Als nächster Schritt wurden die gleiche Typologie und Strategien für das Dach simuliert. Dabei wurden vertikale PV-Module an der Ost- und Westfassade sowie auskragende Paneele an der Südfassade verwendet.

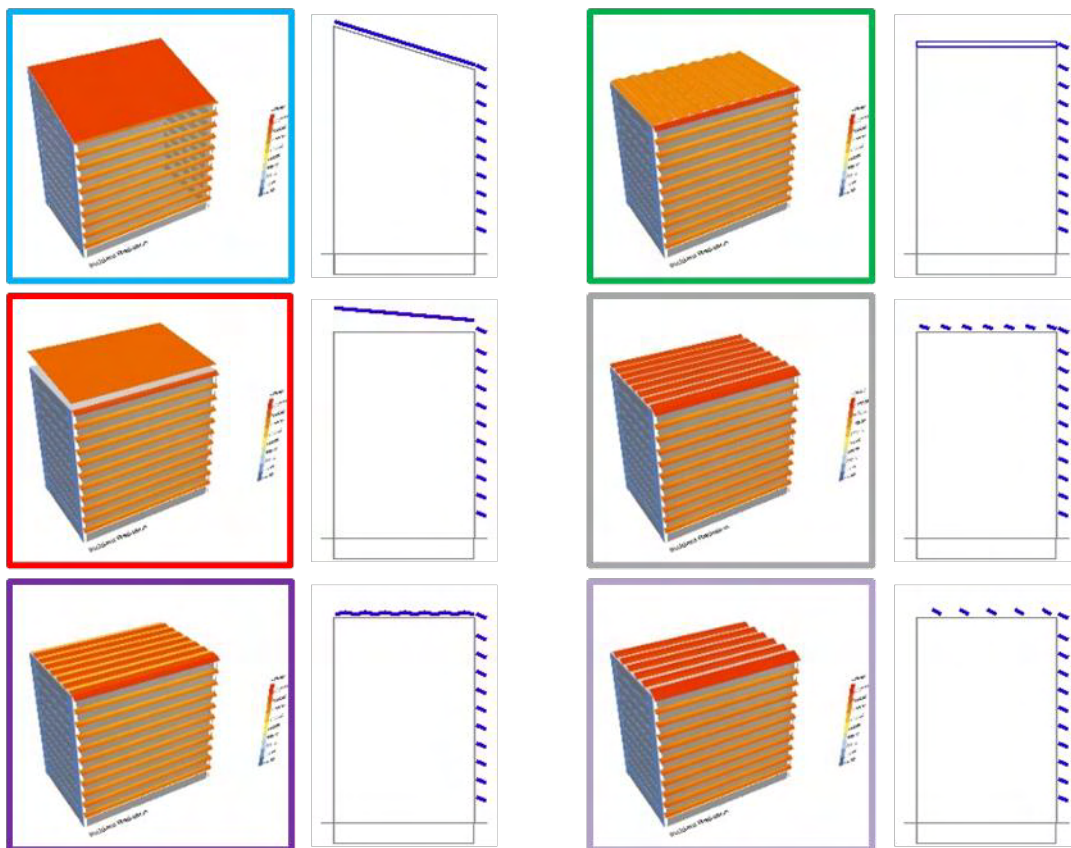


Abbildung 19: Vertikale PV-Module an der Ost- und Westfassade sowie auskragende Paneele an der Südfassade verwendet.

Dies ist das insgesamt Solarpotenzialausbeute für jede Strategie in Kilowattstunden (kWh).

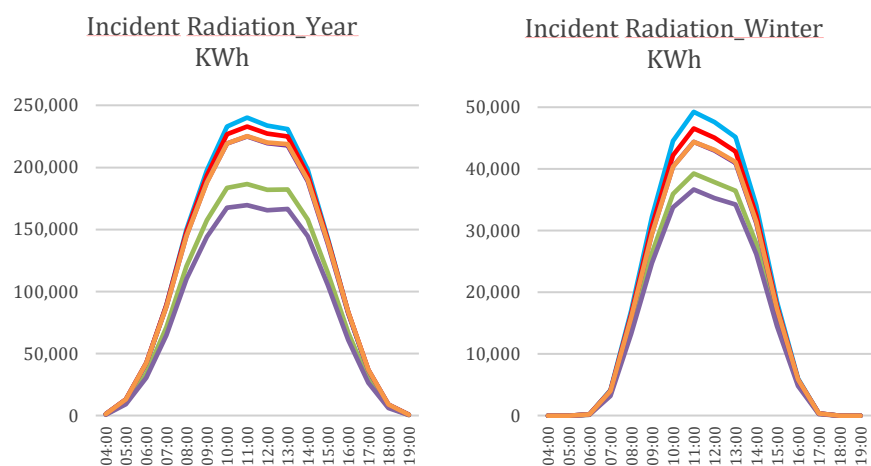


Abbildung 20: Das Solarpotenzial für das gesamte Jahr und den Winter wird als Vergleich zwischen verschiedenen Szenarien dargestellt.

Die verschiedenen Strategien zur Installation von PV-Modulen wurden verglichen. Dabei wurden verschiedene Neigungswinkel für geneigte Dächer verwendet, nämlich 17°, 1x5°, 18°, 30° und 12°. „1x5°“ stellt die Lösung dar, bei der eine einzige Photovoltaikfläche um 5° nach Süden geneigt ist und in das Dach integriert wurde, ähnlich einer Pergola. Zusätzlich wurden PV-Module mit einer Ost-West-Ausrichtung verwendet, die einen Neigungswinkel von 15° aufwiesen. Diese Vergleichsstudie ermöglichte es, die Effizienz und Leistung der verschiedenen Strategien im Laufe eines Jahres zu bewerten. Dabei wird deutlich, dass die Strategie mit geneigten Dächern das höchste Solarpotenzial aufweist. Insbesondere das "inclined roof" (Dach mit Neigung) erzielt dabei das größte Solarpotenzial im Vergleich zu anderen Strategien. Dieses Ergebnis verdeutlicht die vorteilhafte Ausrichtung und Neigung der PV-Module auf geneigten Dächern, um eine maximale Sonneneinstrahlung und damit eine höhere Energieerzeugung zu ermöglichen.

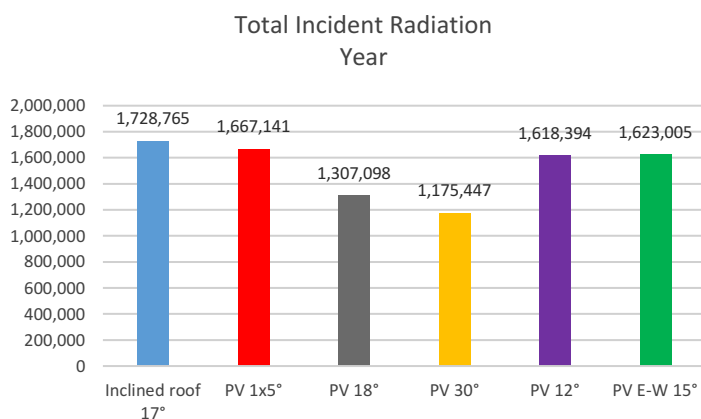


Abbildung 21: Diverse Szenarien mit vertikalen Fassaden

Mit auskragenden PV-Modulen an der Südfassade:

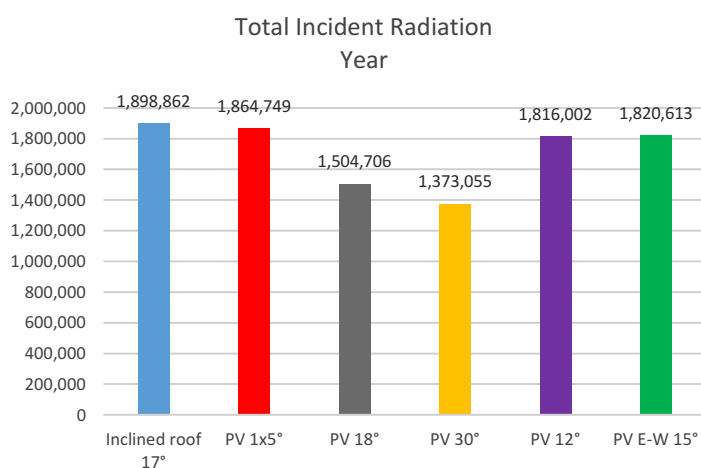


Abbildung 22: Diverse Szenarien mit vertikalen Fassaden mit auskragenden PV-Modulen

Theoretisch gesehen ist die beste Strategie die Blaue, mit geneigtem Dach und auskragenden PV-Modulen an der Südfassade.

In der Praxis werden auf den Dächern von Gebäuden jedoch auch Installationen wie Eingangstürme, Belüftungsschächte und ähnliches platziert. Diese Elemente nehmen einerseits physischen Platz ein, der von der Gesamtfläche der PV-Module abgezogen werden muss. Andererseits werfen sie Schatten

auf die dahinterliegenden PV-Module zu bestimmten Tageszeiten und verringern somit deren Effektivität. Aus diesem Grund ist es realistisch, eine Reduktion von 20 % bei der Solarernte zu berücksichtigen.

Nur eine Strategie, die Rote, kann gemeinsam mit den anderen Elementen auf dem Dach existieren, ohne dass ihre Effektivität beeinträchtigt wird. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um eine erhöhte Pergola mit PV-Modulen oben und den Installationen darunter. Bei dieser Typologie ist es daher nicht erforderlich, die 20 % abzuziehen.

Aus diesem Grund gehen die Diagramme in Abbildung 22 von dieser neuen Konfiguration aus.

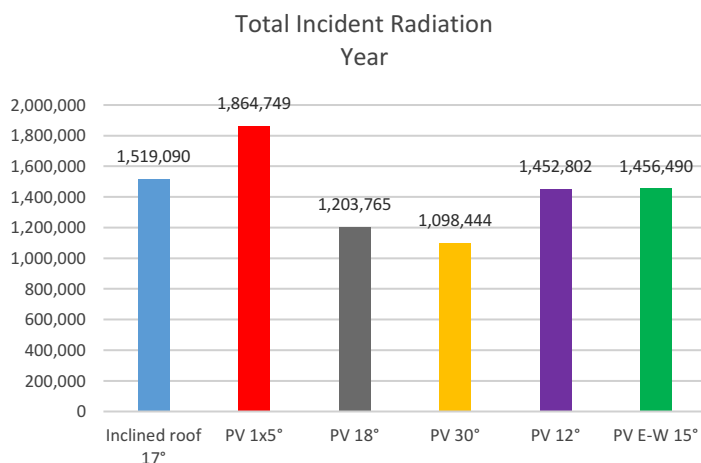


Abbildung 23: Diverse Szenarien mit vertikalen Fassaden mit optimalen PV-Modulen

Die beste Strategie ist daher die Rote. Der zusätzliche Vorteil dieser Strategie besteht darin, dass auf dem Dach und an der Fassade grüne Einrichtungen eingerichtet werden können, um die Energieeffizienz des Gebäudes und das Mikroklima im Freien zu verbessern, wie in Abbildung 24 dargestellt.

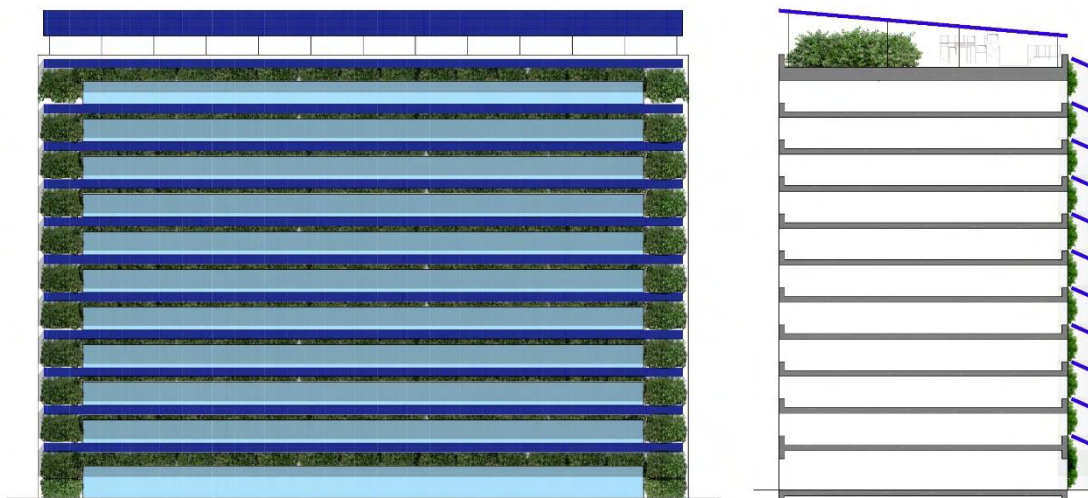


Abbildung 24: Optimale Szenario mit Begrünung

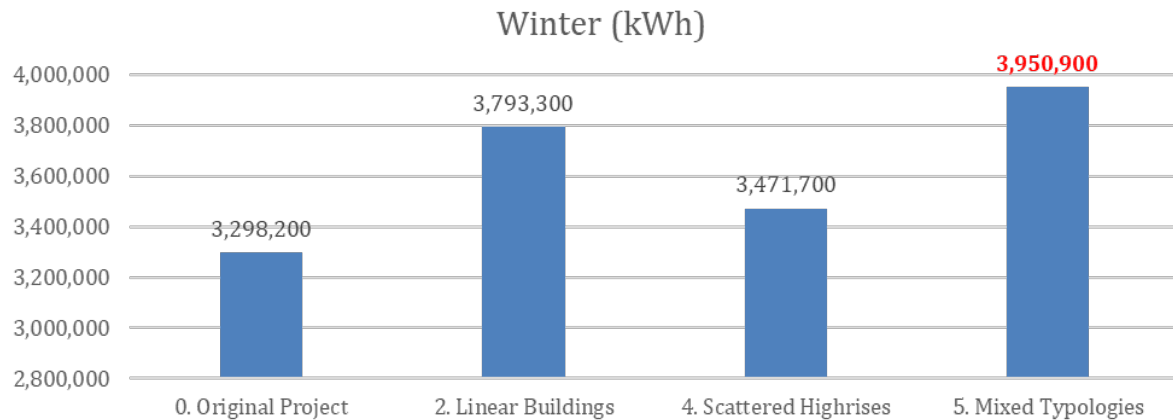


Abbildung 25: Szenarienvergleich für den gleichen Zeitraum

Abbildung 25 zeigt den Vergleich der Szenarien für denselben Zeitraum (Winter), bei dem das Mischszenario die beste solare Ausbeute aufweist (Abbildung 26).

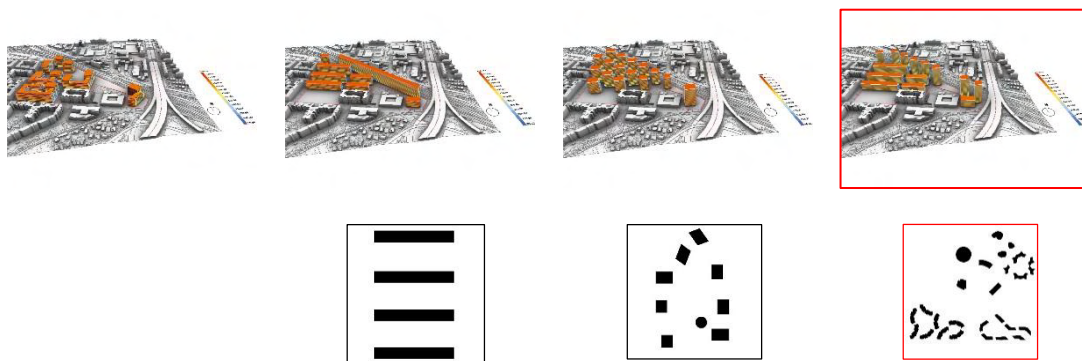
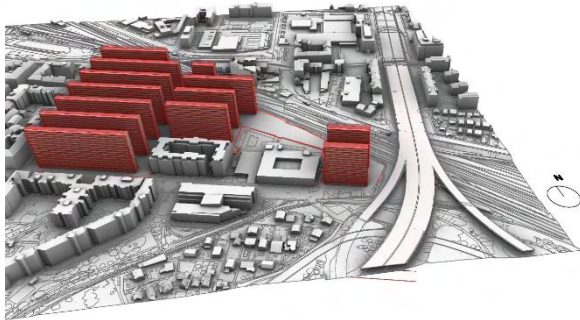


Abbildung 26: Das Mischszenario ist die beste Option.

4.2.5. Solares Potenzial und Gebäudedicke

Eine weitere Studie wurde durchgeführt, um die Korrelation zwischen der Dicke linearer Gebäude und der erfassten Sonnenstrahlung zu analysieren. Unter Beibehaltung eines konstanten Gebäudevolumens wurden vier verschiedene Dicken untersucht: 8 m, 10 m, 14 m und 16 m. Die Anzahl der Gebäudereihen blieb in allen vier Varianten konstant. Der Typ der Photovoltaikmodule auf Dach und Fassade bleibt im Vergleich zu den vorherigen Studien unverändert.

1. Thickness = 8m



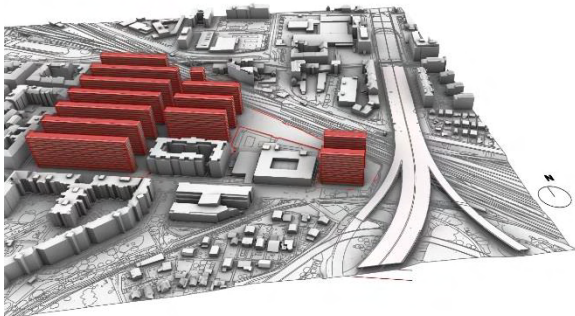
Solar Potential: Year 27873000 kWh
Winter 3740800 kWh

Volume: 437730 m³

kWh/m³ : Year: 63.7
Winter: 8.5

Abbildung 27: Solarpotenzialabschätzung für 8 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.

2. Thickness = 10m



Solar Potential: Year 27440000 kWh
Winter 3684700 kWh

Volume: 437932 m³

kWh/m³ : Year: 62.7
Winter: 8.4

Abbildung 28: Solarpotenzialabschätzung für 10 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.

3. Thickness = 14m



Solar Potential: Year 29169000 kWh
Winter 3950900 kWh
Volume: 437633 m³
kWh/m³: Year: 66.7
Winter: 9.0

Abbildung 29: Solarpotenzialabschätzung für 14 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.

4. Thickness = 16m



Solar Potential: Year 29886000 kWh
Winter 4047400 kWh
Volume: 437833 m³
kWh/m³: Year: 68.3
Winter: 9.2

Abbildung 30: Solarpotenzialabschätzung für 14 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.

Solutions

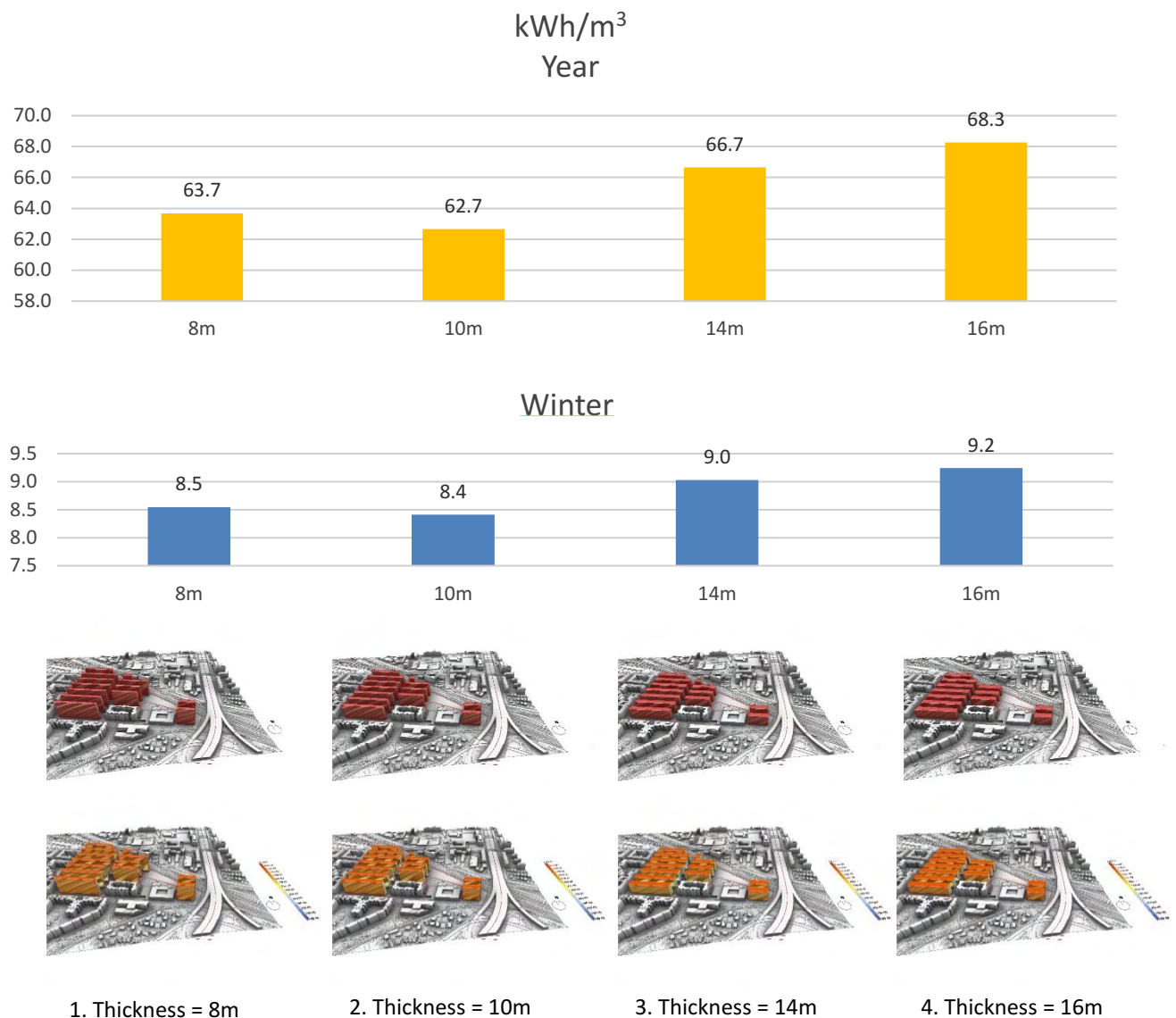


Abbildung 31: Solares Potenzial pro Volumen über ein Jahr hinweg für verschiedene Gebäudebreiten.

Die Ergebnisse zeigen, dass die geringste Menge an Strahlung, die von den Modulen abgefangen wird, bei einer Dicke von 10 m auftritt, während die größte Menge bei einer Dicke von 16 m beobachtet wird.

4.3. Umsetzung im Vitality Tool

Obwohl Software-Tools zur Bewertung des Solarpotenzials von Gebäudeoberflächen vorhanden sind, verhindern ihre langen Berechnungszeiten oft eine häufige Anwendung im Stadtviertel-Planungsprozess. Zudem üben Gebäudeformen und Stadtstrukturen einen erheblichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit integrierter Photovoltaik aus. Eine beschleunigte Sonnensimulation kann diese

gestalterische Herausforderung bewältigen und sowohl rechnerische Optimierung als auch gestalterische Intuition unterstützen. Für iterative Optimierung durch genetische oder mathematische Algorithmen sind oft Tausende von Simulationen erforderlich, um zu einer Konvergenz zu gelangen. Eine weitere wichtige Dimension, die rasche Solarsimulation erfordert, ist der wachsende Bedarf an Energieaustauschsystemen zwischen angrenzenden Gebäuden innerhalb des geplanten Stadtviertels. Dies erfordert eine stündliche jährliche Analyse sowohl auf Quartiersebene als auch für jedes einzelne Gebäude.

Der Unterschied in den Solar-Entwurfsmethoden spiegelt sich hauptsächlich in der Genauigkeit der Ergebnisse und der Simulationszeit wider, was insbesondere bei komplexen Gebäudegeometrien oder dicht besiedelten städtischen Umgebungen mit erheblichen Verschattungsflächen von entscheidender Bedeutung ist. Herkömmliche Tools, die für solche Zwecke eingesetzt werden, sind aufgrund der Komplexität der zugrundeliegenden Berechnungsalgorithmen üblicherweise langsam. Die Algorithmen für Strahlenverfolgung (Raytracing) und Sonneneinstrahlungsberechnung sind üblicherweise iterativ und durchlaufen typischerweise mehrere tausend Zyklen.

Ein Ansatz zur Reduzierung der Berechnungszeit besteht in der Anwendung statistischer Algorithmen. Diese werden mithilfe eines Datensatzes trainiert, der aus realen Messungen stammt. Dabei hängt die Genauigkeit der Vorhersagen von der Präzision dieser Messungen ab, und der Datensatz muss mit den geschätzten Umgebungsbedingungen kompatibel sein, wie zum Beispiel klimatischer Standort und städtische Dichte. Um diese Einschränkungen zu überwinden, konzentriert sich die entwickelte Methode stattdessen auf die Beschleunigung einer strahlverfolgungsbasierten Sonnensimulation. Diese Methode basiert auf dem Perez-Modell für die diffuse Himmelsstrahlung (PVPerformance Modeling Collaborative, 2018).

Gemäß der Perez-Methode setzt sich die diffuse Einstrahlung aus der isotropen Himmels-Halbkugel, der Horizontaufhellung und der zirkumsolaren Aufhellung zusammen. Die isotrope Himmels-Halbkugel nimmt von Horizont (bei klarem Himmel) an Intensität ab. Die Halbkugel wird in gleichmäßige Dreiecke diskretisiert, im Gegensatz zur üblichen ungleichmäßigen Diskretisierung in anderen Analyseprogrammen (z. B. Ladybug, ClimateStudio). Der Vorteil liegt in der gleichmäßigen Verteilung der Strahlen über die Halbkugel.

Die Berechnung umfasst diffuse und solare Reflexionen sowie Transparenzhindernisse und liefert jährliche stündliche Datensätze. Die globale Einstrahlung für jeden Zeitschritt wird an einem Sensorpunkt auf einer geneigten Oberfläche berechnet, indem die Einstrahlung der Sonnenstrahlen, die diffuse Einstrahlung und die reflektierte Einstrahlung summiert werden. Die Einstrahlung der Sonnenstrahlen wird durch die direkte normale Einstrahlung, den Winkel zwischen der Oberflächennormalen des Probenpunkts, der von der Position der Sonne kommenden Sonnenstrahlen und dem Transparenzwert des Hindernisses bestimmt.

Die Hindernisse können von durchsichtig bis massiv reichen. Im Fall eines massiven Objekts wird der Strahl als diffuses Licht reflektiert. Wenn das Objekt jedoch eine gewisse Transparenz aufweist, wird die Lichtdurchdringung durch das Objekt gemäß dem Gesetz von Lambert-Beersche Gesetz berechnet (Rafferty, 2022). Die Spiegelreflexion ist bei stark reflektierenden Oberflächen von Bedeutung. Daher ist es für die Lichtberechnung in städtischen Szenarien wichtig, da oft viel Glas vorhanden ist. Es wird geschätzt, dass nur zwei diffuse und spiegelnde Reflexionsreflexionen die Berechnungszeit verkürzen. Dies ist für die Außenbeleuchtung ausreichend, für Innensimulationen jedoch nicht ausreichend. Andererseits ist es die gleiche Menge an Bounces, die beispielsweise in EnergyPlus verwendet wird.

Die massiv verbesserte Rechenzeit hat mehrere Gründe. Erstens erfolgt die Berechnung direkt im RAM- und GPU-Speicher, ohne dass die Daten zwischengespeichert werden. Dies schränkt die maximale Anzahl an Musterfarben ein, die berechnet werden können, aber mit der schnellen Weiterentwicklung dieser Hardware wird es weniger problematisch. Zweitens nutzt der Algorithmus die gemeinsame Geometriebibliothek von Rhino direkt, ohne ein Geometriesystem in ein anderes zu übertragen. Drittens können Software wie ClimateStudio oder Ladybug/Honeybee viele Arten von Analysen durchführen, was zu einem Overhead führen kann, der sich auf die Rechenzeit auswirkt, im Gegensatz zu unserem Tool, das sich ausschließlich auf eine Art von Simulation konzentriert.

4.3.1. Rechenleistung zur Optimierung der GPU-Nutzung

Aufgrund der erheblichen Ausführungszeit herkömmlicher Software wurde ein benutzerdefiniertes Programm in der Rhino/Grasshopper-Umgebung entwickelt. Dabei wurden Grasshopper-Vorlagen verwendet, die in der Visual Studio 2019-IDE verfügbar sind.

Das Programm besteht aus zwei Hauptteilen: dem Raytracing und dem Sonneneinstrahlungsalgorithmus. Wegen seiner Komplexität wird der Raytracing-Algorithmus auf der Central Processing Unit (CPU) ausgeführt. Da auch dieser Algorithmus iterativ ist, entstand die Idee, möglichst viele verfügbare Threads zu nutzen, um die bestmögliche CPU-Leistung zu erzielen. Hierbei wird der Multithreading-Vorteil der Programmiersprache C# ausgenutzt, und die Rechenaufgaben für das Raytracing einer in Rhino eingegebenen Geometrie werden parallel ausgeführt. Der eigentliche Flaschenhals der Komponente Quicksun, welche die Sonneneinstrahlung berechnet, liegt im Sonneneinstrahlungsalgorithmus. Dieser basiert auf dem Perez-Solarmodell und verwendet Standard-Wetterdaten.

Quicksun agiert als Sonneneinstrahlungsmotor und basiert auf Raytracing, welches die Rechenleistung einer Grafikeinheit (GPU) nutzt. Die Anwendung ist ausschließlich mit NVIDIA-Grafikkarten und deren Parallel-Computing-Plattform CUDA kompatibel. Der Algorithmus erkennt automatisch, ob eine kompatible Grafikkarte vorhanden ist, andernfalls nutzt er die parallele Rechenleistung des Prozessors (CPU) des Rechners. Zusätzlich zu diesen Funktionen nutzen die Raytracing-Engines weitere Optimierungsmöglichkeiten wie Baumdatenstrukturen und Dateninterpolation, um den Berechnungsprozess zu beschleunigen. Der Algorithmus bezieht Wetterdaten aus dem epw-Dateiformat (siehe 4.3.3).

Der ursprüngliche Algorithmus wurde zunächst als Multithread-CPU-Version entwickelt. Diese erwies sich aufgrund ihrer Komplexität als zu langsam für die Berechnung der jährlichen Sonneneinstrahlung. Bei einer importierten Geometrie im Grasshopper, beispielsweise einem Netz aus 1000 Flächen, mit jeweils 4 oder 5 Sensorpunkten – abhängig von der Geometrieart – waren insgesamt 35 Millionen Iterationen erforderlich, um die Einstrahlung präzise zu berechnen.

Die Eigenschaften der NVIDIA-Grafikkarte mit ihrer im Vergleich zur CPU umfangreicheren Thread-Struktur, die tausende von Threads für die für den Algorithmus benötigten arithmetischen Operationen bereitstellt, werden genutzt, um diese Iterationen so effizient wie möglich durchzuführen.

Da Cuda (die Programmiersprache zur Unterstützung von NVIDIA-GPUs) C# nicht direkt unterstützt, wird eine externe C++-Dynamic Link Library (DLL) erstellt. Die für den Sonneneinstrahlungsalgorithmus erforderlichen Daten werden von C# an C++ übergeben und anschließend in den Grafikkartenspeicher

kopiert. Dort erfolgt die iterative Ausführung des Sonneneinstrahlungsalgorithmus. Die Ergebnisse werden zur Leistungsverbesserung in den gemeinsam genutzten Speicher geschrieben und ausschließlich von der C#-Komponente gelesen.

4.3.2. VITALITY Toolset

Die Vitality Tools wurden für die schnelle Bewertung des Solarpotenzials architektonischer Entwürfe auf der Softwareplattform Rhino/Grasshopper entwickelt. Ziel ist es, dem Benutzer die Analysedaten zur Verfügung zu stellen, ohne den Designfluss zu unterbrechen.

Die Tools ermöglichen die schnelle Erstellung von Gebäudemassen mit spezifischen Ergebnissen für die Solar- und Energieanalyse. Die enthaltene Solaranalyse nutzt die parallele Berechnung von NVIDIA-Grafikkarten (GPU) mit der Kombination der parallelen Berechnung von Prozessoren (CPU).

4.3.3. Wetterdaten laden

Die Vitality-Tools berechnen stündlich genau und verwenden Standardwetterdaten im EPW-Format.

Abbildung 32: Vitalitykomponent-Ansicht in Grasshopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district projekt)

EPW-Dateien finden Sie online auf der Energy+-Website usw. Die EPW Vitality-Komponente analysiert nur die notwendigen Datenteile für die weitere Verwendung.

4.3.4. Gebäudemodell

Wie bereits erwähnt, liegt der Hauptvorteil der Vitality District-Toolkomponente in einer spezifischen Art von Simulation. Um die Simulationsgeschwindigkeit zu optimieren, werden Geometrien in Form von Kurven als Eingabeparameter genutzt.

In der Rhino-Umgebung reicht das Kurvenwerkzeug aus, um Modelle zu erstellen. Dies dient dazu, die Komplexität der Geometrie, insbesondere in städtischen Quartieren, zu reduzieren. Die angegebene Kurve wird als Eingabeparameter in die Grasshopper-Voreinstellung integriert. Sobald die Kurvengeometrie zwischen Rhino und Grasshopper verbunden ist, ergibt sich das Gebäudevolumen unmittelbar aus der Kurve als Grundform und einer voreingestellten Höhe von 3 Metern für jeden Grundriss. Dieses Ergebnis kann nach Bedarf bearbeitet und angepasst werden.

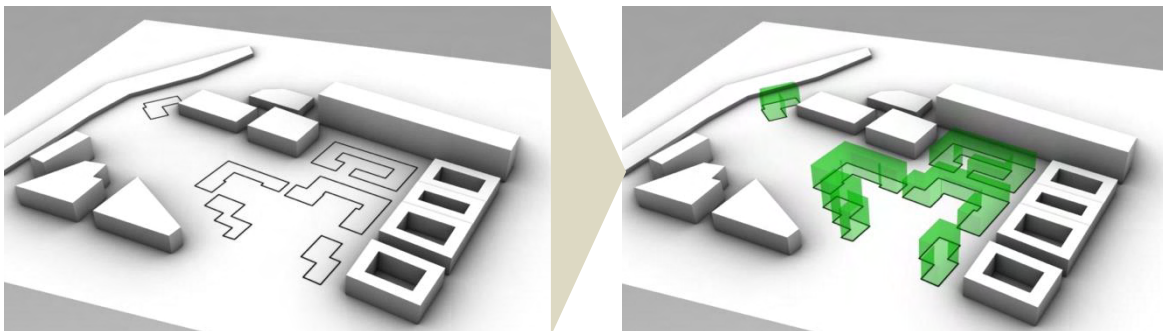
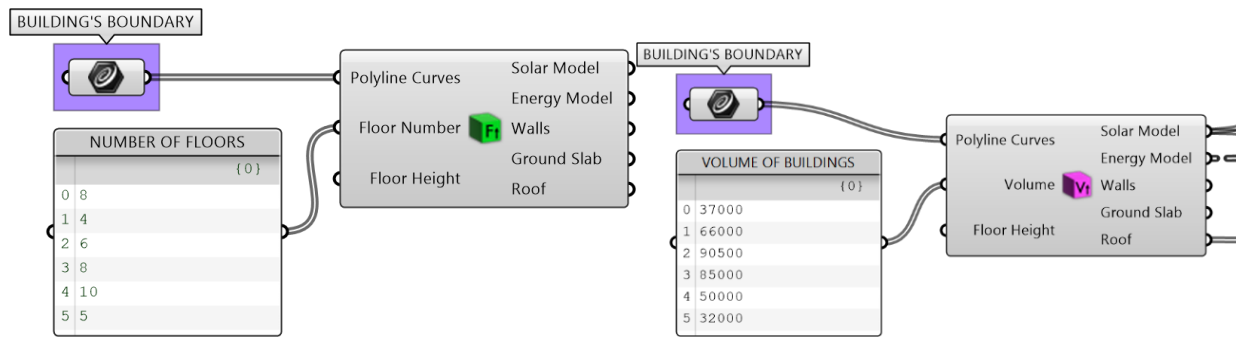


Abbildung 33: Building by number component Grashopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)

4.3.5. Solar- und Energieanalysemodell

Die Modellierung für Energie- und Solaranalyse unterscheidet sich. Für die Solarberechnungen werden die Fassaden- und Dachflächen benötigt. Andererseits werden für die Energieberechnungen geschlossene Volumina für jede Zone sowie die Flächen der Fenster benötigt. Die beiden Vitality-Modellierungsmethoden liefern sowohl Solar- als auch Energieanalyse-kompatible Modelle.

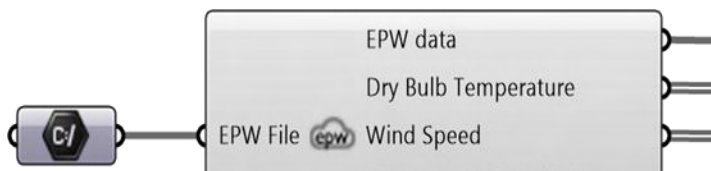


Abbildung 34: Vitalitykomponent-Ansicht in Grashopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district projekt)

4.3.6. Visualisierungskomponente

Die Komponente zur Visualisierung der Analyse färbt das Netz der analysierten Objekte ein. Die Visualisierung kann weiter optimiert werden, indem optionale minimale und maximale kWh/m2

(Minimum/Maximum- Farbe) eingestellt werden. Die Listenkomponente „Wahr/Falsch“ „Schwellenfläche“ ist die Eingabe aus der Ergebniskomponente. „Alle Netze ausgeben“ ist die boolesche Option, ob die Netzflächen unterhalb des Schwellenwerts ausgegeben werden sollen oder nicht.

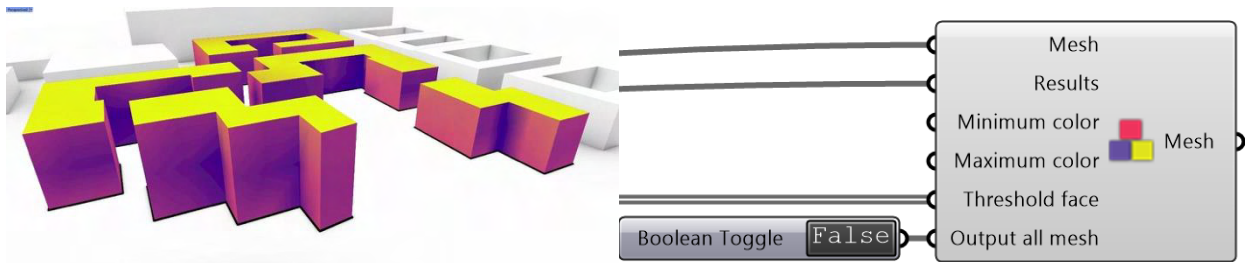


Abbildung 35: Endgültige Ergebnisansicht im 3D-Modell (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)

4.4. Einführung in das Vitality District Tool

Dieses Kapitel bietet eine allgemeine Einführung in das Vitality District Tool, das den Ausgangspunkt der vorliegenden Studie darstellt. Es werden die Hauptziele des Tools und die Berechnungsumgebung, in der es arbeitet, vorgestellt.

Der Arbeitsablauf in Honeybee / Ladybug umfasst mehrere Schritte bis zur Simulation. Grasshopper bietet dabei ein hohes Maß an Parametrisierung für den individuellen Arbeitsablauf, angefangen bei der Erstellung der Gebäudegeometrie bis hin zur visuellen Darstellung der Ergebnisse. Die Zonen werden grundsätzlich aus Rhino-Geometrien erstellt. Unser Ansatz bestand darin, basierend auf diesen Daten ein geeignetes Simulationsmodell zu erstellen und die Kompatibilität mit den europäischen Baustandards zu überprüfen.

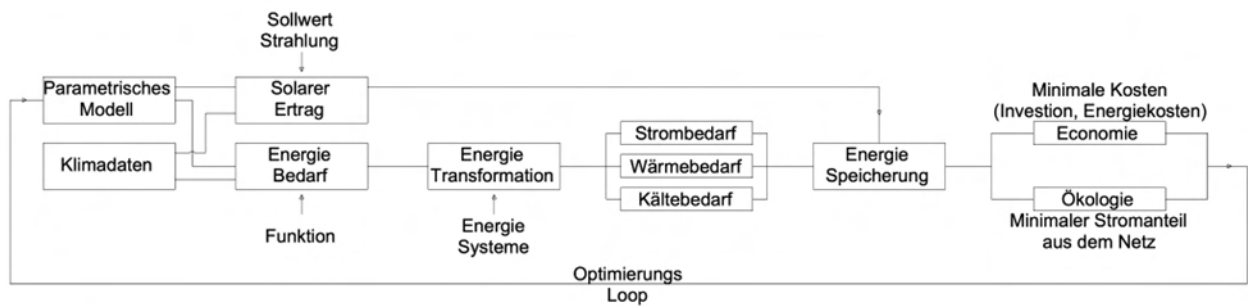


Abbildung 36: Allgemeines Flussdiagramm des Vitality Tools (Quelle: SAUTTER ZT)

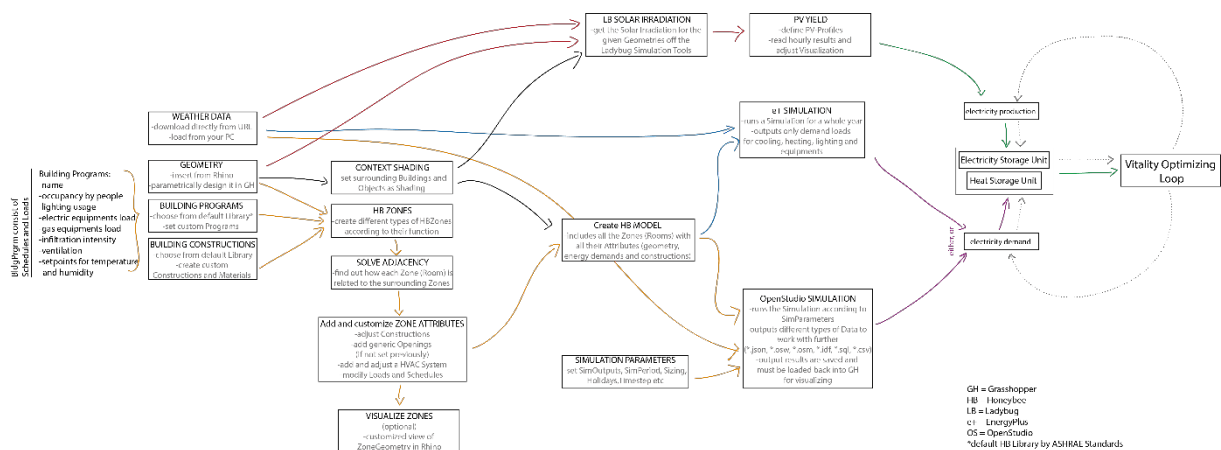


Abbildung 37: Detailliertes Flussdiagramm des Vitality Tools (Quelle: SAUTTER ZT)

Für die Simulationen (sowohl im IDA ICE als auch im Grasshopper) wird folgender Wetterdatensatz verwendet: ASHRAE IWECC2 Weather File for VIENNA SCHWECHAT FLUG. (c) 2011

Parametrisches Modellieren und Datenintegration:

- Datensätze erfassen (Standort, Wetter, Gebäudeorientierung)
- Parametrische Modellierung nutzen
- Verschiedene Designoptionen analysieren

Solarausbeute maximieren:

- Solarkollektoren und PV-Module platzieren
- Neigung und Ausrichtung optimieren
- Solarausbeute maximieren

Energiennachfrage reduzieren:

- Energieeffiziente Gebäudedämmung
- Wärmerückgewinnungssysteme
- Effiziente Haustechnik

Thermische Speicherung optimieren:

- Intelligente thermische Speichersysteme entwickeln
- Überschüssige Wärmeenergie speichern

Integriertes Energiesystem:

- Koordination von Energiequellen (Solarkollektoren, PV, Batterien)
- Gesamtes Energieökosystem berücksichtigen

PV-Ertrag und Elektrizitätsoptimierung:

- PV-Strom für Eigenverbrauch nutzen
- Überschuss in Batterien speichern
- Stromfluss intelligent verwalten

Batteriespeicher und Wirtschaftlichkeit:

- Batteriespeicher dimensionieren
- Eigenverbrauch erhöhen
- Netzspitzen reduzieren

Ökologische Aspekte berücksichtigen:

- Umweltfreundliche Materialien

- Nachhaltige Designprinzipien

CO2-Emissionen reduzieren:

- Erneuerbare Energiequellen maximieren
- Energieeffizienz steigern

Integration ins Stromnetz:

- Überschüsse ins Netz einspeisen
- Strombedarf bei Bedarf aus dem Netz beziehen

Die oben genannten Parameter wurden im "VITALITY DISTRICT CALCULATION TOOL" berücksichtigt.

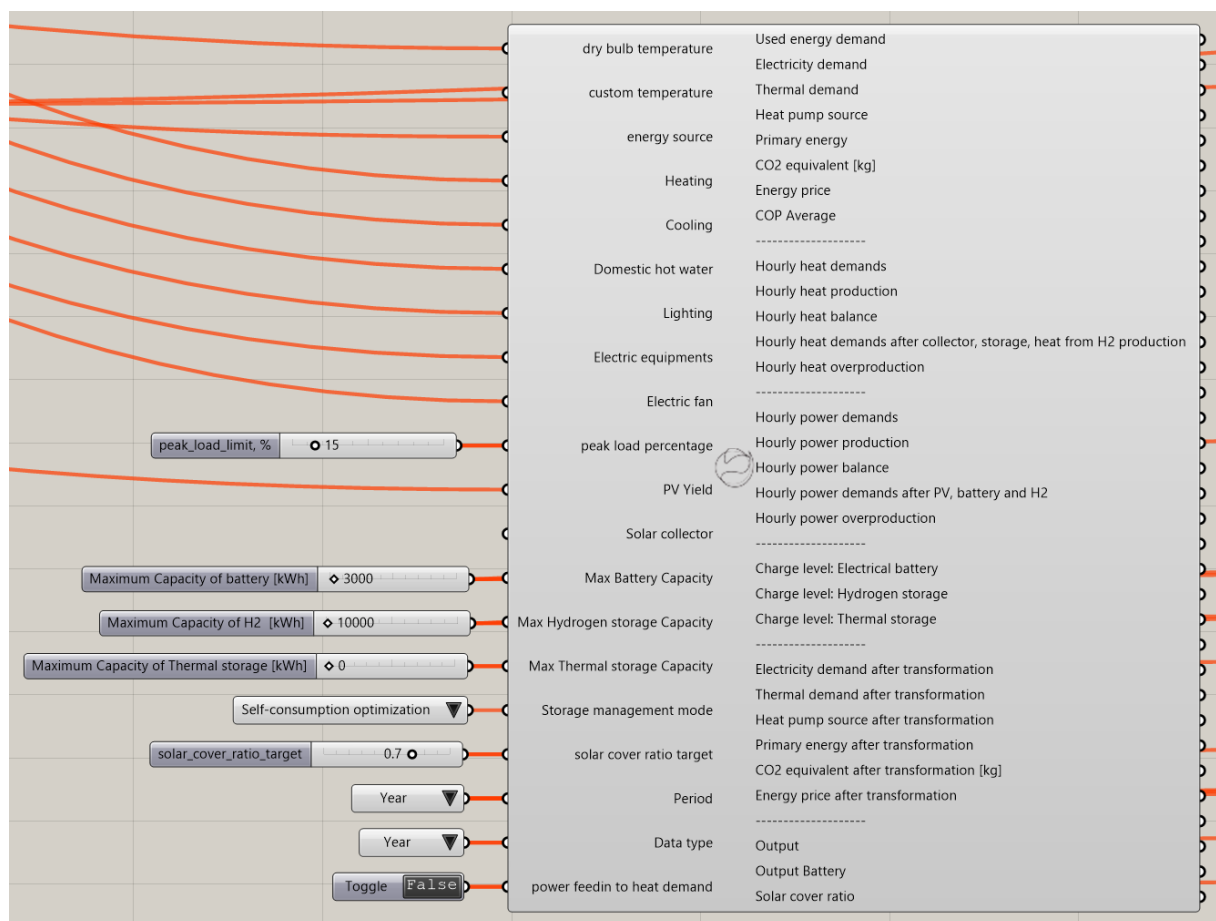


Abbildung 39: realisieren des Flussdiagramms in "Vitality district calculation tool". (Quelle: SAUTTER ZT)

4.4.1. Referenzgebäudeparameter

Geometrie

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die Gebäudegeometrie in Grasshopper zu übertragen. Die häufigste Variante besteht darin, die Gebäudegeometrie direkt aus dem Rhino-Modell in die Grasshopper-Komponenten einzufügen. Es ist wichtig, dass die Gebäudehülle (für Ladybug-Simulationen) und die Gebäudezonen (für Honeybee-Simulationen) geschlossene Flächenverbände oder Volumenkörper sind. Je einfacher die Geometrie (einschließlich der „Unterteilung“ der einzelnen Flächen) desto schneller und besser wird die gesamte Berechnung. Achten Sie besonders auf die importierten Netze (aus anderen 3D-Programmen), da die Netze wesentlich komplizierter sind.

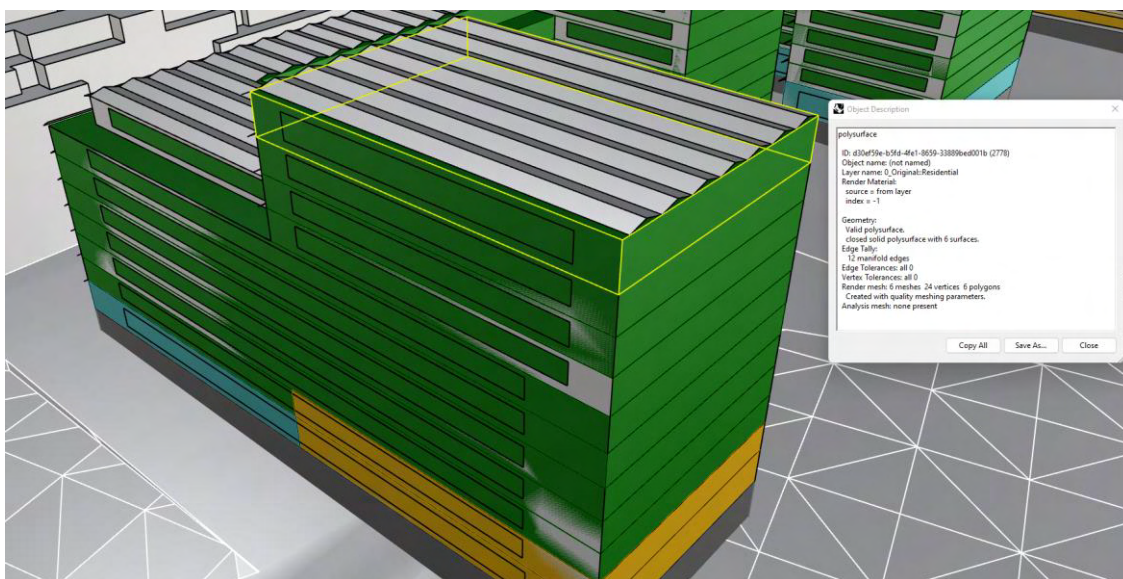


Abbildung 40: Modell basierend auf geschlossenen Flächenverbänden, closed polysurfaces

Vor der Gebäudebearbeitung im Grasshopper sollten Netze in Polysurfaces /Solids (falls verfügbar) umgewandelt werden. Manchmal ist es auch notwendig, die einzelnen Flächen auf gleicher Höhe nebeneinander zu verschweißen (Rhino->Alle Flächen zusammenführen). Diese Schritte gelten nicht im Falle eines umliegenden Bauwettbewerbs. Der EnergyPlus rechnet besser mit ebenen Netzen ohne gekrümmte Flächen.

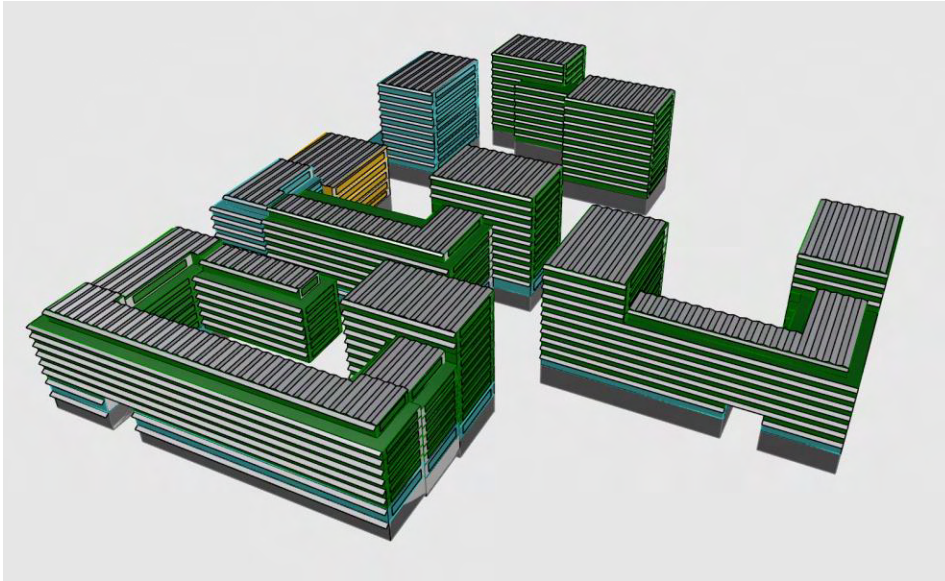


Abbildung 41: Distriktbeispiel

4.4.2. Konstruktionen

Die Konstruktionen können im Grasshopper integriert oder zugeordnet werden. Es besteht die Möglichkeit, entweder vorgefertigte Konstruktionen gemäß amerikanischer Standards aus einer Datenbank einzufügen oder Konstruktionen vor Ort im Grasshopper zu entwerfen und zu speichern. Zudem steht eine Baustoffdatenbank zur Verfügung, in der eigene Baustoffe hinzugefügt werden können. Die physikalischen Eigenschaften für bereits geplante Konstruktionen werden automatisch berechnet. Es wäre ratsam, identifizierte Wandstrukturen in der Datenbank (mit der HB-Komponente "DumpObjects") zu speichern, sobald diese vorhanden sind.

Verschiedene Baumaterialien werden schichtweise mithilfe der Honeybee-Konstruktionen hinzugefügt und können dann in weiteren Schritten als Aufbaukonstruktion verwendet werden.

Konstruktionen werden mit den frei verfügbaren Honeybee (HB)-Komponenten HB Opaque-Materialien und HB Opaque-Konstruktionen erstellt.

Eine Vielzahl von Eigenschaften für die verschiedenen Komponenten können festgelegt werden, wie beispielsweise Material, Dicke, Wärmeleitfähigkeit, spezifische Wärme, Isolierung und vieles mehr.

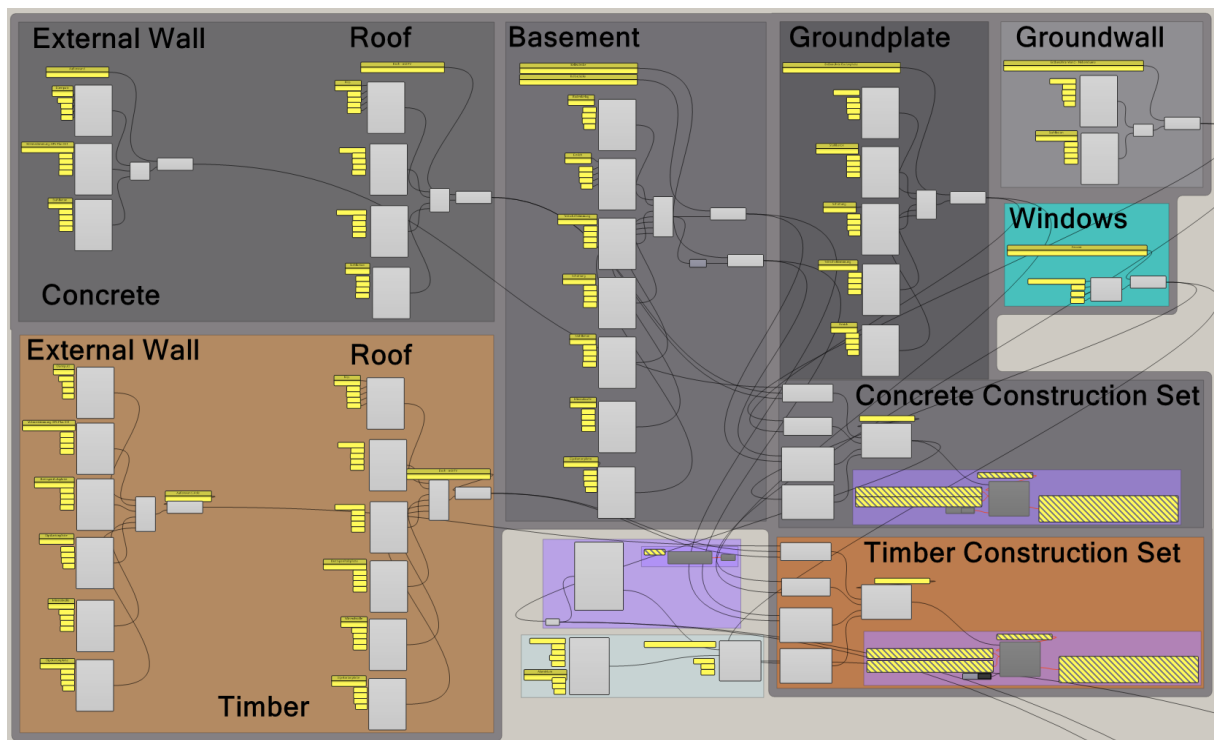


Abbildung 42: Erstellung von Konstruktionen durch direkte Eingabe der physikalischen Baustoffwerte

4.4.3. Transparente Komponenten

Transparente Konstruktionen (Fenster) werden als verkaufte Konstruktion ohne Aufteilung in einzelne Schichten mit gerade eingegebenen physikalischen Werten für die gesamte Konstruktion erstellt.

Fenster: Dreischicht-Isolierglas, U-Wert $0,8 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$, g-Wert $0,61$, t-Wert $0,60$.

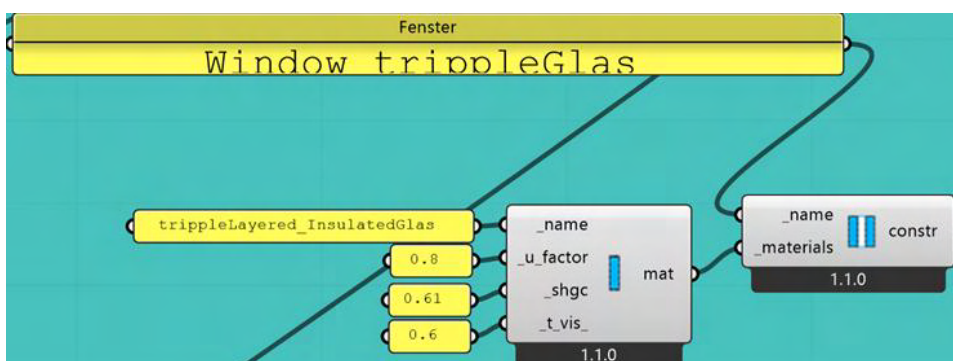


Abbildung 43: Erstellung einer Fensterkonstruktion mit nur einer Ebene durch Eingabe von Werten. (Quelle: SAUTTER ZT)

Die Simulation berücksichtigt, dass der Anteil verglasten Flächen an der Fassade von den Himmelsrichtungen und der Nutzung abhängt. Aufgrund der aktuellen fehlenden festen Etagenunterteilung werden Zonen nach Funktionszweck des Gebäudeteils nur pro Geschoss definiert.

Es ist sinnvoll, für die initialen Berechnungen vorerst nur eine Glasfläche pro Außenwand zu verwenden.

4.4.4. Transparente Fassadenaufteilung:

- Schule und Büros: Norden 60 %, Osten/Westen 40 %, Süden 50 %
- Wohnungen: Norden 40 %, Osten/Westen 50 %, Süden 60 %

4.4.5. Funktionen – Nutzungsparameter und Profile

Als Einsatzmöglichkeiten kommen zunächst in Betracht:

1. Wohnen
2. Arbeit / Büros
3. Schulen / Kindergärten

Die Definition der Nutzungen erfolgt aus den Daten des SIA2024. Das Modell verwendet nur die Funktionen Büro (Büros, Geschäfte und Bildung) und Wohnen (alle Wohngebiete).

Raumprogramme werden zu Beginn des HB-Modells erstellt. Diese Werte können gezielt für jede einzelne Zone oder für einen gesamten Gebäudekomplex eingestellt werden. Je nach Verwendungszweck ist es auch möglich, diese in späteren Arbeitsschritten zu modifizieren. In den Programmen werden derzeit Daten aus den SIA2024-Standards verwendet wie:

- mehrstöckige Wohngebäude
- Einzel- und Gruppenbüros
- Schule

Dazu gehören Daten zu persönlichen Profilen, Beleuchtung, elektrischer Ausrüstung, Belüftung und Infiltration. Die erforderlichen Werte werden gemäß SIA2024 eingerichtet. Alle Zonen erhalten eine mechanische Belüftung mit Wärmetauscher.

4.4.6. Zeitpläne

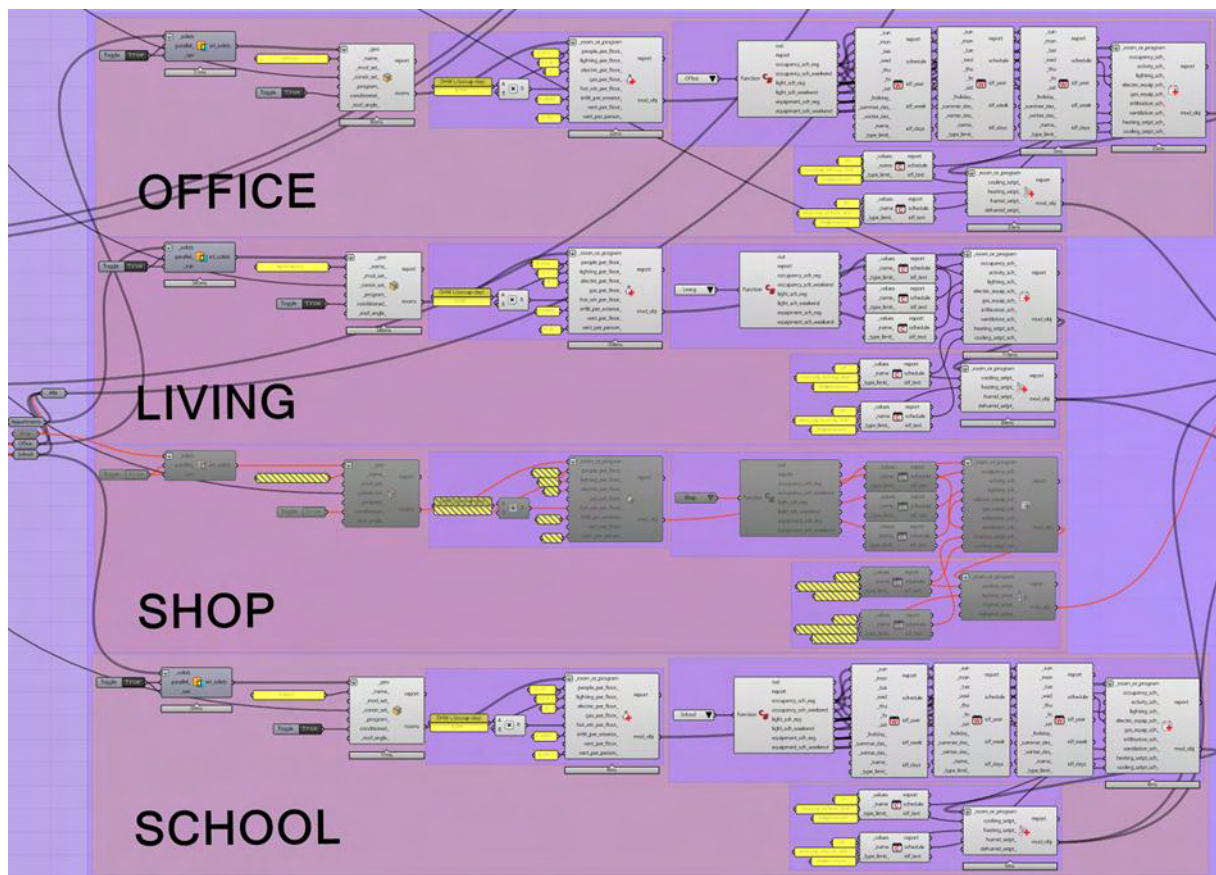


Abbildung 44: Bearbeitungsmöglichkeiten für Raumprogramme (Quelle: SAUTTER ZT)

4.4.7. Simulationskomponente

Die Energiesimulation basiert auf den beiden Honeybee-Komponenten HB Ideal Air und OSM-Modell. Die Simulationskomponente HB Ideal Air ist Teil des globalen EnergyPlus (e+)-Systems, das hauptsächlich für schnellere und einfachere Energiesimulationen verwendet wird. Hierbei werden HVAC-Anforderungen an einen Idealfall angepasst. Der Wirkungsgrad der Wärmerückgewinnung wird auf 0,75 festgelegt. Die benutzerdefinierte C#-Komponente ermöglicht die Abfrage sämtlicher verfügbarer Parameter als Ausgabe am Ende der Simulation. Die OpenStudio-Simulationskomponente basiert auf Energy+ und kann sämtliche Funktionen des Simulationskerns nutzen. Die Ergebnisse (Ausgaben) dieser Komponente können entweder direkt in Grasshopper oder in anderen geeigneten Programmen bearbeitet werden.

4.4.8. Validierung des Simulationssatzes für das Referenzgebäude

Die Komponenten sind an die IDA ICE-Komponenten angepasst und stimmen mit ihnen überein. Die Funktionen werden aus der Honeybee-Datenbank (SIA2024-Standards) unter Verwendung derselben Wetterdatendatei übernommen. Die Ergebnisse des Energiebedarfs für die Luftversorgung werden in der EnergyPlus-Simulation nicht berücksichtigt und werden daher mithilfe speziell entwickelter Komponenten berechnet.

Die Validierung der Gebäudesimulation mit dem Referenzmodell IDA ICE wurde durchgeführt, um sicherzustellen, dass der e+-Algorithmus den Energiebedarf richtig berechnet und alle Vereinfachungen mit angemessener Abweichung auf das Modell wirken. Es wurde ein ganzer Bezirk ausgewählt und in IDA ICE modelliert. GH integrierte Berechnung des Energiebedarfs mit EnergyPlus (Open Studio). Der Vergleich der Ergebnisse zwischen der EnergyPlus-Komponente in Grasshopper (GH) und IDA ICE zeigt eine gute Übereinstimmung. Die durchgeführte Validierung ergab eine konsequente Konvergenz zwischen den Modellen in GH und IDA ICE.

Bei der Validierung des Referenzmodells für die Gebäudesimulation wurden spezifische Aspekte beleuchtet, darunter der Lichtsteuerungsplan. Hierbei konnten bemerkenswerte Übereinstimmungen festgestellt werden. Die Resultate der Simulationsläufe zeigten eine erhebliche Übereinstimmung zwischen den beiden Ansätzen.

4.4.9. Entwicklung von Grasshopper-Komponenten

Es wurden einige GH-Komponenten programmiert, die mit dem Energiebedarf aus den Ergebnissen der E+-Simulation arbeiten

Elektrische Speicherung

Der stündliche Energiebedarf und PV-Ertrag fließt in die C#-Speicherkomponente ein. Diese Komponente berechnet den tatsächlichen Energiestundenbedarf des Gebäudes, der nicht durch PV-Energie gedeckt wird. Strom kann verlustfrei in einer Batterie gespeichert werden, H₂-Speicherung mit gewissen Leistungseinbußen. Der Algorithmus wird wie folgt beschrieben:

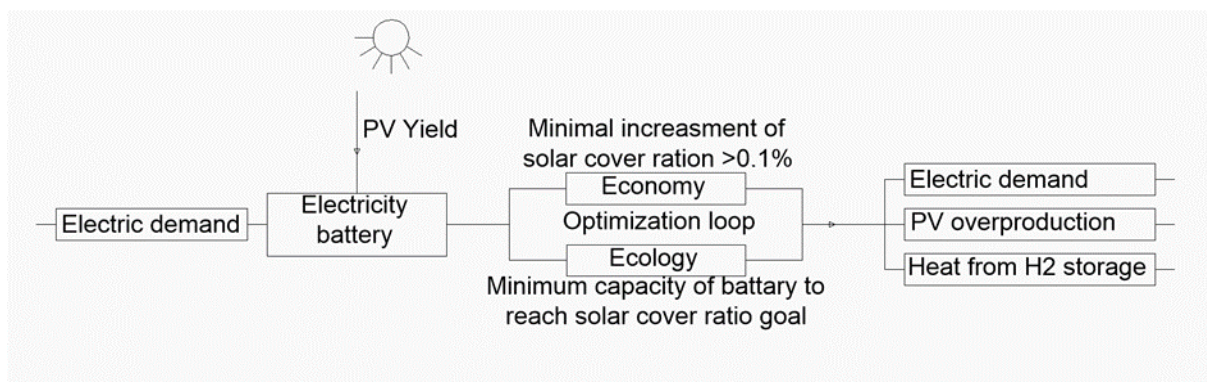


Abbildung 45: Der Algorithmus elektrischen Speicherung (Quelle: SAUTTER ZT)

PV- Modell

Basierend auf Vitality 1.0 wurde eine Methode zur vereinfachten Beschreibung der Betriebszustände von Photovoltaikmodulen am Gebäude und in der Fassade entwickelt. Durch den vereinfachten Berechnungsprozess konnte die benötigte Berechnungszeit reduziert werden und dennoch Ertragsberechnungen mit ausreichender Genauigkeit durchgeführt werden.

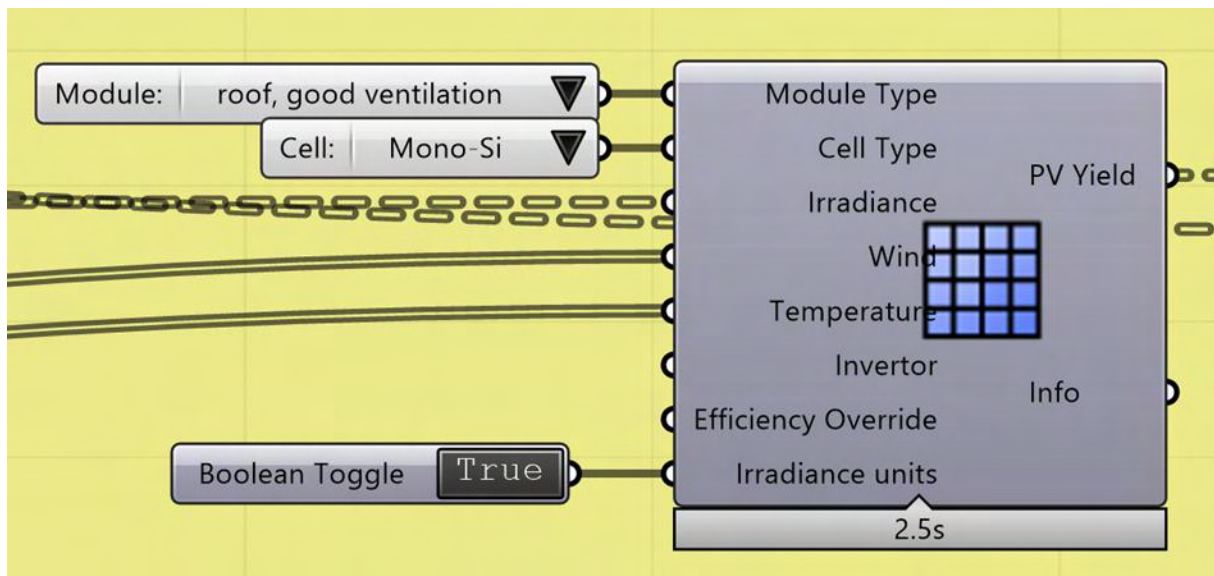


Abbildung 46: PV Modellierung im Vitality tool (Quelle: SAUTTER ZT)

Die Berechnung des Photovoltaik-Ertrags basiert auf dem „Photovoltaic Array Performance Model“ von (Quaschnig, 2021). Die Berechnungen im vorliegenden Projekt basieren auf dem Zeichenprogramm Rhinoceros® mit dem Plugin grasshopper®. Die Ertragsberechnung basiert auf den Wetterdaten aus der EnergyPlus- Datenbank. Jedes 3D-Gebäudemodell kann in Rhinoceros® importiert werden und die Einstrahlung auf Modulebene (EPV) kann mit dem grasshopper®-Plug-in berechnet werden.

Zur genauen Bestimmung der Modultemperatur sind detaillierte Strömungssimulationen notwendig. In diesem Projekt wurde eine einfache Formel zur Berechnung der Modultemperatur verwendet.

$$\vartheta_M = \vartheta_U + c \cdot \frac{E}{1000 \frac{W}{m^2}}$$

Die Modultemperatur ϑ_M hängt von der Umgebungstemperatur ϑ_U , einer Proportionalitätskonstanten C und der Einstrahlung in der Modulebene E ab. Die Einbausituation hat einen starken Einfluss auf die Modultemperatur, die in der Proportionalitätskonstanten berücksichtigt wurde. Bei dieser Berechnungsmethode werden der Modulaufbau und die Windgeschwindigkeit vernachlässigt.

Die Verluste bei der Energieumwandlung, von der Einstrahlung zum Wechselstrom, werden vereinfacht berücksichtigt, indem die gemeinsamen Wirkungsgrade für verschiedene Modultypen η_{PV} (Mono-Si, Poly-Si, CdTe, CIGS) und Wechselrichter unterschiedlicher Leistungsklassen η_{Inv} (Standard 0,95) definiert werden. Temperaturbedingte Verluste werden durch die Differenz zwischen der Modultemperatur ϑ_M und der Temperatur unter Standardtestbedingungen ϑ_{25} (25 °C) und dem Temperaturkoeffizienten α_p beschrieben.

Nachdem alle oben genannten Faktoren definiert wurden, kann der Ertrag der Photovoltaik anhand der vereinfachten Formel berechnet werden.

$$PV_{\text{Ertrag}} = E_{\text{PV}} \cdot \eta_{\text{PV}} \cdot \eta_{\text{Inv}} \cdot (1 + \alpha_P (\vartheta_M - \vartheta_{25}))$$

Der Ertrag ist daher nur vom Installationsort, der Einstrahlung, dem Modultyp, der Einbausituation und der Wechselrichterleistung abhängig (Tim Selke, Marcus Rennhofer, Thomas Schlager, Sebastian Sautter, Martin Kaftan, Anita Preisler, Julia Wenin, 2018).

Das auf dieser Methode programmierte Tool verfügt über Dropdown-Eingabemenüs. Im ersten Menü kann der Typ des Photovoltaikmoduls ausgewählt werden. Man unterscheidet vor allem zwischen den Montagearten (Dach vs. Fassade) und der Belüftung. Das zweite Menü ermöglicht die Auswahl des PV-Zellentyps (z. B. monokristallin, polykristallin usw.). Die dritte Eingabe erfolgt über die stündlichen Werte der Sonneneinstrahlung (W/m²) für jedes Modul. Die stündlichen Eingaben für Wind (m/s) und Temperatur (C) stammen aus den Wetterdaten, z. B. aus der Energy+-Datenbank.

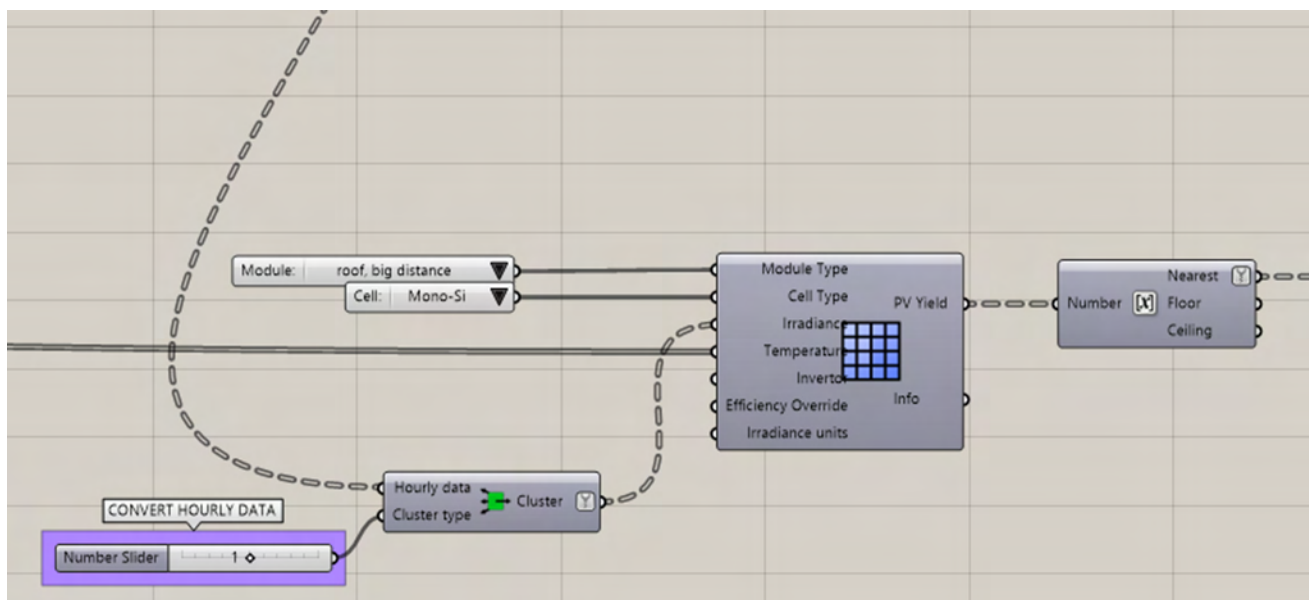


Abbildung 47: PV-Komponentenansicht (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)

Analysedaten sortieren

Diese Komponente sortiert die Solardaten in verschiedene Bereiche, zum Beispiel 0-400.401-800.801-1200 usw. und gibt den Bereich % für Fläche und Ertrag an.

Clusterdaten

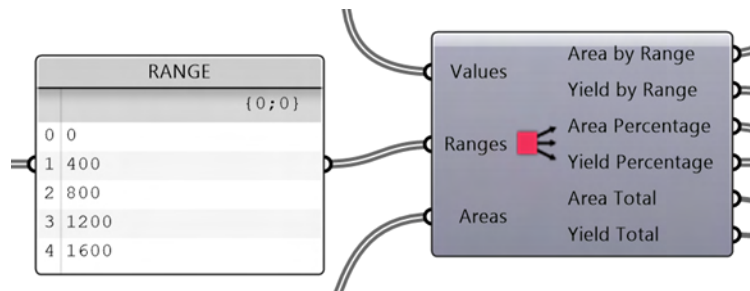


Abbildung 48: Bereichseinteilung der Ergebniswerte (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)

Die Cluster-Komponente bietet die praktische Möglichkeit, die stündlichen Daten im Tages-, Monats- oder Jahresformat zu gruppieren.



Abbildung 49: Cluster-Komponentenansicht in Grasshopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)

4.4.10. Benchmark

Um die Endergebnisse zu validieren, wurde ein Vergleich zwischen dem Vitality-Tool und der kommerziell erhältlichen Software Climate Studio (Radiance) von Solemma durchgeführt.

Für die Simulation wurden folgende Rechenvorgaben verwendet:

Prozessor: Intell Corel i7-4790 Zentralprozessor @ 3,60 GHz, 3601 MHz , 4 Kerne

Installierter physischer Speicher: (RAM) 16,0 GB

Grafik Karte: NVIDIA GeForce GTX 1080 Ti

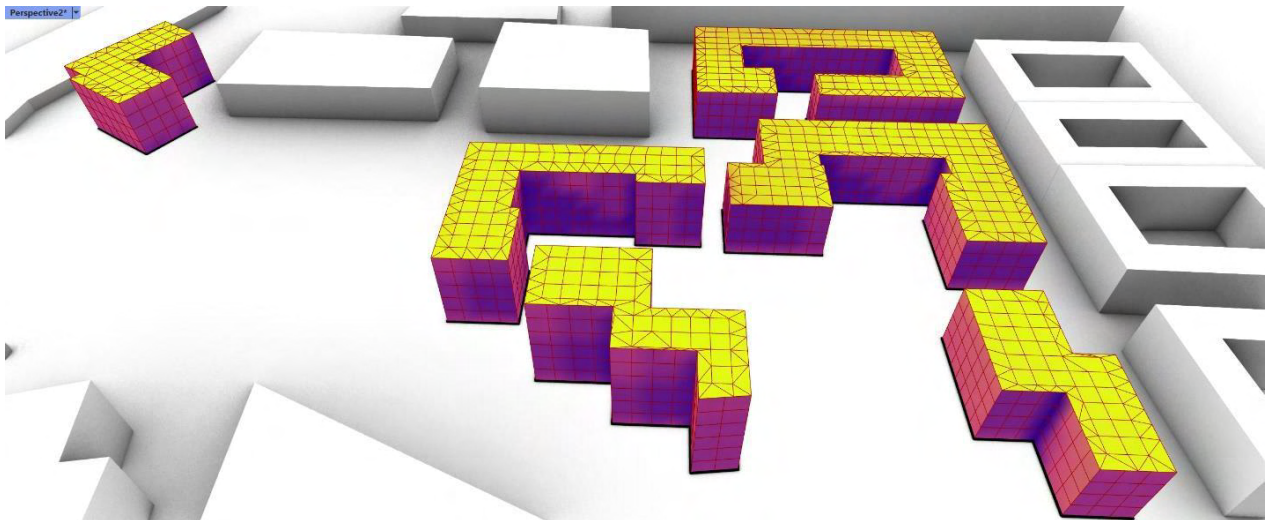


Abbildung 50: Variationen der analysierten Gitterauflösung (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)

V1 = 344 sampled faces

V2 = 611 sampled faces

V2 = 15012 sampled faces

4.4.11. Gesamtunterschied in der Verarbeitungsgeschwindigkeit und Genauigkeit

Das Tool wurde anhand von drei verschiedenen Szenarien der Gebäudenetzmodellierung getestet, von einfachen Geometrien mit weniger abgetasteten Flächen bis hin zu komplexeren Modellen. Im ersten Szenario V1 wurden 344 gesampelte Gesichter simuliert, in V2 611 gesampelte Gesichter und in V3 15012 gesampelte Gesichter berechnet. Zum Vergleich werden dieselben Modelle mit der branchenüblichen Software Climate Studio (Solemma) simuliert. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Verkürzung der Simulationszeit bei sehr ähnlichen Werten für die Sonneneinstrahlung auf den Gebäudeoberflächen für beide Tools.

Vitality Tool

Tabelle 2: Die Summe der Sonneneinstrahlung für jeden Monat auf der Gebäudeoberfläche, in MWh, ermittelt mit dem Vitality Tool.

	Jan	Febr	März	Apr	May	Jun	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
V1	821,2	1516	2864,1	3755,1	4397,7	4634,8	5250,2	4877,8	2941,2	1761,1	1013	676,7
V2	819,4	1513,8	2864,4	3754,8	4400,6	4636	5243	4874,2	2940,1	1757,3	1010,6	674,9
V3	808,5	1506,1	2865,6	3755,2	4391,6	4629,5	5248,9	4885,2	2930	1742,7	1009,3	670,7

Klimastudio

Tabelle 3: Die mit Climate Studio ermittelte Summe der Sonneneinstrahlung für jeden Monat auf der Gebäudeoberfläche in MWh.

	Jan	Febr	März	Apr	May	Jun	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
V1	864,3	1534,8	2760,7	3790,6	4718	4851,5	5167	4793,4	3119,2	1968,3	924,1	629,3
V2	867,5	1541,5	2762,2	3786,2	4712,8	4849,6	5165,8	4787,3	3118,9	1971,8	928,2	631,2
V3	867,3	1539,7	2761,7	3785,3	4713,4	4850,8	5166	4785,8	3118,3	1971,1	927,4	632

Monatlicher Wertunterschied zwischen Vitality Tool und Climate Studio in [%]

Tabelle 4: Die Differenz der Monatswerte Vitality Tools von Climate Studio in [%]

	Jan	Febr	März	Apr	Mai	Jun	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
V1	- 5	- 1,2	3,7	- 0,9	- 6,8	- 4,5	1,6	1,8	- 5,7	- 10,5	9,6	7,5
V2	- 5,5	- 1,8	3,7	- 0,8	- 6,6	- 4,4	1,5	1,8	- 5,7	- 10,9	8,9	6,9
V3	- 6,8	- 2,2	3,8	- 0,8	- 6,8	- 4,	1,6	2,1	- 6	- 11,6	8,8	6,1

Differenz der Jahreswerte zwischen Vitality Tools und Climate Studio in [%]

V1 = -1,74 % (Vitalität Werkzeug = 34508833 kWh, Klima Studio = 35090774 kWh)

V2 = -1,80 % (Vitalität Werkzeug = 34489193 kWh, Klima Studio = 35122955 kWh)

V3 = -1,92 % (Vitalität Werkzeug = 34443111 kWh, Klima Studio = 35118870 kWh)

Geschwindigkeit

Tabelle 5: Die Zeit für die Sonneneinstrahlungssimulation und die für die Datenausgabe benötigte Zeit in Sekunden.

	Solar Strahlung			Datenausgabe _		
Vitalität	V1	V2	V3	V1	V2	V3
	0,791 S	1.1 S	22.7 S	0,272 S	0,356 S	10.3 S
Klima Studio	V1	V2	V3	V1	V2	V3
	6 S	10.1 S	181,9 S	43.4 S	89,3 S	1158 S

Im Vergleich zum Industriestandard zeigt das Vitality-Tool eine potenzielle Zeitersparnis von etwa 89 % bei der Berechnung der Sonneneinstrahlung und fast 99 % bei der Datenausgabe.

Dies deutet darauf hin, dass das Tool zur Unterstützung und nicht zur Unterbrechung der frühen Entwurfsphase eingesetzt werden kann. Es bietet dem Benutzer die Möglichkeit, eine große Anzahl von Designansätzen in viel kürzerer Zeit zu analysieren.

4.5. Energiebedarf und -versorgung

Der erste Schritt in der Energieanalyse besteht darin, den Energiebedarf des Objekts zu ermitteln. Dies umfasst das Sammeln von Daten zum Energieverbrauch, die Identifizierung von Energiesparpotenzialen und die Bewertung der Effizienz von Energiesystemen wie Heizung, Lüftung und Klimatisierung (HVAC), Beleuchtung und Geräten. Im aktuellen Projekt wurden ein validiertes professionelles Programm namens IDA ICE und ein Rhino Honeybee-Plugin auf Basis des EnergyPlus-Algorithmus verwendet.

Sobald die Berechnung des Energiebedarfs abgeschlossen ist, besteht der nächste Schritt darin, ein Energiesystem zu entwickeln, das konservative und erneuerbare Energietechnologien wie Solarenergie, Windenergie und Geothermie in den Energieumwandlungsprozess integriert. Diese modernen Systeme können den Verbrauch fossiler Brennstoffe erheblich reduzieren und die Emissionen von Treibhausgasen mindern. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Leistungszahlen von Wärmepumpen auf vereinfachte Weise dynamisch berechnet werden.

4.6. Gebäudetypologie und BIM-Planung

Ein Gebäudecluster, der auf die Größe eines Stadtteils skaliert werden kann, wird als eine Gruppe von Gebäuden angesehen, die systematisch mit derselben Energieinfrastruktur verbunden sind, so dass eine Änderung der Energieeffizienz eines einzelnen Gebäudes sowohl die Energieinfrastruktur als auch andere Gebäude vom Cluster entweder auf synergetische oder auf störende Weise beeinflusst.

Zahlreiche Forschungen haben gezeigt, dass viele essenzielle Entscheidungen, die in den frühen Entwurfsphasen getroffen werden (Gebäudeausrichtung, Gebäudeform, Tragwerkssystem, Gebäudehülle und so weiter), von erheblicher Bedeutung sind und den gesamten Entwurfsprozess

sowie das Endprodukt beeinflussen (Çavuşoğlu, 2018). Neben ästhetischen und funktionalen Aspekten müssen Designer auch energiebezogene Faktoren berücksichtigen, oft jedoch mit unzureichenden Informationen über Standort, Klima und Geografie. Um eine Lösung für diese problematische Situation zu finden und die frühen Entwurfsprozesse zu verbessern, haben einige Forscher und Praktiker daran gearbeitet, neue Designwerkzeuge und Informationsmanagementdatenbanken zu entwickeln. In (Çavuşoğlu, 2018) wurde herausgestellt, wie die BIM (Building Information Modeling)-Umgebung, die bisher vorwiegend für detaillierte Entwurfsphasen bevorzugt wurde, mit ihren aktuellen und potenziellen Fähigkeiten in den Vordergrund tritt. Mit BIM können Designer sogar in den frühen Phasen des architektonischen Entwurfs beginnen, die 3D-Modelle der Gebäude zu simulieren, zu analysieren und gemäß Leistungs- und Effizienzkriterien neu zu gestalten, wobei spezifische vordefinierte Annahmedaten verwendet werden, ohne dass fortgeschrittene Ingenieurkenntnisse erforderlich sind.

4.6.1. Katalog der BIM-Planungsanforderungen und -Schnittstellen

Die angewandte Methode hatte das Ziel, vorläufige Informationen bereitzustellen und die Grundlage für die zukünftige Integration des Vitality District-Tools in eine BIM-Umgebung zu schaffen. Ursprünglich war es als Mittel zur Optimierung von Photovoltaiksystemen auf Gebäudeebene konzipiert (Selke, 2020). Es sollte zu einem Instrument werden, um Energiekonzepte in der frühen Planungsphase widerstandsfähiger und energieeffizienter Stadtviertel zu optimieren. Hierbei wurden Verbrauchsprofile, Gebäudetopologie sowie Lösungen für Energiegemeinschaften, Speicherung und Begrünung berücksichtigt.

Die Integration des Vitality District-Tools in eine BIM-Umgebung wurde als Schritt zur Verbesserung der Werkzeuginteroperabilität mit der in BIM-Entwurfsprozessen verwendeten Software erachtet. Diese Entwicklung stellte eine anspruchsvolle Erweiterung des Tools dar, da es dadurch erleichtert wurde, in die damalige und zukünftige Praxis des Gebäudedesigns eingeführt zu werden.

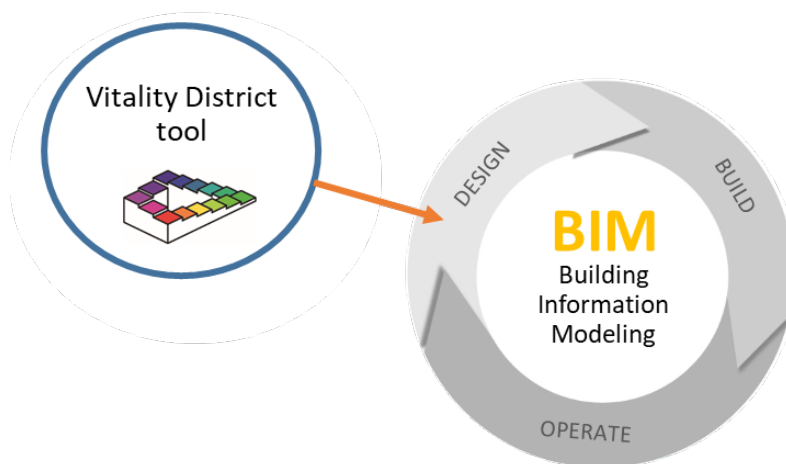


Abbildung 51: Integration des Vitality District-Tools in eine BIM-Umgebung

4.7. Umstellung auf BIM-Umgebung

Im Verlauf des Projekts strebte man danach, die Funktionalitäten des Vitality District-Tools innerhalb der Rhinoceros+Grasshopper-Umgebung mithilfe verschiedener Tools in das IFC-Format zu

überführen. Das vorrangige Ziel bestand darin, die Interoperabilität zu erhöhen und das Tool besser in die OpenBIM-Software zu integrieren.

Existierende Formatkonvertierungstools:

Nachfolgend werden einige Tools aufgeführt, die dazu verwendet werden können, die Ergebnisse des Vitality District-Tools ins IFC-Format zu übertragen:

1. Rhino.Inside.Revit:

Dieses Tool erweitert die Funktionalitäten der Autodesk Revit-Umgebung durch die Integration von Rhino und Grasshopper. Es stellt über 300 Revit-fähige Komponenten zur Verfügung und erlaubt somit die Abfrage, Modifikation, Analyse und Erschaffung nativer Revit-Elemente. Benutzer können auch benutzerdefinierte Komponenten für Revit entwickeln.

2. BIM GeomGym IFC:

Ein OpenBIM-Erweiterungsmodul für Rhino und Grasshopper, welches die Generierung und den Austausch von IFC-Modellen in OpenBIM-Software ermöglicht.

3. Grevit:

Grevit erlaubt die Definition von BIM-Elementen in Grasshopper oder SketchUp und ermöglicht die Übertragung von Geometrie und Attributen zu Autodesk Revit oder AutoCAD Architecture.

4. usBIM.viewer +:

Dieses Tool fungiert als IFC-Viewer, Konverter und Editor, und ermöglicht sowohl den Import als auch den Export von IFC-Dateien. Zusätzliche Informationen können integriert werden.

5. VisualARQ:

VisualARQ stellt eine Architekturdesign-Software dar, welche ein integriertes IFC-Import- und Export-Plug-in zur Verfügung stellt. Hierdurch ist der Datenaustausch von IFC 2x3-Dateien zwischen Rhino und anderer AEC-Software möglich.

6. IfcOpenShell:

IfcOpenShell ist eine Softwarebibliothek zur Arbeit mit IFC-Dateiformaten, welche eine Python-Schnittstelle für die Interaktion mit IFC- und Geometriedaten zur Verfügung stellt.

Diese aufgeführten Tools bieten unterschiedliche Ansätze zur Konvertierung und Übertragung von Daten ins IFC-Format und haben das Potenzial, die Interoperabilität und Integration des Vitality District-Tools in OpenBIM-Software zu verbessern. Eine tiefgreifendere Analyse und Tests sind jedoch notwendig, um die Anwendbarkeit der Tools im spezifischen Anwendungsbereich zu bestätigen.

Die aufstrebende Bedeutung von Building Information Modeling (BIM) manifestiert sich heute sogar in den frühen Phasen des Gebäudeentwurfs. Das Vitality District-Tool bietet vielversprechende Potenziale in diesem Zusammenhang. Die Integration dieses Tools in den Entwurfsprozess und die Stärkung seiner Interoperabilität mit bestehender OpenBIM-Software stellen bedeutende

Herausforderungen dar. Diese Verbesserung könnte seine Anwendung in aktuellen und künftigen Gebäudeplanungspraktiken erleichtern.

Das Vitality District-Tool könnte eine entscheidende Rolle bei der Optimierung von Energiekonzepten von Quartieren bereits in den frühen Entwurfsphasen übernehmen. Es könnte sich mit Verbrauchsprofilen, Gebäudetopologien sowie Lösungen für Energiegemeinschaften, Speicherung und Begrünung befassen. Im Bericht wird eine Übersicht über Softwarelösungen gegeben, die den BIM-Ansatz im Architektorentwurf unterstützen. Die begleitenden OpenBIM-Datenformate werden ebenfalls beleuchtet. In diesem Kontext wurde das IFC-Datenformat als Referenz zur Verbesserung der Interoperabilität des Vitality District-Tools identifiziert.

Der Bericht schließt mit einer abschließenden Überprüfung von vorhandenen Tools, die die Ergebnisse des Vitality District-Tools in der Rhinoceros+Grasshopper-Umgebung ins IFC-Format umwandeln können. Dabei wurden verschiedene Ressourcen zusammengetragen, einschließlich Plugins für Rhinoceros und Grasshopper sowie andere Open-Source-Softwarebibliotheken. Dennoch sind weitere eingehende Untersuchungen und detaillierte Analysen notwendig, um die Anwendbarkeit der vorhandenen Tools zu bewerten und gegebenenfalls neue Komponenten zu entwickeln. Dies stellt den nächsten Schritt im Prozess zur Steigerung der Interoperabilität des Vitality District-Tools mit OpenBIM-Software dar.

Umfangreiche Forschung in den Bereichen Speichertechnologien und Verwaltungsmethoden in Stadtvierteln und Energiegemeinschaften wurde als Grundlage für die Integration von Elektrizitäts- und Wärmespeicherung in das geplante Berechnungstool erreicht.

Die Sensitivitätsanalyse von Parametern und die Modellbewertung wurden durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden drei verschiedene Kategorien berücksichtigt: 1. Energieanalyse, zu der die Geometrie, die Analyse der Baustellen, der Einfluss der Wärmerückgewinnung und die Analyse des Energieverbrauchs gehören; 2. Solaranalyse; und 3. Entwicklung von Komponenten, die die Energieumwandlung, CO₂-Emissionen, Primärenergie und Energiepreise umfassen.

Während dieser Arbeit wurde die Plugin-Komponente entwickelt. Die Ausgabe stündlicher Daten wurde mithilfe von EPW-Wetterdaten implementiert. Es wurde umfangreiche Arbeit in die Backend-Entwicklung des Tools investiert und es für GPU (Graphic Processing Unit) mit der Programmiersprache C# angepasst.

Ein parametrisiertes PV-Modell zur Integration in die Gesamtsimulation wurde wie geplant umgesetzt.

Die Ergebnisse der detaillierten Simulation für die Anwendungsfälle liegen vor.

Die Sensitivitätsanalyse umfasste die Simulation von 10201 Szenarien unter Verwendung der Algorithmen zur Selbstverbrauchsoptimierung (SCO), Spitzenproduktionsschaltung (PPS) und Partial Least Square (PLS). Die Szenarien wurden als Oberflächendiagramm dargestellt und basieren auf unterschiedlichen Batterie- und Wasserstoffspeicherkapazitäten, von 0 bis 100.000 kWh in 1000 kWh-Schritten. Die Analyse konzentrierte sich auf drei Ausgabeparameter: Selbstversorgungsrate (SSR) in %, Selbstverbrauchsrate (SCR) in % und jährlicher Kostenausgleich in €/a. Das Referenzszenario, das ohne Speicher durchgeführt wurde, hatte eine SSR von 10,8%, eine SCR von 15,7% und jährlich Energiekosten von 489.218 €/a.

Um das Verständnis zu erleichtern, konzentrierten sich die Ergebnisse auf vier Szenarien: das Referenzszenario ohne Speicher, ein Batteriesystem (ohne Wasserstoffspeicher), ein Wasserstoffspeichersystem (ohne Batterie) und ein Kombinationssystem mit sowohl Batterie als auch Wasserstoffspeicher. Das Ziel war es, für jeden Ausgabeparameter ein optimales Speicherdesign zu identifizieren, unter Berücksichtigung des Speichertyps (Batterie, Wasserstoff oder Kombination) und der Größe.

Die Abbildung unten zeigt ein Beispiel für die Sensitivitätsanalyse für den Fall der Selbstversorgungsrate in Abhängigkeit von der Batterie- und Wasserstoffspeicherkapazität.

In dieser Studie wurden die optimalen Speicherdesigns für die Algorithmen zur Selbstverbrauchsoptimierung (SCO), Spitzenproduktionsschaltung (PPS) und Partial Least Square (PLS) verglichen. Der SCO-Algorithmus erwies sich hinsichtlich Selbstversorgungsrate (SSR) und Selbstverbrauchsrate (SCR) als vorteilhaft im Vergleich zu den PPS- und PLS-Algorithmen. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die PPS- und PLS-Algorithmen Netzwerkdienste darstellen können, die dem Speicherbetreiber finanzielle Vorteile je nach Vereinbarung bieten können.

In Bezug auf die Speicherdimensionierung zeigte sich ein klarer Trend hin zu einer Batteriekapazität von 3.000 bis 7.000 kWh, mit Ausnahme der optimalen SCR im PLS-Szenario, die 16.000 kWh beträgt. Die Studie ergab auch, dass Wasserstoffspeichertechnologie gegenwärtig im Vergleich zur Batteriespeicherung, selbst in Kombination mit einem Batteriesystem, nachteilig ist. Allerdings könnten Wasserstoff-betriebene Blockheizkraftwerke in Zukunft eine Rolle in Wärmenetzen spielen, um eine Art saisonale Speicherung zu ermöglichen und dazu beizutragen, das Stromnetz zu entlasten und zu stabilisieren.

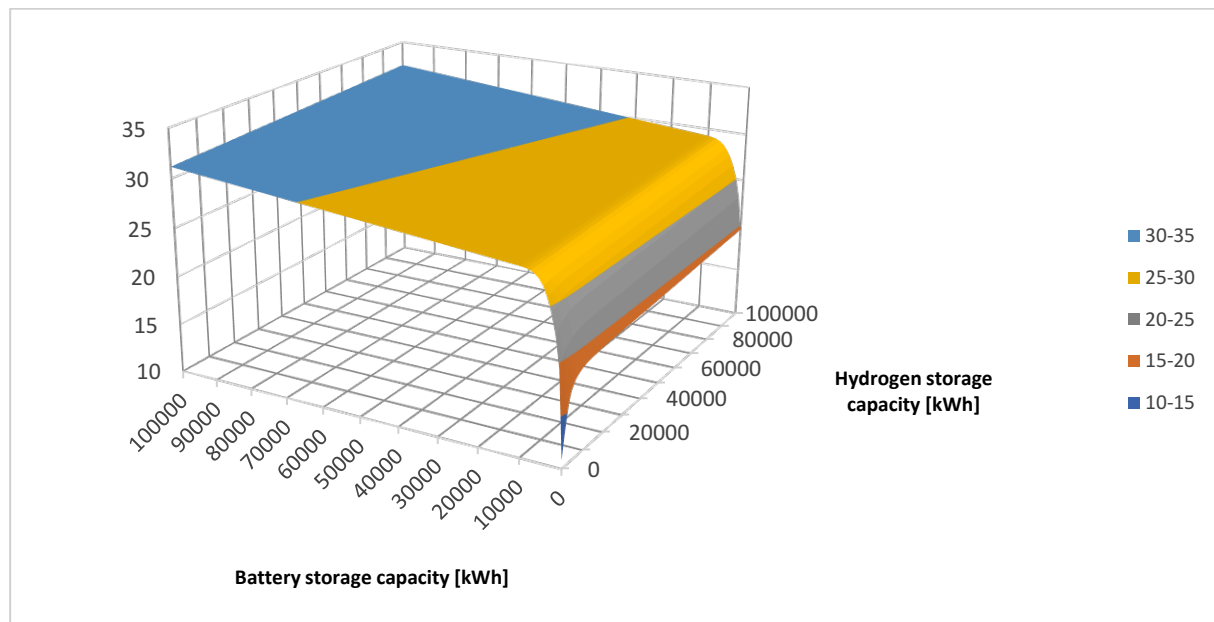


Abbildung 52: Selbstversorgungsrate (Self-sufficiency rate) in Abhängigkeit von der Batterie- und Wasserstoffspeicherkapazität unter Verwendung eines selbstverbrauchsoptimierten (self-consumption) Algorithmus.

Eine umfassende Energieanalyse ist entscheidend, um die Energieeffizienz von Gebäuden und Systemen zu verbessern. Durch die Reduzierung des Energieverbrauchs, die Senkung der

Betriebskosten und die Verringerung der Umweltauswirkungen können die Energieanalyse und -umwandlung dazu beitragen, eine nachhaltigere und widerstandsfähigere Zukunft zu schaffen. Obwohl Rhino selbst keine BIM-Software ist, kann das parametrische Modellierungswerkzeug Grasshopper, das in Rhino integriert ist, verwendet werden, um BIM-ähnliche Modelle mit vielen BIM-Funktionen zu erstellen. Dazu gehören die Erstellung von Geometrie, die Verwaltung von Daten, der Informationsaustausch sowie benutzerdefinierte Analyse- und Simulationswerkzeuge für die Energieanalyse. Mit Grasshopper ist es möglich, dynamische Berechnungen des Energieverbrauchs und anderer Leistungskennzahlen eines Gebäudes basierend auf der Geometrie und anderen Dateneingaben durchzuführen. Das resultierende Modell und die Daten können in verschiedene Ausgabeformate transformiert werden, einschließlich BIM-Daten-Austauschformate wie IFC. Unser individuelles Tool, das auf der Grasshopper-Umgebung basiert, ermöglicht es uns, parametrische Modelle zu erstellen und dynamische Berechnungen des Energieverbrauchs durchzuführen. Dadurch können wir das Design eines Gebäudes für Energieeffizienz optimieren und die nachhaltigste Gestaltungslösung finden. Insgesamt bietet die Grasshopper-Umgebung in Kombination mit dem Vitality District Tool eine leistungsstarke und flexible Plattform zur Erstellung von BIM-ähnlichen Modellen mit erweiterten Funktionen zur Energieanalyse und -optimierung. Dies macht es zu einem wertvollen Werkzeug für Architekten, Ingenieure und Designer, die nachhaltige und energieeffiziente Gebäudedesigns erstellen möchten.

4.8. Use-Case Workflow

Die behandelten Modelle sind auf das gleiche Volumen optimiert und daher kann die sich ergebene Grundfläche variieren. Der Unterschied in der Heiz-/Kühllast hängt von den internen Lasten (Personen, Beleuchtung, Ausrüstung) und der sich ergebenden Kompaktheit der Gebäude selbst ab.

Ein isoliertes Haus mit beibehaltener ursprünglicher Bezirksgeometrie wurde als konkretes Beispiel betrachtet. Dieses Haus wurde mit Dach- und Fassaden-PV-Modulen ausgestattet und nutzte eine Wärmepumpe, die auf Grundwasser als Energiequelle für Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitung basierte.

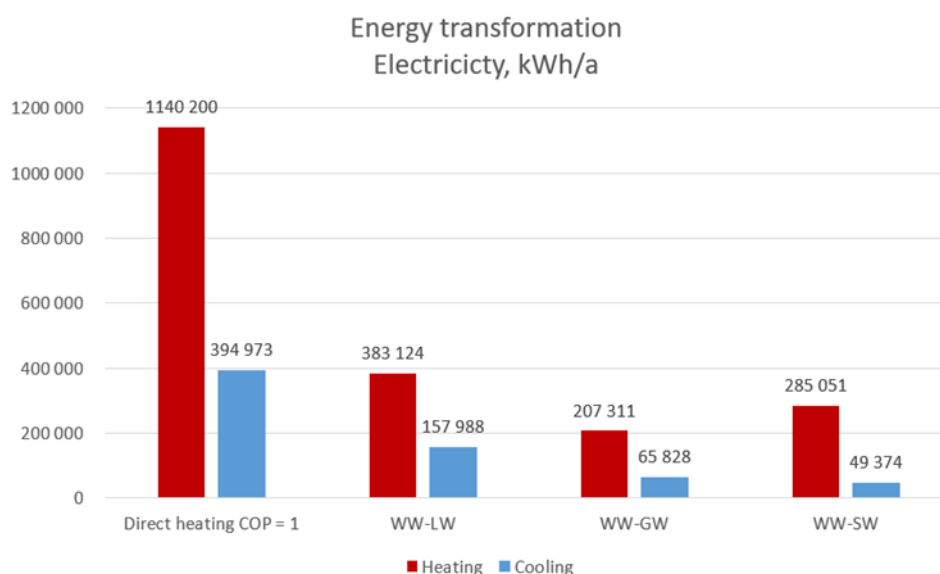


Abbildung 53: Energiewende, Elektrische Verbrauch in kWh/a

Das Diagramm in Abbildung 54 zeigt die Auswirkungen der verschiedenen Wärmepumpentypen (WW-LW: Luftwasser Wärmepumpe, WW-SW: Solewasser Wärmepumpe, WW-GW Grundwasser Wärmepumpe) auf die Effizienz der Umwandlung von Heiz- und Kühlenergie in Strom. Es zeigt sich, dass die effizienteste Variante, die verbrauchte Energie in Strom umwandelt, die Grundwasserwärmepumpe ist. Im Kühlbetrieb ist die beste Wärmepumpe dagegen die Erdwärmepumpe. Zusätzlich wird Strom angezeigt, den wir für Beleuchtung, Geräte und Lüftungsanlagen benötigen.

Im Diagramm in Abbildung 54 sind neben dem Strombedarf für Heizung und Kühlung der Bedarf für Beleuchtung, Geräte und Lüftungsanlagen dargestellt. Die Balken zeigen den Gesamtenergiebedarf des am Kempelenparks nach Wandlung der Nutzenergie in Strom durch Wärmepumpensysteme für Heizung, Kälte und Warmwasser (DHW). Der Strombedarf für Beleuchtung, Geräte und TGA (Pumpen, Luftförderung) bleiben gleich.

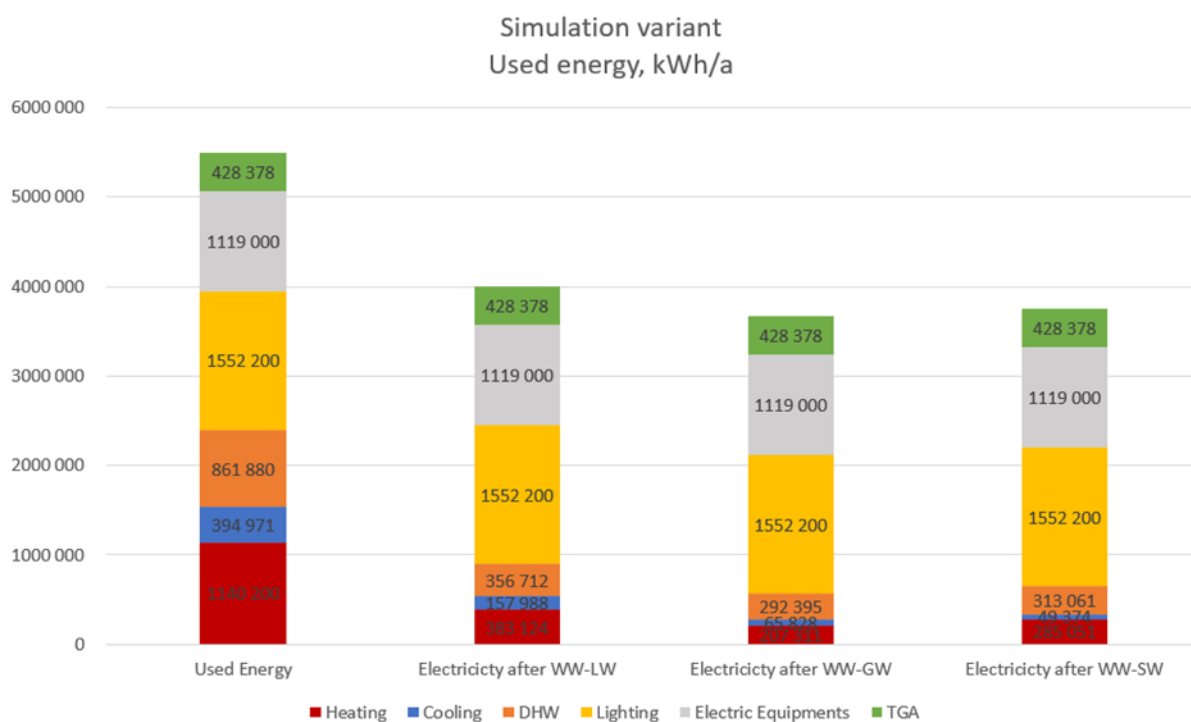


Abbildung 54: Gesamtenergiebedarf (Strom) für den gesamten am Kempelenpark, kWh/a

Das Ergebnis dieser Komponente war die Umwandlung verschiedener Energiearten (Wärme und Elektrizität) in Nutzenergie, die dem Gebäude zugeführt werden musste. Die Effizienz der Wärmepumpe hängt von Typ ab und schwankte in unserer Berechnung, je nach Quellmedium um das 2,5- bis 8-fache. Dies ermöglichte im Durchschnitt eine Reduzierung der Gesamtenergieverluste um bis zu 35 %

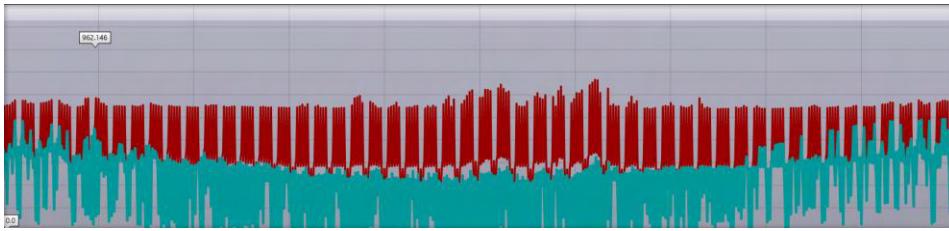


Abbildung 55: Strombedarf nach PV ohne Speicher, kWh

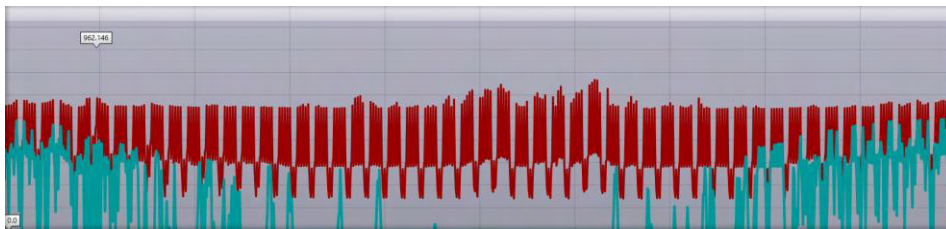


Abbildung 56: Strombedarf nach PV mit Speicher 10.000 kWh, kWh

Der Vitality Optimizing Loop hätte die Möglichkeit, die Speichergröße zu variieren. Dadurch erhalten wir den optimalen und wirtschaftlichen Wert der PV-Energie und der notwendigen Batteriegröße.

Das untersuchte Beispiel: Isoliertes Haus mit Fußbodenheizung der ursprünglichen Bezirksgeometrie mit Dach- und Fassaden-PV-Modulen und Wärmepumpe auf Basis von Grundwasser als Energieerzeuger für Heizung, Kühlung und Warmwasserbereitung.

Nachfolgend wird die vereinfachte Analyse dargestellt:

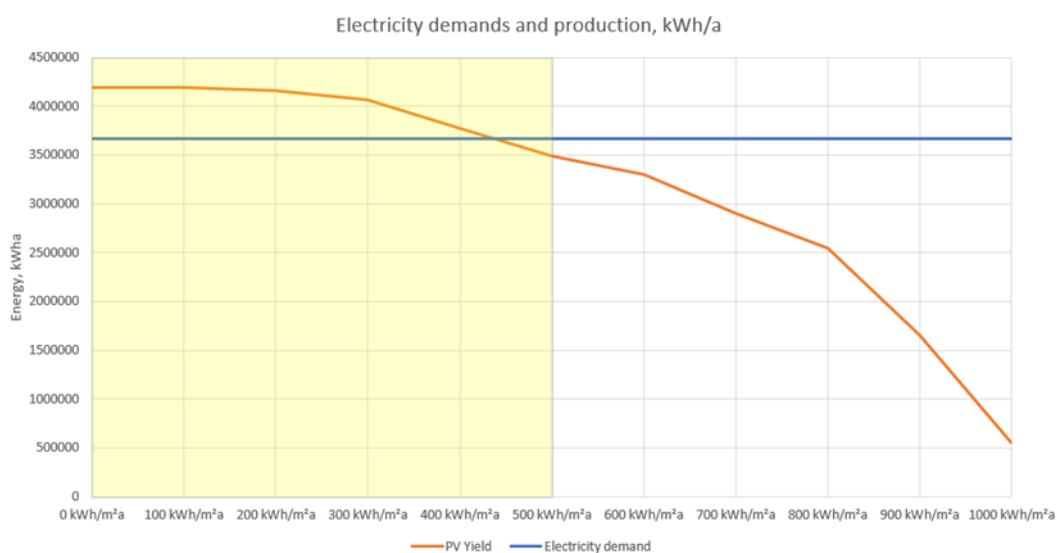


Abbildung 57: Elektrische Energieerzeugung und -Verbrauch (Simpliziert)

Aus obiger Abbildung lässt sich der Solarertrag in Abhängigkeit zum gewählten Schwellenwert ablesen. Dabei zeigt sich von 0 bis 300 kWh/m²a ein geringer Abfall. Von 300 bis 800 kWh/m²a ergibt sich ein

stärkerer Abfall, der nahezu linear verläuft. Ab 800 kWh/m²a sinkt der PV-Ertrag mit steigendem Schwellenwert wiederum doppelt so schnell stark ab.

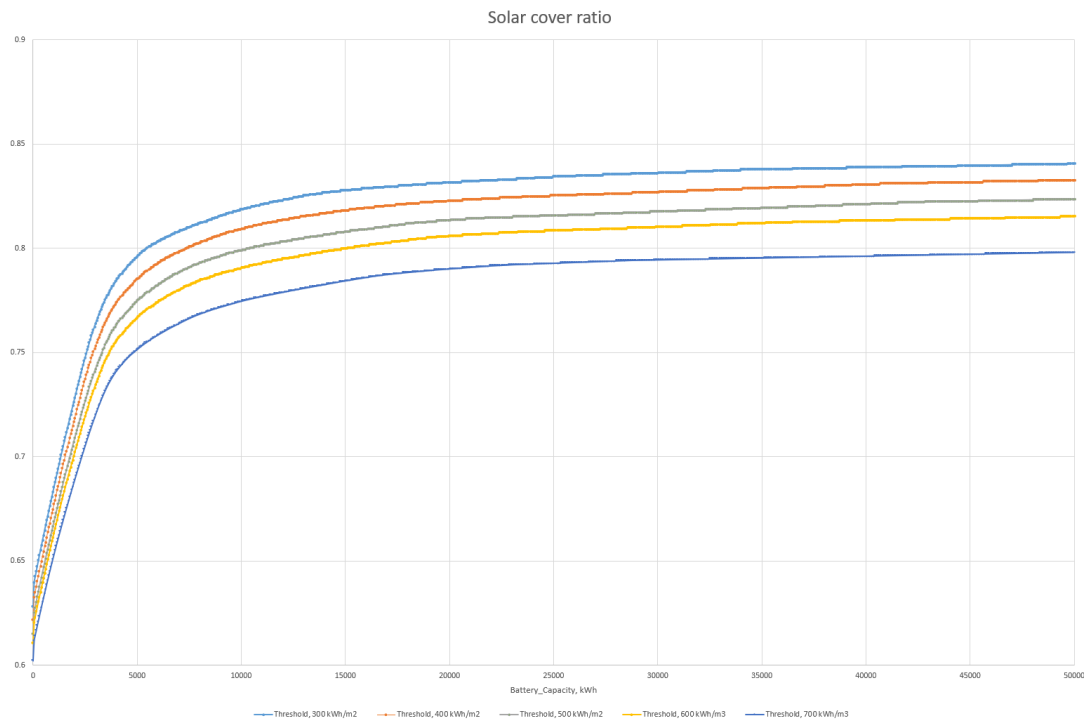


Abbildung 58: Solardeckungsgrad verschiedener Batteriespeicher

Der aus ökonomischer Sicht optimale Solardeckungsgrad liegt für vereinfachte Berechnungen in der Regel bei 75-80 %. Dieser konnte ohne Energiespeicher (z. B. Batterie) nicht erreicht werden und betrug im optimistischsten Fall lediglich 60 %. Je nach ausgewählten Schwellenwert betrug der Solardeckungsgrad etwa 80 % bei einem Schwellenwert von 700 kWh/m², bis ca. 84 % bei 300 kWh/m².

Die Speicheranalyse zeigte, dass es wenig Sinn machte, Batteriespeicher mit mehr als 5.000 kWh einzusetzen - der Anstieg des Solaren Deckungsgrads erhöht bei vergrößertem Speicher nur mehr marginal. Eine Speicherkapazität von mehr als 10.000 kWh war aus wirtschaftlicher Sicht unbrauchbar, da die Effizienz nur allmählich mit der starken Vergrößerung des Batterievolumens anstieg.

Der empfohlene Mindestschwellenwert der untersuchten Anlage liegt bei 500 kWh/m²a PV in Verbindung mit einer Batteriespeicherkapazität von 5.000 kWh.

Theoretisch ermöglicht die Speicherung von Wasserstoff (H₂) das Ziel einer vollständigen Autarkie unter Verwendung des empfohlenen Schwellenwerts (500 kWh/m²a) und der Batteriekapazität. Es wurden drei Schwellenwertvarianten (400-500-600 kWh/m²a) und eine Batteriekapazität von 5.000 kWh untersucht. Ab einem Wasserstoffspeichervolumen von 350.000 kWh bei einem Schwellenwert von 600 kWh/m²a, 420.000 kWh bei einem Schwellenwert von 500 kWh/m²a und 500.000 kWh bei einem Schwellenwert von 400 kWh/m²a kann die überschüssige Energie nicht mehr gespeichert.

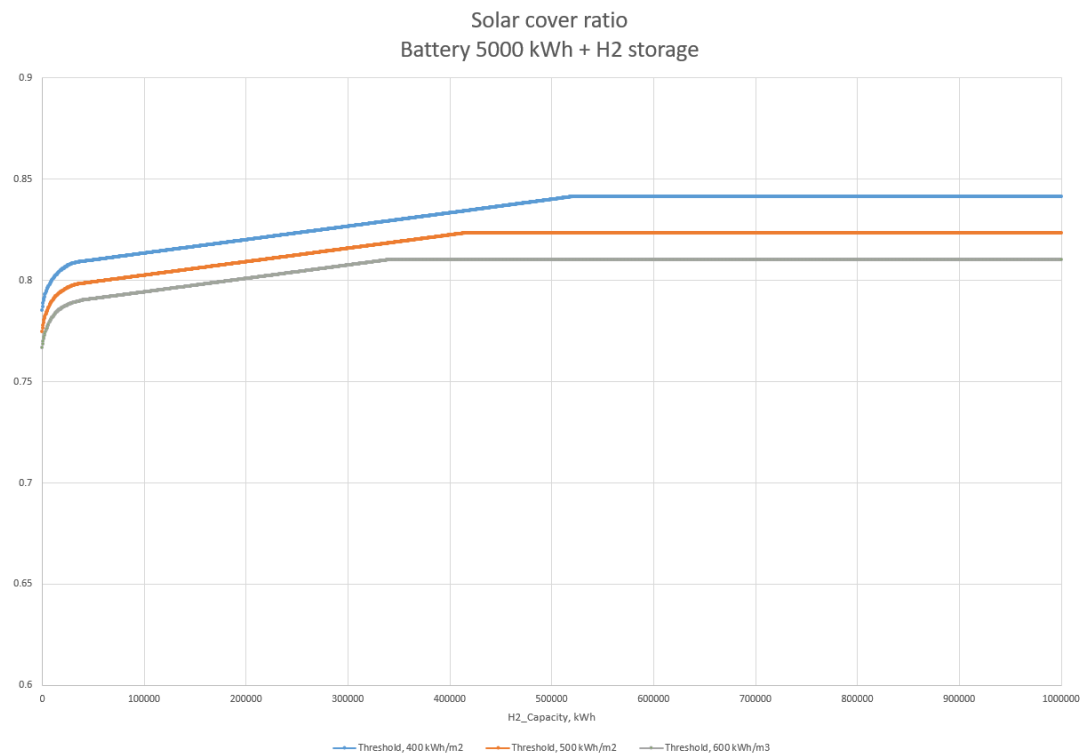


Abbildung 59: Solardeckungsgrad für 5000 kWh Batterie und verschiedene H2-Speicher unterschiedlicher Speicherkapazitäten

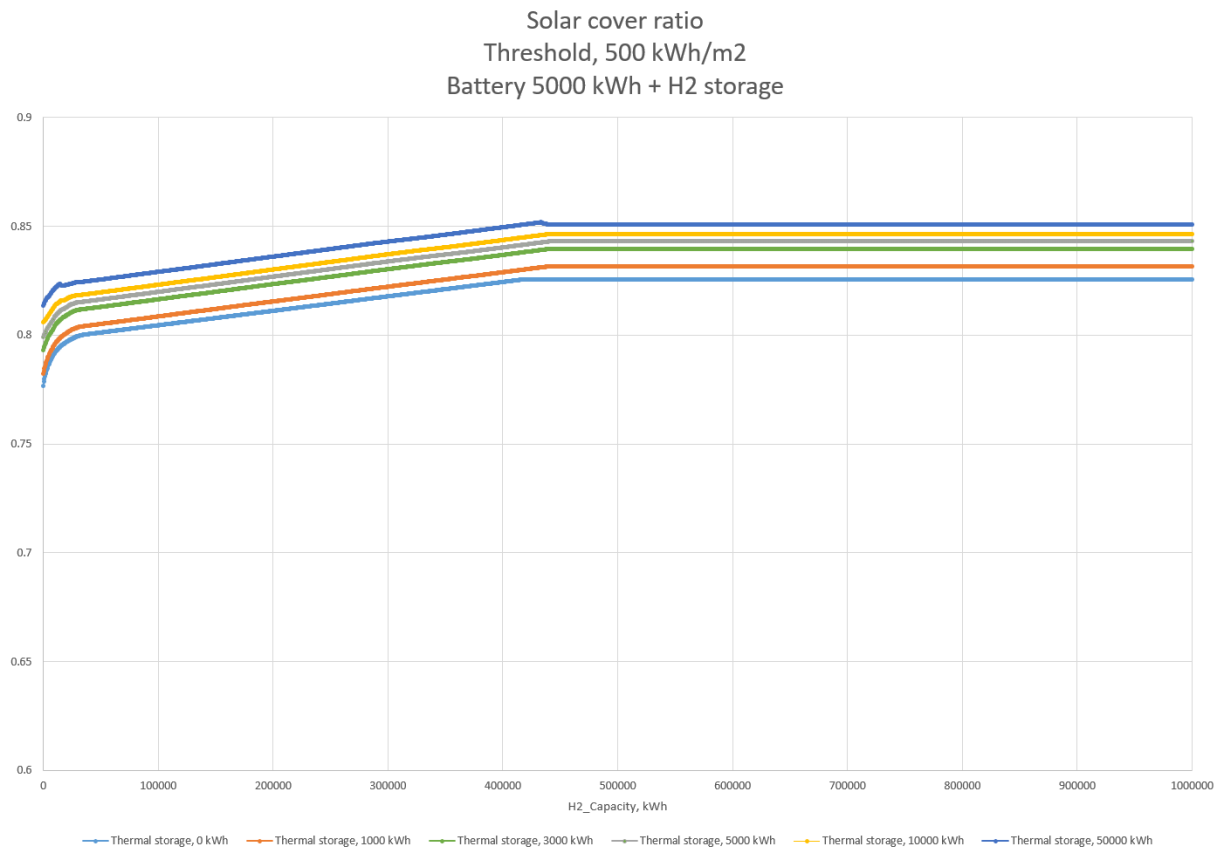


Abbildung 60: Solardeckungsgrad für 5.000 kWh Batterie, sowie Wärme und H2-Speicher unterschiedlicher Speicherkapazitäten

Bei Verwendung einer 5.000-kWh-Batterie und eines 100.000-kWh-H2-Speichers zeigt sich ein signifikanter Anstieg des Solardeckungsgrads, wobei eine Deckung der gesamten sommerlichen Überproduktion möglich ist im Sommer. Im Durchschnitt erreicht der Solardeckungsgrad für die Kombination aus 500 kW/m² und einem Batteriespeicher von 10.000 kWh sowie 5.000 kWh und einem 100.000 kWh H2-Speicher 80 %. Die zusätzliche Wärmespeicherung in Kombination mit der H2-Speicherung kann den Solardeckungsgrad um bis zu 5 % über den Grundwert steigern.

Daher wird empfohlen, im Falle der Implementierung einer elektrischen Batterie mit 5.000 kWh einen zusätzlichen Wasserstoffspeicher mit einem Volumen von mindestens 100.000 kWh bereitzuhalten. Bei einer Batterie von 10.000 kWh ist der Einfluss der H2-Speicherung weniger bedeutend. Theoretisch ist es mit großen Wasserstoffspeichern möglich, eine Autarkie des Bezirks von bis zu 80 % zu erreichen.

4.8.1. CO₂ -Emissionen, Primärenergie und Energiepreis

Um den Energiebedarf unterschiedlicher Energieversorgungsvarianten vergleichen zu können, wird zunächst die Nutzenergie in die Versorgungsenergie umgewandelt (hier Strom mit Wärmepumpe)

Die Energiequelle, hier der Strombedarf, kann nun über spezifische Werte in Primärenergie und CO₂ Emission umgerechnet werden.

Diese Ergebnisse lassen den direkten Vergleich der untersuchten Varianten zu und vermittelt einen sichtbaren Einfluss auf unsere Umwelt.

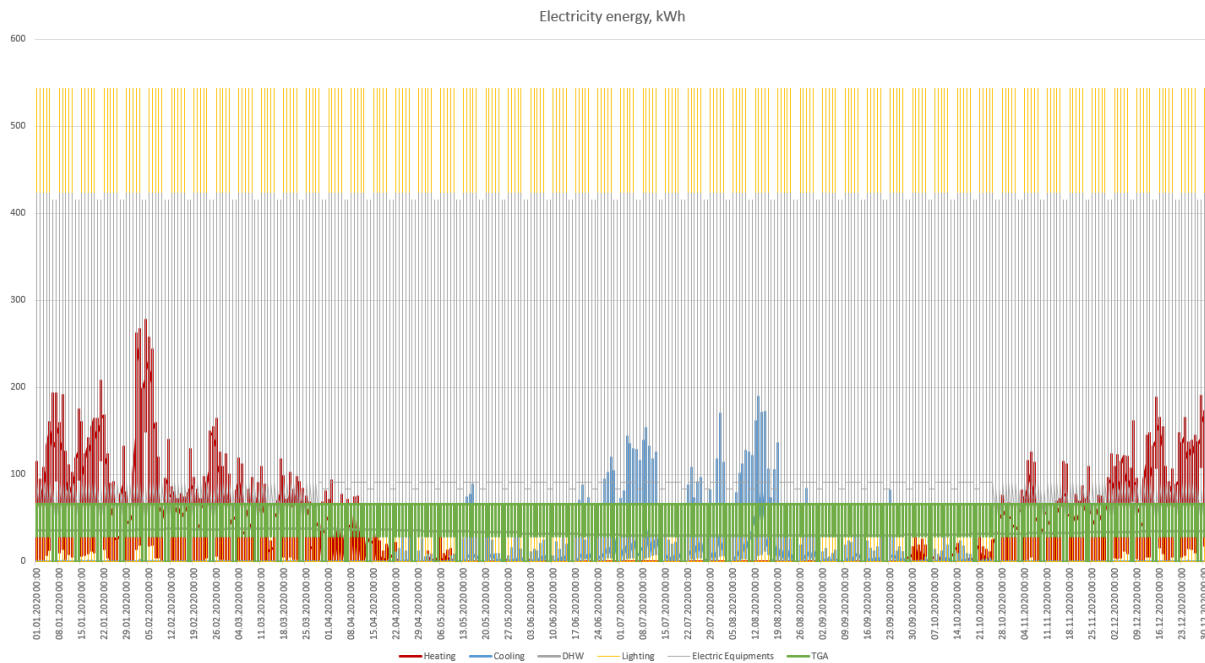


Abbildung 61: Stromenergieverbrauch, kWh

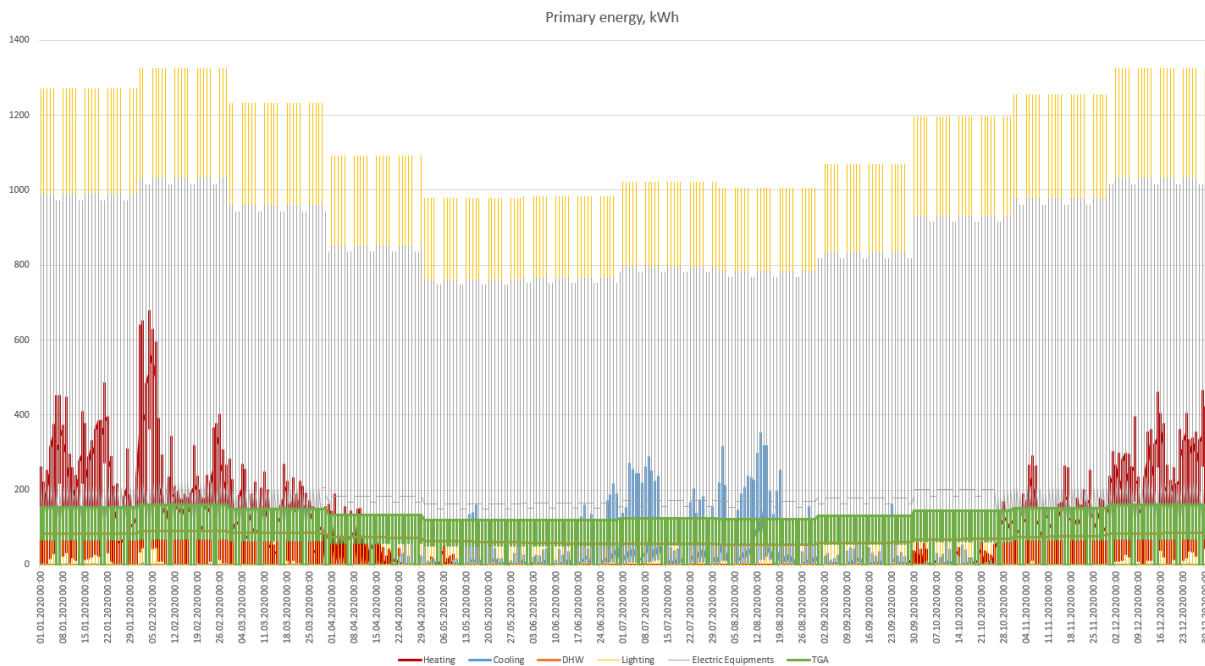


Abbildung 62: Primärer Energieverbrauch, kWh

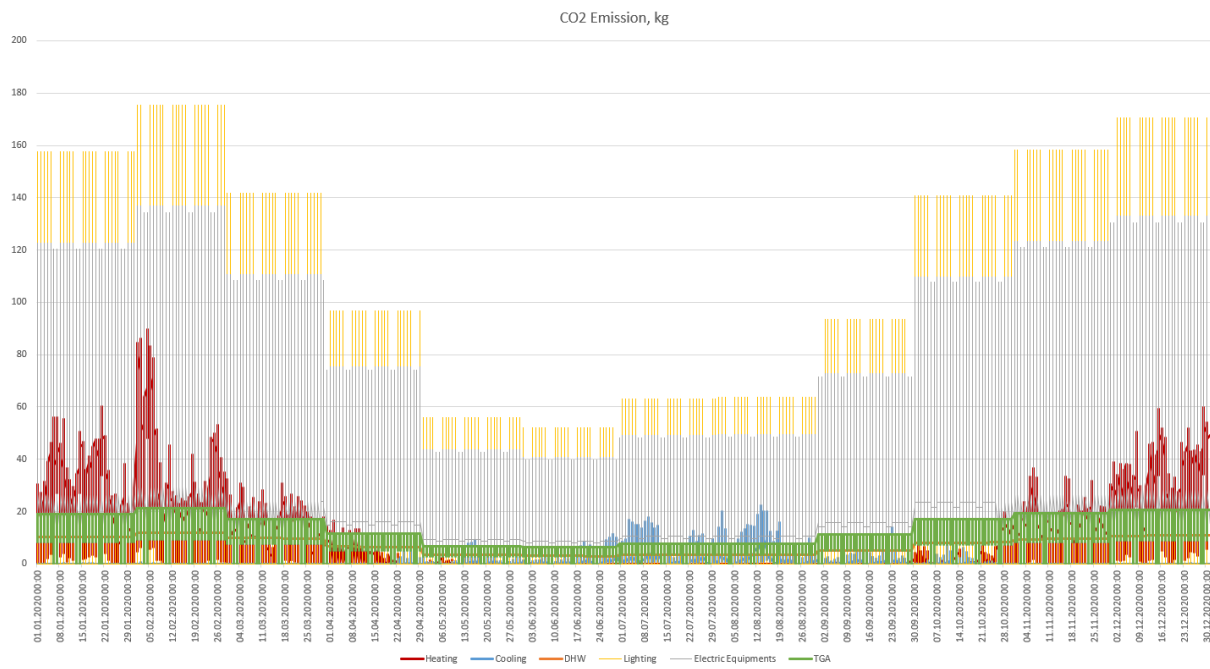


Abbildung 63: CO₂ Emission, kg/a

Die Ergebnisse für die untersuchten Modelle (Standard, nach PV und mit Batterie 5.000 kWh) sind unten dargestellt:

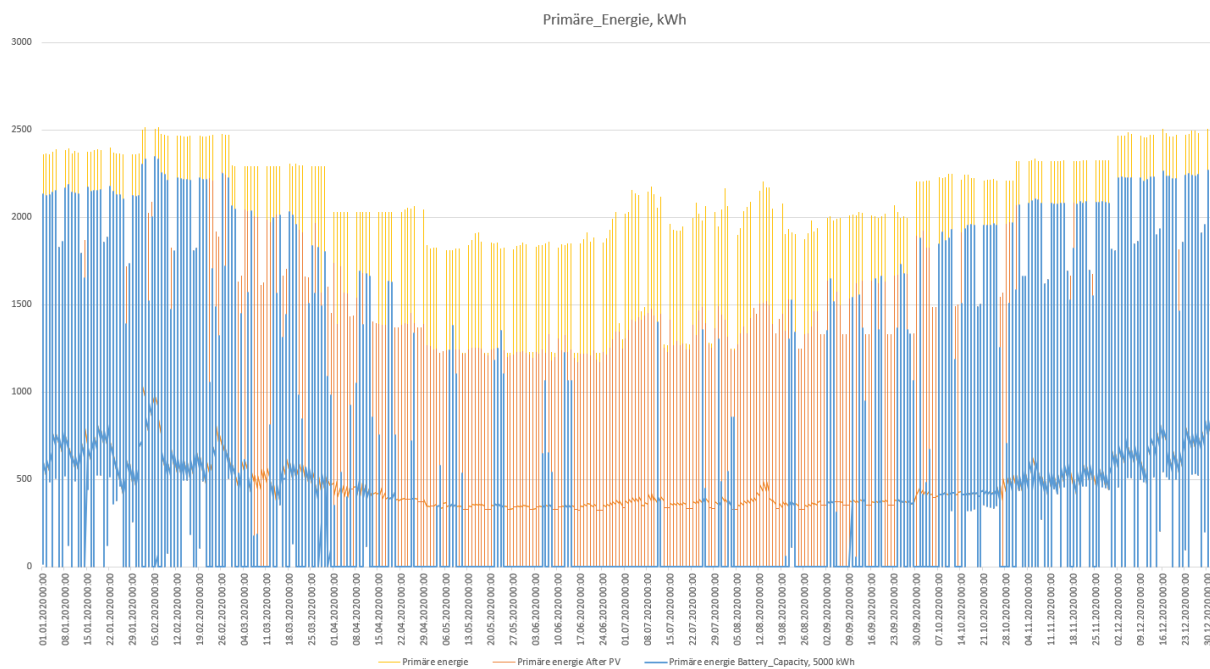


Abbildung 64: Vergleichsanalyse des primären Energieverbrauchs von Varianten ohne/mit PV Anlage und PV-Anlage mit Batterie 5000 kWh, kWh/a

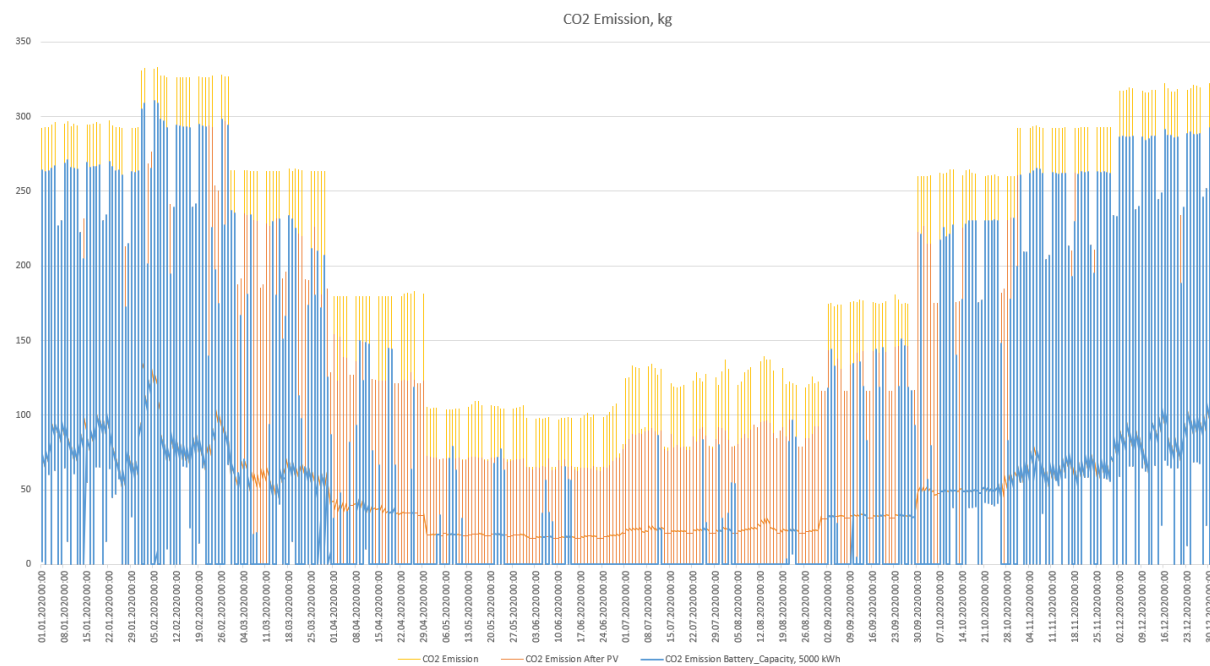


Abbildung 65: Vergleichsanalyse der CO2 Emission von Varianten ohne/mit PV Anlage und PV-Anlage mit Batterie 5000 kWh, kg/a

Folgende Diagramme zeigen den jährlichen Energiebedarf unterschiedlicher Energiequellen sowie den Einfluss der Emissionen durch den Einsatz von Speichersystemen.

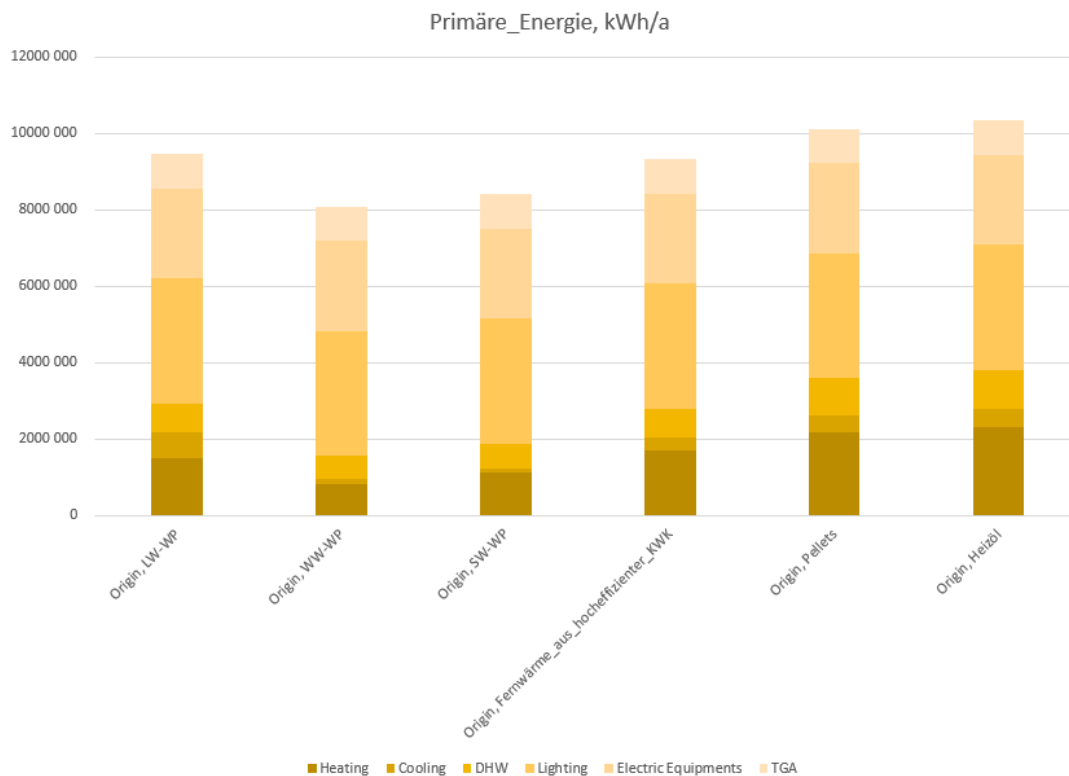


Abbildung 66: Vergleichsanalyse des primären Energieverbrauchs von Energieträgern, kWh/a

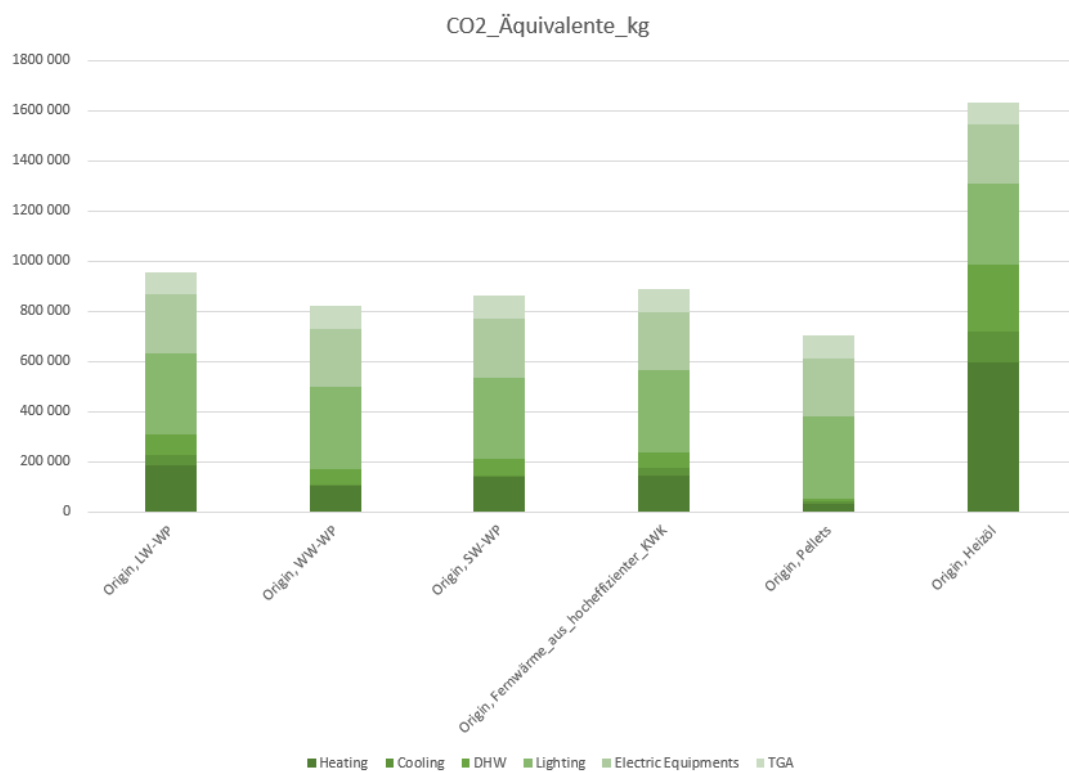


Abbildung 67: Vergleichsanalyse der CO2 Emission von Energieträgern, kg/a

Der ökonomische Vergleich der Varianten mit PV und Speicher sind in folgendem Diagramm dargestellt. Dabei sind die monatlichen Stromkosten ohne und unter Berücksichtigung von PV Anlagen und Stromspeichern gegenübergestellt.

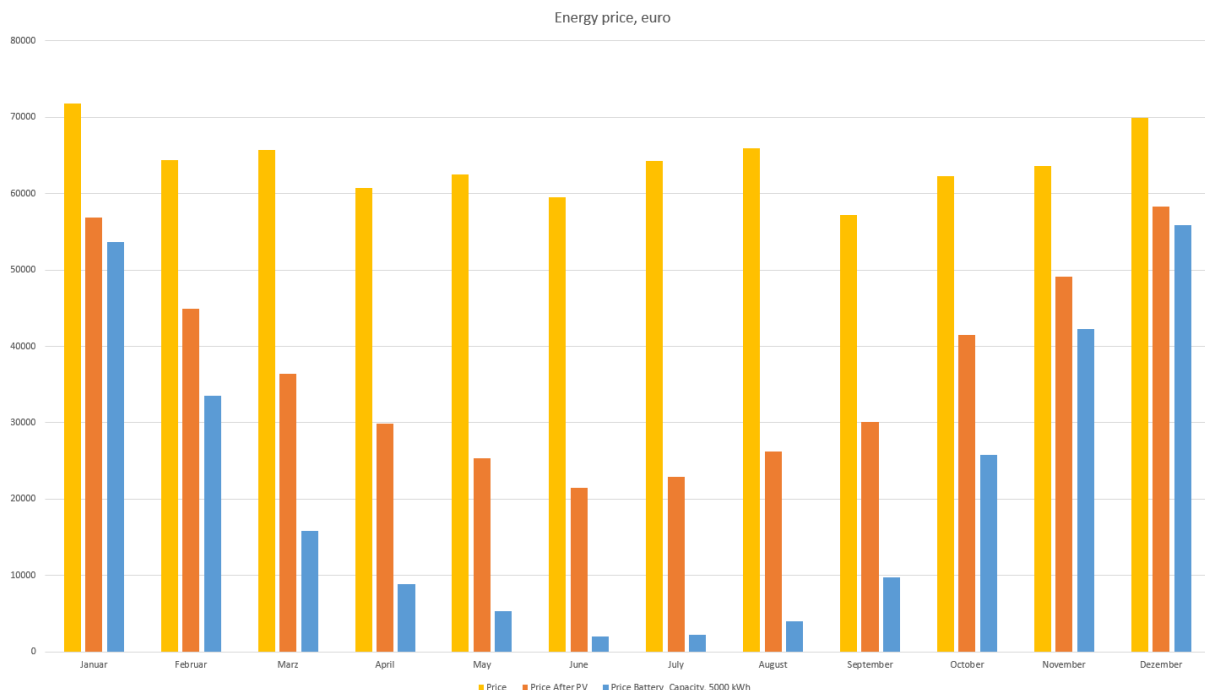


Abbildung 68: Vergleichsanalyse der Betriebskosten von Varianten ohne/mit PV Anlage und PV-Anlage mit Batterie 5000 kWh in Euro

4.9. Energiespeichersysteme und Optimierungsschleife

Energiespeichersysteme wie Batterien, thermische (wasserbasierte) und Wasserstoffspeichereinheiten werden genutzt, um überschüssige Energie, die von erneuerbaren Systemen erzeugt wird, für spätere Verwendung zu speichern. Um die Nutzung von Solarenergie vollständig zu nutzen und die Abhängigkeit von Netzstrom zu minimieren, ist es entscheidend, die Energiespeicherung und -nutzung in Batterien effektiv zu optimieren. Im Folgenden sind einige häufig eingesetzte Algorithmen aufgeführt, die zur Verwaltung der Batterienutzung und zur Speicherung von Solarenergie in das Berechnungsmodell integriert wurden:

- **Peak-Last-Abschaltalgorithmus:** Dieser Algorithmus sorgt dafür, dass die Batterie während der Nebenlastzeiten vollständig aufgeladen wird und während der Hauptlastzeiten entladen wird, um den Strombedarf während Spitzenzeiten zu reduzieren. Dies hilft, Stromausfälle oder Spannungsabfälle zu vermeiden und die Belastung des Stromnetzes zu reduzieren.
- **Peak-Produktions-Abschaltalgorithmus:** Dieser Algorithmus priorisiert die Nutzung der Batterie während Zeiten hoher Stromnachfrage und -preise. Die Batterie wird während der Nebenlastzeiten aufgeladen, wenn die Strompreise niedrig sind, und während der Hauptlastzeiten entladen, wenn die Preise hoch sind, was die Gesamtkosten für Energie reduziert.

- Selbstverbrauchsoptimierungsalgorithmus: Dieser Algorithmus ist darauf ausgelegt, die Nutzung von Solarenergie, die von einem Photovoltaik(PV)-System erzeugt wird, zu maximieren, indem er die zeitliche Abstimmung von Energieverbrauch und -speicherung optimiert.

konventionelle Speicherung

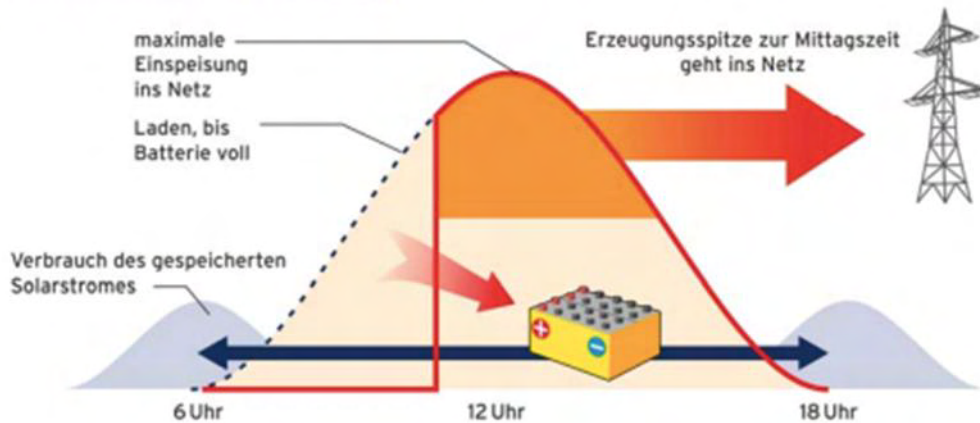


Abbildung 69: Konventionelle Speicherung (Quelle: Bundesverband Solar e.V. (2013). Batteriespeicher – ein sinnvolles Element der Energiewende. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Speicherstudie2013_Summary.pdf)

netzoptimierte Speicherung

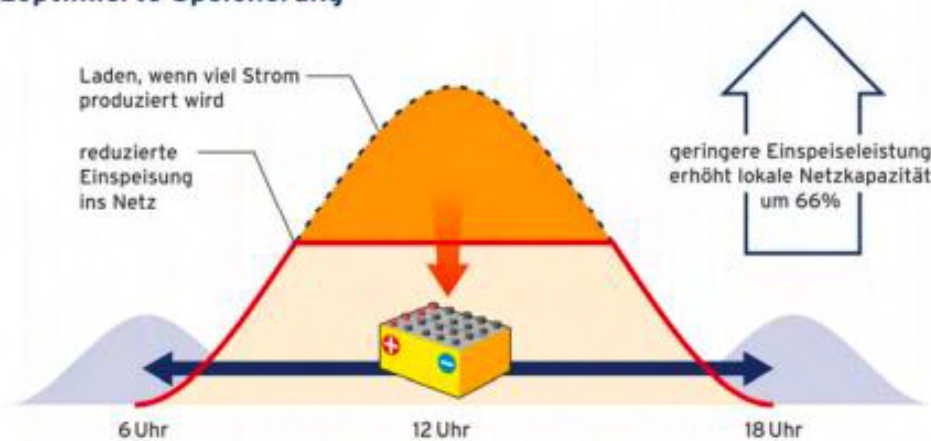


Abbildung 70: Netzoptimierte Speicherung (Quelle: Bundesverband Solar e.V. (2013). Batteriespeicher – ein sinnvolles Element der Energiewende. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Speicherstudie2013_Summary.pdf)

Insgesamt ist die Optimierung der Batterienutzung entscheidend für die Maximierung der Nutzung von Solarenergie und die Verringerung der Abhängigkeit vom Stromnetz. Durch die Implementierung dieser Algorithmen können die Nutzer die Effizienz und Lebensdauer ihrer Batterien verbessern und Energiekosten sparen.

5 Ergebnisse

- Beschreibung der Projektergebnisse, Darstellung von Innovationen und Weiterentwicklungen und Highlights aus dem Projekt. Die Projektergebnisse müssen klar, verständlich und übersichtlich dargestellt sein. Detaillierungsgrad und Umfang der Darstellung sind so zu wählen, dass nachvollziehbar ist, welche Erkenntnisse in der Projektlaufzeit gewonnen wurden.
- Stellen Sie zusätzlich die Einpassung in das Programm „Stadt der Zukunft“ dar und beschreiben Sie den Beitrag des Projekts zu den Gesamtzielen des Programms (siehe <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/ziele-inhalte/>).

Im Rahmen des Projekts war es erforderlich die Simulationsergebnisse zu analysieren und eine energetisch optimierte Lösung für ein resilientes und repräsentatives Quartier zu erarbeiten. Dies beinhaltet die energieeffiziente Planung und Simulation des bestehenden Quartiers unter Einbeziehung von Aspekten wie Photovoltaik, Energiespeicherung und anderen Technologien. Die erzielte Lösung wird anschließend in einzelne Module zerlegt, die schnell zu einem neuen Quartier zusammengesetzt werden können und dabei eine Best-Practice-Version repräsentieren.

5.1. Vorteil des PV-Eigenverbrauchs

5.1.1. Gemeinsamer Strom und Haushalt

Für die Berechnung wurden mehrere Positionen berücksichtigt, wie z. B. Aufzüge, Flurleuchten, Kellerleuchten, Tiefgaragen-Parkleuchten, Notleuchten und andere. Um den Konsum genauer zu analysieren, wurden tagesaktuelle Konsumverhaltensprofile erstellt.

Eine ähnliche Berechnung wurde auch für den Stromverbrauch der Mieter einzelner Wohnungen durchgeführt. Allerdings ist es gesetzlich nicht erlaubt, die Stromrechnung oder Daten verschiedener Wohnungen zu erhalten oder einzusehen, und es ist auch nicht erlaubt, die Anzahl der in jeder Wohnung lebenden Personen zu kennen. Daher wurde der Energieverbrauch anhand der Wohnungsgröße geschätzt.

Type	total floor area	Commercial	Living	Electricity demand kWh / a	heat/cool demand / a	total
A1	12,800	12,800	0	279,299	111,253	390,553
A2	19,800	0	19,800	432,041	172,095	604,136
A3 *)	26,800	1,000	25,800	584,783	232,937	817,720
A4	15,700	700	15,000	342,578	136,459	479,037
B1 school -	4,300	0	4,300	-	-	-
B2	4,600	4,600	0	-	-	-
B3	18,000	3,800	14,200	-	-	-
B1+B2+B3	26,900	8,400	18,500	586,965	233,806	820,771
B4	33,700	1,300	32,400	735,343	292,909	1,028,252
Total	135,700	32,600	130,000	2,961,010	1,179,459	4,140,468
Frankfurt (Shopping Zeile im Er	11700	700	11000	269,100	114,660	360,800
TU Wien Hochhaus 7 Labornutzu	8000	8000		368,000	80,000	448,000
Energy Base / ohne Nutzerstrom	7500	7500				151,000

Abbildung 71: Stromverbrauch (Zahlen auf Englisch)

Es wurde ein Strombedarf von 28,71 kWh/m² angenommen. Anhand verschiedener Stundenprofile des Simulationstools PVSOL (z. B. für Single-Haushalte, Zwei-Personen-Haushalte, Haushalte mit einem oder zwei Kindern etc.) wurde der gesamte Jahresstromverbrauch für alle Wohnungen berechnet. Das Stromverbrauchsprofil der Mieter aller Wohnungen und Büros stellte sich wie folgt dar:

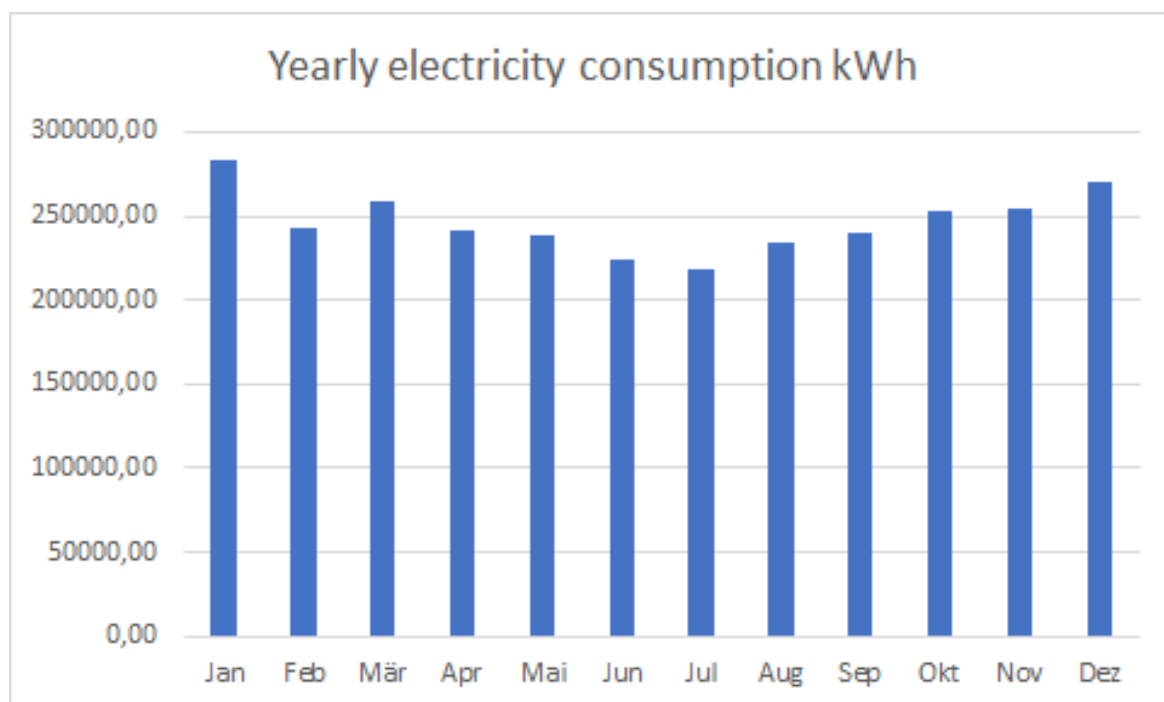


Abbildung 72: Jährlicher Stromverbrauch des Stroms des Mieters

Mit diesen Energiebedarfsdaten kann das optimale Konzept für die PV-Anlage erstellt werden.

5.1.2. Energie Eigenverbrauch

PV-Energie für den Gemeinschaftsstrom und den Haushalts-Strom der Mieter:innen

Zur Erstellung von Verbrauchsprofilen wurde der Energieverbrauch des Gebäudes, einschließlich Aufzüge, Flurbeleuchtung, Kellerbeleuchtung, Tiefgaragen-Parkbeleuchtung, Notbeleuchtung und öffentliche Toilette, analysiert. Dadurch konnte ein Gesamtprofil für die gemeinsame Stromerzeugung erstellt werden, aus dem dann das beste Konzept für den PV-Eigenverbrauch erstellt wurde.

Für einen hohen Eigenverbrauch wurde eine PV-Anlagengröße von 2378 kWp gewählt, wobei die Module um 5 Grad geneigt und nach Süden ausgerichtet sind, um im Sommer mittags eine maximale Energieproduktion zu ermöglichen. Eine Ost-West-Ausrichtung würde in den Morgen- und Abendstunden mehr Energie produzieren, in der Mittagszeit jedoch weniger überschüssige Energie. Allerdings wurde die Gebäudestruktur für Photovoltaikanlagen optimiert, so dass die Paneele parallel zum Dach nach Süden ausgerichtet waren.

Die Simulationsergebnisse zeigten die folgende Konfiguration und die folgenden Ergebnisse:

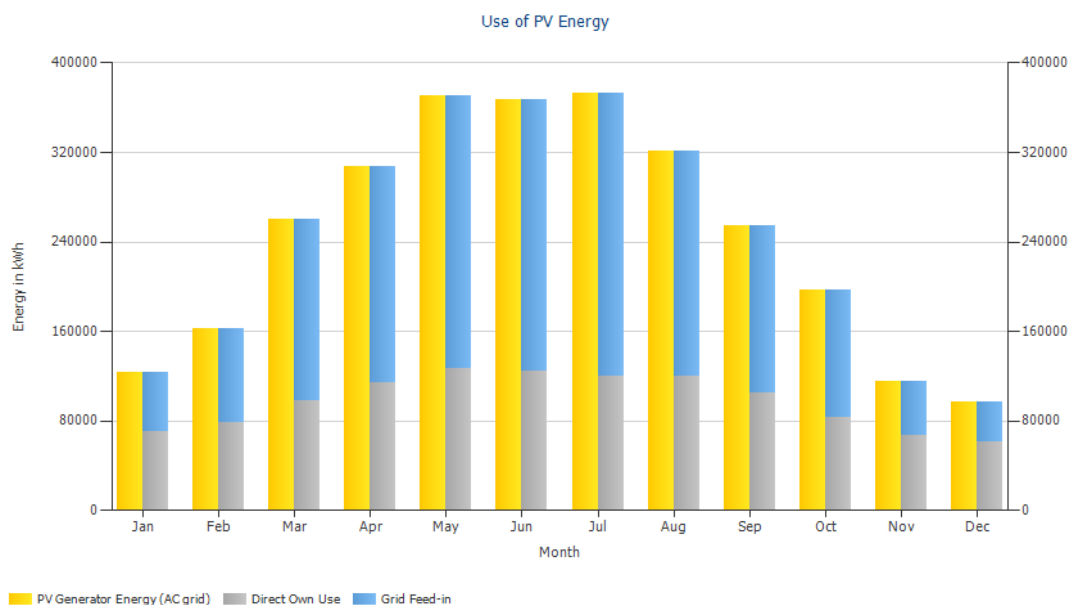
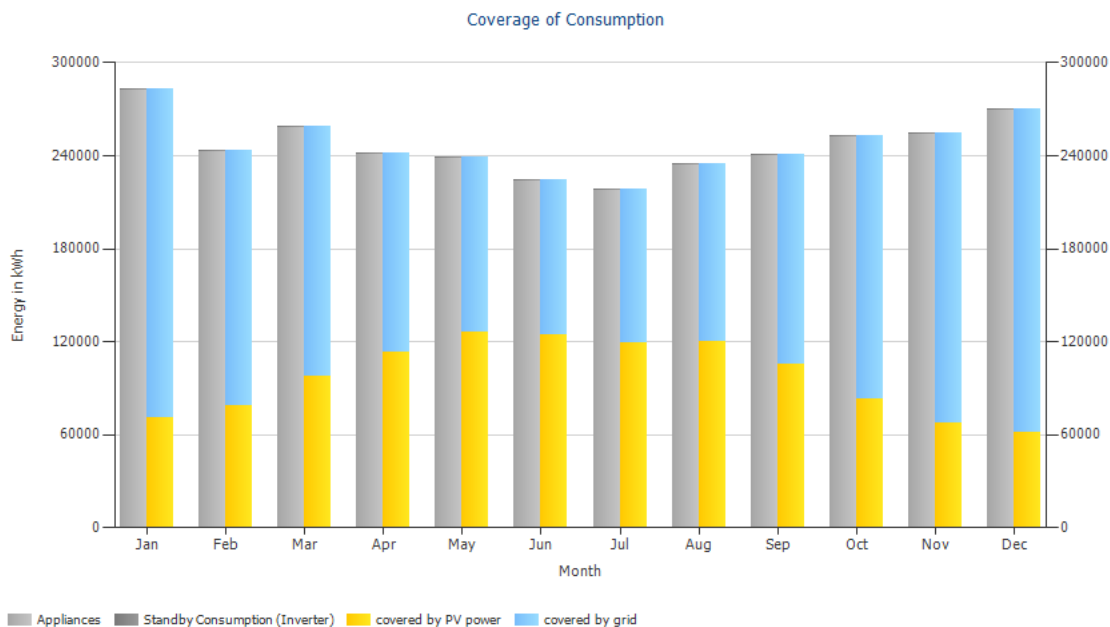


Abbildung 73: Nutzung von PV-Energie

Die Photovoltaik-Energieproduktion (gelbe Linie) weist in den Sommermonaten eine hohe Stromproduktion auf, während der direkte Energieverbrauch (Eigenverbrauch) (graue Linie) im Winter höher ist als im Sommer. Dies führt dazu, dass in den Sommermonaten ein erheblicher Teil der erzeugten PV-Energie ins Netz zurückgespeist werden muss. Mit diesem Konzept konnte eine Energieeigenverbrauchsquote von 39,5 % erreicht werden, was zu einer wirtschaftlichen PV-Anlage führt. Denn heutzutage kann überschüssige selbst produzierte PV-Energie in das öffentliche Netz eingespeist und über einen hohen Marktpreis für Strom vergütet werden.

Wie in Abbildung 73 dargestellt, steigt der durch Photovoltaik gedeckte Verbrauch in den Sommermonaten und sinkt im Winter. Wie bereits beschrieben, hätte bei einer Simulation der Photovoltaikanlage mit Ost-West-Ausrichtung der Ertrag in den Wintermonaten leicht steigen können, im Sommer wäre der Ertrag jedoch leicht zurückgegangen.



Die beiden genannten weiteren Szenarien könnten für das Projekt in Betracht gezogen werden:

- PV-Energie nur für den Gemeinschaftsstrom
- PV-Energie nur für den Strom der Mieter

In beiden Szenarien könnte die Größe der Photovoltaikanlage verkleinert werden. Wenn die PV-Energie nur für den allgemeinen Strom verwendet wird, könnte die Anlage noch weiter reduziert werden, was zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil führen würde. Es ist jedoch wichtig festzustellen, ob dies für ein neues Entwicklungsprojekt wirtschaftlich sinnvoll ist.

5.1.3. Optimierungspotenzial für erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien zeichnen sich auch durch ihre Technologieanwendungen und ihre Systemintegration aus. Vitality District hat diesbezüglich Bezirke und Regionen analysiert und Optimierungspotenziale für die Planungsphase erarbeitet.

Gerade unter dem Gesichtspunkt „Raus aus Öl und Gas“ stellen erneuerbare Energien mit ihren Technologieanwendungen durch Mehrfachnutzungen und die daraus gewonnene Wertschöpfung einen Multiplikator dar, der diese Lösungen in den Fokus von Landkreisen und Energiegemeinschaften rückt.

Die Grundlage dieser Lösungen ist jedoch auch die Einsparung von Energie, z. B. durch einen reduzierten Heizbedarf von Gebäuden, ein Kernelement. Das Passiv- und Niedrigenergiehaus sollte bei allen Neubauten und bei der Sanierung von Altbauten angestrebt werden. Dann gilt es im nächsten Schritt zu überlegen, wie erneuerbare Energie gewonnen und genutzt werden kann.

In den Optimierungsschritten mussten wir auch analysieren, wie die aktuelle Situation aufgrund der extremen Preissteigerungen ist und wie mit den Systemen stabile und langfristig wirksame Einsparungen für das Leben der Nutzer erzielt werden können. Gerade heute zeigt sich, dass die Stabilität der Marktmechanismen äußerst volatil ist, egal welche äußeren Einflüsse auf unsere Versorgungssysteme einwirken.

Wir haben uns auch mit den vielfältigen Vorteilen befasst, die durch erneuerbare Energien erzielt werden können. Hier ist Die Entscheidung Zu machen

- Wir teilen die elektrische Energie statisch oder dynamisch auf die Nutzer auf bzw.
- durch die Bereitstellung günstiger Heiz-/Kühlenergie erreichen wir höhere Kosteneinsparungen durch die lokale Direktnutzung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen durch den Einsatz von Wärmepumpen (Luft, Sole-WP oder Wärmerückgewinnung), die mit einem Mehrfachfaktor (COP) Wärme gewinnen bzw. für eine Temperierung sorgen können. Durch diesen Multiplikator kann auch eine große Menge CO₂ eingespart werden.

Am Beispiel von „Am Kempelenpark“ haben wir Potenziale identifiziert, wie die möglichen Energieerträge aus der verfügbaren Fläche des Gebäudes den Nutzern dienen können. Für den PV-Eigenverbrauch in Gebäuden mit mehreren Mietern wurden mehrere Berechnungen durchgeführt, da ein hoher Eigenverbrauch an selbst produzierter Energie aus Photovoltaik von entscheidender Bedeutung ist. In Österreich war die Einspeisevergütung für Strom aus einer PV-Anlage in der Vergangenheit niedrig, ist aber in letzter Zeit wieder gestiegen. Im Jahr 2017 bot die Bundesverwaltung für Ökostrom, OeMAG (Abwicklungsgesellschaft für Ökostrom), für PV-Anlagen größer 5 kWp eine Einspeisevergütung von 7,91 Cent pro Kilowattstunde an, für kleinere Anlagen kann die Einspeisevergütung gelten berechnet anhand des Marktpreises von etwa 3 bis 5 Cent pro Kilowattstunde. Derzeit liegt die Einspeisevergütung in den letzten drei Monaten (22. September bis 22. November 2022) bei 51 Cent.

Der Preis für verbrauchten Strom ist hingegen deutlich höher und liegt in Österreich je nach Bundesland zwischen 17 und 19 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2017 und 29 bis 40 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2022. Im Jahr 2017 ist der Eigenverbrauch von PV-Energie wichtiger und wirtschaftlicher geworden als die Einspeisung überschüssiger Energie. Allerdings scheinen sich heute die Rollen getauscht zu haben, doch die aktuelle Marktsituation ist so instabil, dass es schwer vorherzusagen ist, ob sich das Blatt wieder wenden oder gleich bleiben wird.

Daher ist es entscheidend, das richtige Konzept für die PV-Anlage zu erstellen, damit diese wirtschaftlich rentabel wird. Die Größe der PV-Anlage muss an den Stromverbrauch des Gebäudes angepasst werden. Um in der Planungsphase das richtige Konzept zu entwickeln, müssen viele Informationen über den Stromverbrauch des Gebäudes vorliegen. Diese Informationen sind in Österreich nicht einfach zu erhalten, da bisher nur wenige Smart Meter installiert sind und meist nur Jahresdaten verfügbar sind.

Um ein intelligentes Konzept zu erstellen, müssen alle elektrischen Verbraucher und Geräte im Gebäude analysiert und diese Werte mit dem Verbraucherverhalten verknüpft werden. Eine weitere Optimierung kann durch Verbrauchsumlagerung, Energiemanagement oder energieeffizientere Geräte erreicht werden. Für ein detailliertes Konzept ist die Analyse des Stromverbrauchs im Gebäude sowie des Stromverbrauchs der Mieter in einzelnen Wohnungen unerlässlich.

5.2. Geschäftsmodelle

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über das technische Konzept der PV-Anlage. Jeder interessierte Verbraucher kann problemlos einen eigenen Zähler an die PV-Verbraucher anschließen. Die erzeugte PV-Energie wird dann zur Stromversorgung der Teilnehmer:innen genutzt. Zu den Geschäfts- und Abrechnungsaspekten besteht jedoch noch erheblicher Forschungsbedarf. Dazu gehört die Festlegung, wie der Strom zwischen den Teilnehmern aufgeteilt werden soll und welche Vorteile sie aus der Nutzung von PV-Energie oder der Verlagerung ihres Energieverbrauchs auf Zeiten mit höherer PV-Energieproduktion ziehen können.

Die Bandbreite an Geschäftsmodellen für PV-Anlagen ist vielfältig. Ob ein bestimmtes Geschäftsmodell anwendbar ist oder erfolgreich sein wird, hängt von einer Reihe von Parametern ab, darunter der technischen, wirtschaftlichen, rechtlichen und sozialen Machbarkeit. Die spezifischen Parameter für jedes Geschäftsmodell werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

5.2.1. Voll-Einspeisevergütung

Bei einer Voll-Einspeisevergütung (FIT) wird eine PV-Anlage auf einem Gebäudekomplex installiert und der erzeugte PV-Strom wird zu 100 % in das öffentliche Netz eingespeist Abbildung 74. Dieses Modell wurde in der Vergangenheit in Österreich häufig angewendet und wird immer noch in großem Umfang umgesetzt. Es stellt im Allgemeinen keine technischen oder rechtlichen Schwierigkeiten dar und der Verwaltungsaufwand für die Beschaffung der erforderlichen Unterlagen und Genehmigungen wird auf ein Minimum beschränkt. Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit wird jedoch die Frage der Vergütung des eingespeisten Stroms entscheidend. Dabei liegen die Lebenszykluskosten von Strom aus einer PV-Anlage über einen Zeitraum von 25 Jahren optimalerweise bei 0,07–0,12 €/kWh und einer pauschalen

Vergütung zu den aktuellen Marktpreisen für Strom in Höhe von 0,07–0,50 €/kWh (Marktorientierung Preis) kann die Investition in eine PV-Anlage eine positive Rendite erzielen.

Bei einem 100 %-FIT-System können daher nur (staatliche) Zuschüsse zu einer angemessenen Amortisationszeit führen. Österreich bietet auf Bundesebene eine Einspeisevergütung an, die eine Vergütung von 0,115 € pro kWh für PV-Dachanlagen oder BIPV für die Dauer von 13 Jahren zuzüglich eines Investitionszuschusses von max. 200 €/ kWp installiert. Das Budget 2015 für die FIT plus Investitionszuschuss belief sich auf 8 Millionen Euro (OeMAG, 2021). Die Ausschreibung 2020 basierte auf dem Online -Wer zuerst kommt, mahlt zuerst, und die Zahl der Anträge für die Einspeisevergütung überstieg bei weitem das Volumen der verfügbaren Fördermittel.

Der FIT ist ein wertvolles Instrument zur Förderung der Photovoltaik (oder jeder anderen Art von erneuerbarer Energie) und hat zur Installation zahlreicher PV-Anlagen im ganzen Land geführt. Aufgrund des First-Come-First-Serve-Prinzips und der begrenzten Finanzierung gibt es jedoch keine Garantie für den Erhalt des FIT, was ihn für die strategische Investitionsplanung in die Photovoltaik ungeeignet macht.

Da die Stromverbrauchspreise in Österreich häufig über dem derzeitigen FIT liegen und die Kosten für selbst verbrauchten PV-Strom in der Regel über den Kosten für den Weiterverkauf zu Netzparität liegen, ist es wahrscheinlich, dass die volle FIT-Förderung in naher Zukunft ausläuft und das System der Volleinspeisung damit nicht mehr wirtschaftlich ist.

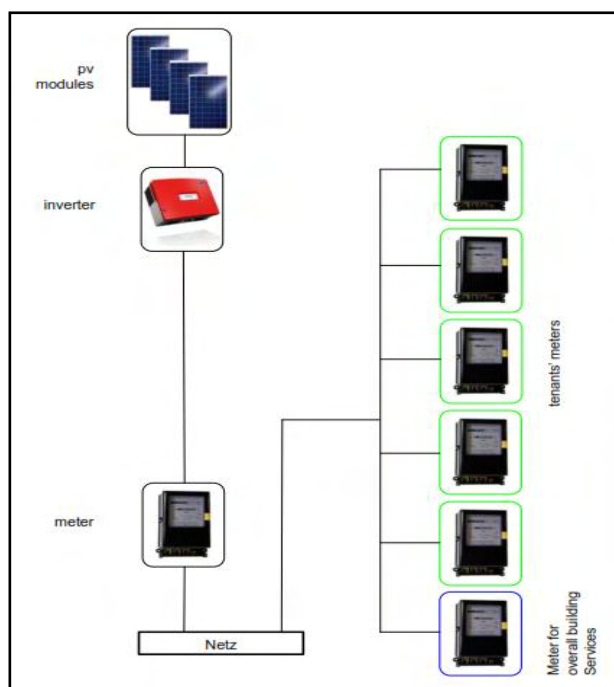


Abbildung 74: Vollständige Einspeiseregulierung (ATB-Becker)

5.3. PV-Strom -Eigenverbrauch

Dieses Modell zielt darauf ab, einen hohen Anteil des erzeugten Stroms direkt im Gebäude zu verbrauchen (siehe Abbildung 75).

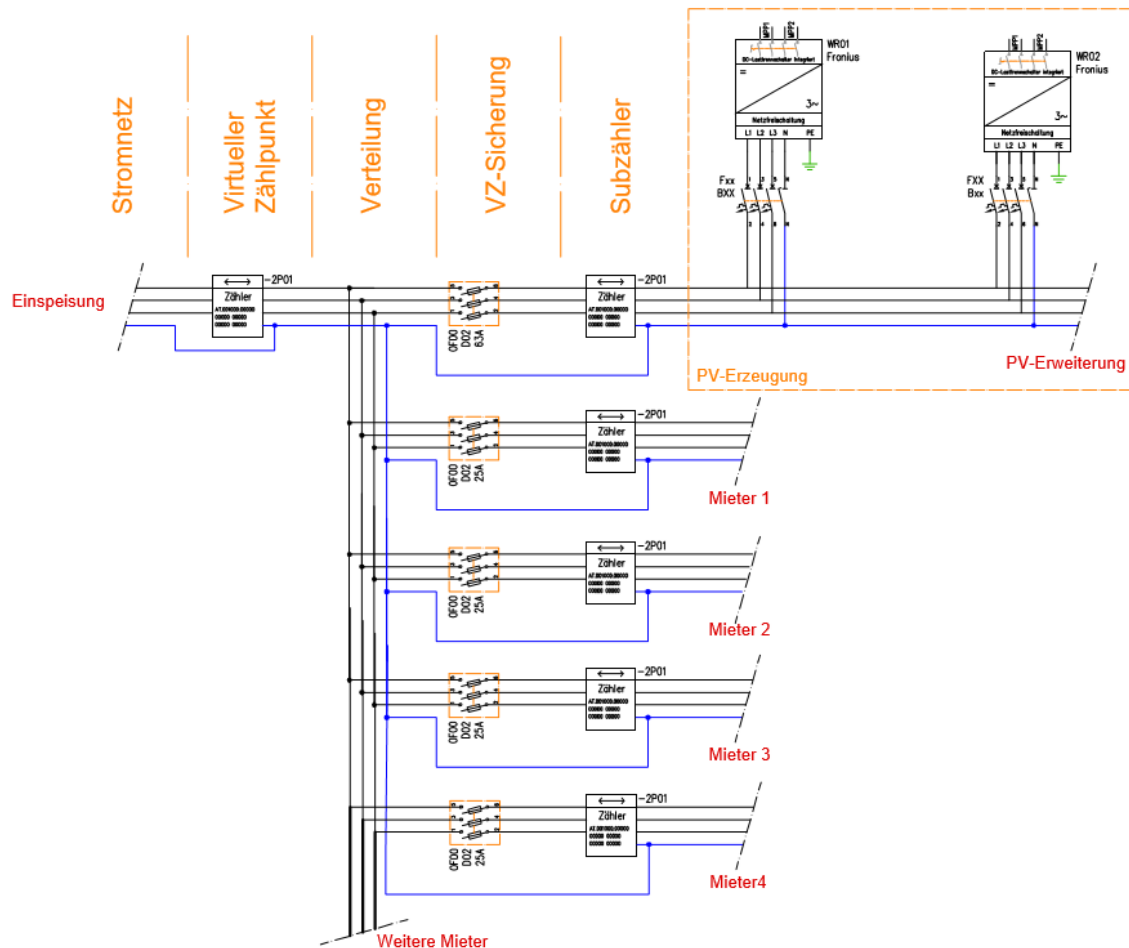


Abbildung 75: Schema des Eigenverbrauchs (ATB-Becker)

Ziel dieses Modells ist es, die Investition in eine PV-Anlage durch eine Reduzierung des Strombezugs vom Energieversorger zu finanzieren. In Österreich fallen für den Eigenverbrauch von PV-Strom bis zu einer Schwelle von 25.000 kWh keine zusätzlichen Gebühren wie Netzentgelte oder Steuern an, sodass der gezahlte Preis für jede selbst verbrauchte kWh nur von den Investitions- und Betriebskosten der PV abhängt. Für jede kWh selbst verbrauchten PV-Strom, die die 25.000-kWh-Grenze überschreitet, ist jedoch eine „Eigenverbrauchsteuer“ in Höhe von 0,015 € zu entrichten. Die öffentlichen Strompreise pro kWh sinken in Österreich mit steigendem Jahresverbrauch und können zwischen 0,202 € (inkl. MwSt.) für einen normalen Haushalt und 0,133 € (inkl. MwSt.) für Unternehmen mit einem Verbrauch von bis zu 2.000 MWh pro Jahr liegen. Bei optimalen Lebenszykluskosten von PV-Strom von 0,078 – 0,142 €/kWh ist es wirtschaftlich sinnvoll, PV-Strom selbst zu verbrauchen. Der Eigenverbrauch lässt sich mit einer Einspeiseregulierung kombiniert werden, bei der nur der überschüssige Strom ins Netz eingespeist und über die Einspeisevergütung vergütet wird.

Dieser Ansatz des Eigenverbrauchs steht etwas im Gegensatz zum früheren Ansatz, einfach so viel PV-Strom wie möglich auf einer beliebigen Fläche zu installieren, sei es frei montiert, auf dem Dach oder gebäudeintegriert (wie es in den Pionierjahren zu beobachten war). Der Eigenverbrauch erfordert eine ganzheitlichere Betrachtung und Planung einer PV-Anlage in Kombination mit dem Stromverbrauch im darunter liegenden Gebäude. Das größte positive Ergebnis einer PV-Anlage, die sich auf den Eigenverbrauch und nicht auf die Maximierung der Einspeisung konzentriert, besteht darin, dass ein solcher Ansatz zu einer Amortisationszeit von weniger als 10 bis 13 Jahren führen kann, ohne dass man von Einspeisevergütungen oder zusätzlichen Investitionen abhängig ist. Bei einem solchen Ansatz sind Größe und Leistung der PV-Anlage tendenziell kleiner als bei Full-FIT-Systemen.

Die Amortisationszeit hängt im Wesentlichen von drei Parametern ab, die je nach Gebäude, Land und Nutzung des Gebäudes, wie Büros, Wohnungen, Schulen, Produktions-PV-Anlagen usw., stark variieren können:

- 1) Strompreis
- 2) Stromlastprofil des Gebäudes/Gebäudenutzers
- 3) PV-Investitionskosten

Zusätzlich zu diesen drei Parametern stehen Gebäudekomplexe wie Einkaufszentren, gemeinsame Bürogebäude oder Mehrfamilienhäuser vor dem Problem, dass die österreichische Gesetzgebung die interne Unterverteilung von PV-Strom in solchen Gebäuden verbietet. Mit anderen Worten: Alle Gebühren und Gesetze, die für netzgespeisten Strom gelten, gelten auch für PV-Strom, der in Mehrparteienhäusern intern verteilt wird, was insbesondere für Mehrfamilienhäuser den Eigenverbrauch an erzeugten PV-Strom wirtschaftlich schwierig macht. Strom kann nur zur Versorgung allgemeiner/allgemeiner Verbraucher wie Treppenbeleuchtung, Aufzüge, für alle zugängliche Waschmaschinen sowie Zentralheizungs- oder Lüftungssysteme verwendet werden.

5.4. Energycom

5.4.1. Rechtsgrundlage

Die Grundlage für Energiegemeinschaften hat die Europäische Union mit zwei Richtlinien (Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 und Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944) geschaffen. Mit dem Erneuerbare-Energien-Ausbau-Gesetzpaket EAG hat Österreich im Juli 2021 verschiedene Vorgaben im Rahmen eines Gesetzes umgesetzt.

Die gesetzlichen Regelungen für das EEG finden sich in den §§ 79 und 80 Erneuerbare-Energien-Ausbaugesetz (EAG) sowie im § 16c ElWOG 2010. Für das BEG finden sich die Rechtsgrundlagen in § 16b ElWOG 2010. Außerdem gibt es weitere allgemeine gesetzliche Regelungen zum Umgang mit Elektrizität (§§ 16d und 16c ElWOG 2010).

Allen Modellen von Energiegemeinschaften ist gemeinsam, dass sie Energie (meist Strom) über Grundstücksgrenzen hinweg gemeinsam nutzen. Einzelpersonen, Unternehmen, Behörden und Kommunen können sich in Energiegemeinschaften zusammenschließen.

5.4.2. Modelle von Energiegemeinschaften

Ziel ist der Nutzen für die Teilnehmer und die Wende in der Energiepolitik.

Stromerzeugungsanlage gemäß § 16a ElWOG 2010

Möglichkeit der gemeinsamen Produktion und Nutzung gemeinsam erzeugter elektrischer Energie vor Ort mit statischer oder dynamischer Abrechnung.

Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft (EEG)

- Im lokalen EEG liegen die Grenzen innerhalb des Transformatorbereichs.
- Beim regionalen EEG liegen die Grenzen innerhalb des Netzes eines Energieversorgers.
- Die Abrechnung erfolgt statisch oder dynamisch

- Teilnehmer können z. B. natürliche Personen, Kommunen, juristische Personen der öffentlichen Hand oder KMU sein.

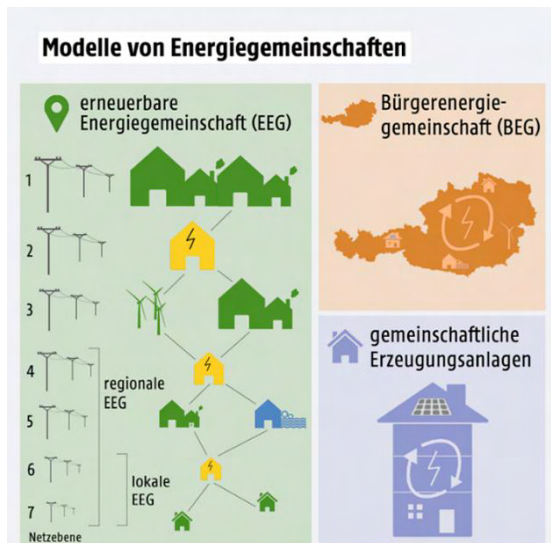


Abbildung 76: Modelle von Energiegemeinschaften (Quelle: <https://serve-u.at/newsletter-september-2022/>)

Bürgerenergiegemeinschaft (BEG)

- Die Grenzen liegen sowohl für die Produktion als auch für die Konsumenten innerhalb Österreichs.
- Teilnehmer können z. B. natürliche Personen, juristische Personen oder Kapitalgesellschaften sein.

Welche Energiequellen stehen im Fokus?

Eine EEG kann Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, die erzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Die EEG kann im Bereich der Aggregation tätig werden und weitere Energiedienstleistungen erbringen.

Im Gegensatz zur EEG ist die BEG nur im Strombereich tätig, ohne Beschränkung auf erneuerbare Energien. Daher kann es fossile und erneuerbare Quellen zur Stromerzeugung nutzen und die erzeugte Energie verbrauchen, speichern und auch verkaufen.

5.4.3. Reichweite und Tarife von Energiegemeinschaften

Reichweite des EEG

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 schreibt vor, dass EEGs projektnah sein müssen. Daher wird laut EAG zwischen lokalen und regionalen EEGs unterschieden. Proximity knüpft an die Netzebenen an und ermöglicht finanzielle Rabatte gegenüber dem örtlichen Netztarif. Die Verbraucheranlagen der Mitglieder müssen an die Stromerzeugungsanlagen im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers angeschlossen werden.

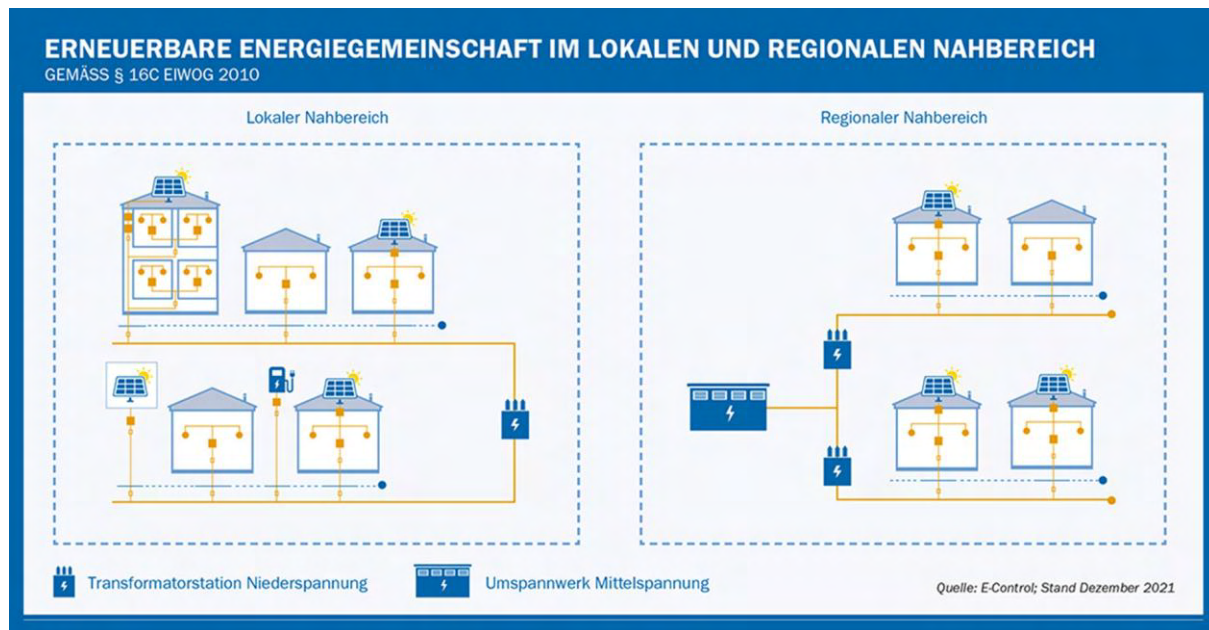


Abbildung 77: Skizze von Erneuerbaren-Energiegemeinschaft im Nahbereich

- Eine lokale EEG ist über das Niederspannungsverteilnetz (Netzebene 7) und den Niederspannungsteil der Umspannung (Netzebene 6) angeschlossen.
 - o Das reduzierte Netznutzungsentgelt (SNE-V 2018 Novelle 2022) für die Netzebenen 6 und 7 beträgt 57 % des Energiepreises.
- Eine regionale EEG erstreckt sich über das Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) bis zur Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk (Netzebene 4).
 - o Das ermäßigte Netznutzungsentgelt (SNE-V 2018 Novelle 2022) beträgt 28 % des Energiepreises für die Netzebenen 6 und 7 und 64 % für die Netzebenen 4 und 5.
- Beide Modelle sind freigegeben
 - o aus der Förderung erneuerbarer Energien und

o aus der Stromgebühr, wenn PV nicht ins Netz eingespeist wird (gilt für bilanziellen nachweisbaren Verbrauch innerhalb der EEG).

5.4.4. Reichweite der BEG

Eine BEG unterliegt keiner solchen Reichweitenbeschränkung und kann im gesamten österreichischen Markt tätig und somit über die Netze mehrerer Netzbetreiber angeschlossen werden. Für die österreichweite Nutzung des öffentlichen Netzes sind die entsprechenden Netznutzungsentgelte gemäß ElWOG 2010 sowie Netznutzungsentgeltverordnung 2018 in der jeweils gültigen Fassung (SNE-V 2018 Novelle 2022) zu entrichten.

Die Aufsichtsbefugnisse liegen in einer BEG bei bestimmten Mitgliedern:

- Natürliche Personen, Kommunen und

- Kleinunternehmen, sofern sie nicht die Funktion eines Elektrizitätsunternehmens im Sinne des § 7 Abs. 1 Nr. 11 ElWOG 2010 erfüllen.

Alle größeren Unternehmen sind somit von der Kontrollausübung im BEG ausgeschlossen. Dies bedeutet, dass im BEG nur die gesetzlich bestimmten Mitglieder über die (je nach Rechtsform) gesetzliche/gesetzliche (oder ändernde) Mehrheit verfügen können.

5.4.5. Vertragsbeziehungen in einem EEG

Am Beispiel eines EEG wird ein Überblick über die Vielfalt vertraglicher Beziehungen gegeben. beschreibt die Vertragsverhältnisse zwischen den Teilnehmern. Die zweite Grafik verdeutlicht die Vorgehensweise und die notwendigen Verträge sowie Zustimmungen, die für die Gründung einer Energiegemeinschaft erforderlich sind.

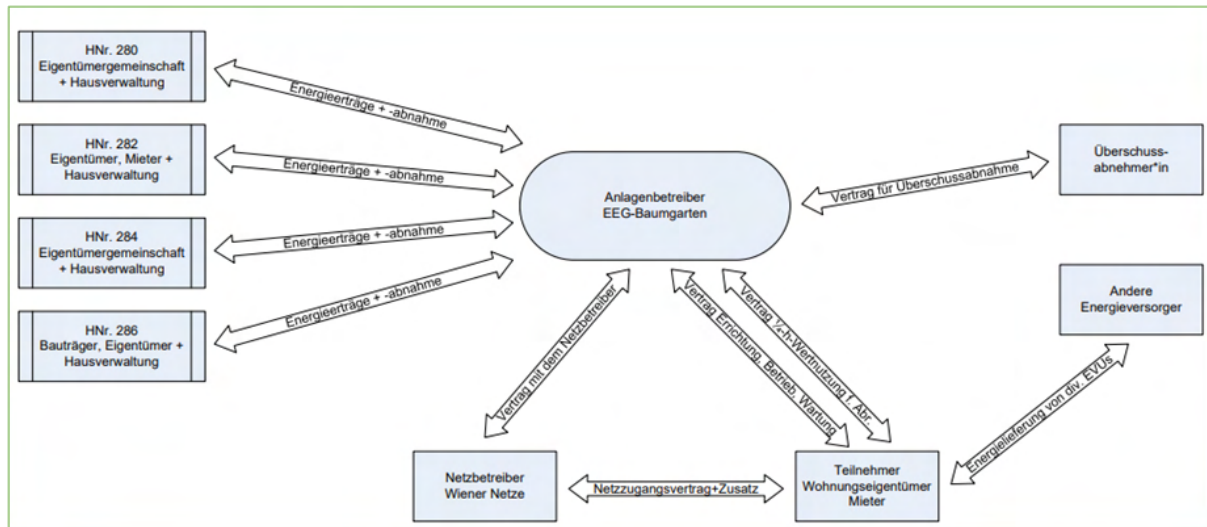


Abbildung 78: Beispiel einer EEG (Quelle: ATB-Becker, (Quelle: <https://serve-u.at/newsletter-september-2022/>))

Hinweis zur Sicherstellung der Datennutzungsmöglichkeiten:

- Die Teilnehmer müssen einer 1/4-Stunden-Nutzung zustimmen.
- Der Netzbetreiber stellt diese 1/4h-Werte nach Vorlage der Genehmigung zur Verfügung
- Dadurch können Dienstleister die Abrechnung übernehmen
 - o Statische, dynamische oder gemischte Lösungen sind möglich.
- Die Daten können auch zur Verbrauchsoptimierung genutzt werden
 - o Flexibilität für Effizienz und Energieeinsparungen

5.4.6. Vorgehensweise einer EEG

Abbildung 79 verdeutlicht die Vorgehensweise und die notwendigen Verträge sowie Zustimmungen, die für die Gründung einer Energiegemeinschaft erforderlich sind. Für die BEG liegen etliche Vertragsentwürfe noch nicht vor, das Verfahren ist jedoch noch umfangreicher.

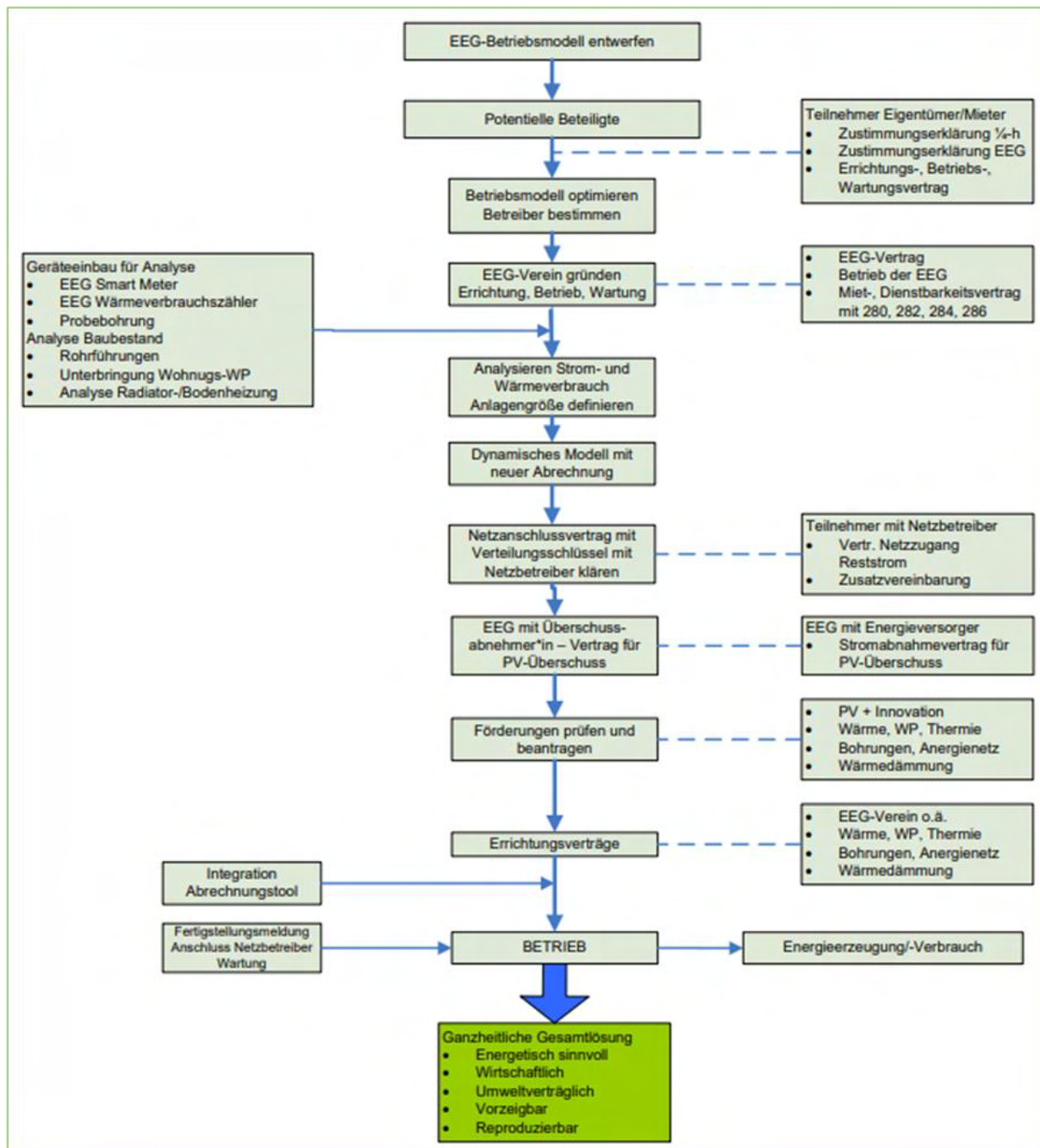


Abbildung 79: Die Vorgehensweise zur Erstellung eines EEG (ATB-Becker)

Energiegemeinschaften tragen dazu bei, Netze zu entlasten, Kompensationsenergie zu reduzieren und für mehr Stabilität auf lokaler Ebene zu sorgen.

5.5. Maßnahmen zur Optimierung der solaren Stadtplanung, Solarnutzungsindex

Aus dem Projekt Vitality District und den oben genannten Abschnitten (4.1.2-4.2.5) ergeben sich mehrere Maßnahmen, die die frühzeitige Solarplanung von Stadtquartieren erheblich verbessern könnten:

1. Eine verstärkte Kommunikation und Einbeziehung solarer Planungsaspekte in der Frühphase ist besonders wichtig, einschließlich:

- Kommunikation nach dem ersten Austausch
- Einbindung solarer Ideenfindung
- Einbeziehung solarer Aspekte bei der Erstellung des ersten Gesamtkonzepts

Es ist von besonderer Bedeutung, dass Möglichkeiten und Lösungen in enger Zusammenarbeit mit Architekten, Generalplanern, Bauherren, PV-Planern und Energieexperten präzise aufgezeigt werden.

2. In der Detailplanung sind neben der Kommunikation auch eine präzise Abstimmung technischer und regulatorischer Randbedingungen sowie Handelsschnittstellen erforderlich, einschließlich:

- Einreichplanung
- Umsetzungsplanung
- Planung und Durchführung von Maßnahmen

3. Die Kombination von früher Planung und detaillierter Planung, die in der Vergangenheit oft getrennt stattfand, ist durch Modellierungstools wie das Vitality District Tool möglich.

4. Die Einführung von Solarqualitätskennzahlen (Solarbewertungszahlen/-indizes), die den Zusammenhang zwischen Gebäudetechnik (Volumen, Geschossfläche, usw.), nutzerspezifischen Aspekten (Wohnungen, Büros, usw.) und solaren Maßnahmen (Ertrag, Solarfläche, usw.) erfassen. Dies ermöglicht eine standardisierte Bewertung der Solarplanung.

5.6. Analyse der Optimierungspotenziale

Die Planung der Energieinfrastruktur in Städten nimmt eine entscheidende Rolle im Rahmen der Energiewende ein. Während in der Vergangenheit die Hauptanforderung an die Energieinfrastruktur eine hohe Verfügbarkeit ohne Ausfallzeiten war, stellen sich mit der Umstellung der Energieversorgung neue Herausforderungen. Das zukünftige Energiesystem muss verschiedene Kriterien erfüllen, darunter Belastbarkeit und Zuverlässigkeit, Freiheit von fossilen Energieträgern, Netzfrendlichkeit, Verbrauchsoptimierung, geringer ökologischer Fußabdruck und technische Umsetzbarkeit. Zusätzlich erfordern einige dieser Aspekte, dass Energie in städtischen Gebieten nicht nur genutzt, sondern auch produziert werden muss.

Im Zuge des "Vitality District" wurde die Energieplanung auf Quartiersebene im Kontext der Stadtentwicklung "Am Kempelenpark" (Am Kempelenpark, 2023) in Bezug auf verschiedene Aspekte untersucht.

Das Use-Case plant ein neues, vielfältiges Stadtquartier. Auf dem bisher reinen Gewerbegrundstück werden rund 1.100 Mietwohnungen entstehen. Zwei Drittel davon werden gemeinnützig sein und ein Drittel wird privat finanziert. Dadurch entsteht hochwertiger und dennoch bezahlbarer Wohnraum. In Kombination mit vielfältigen Gewerbegebieten, lokaler Nahversorgung sowie dem Bau einer Ganztagsgrundschule und eines Kindergartens entsteht eine ausgewogene Mischung aus Wohn- und Gewerberäumen.

Die Optimierungsstrategie umfasste mehrere Schritte:

- Die Stromerzeugung erfolgt ausschließlich durch Photovoltaikanlagen auf dem Dach oder in den Fassaden.
- Definition der Energieproduktion des Quartiers im Ist-Zustand als Baseline.
- Energieerzeugung für den "neuen Masterplan", der als Grundlage für die Optimierungsvarianten diene.
- Energieerzeugung mit unterschiedlichen technischen Planungsansätzen
 - Variation des Anteils der Dächer und Fassaden (gemäß den Technischen Richtlinien Wiens abgedeckt werden)
 - Einbeziehung potenzieller Grünflächen
 - Variation von Größe, Ausrichtung und Dichte der PV-Anlagen
- Energiespeicher für Peak Shaving, Peak Shifting und Mittel- und Langzeitspeicherung wurden untersucht, einschließlich elektrischer Batteriesysteme, Elektrolyse und brennstoffzellenbasiertem Speicher.

Mit diesen Optimierungsmaßnahmen strebt das neue Stadtquartier eine nachhaltige und effiziente Energieerzeugung an, um eine lebenswerte Umgebung mit hochwertigem Wohnraum und vielfältigen Gewerbemöglichkeiten zu schaffen.

5.7. Maß für Optimierungspotenzial

Definition des Solarpotenzials

Zur Bilanzierung des Solarpotenzials erfolgte eine Einteilung der Ergebnisse in Kategorien (Zonen). Als Grundvoraussetzungen für die technische und wirtschaftliche Machbarkeit galten eine Mindesteinstrahlung von $\geq 950 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und eine zusammenhängende Mindestfläche von $\geq 5 \text{ m}^2$. Dazu wurden folgende Kategorien definiert:

- Kategorie 1 „nicht sehr geeignet“ ($< 900 \text{ kWh/m}^2\text{a}$)
 - Aufgrund der ausgewerteten Parameter ist diese Kategorie für eine Solarnutzung wenig geeignet (wegen Nah- und Fernverschattung).
- Kategorie 2 „gut geeignet“ (≥ 900 bis $1.200 \text{ kWh/m}^2\text{a}$)

- Eine Solarnutzung ist möglich und bereits sinnvoll.
- Kategorie 3 „sehr gut geeignet“ ($\geq 1.200 \text{ kWh/m}^2\text{a}$)
 - Bereits jetzt sehr attraktive potenziell erzielbare Renditen.
- Kategorie 4 „bestens geeignet“ ($\geq 1.300 \text{ kWh/m}^2\text{a}$)
 - Spitzenwerte der Sonneneinstrahlung.

Für alle in diesem Projekt generierten Rasterdatensätze und Ergebnisse wurde die Einstrahlungsstärke als Summe aus Direktstrahlung und diffuser Himmelsstrahlung in Abhängigkeit von der Ausrichtung (Neigung und Orientierung) und der Geländeoberfläche (z. B. Dachoberfläche) berechnet. Die atmosphärische Korrektur dieser Werte erfolgt anhand einer kleinräumigen Zeitreihe von Bewölkungsdaten aus Satellitenbeobachtungen.

Die Berechnung wurde zunächst unter der Annahme einer Standardatmosphäre ohne Wolkendecke zu einem bestimmten Zeitpunkt (Sonnenstand) durchgeführt.

- Zur Bestimmung der diffusen Himmelsstrahlung wurde die Größe der effektiven Himmelsfläche ermittelt, die einerseits von der Ausrichtung der Dachfläche und andererseits von der Horisonthöhe aufgrund der umgebenden Topographie abhängt.
- Neben der Berücksichtigung des Sonnenstandes relativ zur Oberflächennormalen des Zielobjekts wurde auch die Abschattung durch umgebende Objekte oder entfernte Topographie berücksichtigt.
- Um Summen des Solarpotenzials über Zeiträume (Tages-, Monats-, Saison- oder Jahressummen) zu erhalten, wurden diese Solarpotenzialwerte iterativ für mehrere Zeitpunkte pro Tag (halbstündlich) und im Verlauf eines Jahres (5 Tage) berechnet) und die erzielten Einzelergebnisse wurden summiert.
- Diese Ergebnisse wurden anschließend mit Wolkenbedeckungsdaten (auf monatlicher Basis) korrigiert, um sie an die örtlichen Bedingungen anzupassen.

Diese Ergebnisse ermöglichen die Angabe des Solarpotenzials in $\text{kWh/m}^2\text{a}$ für jede Netzzelle und bieten somit eine adäquate Planungsgrundlage für den Bau von Solaranlagen:

- Solarpotenzial inklusive Statistik für jede Dachfläche
- Statische Analysen für Zeiträume (Jahreszyklus), z. B. energietechnisch besonders relevante Zeiträume wie die Übergangszeiten
- Einteilung in geeignete und weniger geeignete (Dach-)Bereiche

Berechnung des Am Kampelpark-Potenzials:

Für jedes Gebäude in Wien können drei wichtige Informationen für die mögliche Planung einer Solaranlage abgerufen werden, nämlich die Grundfläche des Gebäudes und die Teile der Dachflächen mit mehr als fünf Quadratmetern zusammenhängender Fläche (mit einer solaren Einstrahlung von mehr als 900 bzw. $1.200 \text{ kWh/m}^2\text{a}$), die „gut“ bzw. „sehr gut“ für die Solarnutzung geeignet sind.

Wie bereits erwähnt, wird das Viertel „Am Kempelenpark“ neugestaltet. Dies bedeutet, dass die bestehende Bebauung des Quartiers – innerhalb eines definierten Bereichs, der nicht alle Bestandsgebäude umfasst – abgetragen wird und komplett neue Gebäude errichtet werden. Dies lässt auch Raum für eine Optimierung der Gebäude und Dachflächen im Hinblick auf Photovoltaikanlagen und deren Erträge.

Auf der Karte unten sehen Sie den aktuellen Stadtteil „Am Kempelenpark“. Es besteht aus 9 Gebäuden, das lange Gebäude im Norden ist ein Parkhaus. Die Einschübe zeigen die Einstrahlung auf die Dachfläche. Rot zeigt eine Sonneneinstrahlung der Kategorie „sehr gut“, Orange der Kategorie „gut“.

„Eigentlicher Kempelenpark“ mit dem vorhandenen Gebäudebestand

Die Ertragspotenziale des Ist-Zustandes wurden berechnet und analysiert. Basierend auf diesen Daten wurde das Ertragspotenzial auf den „eentlichen Kempelenpark“ und das Gebiet „Am Kempelenpark Neu“ übertragen.

Der erste Schritt bestand darin, die Dachfläche insgesamt für jedes Gebäude zu bewerten. Dieser Bereich wurde dann in sehr gut und gut für die Photovoltaik-Nutzung geeignete Bereiche unterteilt. Wie man sieht, ist der Anteil der sehr gut geeigneten Dachfläche minimal. Die Fläche für gut geeignete Flächen hat einen Anteil von 97,56%. Anschließend wurde die Dachfläche auf ihre Nutzbarkeit untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass im Durchschnitt etwa 80 % der Dachfläche für die Nutzung von Photovoltaik geeignet ist.



Abbildung 80: Gebäudezustand im Solarkataster der Stadt Wien für das Quartiersentwicklungsgebiet „Am Kempelenpark“

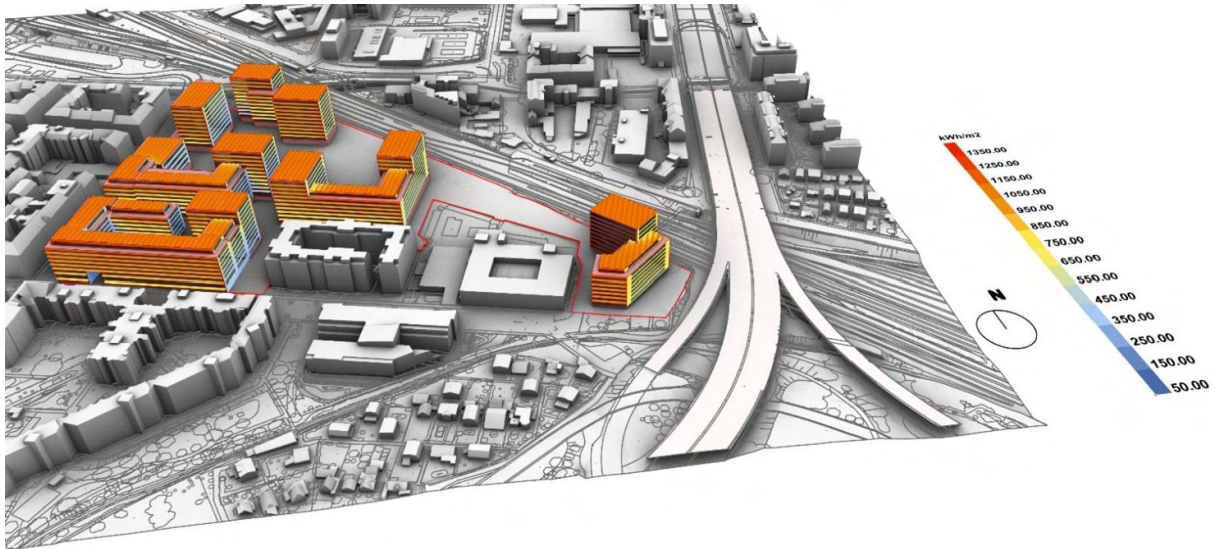


Abbildung 81: „Ur-Masterplan“ des Quartiersentwicklungsgebietes „Am Kempelenpark“

Tabelle 6: Ertragsergebnisse für die PV-Planung der tatsächlichen Gebäudestruktur des am Kempelenparks (nur 80 % der tatsächlichen Dachfläche zur Solarnutzung geeignet): (Zahlen in Englisch)

	Dachfläche m²	Sehr gut geeignet (>1200kWh/ m²a) m²	% Nutzbare Dachfläche sehr gut geeignet	gut geeignet (>900kW/ m²a) m²	% Nutzbare Dachfläche gut geeignet	Nutzbare Dachfläche m²	% der nutzba- ren Dachflä- che	PV-Ertrag MWh elektr .
Quellenstraße 2A	4.302	148	4,44	3.189	95,56	3.337	77,57	525
Quellenstraße 2C	7.095	165	3,88	4.086	96,12	4.251	59,92	647
Gudrunstraße 11	683	0	0	523	100,00	523	76,57	77
Quellenstraße 2	579	7	1,38	499	98,62	506	87,39	80
Quellenstraße 2	156	2	1,54	128	98,46	130	83,33	20
Quellenstraße 2	181	0	0	166	100,00	166	91,71	25
Quellenstraße 2	2.292	69	3,52	1.893	96,48	1.962	85,60	307
Quellenstraße 2	3.258	191	6,16	2.908	93,84	3.099	95,12	501
Quellenstraße 2	576	3	1,07	278	98,93	281	48,78	44

			Mittelwert	Gesamt	Mittelwert	Gesamt	Mittelwert	Gesamt
GESAMT			2,44		97,56	14.255	78,44	2.225

Energieverbrauch des Neuen Ursprünglicher Masterplan des Bezirks:

Im Basisszenario wurden konservative und gemeinsame Annahmen zum Gebäudestandard und zum Energieverbrauch getroffen. Der Energieverbrauch rein elektrisch sowie inklusive HVE C (Heizen, Kühlen) basierte auf stündlich aufgelösten jährlichen Normlastprofilen mit drei Verbrauchsspitzen am Tag, morgens, mittags und abends. Dies geschah, um die gemischten Benutzertypen abzubilden. Der Verbrauch wurde auf 22 kWh/m²a für reinen Strom und 9 kWh/m²a pro Jahr für Heizung und Kühlung festgelegt, was insgesamt 31 kWh/m²a pro Jahr ergibt. Das folgende Bild und die folgende Tabelle geben die Gebäudeidentifikation innerhalb des Quartiers sowie den Energiebedarf (Verbrauch) pro Gebäude wieder. Für einige Szenarien (Speicherszenarien Version 3 und Version 4, unten) wurden auch hohe Bedarfswerte auf ihre Auswirkungen getestet.

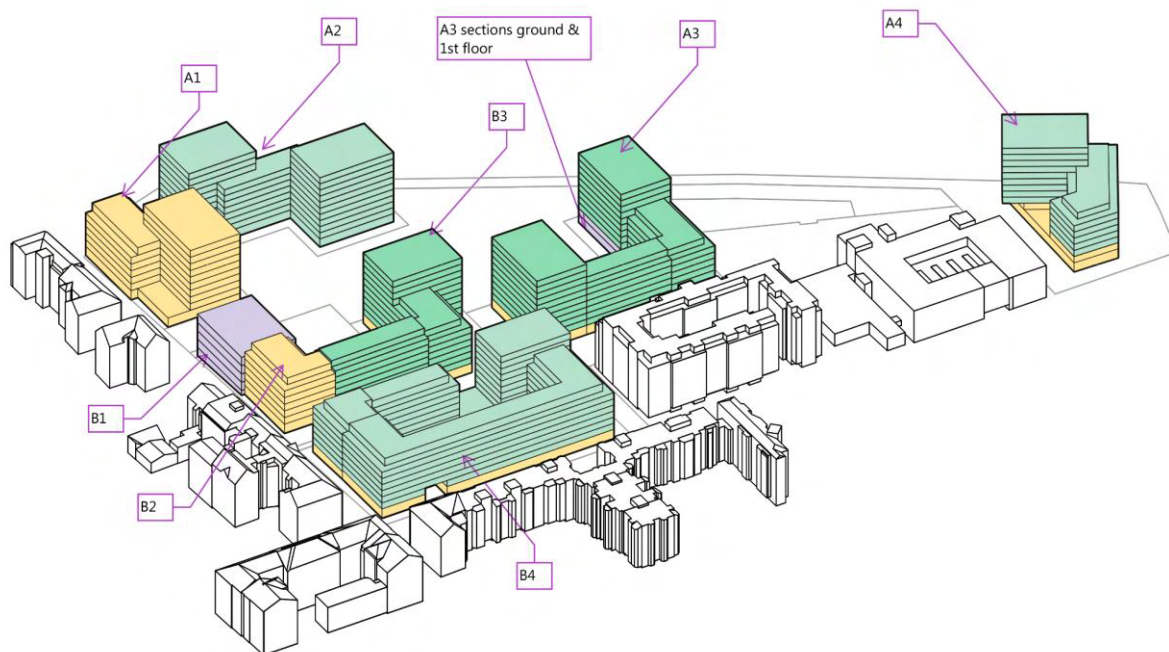


Abbildung 82: Gebäudekennzeichen des „Ur-Masterplans“ des Quartiersentwicklungsgebietes „Am Kempelenpark“

Tabelle 7: Tabelle mit Gebäudekennzeichen, Grundfläche und Verbrauch für den ursprünglichen Masterplan „Am Kempelenpark“.

Type	total floor area	Commercial	Living	Electricity demand kWh / a	heat/cool demand / a	total
A1	12.800	12.800	0	279.299	111.253	390.553
A2	19.800	0	19.800	432.041	172.095	604.136
A3 *)	26.800	1.000	25.800	584.783	232.937	817.720
A4	15.700	700	15.000	342.578	136.459	479.037
B1 school -	4.300	0	4.300	-	-	-
B2	4.600	4.600	0	-	-	-
B3	18.000	3.800	14.200	-	-	-
B1+B2+B3	26.900	8.400	18.500	586.965	233.806	820.771
B4	33.700	1.300	32.400	735.343	292.909	1.028.252
Total	135.700	32.600	130.000	2.961.010	1.179.459	4.140.468

5.8. Optimierung der Energieproduktion durch Photovoltaik

5.8.1. Stand der Technik Variante: ursprünglicher Masterplan 80 % Dachflächen gut geeignet Kategorie 2 (>900kWh/m²a):

Am Kempelenpark „ursprünglicher Masterplan“

Für die Berechnung der Solarpotenzialanalyse des neuen Quartiers „Am Kempelenpark“ wurden die oben genannten Ergebnisse eins zu eins auf das neue Quartier übertragen. Die nutzbare Dachfläche wurde auf 80 % reduziert und die solaren Einstrahlungswerte der gut geeigneten Dächer (>900 kWh/m²a) verwendet. Auf den Skizzen unten ist der künftige Masterplan des Stadtteils „Am Kempelenpark“ in seiner Umgebung zu sehen. Das Projekt besteht aus allen 8 Gebäuden.

Im Vergleich zwischen „Kempelenpark Bestandsgebäude“ und „Kempelenpark Neu“ könnten die tatsächlichen Gebäude einen PV-Ertrag von 2.200 MWh/a bieten. Das neue Projekt könnte einen PV-Ertrag von 941 MWh/a bieten. Das liegt auf der Hand, denn die Nutzfläche wird von 14.255 m² auf 6.016 m² sinken. Das Interessante daran ist, dass der prozentuale Wert beider Varianten mit etwas über 42 % nahezu gleich ist.

Tabelle 8: Ergebnisse für den ursprünglichen Masterplan „Am Kempelenpark“ mit 80 % Dachflächen der gut geeigneten Kategorie 2 (> 900 kWh/m²a)

	m² Dachfläche	m² zu 80 % nutzbar	Leistung kWp	Ertrag kWh (bei 900 kWh/m²a)
A1	840	672	116	105.102
A2	1.495	1.196	207	187.057

A3	1.565	1.252	217	195.816
A4	780	624	108	97.595
B3	780	624	108	97.595
B4	640	512	88	80.078
B3	780	624	108	97.595
B4	640	512	88	80.078
Gesamt	7.520	6.016	1.045	940.918

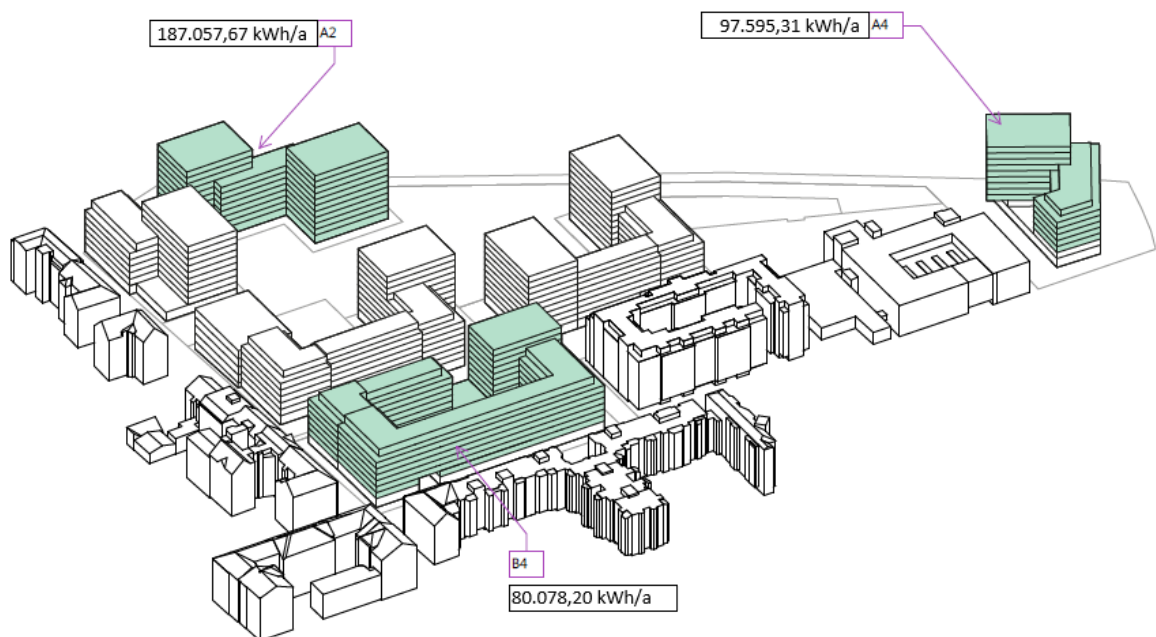


Abbildung 83: Gebäude A2 und A 4 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung.

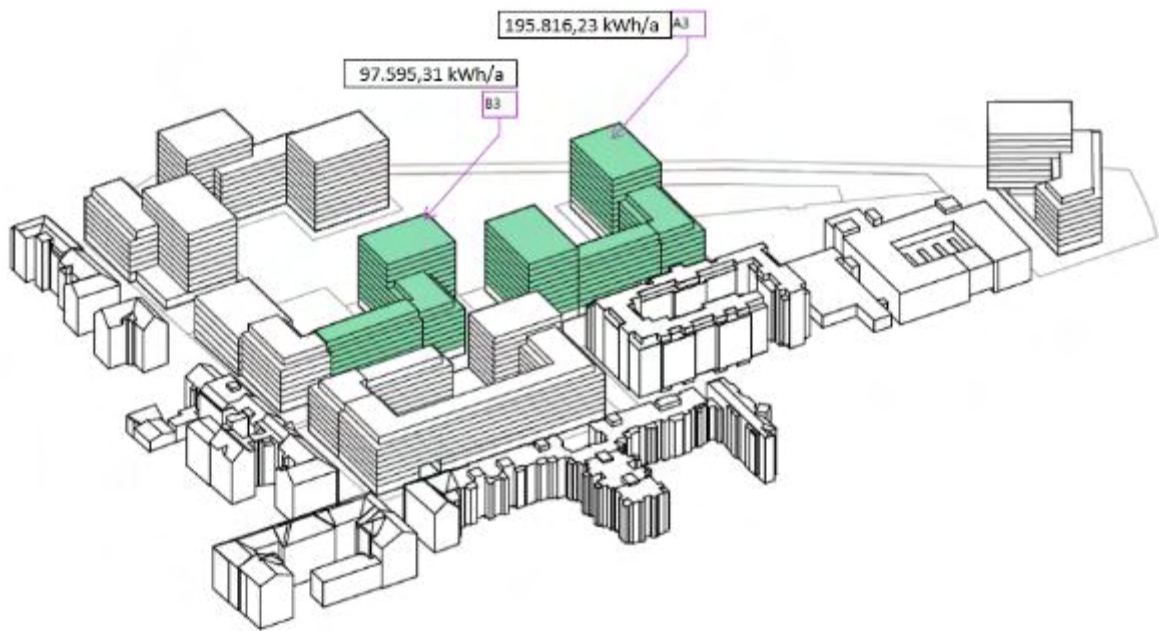


Abbildung 84: Gebäude A3 und B 3 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung.

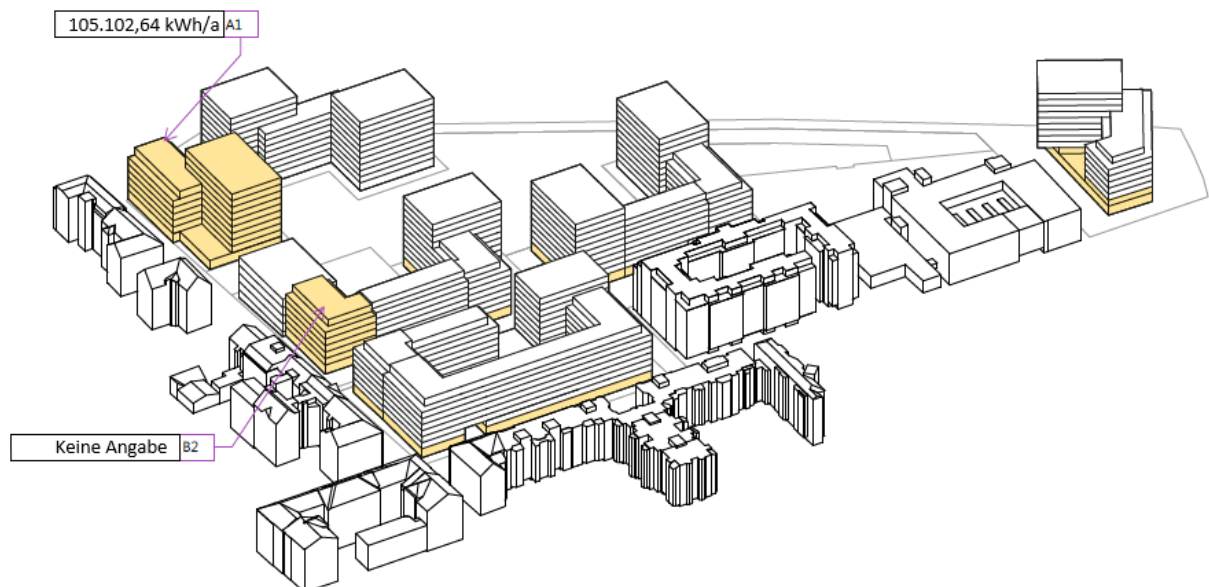


Abbildung 85: Gebäude A1 und B 2 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung .

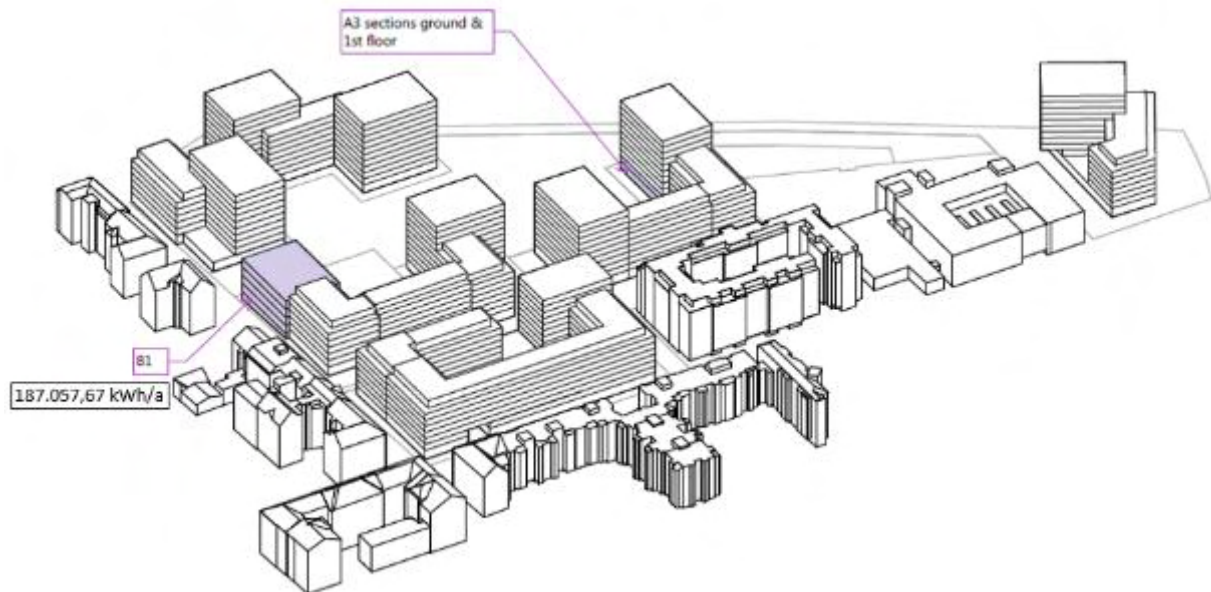


Abbildung 86: Gebäude A3 und B 1 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung.

5.8.2. Variante 1: Optimierte Variante unter Nutzung von 100 % Dächern und Fassaden

Der nächste Schritt bestand darin, ein Modell des gesamten Projekts zu erstellen und es in der Simulationsumgebung von PV-Sol zu simulieren. Während in den vorherigen Schritten der Potenzialanalyse Dachkonstruktionen wie Aufzugsschächte und Hindernisse berücksichtigt wurden, wurden in diesem Schritt die Dächer „optimiert“ und von etwaigen Hindernissen befreit. Somit steht nun die gesamte Dachfläche zur Verfügung. Dadurch konnten mehrere Belegungsvarianten der Photovoltaik getestet werden, um sich einer idealen Belegungsvariante anzunähern.

Optimierte Anlagensimulation für die Dachsimulation des Original-Masterplanmodells

Die erste Simulation war die ursprüngliche Planung der Gebäude. In dieser Simulation wurden die Dächer mit einer maximalen Anzahl an Modulen gedeckt, um einen maximalen Ertrag zu erzielen. Es wurde darauf geachtet, dass keine Verschattungswerte größer als 10 % auftraten und ein Mindestabstand von 1 Meter eingehalten wurde. Um einen maximalen Ertrag zu erzielen, wurden die Anlagen alle in Ost-West-Ausrichtung geplant. Dadurch erhöht sich die Anzahl der installierbaren Photovoltaikmodule und damit auch der Ertrag.

Wie im Bild unten zu sehen ist, wurden sämtliche Dächer des Quartiers mit Photovoltaikmodulen gedeckt. Die Gesamtleistung der Photovoltaikanlagen beträgt 1.831 kWp bei einer Generatorfläche von 9.145 m². Der spezifische Jahresertrag der Gesamtanlage beträgt 1.046 kWh/kWp bei einer Anlagenauslastung von 88,26 %. Der Jahresertrag der Anlage beträgt 1.918 MWh/a.

Optimierte Anlagensimulation für die Original-Masterplanmodell-Fassadensimulation

An allen nach Süden ausgerichteten Gebäudefassaden wurden Photovoltaikmodule installiert. Es wurde darauf geachtet, nicht zu viel Verschattung durch umliegende Gebäude zu verursachen. Daher

wurden die Photovoltaikmodule überwiegend in den Obergeschossen installiert. Wo möglich, wurde das Maximum der Fassade ausgenutzt.



Abbildung 87: Ost-West-Ausrichtung des Simulationsdachs für den ursprünglichen Masterplan

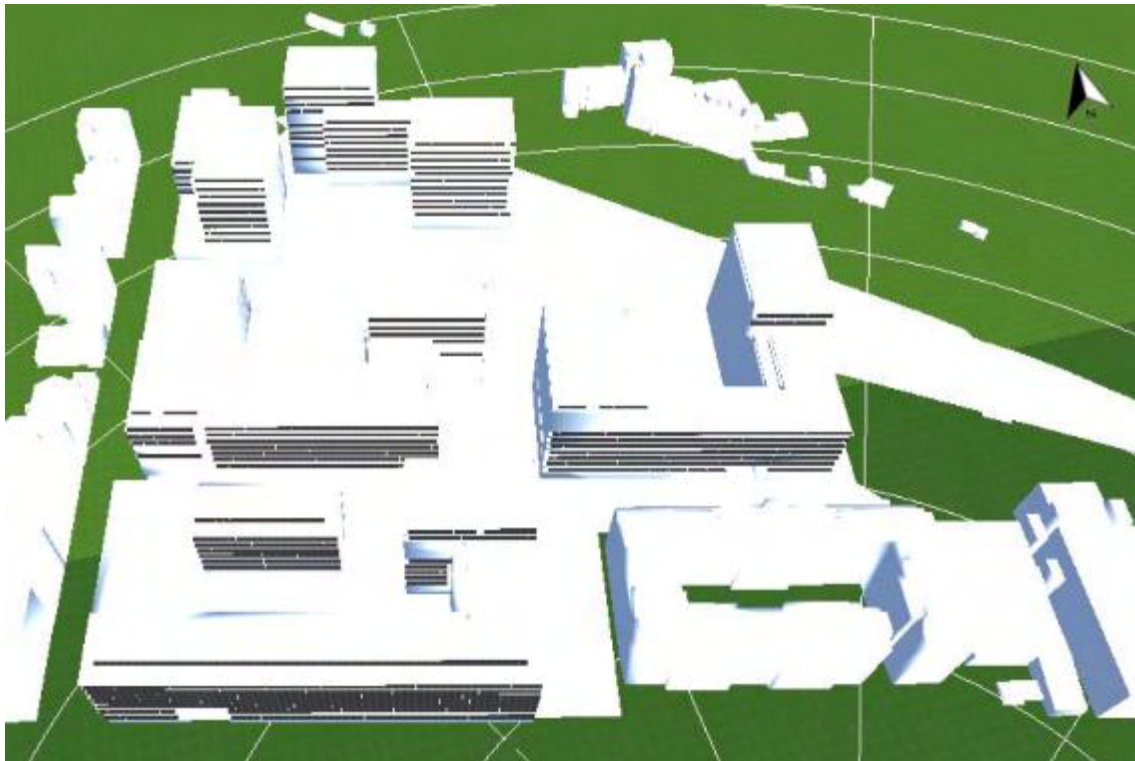


Abbildung 88: Simulationsfassade für den ursprünglichen Masterplan

Die Gesamtleistung der Photovoltaikanlage beträgt 737 kWp bei einer Generatorfläche von 3.683 m². Der spezifische Jahresertrag der Gesamtanlage beträgt 904 kWh/kWp bei einer Anlagenauslastung von 76,1 %. Der Jahresertrag der Anlage beträgt 668 MWh/a. Der Fassadengenerator leistet im Winter immer eine bessere Leistung als eine normale Dachanlage, erfordert aber auch mehr Wechselrichter, um der erhöhten Verschattung entgegenzuwirken. Bei komplexen Verschattungsanlagen wäre es interessanter, mit Modulwechselrichtern zu arbeiten, da dies keinen Einfluss auf die gesamte Photovoltaikanlage hätte.

Bei der Kombination beider Simulationen, also des Dachsystems mit dem Fassadensystem, würden sich folgende Systemwerte ergeben:

Tabelle 9: Simulationsergebnisse Originalmodell

	PV-Generatorleistung kWp	Spez. Jahresertrag kWh/ kWp	Anlagenauslastung sgrad %	Ein V. CO ₂ -Emissionen t/a	Anzahl Module	Generatorfläche m ²	Jahresertrag MWh/a
Gesamt	2.569	1.006	82,18	1.215	6.851	12.828	2.587
Dach	1.831	1.046	88,26	901	4.884	9.145	1.918

Fassade	737	904	76,1	313	1.967	3.683	668
---------	-----	-----	------	-----	-------	-------	-----

Steigerung der KPIs durch Optimierung

Die Gesamtproduktion beträgt in diesem Szenario 2.587 MWh. Aus diesem Ertrag wurde der Eigenverbrauchswert mit 57,1 % berechnet (1.477 MWh des PV-Ertrags werden direkt verbraucht, da sie unterhalb des stündlichen Lastbedarfs liegen). Ohne Speicherung werden 42,9 % (1.110 MWh) ins Netz eingespeist. Bei einem Gesamtenergieverbrauch von 2.961,0 MWh würde die kumulierte Lastselbstdeckungsquote (die Menge des im Quartal erzeugten und verbrauchten Energieverbrauchs (1.477 MWh) 49,9 % betragen. Unter der Annahme, dass auch HCEV-Systeme vorhanden sind, würde die Quote auf 35,68 % sinken. Der Bezirk würde im Saldo 87,5 % seines Einzelverbrauchs produzieren (2.587 MWh von 2.961 MWh), unter der Annahme, dass auch HCEV-Systeme vorhanden wären, würde das Verhältnis auf 62,5 % (2.587 MWh von 4.140 MWh) sinken.

Tabelle 10: Optimierung der Platzierung des ursprünglichen Masterplans im Vergleich

	Am Kempelenpark Neu	Am Kempelenpark Bestandsgebäude
Wohnfläche m²	6.016	14.255
Ertrag MWh	941	2.226
Prozentwert	42,20	42,28

5.8.3. Variante 2: konservativ 50 % Dach 50 % Fassade

Methodischer Ansatz

Die Modellierung erfolgte für die einzelnen Gebäude im Masterplan des aktuellen Planungsstandes 2022, siehe Abbildung 3. Die Nutzung der Gebäude erfolgte gemischt (Wohnungen und Geschäfte). Als Durchschnittsverbrauch aller Gebäude wurden 22 kWh/m² und Jahr für den reinen Stromverbrauch und 31 kWh/m² und Jahr inklusive Heizung und Kühlung zugrunde gelegt. Die PV-Anlagenplanung wurde mit PVSITES in einem Strang pro Fassade und Stockwerk durchgeführt. Bitte beachten Sie, dass insbesondere dieser vereinfachte Ansatz zu vielen Verschattungsverlusten führte, die sich in einem geringeren Ertrag niederschlagen. Nach dieser Methode wurden die Fassaden (alle Seiten: Süden, Osten, Westen und Norden) und Dächer mit Photovoltaik-Paneelen bedeckt (Dach: 290 Wp monokristallines PERC mit 5,82 m²/kWp und Fassade mit 460 Polykristallin mit 6,12 m²/kWp). Die Ausrichtung des Dachmoduls ergab sich aus der Typologie des Stadtteils (strikte Orientierung an der Längsachse der Gebäude) und der Maximierung der genutzten Fläche. Die gewählte Einstellung für den

Neigungswinkel betrug 15° nach Süden – was einem recht geringen Winkel entspricht – mit einer Array-Ausrichtung entgegengesetzt zur benachbarten, also nach Norden (was wiederum den Ertrag reduziert, aber den Schwerpunkt auf die Gebäudetopologie legt).

Die Erträge der PV sind in den nachstehenden und zusammenfassenden Tabellen dargestellt. Im Landkreis können insgesamt 925,5 MWh Strom aus Dächern (490 MWh) und Fassaden (435 MWh) erzeugt werden, was etwa 31,3 % der elektrischen Last entspricht (ohne Heizung und Kühlung 2961 MWh). Die Komponentenoptimierung wurde für Stundenwerte der jährlichen Last- und Erzeugungszyklen durchgeführt.

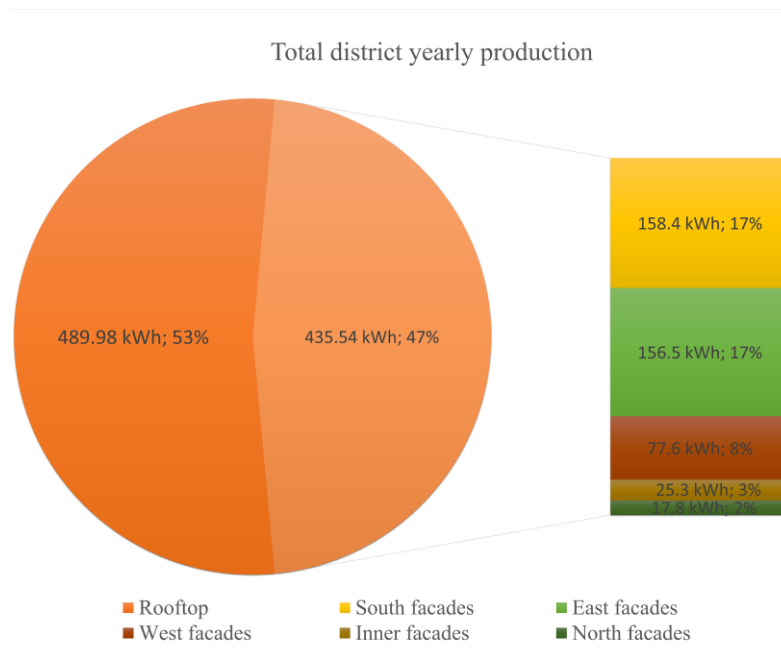


Abbildung 89: Ergiebigkeit der Dächer und Fassaden. Die Fassadenproportionen für verschiedene Himmelsrichtungen sind noch einmal zusammengefasst.

Die höchsten Erträge liefern die beiden besser ausgerichteten bzw. weniger stehenden Fassaden Süd und Ost. Dennoch weisen sowohl die Westfassaden als auch die Innenhoffassaden (Gebäude A3, B3 und B4) und sogar die Nordfassaden erhebliches Potenzial auf. Die Südfassade ist die wichtigste Fassade aller Ausrichtungen.

Abbildung 90 zeigt das Potenzial der Südfassaden noch einmal im Verhältnis zum typischen maximalen Ertragspotenzial für den Standort Wien 1.150 kWh/kWp. Auch in dieser Abbildung wird deutlich, dass Südfassaden im städtebaulichen Kontext je nach Höhe stark zum Ertrag beitragen: im (1) oberen Bereich (obere Halbbänder 6 und 5 sehr gut – grün markiert), (2) in der Mitte Bereich (mittlere Bänder 4 und 3 – gelb markiert) und (3) im unteren Bereich (untere Bänder 2 und 1 – rot markiert). Die Werte über 50 Prozent sind grün, die zwischen 35 und 50 % mit Gelb und unten 35 % rot. 100 % entsprechen 1.150 kWh/kWp für eine optimal ausgerichtete, unverschattete Dachanlage.

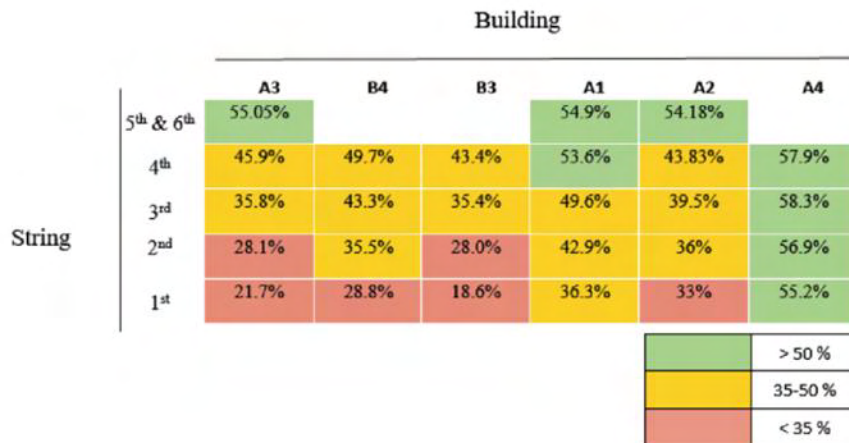


Abbildung 90: Höhenabhängigkeit des Ertrags der Südfassaden, normiert auf optimalen Dachertrag 1150 kWh/kWp = 100 %.

Steigerung der KPIS durch Optimierung

Die Gesamtproduktion in diesem Szenario beträgt 925,5 MWh. Aus diesem Ertrag wurde der Eigenverbrauchswert mit 72,5 % berechnet (670,7 MWh des PV-Ertrags werden direkt verbraucht, da sie unterhalb des stündlichen Lastbedarfs liegen). Ohne Speicherung werden 27,5 % (254,8 MWh) ins Netz eingespeist. Bei einem Gesamtenergieverbrauch von 2.961 MWh würde das kumulierte Lastselbstdeckungsgrad (die Menge des im Quartal erzeugten und verbrauchten Energie (670,7 MWh)) 22,65 % betragen. Unter der Annahme, dass auch HCEV-Systeme vorhanden sind, würde das Verhältnis 16,2 % betragen. Der Distrikt würde per Saldo 31,30 % seines Eigenverbrauchs (925,5 MWh von 2.961 MWh) erzeugen, unter der Annahme, dass auch HCEV-Systeme vorhanden wären, würde das Verhältnis auf 22,35 % sinken (925,5 MWh von 4.140 MWh).

5.8.4. Variante 3: 50 % Dach plus gut belichtete Fassade

Methodischer Ansatz

Für die Auslegung der Photovoltaik- und Batterieanlage des ursprünglichen Quartiers „Am Kempelenpark“ kam ein Optimierungsansatz zum Einsatz. Um die optimale Systemkonfiguration hinsichtlich Modulposition, Photovoltaik-Nennleistung und Batteriekapazität zu erhalten, wurde ein Photovoltaik-Optimierungstool eingesetzt. Mithilfe des 3D-Kontexts, der Wetterdatei des Standorts, des Stromverbrauchsprofils und anderer technisch-ökonomischer Eingaben ist das Tool in der Lage, die optimale Systemkonfiguration gemäß einer ausgewählten Zielfunktion bereitzustellen. Zusätzlich zur Systemkonfiguration liefert das Tool relevante Ausgaben zu Energie-, Wirtschafts- und Umweltindikatoren. Das für die Analyse verwendete PV-Optimierungstool wurde von Eurac Research im Rahmen des Horizon 2020 EnergyMatching -Projekts („EnergyMatching- Projekt“, 2023) entwickelt, um Planer und andere Fachleute zu unterstützen, die eine Photovoltaikanlage in Gebäude oder Stadtteile integrieren möchten. Weitere Details zum Tool sind im EnergyMatching- Bericht „EnergyMatching (EM) Tool for Optimization of RES Harvesting at Building and District Scale“ enthalten, der unter (Energy Matching results, 2023) verfügbar ist. Das System wurde optimiert, um die Stromkosten pro kWh (Summe aller Installations- und Wartungskosten dividiert durch die Energieproduktion) zu minimieren und gleichzeitig mindestens einen bestimmten Schwellenwert der

Selbstversorgung zu gewährleisten (den Prozentsatz des Verbrauchs, der durch Photovoltaik und Batterie gedeckt wird). Für die Optimierung des Systems wurde der Gesamtstromverbrauch des districts, einschließlich des zur Deckung des Wärme- und Kühlbedarfs erforderlichen Stroms, verwendet (in dieser Simulation) 5.461,9 MWh. Zum Vergleich mit anderen in diesem Bericht berichteten Berechnungen wurden die KPIs unter Berücksichtigung eines Gesamtstromverbrauchs von 2.961 MWh (ohne Heizung und Kühlung) skaliert.

Für dieses Szenario wurden nur 50 % der Dächer als für die Photovoltaikanlage verfügbar angesehen, wobei davon ausgegangen wurde, dass die verbleibende Fläche für andere Anwendungen wie Begrünung genutzt werden kann. In diesem Fall beträgt die installierte Gesamtleistung 1.948 kWp (623 kWp auf Dächern und 1.325 kWp auf Fassaden) gekoppelt mit einem 947 kWh großen Batteriespeicher.



Abbildung 91: PV-Anlagenplanung für ursprünglichen Masterplan bestehend aus 50 % Dächern und gut belichteter Fassadenabdeckung.

Steigerung der KPIs durch Optimierung

Der elektrische PV-Ertrag der Variante beträgt insgesamt 1.420 MWh (729 kWh/kWp) spezifischer Durchschnittsertrag unter Berücksichtigung von Fassaden- und Dachmodulen). Bei einem Gesamtenergieverbrauch von 5.462 MWh würde der kumulierte Lastselbstdeckungsgrad (der Prozentsatz des Stromverbrauchs, der durch das System gedeckt wird) bei einem stündlichen Zeitschritt (1.369 MWh) 25% betragen. Der Distrikt würde in der Jahresbilanz 26% seines eigenen

Verbrauchs produzieren (1.420 MWh von 5.469 MWh) mit einem auf Stundenbasis berechneten Eigenverbrauch von 96,4%. Ohne die Batterie lägen der Eigenverbrauch und der Deckungsgrad bei 90 % bzw. 23,5 %, wenn man von 1.420 MWh von 5.469 MWh ausgeht.

Zum Vergleich mit den anderen Ansätzen ergibt sich bei einem Gesamtstromverbrauch von 2.961 MWh eine Eigenverbrauchsquote von 63,3 % und eine Selbstversorgungsquote von etwa 30,3 %. Die Jahresbilanz der Erzeugung würde 47,9 % (des Bedarfs von 2.961 MWh) und 34,3 % einschließlich Heizung und Kühlung (Gesamtbedarf 4.140 MWh) betragen.

5.8.5. Variante 4: 100 % Dächer und Teilfassaden

Methodischer Ansatz

Zur Optimierung des Systems wurde der gleiche methodische Ansatz wie im vorherigen Abschnitt verwendet, in diesem Fall unter Berücksichtigung aller für die Photovoltaik-Installation verfügbaren Dachflächen. Für dieses Szenario beträgt die installierte Gesamtleistung 2.151 kWp (1.155 kWp auf Dächern und 996 kWp auf Fassaden) , gekoppelt mit einem 1.188 kWh großen Batteriespeicher.

Steigerung der KPIs durch Optimierung

Insgesamt ergibt sich für die Variante ein Ertrag von 1.780 MWh (durchschnittlich 827,2 kWh pro installiertem kWp unter Berücksichtigung von Fassaden- und Dachmodulen). Bezogen auf das vorherige Szenario lässt sich feststellen, dass die Auswahl aller Dachflächen durch den Optimierer zu einer Steigerung des durchschnittlichen Ertrags pro installiertem kWp um 13 % führt. Bei einem Gesamtenergieverbrauch von 5.461,9 MWh (unter Berücksichtigung von Heizung und Kühlung) ergäbe sich der kumulierte Last-Selbstdeckungsgrad (der Prozentsatz des vom System gedeckten Stromverbrauchs), berechnet mit einem stündlichen Zeitschritt (1.638,6 MWh) einen Wert von 30 %. Der Bezirk würde im Jahressaldo 32,5 % seines Eigenverbrauchs (1.780 MWh von 5.461,9 MWh) produzieren, bei einem stündlich berechneten Eigenverbrauch von 92,3 %. Ohne die Batterie lägen der Eigenverbrauch und die Eigendeckungsquote bei 84,5 % bzw. 27,5 %.

Zum Vergleich mit den anderen Ansätzen: Bei einem Gesamtstromverbrauch von 2.961 MWh würde die Eigenverbrauchsquote 58,8 % betragen, während die Eigendeckungsquote etwa 35,3 % betragen würde. Der Jahressaldo der Produktion würde 60 % (des Bedarfs von 2.961 MWh) und 43 % inklusive Wärme und Kühlung (Gesamtbedarf 4.140 MWh) betragen.

5.8.6. Vergleich der Potenziale

Der tabellarische Vergleich der Potenziale aller Varianten gibt Aufschluss über das gesamte Optimierungspotenzial bei der PV-Anlagenplanung. Die Tabellen zeigen:

- Ergebnisse zur PV-Anlagenleistung der Varianten für Dächer und Fassaden
- Ergebnisse zum PV-Stromertrag der Varianten für Dächer und Fassaden insgesamt für den ursprünglichen Masterplan
- KPI für Autarkie und Eigenverbrauch rein elektrisch (stündliche Pünktlichkeit, keine Speicherung)

- KPI des Gleichgewichts zwischen jährlicher Energieproduktion und -verbrauch (keine Aktualität, keine Speicherung)

Zunächst lässt sich erkennen, dass alle Varianten die Standardvariante mit 80 % der Dächer mit spezifischen Erträgen über 900 kWh/kWp um den Faktor 1,5 bis 2,5 übertreffen. Die Gesamtkapazität kann je nach Planungs- oder Architekturbedarf auch zwischen Fassaden und Dächern verschoben werden. Zweitens variieren die Ergebnisse unter Annahme der Stromerträge von 90 % der ursprünglichen Variante bis zu 280 % der jährlich produzierten Energie. Die große Streuung ergibt sich aus Planungsannahmen wie Dachbegrünung oder Fassaden-zu-Dach-Leistungsverhältnis. Drittens sind die Werte, die den Nutzen der Anlagen zeigen, die Eigenverbrauchsquote und die elektrische Eigendeckungsquote. Die Eigenverbrauchsquote liegt bei der Originalvariante bei 74,1 % und die Werte für die Varianten liegen zwischen 57,1 und 72,5. Beachten Sie, dass höhere Werte ohne Speicherung oder nachfrageseitiges Management lediglich auf eine kleinere PV-Anlagengröße hinweisen. Der elektrische Selbstdeckungsgrad beträgt für die Originalvariante 23,6 % und die Werte für die Varianten liegen zwischen 22,7 und 49,9 %. Beachten Sie, dass höhere Werte hier einen geringeren Netzverbrauch anzeigen. Schließlich beträgt die Energiebilanz zwischen Nachfrage und Produktion über ein Jahr hinweg für die Originalvariante 31,7 % reine Elektrizität (22,7 % inklusive Heizung und Kühlung). Dieser reicht für die Varianten von 31,3 bis 87,5 % rein elektrisch (22,4 bis 62,5 % inklusive Heizung und Kühlung).

Tabelle 11: Ergebnisse zur PV-Anlagenleistung der Varianten für Dächer und Fassaden insgesamt für den ursprünglichen Masterplan

Variante	Typdefinition	kWp- Fassade	kWp- Dach	Verhält nis [%]
Ursprünglich er Masterplan	Dächer der Kategorie 2: > 900 kWh/m ² a und technische Planung (80%)	0	1.045	100
Variante 1	Alle Dächer und Fassaden, technische Planung 100 % Nutzung	737	1.831	246
Variante 2	Konservativ 50 % Dach 50 % Fassade	952	690	157
Variante 3	Optimierte Planung, 50 % Dach, gut belichtete Fassade	1.325	623	186
Variante 4	100 % optimierte Dächer und Teilfassaden	996	1.155	205

Tabelle 12: Ergebnisse zum PV-Stromertrag der Varianten für Dächer und Fassaden insgesamt für den ursprünglichen Masterplan

Variante	Typdefinition	M Wh Fassade	M Wh Dach	Verhältnis [%]
Ursprünglicher Masterplan	Dächer der Kategorie 2: > 900 kWh/m ² a und technische Planung (80 %)	0	941	100
Variante 1	Alle Dächer und Fassaden, technische Planung 100 % Nutzung	668	1.918	275
Variante 2	Konservativ 50 % Dach 50 % Fassade	435	490	98
Variante 3	Optimierte Planung 50 % Dach gut belichtete Fassade*	795	626	151
Variante 4	100 % optimierte Dächer und Teilfassaden*	620	1.160	189

* neu skalierte Werte über spezielle spezifische Erträge für Fassade und Dach

Tabelle 13: KPI für Autarkie und Eigenverbrauch rein elektrisch (stündliche Aktualität, keine Speicherung)

Variante	Typdefinition	Eigenverbrauchsquote [%]	Strom-Eigendeckungsgrad [%]
Ursprünglicher Masterplan	Dächer der Kategorie 2: > 900 kWh/m ² a und technische Planung (80 %)	74,1	23,6
Variante 1	Alle Dächer und Fassaden, technische Planung 100 % Nutzung	57,1	49,9
Variante 2	konservativ 50 % Dach 50 % Fassade	72,5	22,7
Variante 3	Optimierte Planung 50 % Dach gut belichtete Fassade*	63,9	30,3
Variante 4	100 % optimierte Dächer und Teilfassaden*	58,8	35,3

* Werte über spezielles Profil für Fassaden- und Dachanlagen neu skaliert

Tabelle 14: KPI des Gleichgewichts zwischen jährlicher Energieproduktion und -verbrauch (keine Zeitauflösung, ohne Speicher)

Variante	Typdefinition	Reinstromanteil (2961 MWh) [%]	Verhältnis einschließlich HVEC (4140 MWh) [%]
Ursprünglicher Masterplan	Dächer der Kategorie 2: > 900 kWh/m ² a und technische Planung (80 %)	31,7	22,7
Variante 1	Alle Dächer und Fassaden, technische Planung 100 % Nutzung	87,5	62,5
Variante 2	Konservativ 50 % Dach 50 % Fassade	31,3	22,4
Variante 3	Optimierte Planung 50 % Dach gut belichtete Fassade	60,1	43,0
Variante 4	100 % optimierte Dächer und Teilfassaden	47,9	34,3

5.9. Optimierung mit Speicherung

5.9.1. Optimierung durch elektrische Speicherung und Nutzung

Speichersystem für Variante 3

Für dieses Szenario wurden nur 50 % der Dächer als für die Photovoltaikanlage verfügbar angesehen, wobei davon ausgegangen wurde, dass die verbleibende Fläche für andere Anwendungen wie Begrünung genutzt werden könnte. In diesem Fall beträgt die installierte Gesamtleistung 1.948 kWp (623 kWp auf Dächern und 1.325 kWp auf Fassaden) gekoppelt mit einem 947 kWh großen Batteriespeicher.

Mit der Batterie kann das Szenario eine Autarkie von 25 % ($\pm 1,5$ %) gewährleisten. Der Eigenverbrauch (Prozentsatz des erzeugten und selbst verbrauchten, nicht ins Netz eingespeisten Stroms) beträgt 95,4 % (+5,4 % im Vergleich zum Fall ohne Speicherung), was bedeutet, dass nahezu die gesamte erzeugte Energie innerhalb des Quartiers verbraucht wird. Hervorzuheben ist, dass die Batterie den Eigendeckungsgrad und den Eigenverbrauch nur geringfügig steigert. Dies liegt daran, dass die Batteriekapazität mit einer ökonomischen Zielfunktion optimiert wird und die Photovoltaikproduktion

hinsichtlich des Verbrauchsprofils begrenzt wird. Dies hat zur Folge, dass das System nur eine begrenzte Menge überschüssiger Energie speichern kann, sodass eine kleine Batterie erforderlich ist.

Speichersystem für Variante 4

Für dieses Szenario wurden 100 % der Dächer als für die Photovoltaikanlage verfügbar angesehen. In diesem Fall beträgt die installierte Gesamtleistung 2.151 kWp (1.155 kWp auf Dächern und 996 kWp auf Fassaden), die in Verbindung mit einem 1188-kWh-Batteriespeicher eine Autarkie von 30 % (+2,5 %) gewährleisten kann. Der Eigenverbrauch (Prozentsatz des erzeugten und selbst verbrauchten, nicht ins Netz eingespeisten Stroms) beträgt 92,3 % (+7,8 %), was bedeutet, dass fast die gesamte erzeugte Energie im Bezirk verbraucht wird. Gegenüber Variante 4 ist der Anstieg der Energie-KPIs aufgrund der erhöhten Photovoltaik-Erzeugung durch die Dachmodule höher.

Optimierung durch Speicherung und Reelektifizierung der H₂-Produktion Methodischer Ansatz

Um den Eigenverbrauchsgrad zu erhöhen und die Netzanbindung zu reduzieren, wurden Stromspeicher simuliert. Die Wahl fiel auf die H₂-Elektrolyse mit Niederdruckspeicherung und Rückstrom mittels Brennstoffzellen, da sowohl eine Kurzzeitspeicherung als auch eine mögliche Langzeitspeicherung möglich ist. Das Schema in Abbildung 13 zeigt die Option eines Wasserstoffspeichersystems. Das System besteht aus der Einspeisung von PV-Überschüssen in das Elektrolysesystem, Speichertanks und der Wiederelektifizierung durch Brennstoffzellen. Die Gesamtversorgung der Last erfolgt über die PV, das Netz und die Brennstoffzelle.

Die Kapazität des Elektrolyseurs wurde so gewählt, dass 90 % der maximalen Überschussleistung der PV (PV-Ertrag minus Last) genutzt werden kann – maximal 10 % der maximalen Überschussleistung der PV-Produktion gingen ins Netz. Die maximale Abregelung für PV betrug 5 %, die Lasten waren synthetische Lastprofile. Die Leistung der H₂-Elektrolyse betrug 657 kW_{el} und 665 kW_{el} für die Brennstoffzelle. Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs (PEM-Typ) wurde mit 65 % (EE-zu-LHV) als konstant angenommen (E. Crespi, P. Colbertaldo, & et al, 2021). Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle wurde mit 50 % gewählt, die maximale Leistungsabgabe der Last wurde mit 85 % berechnet. Für diese Variante wurde ein MATLAB-Modell für den gemeinsamen Betrieb der BIPV-Systeme (Ringnetz), Zentralspeicherung über Elektrolyse und Wasserstoffspeicherung sowie Rückstrom mit Brennstoffzellen entwickelt.

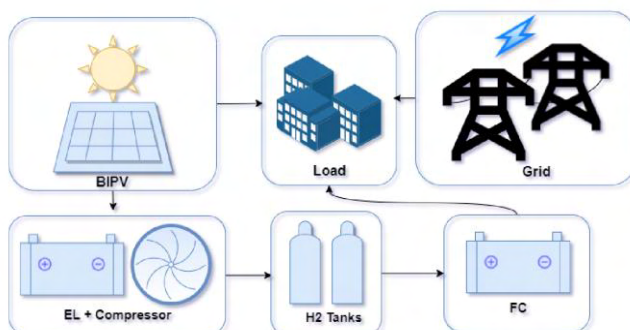


Abbildung 92: Schematische Darstellung der Option Wasserstoffspeichersystem. Das System besteht aus der Einspeisung von PV-Überschüssen in das Elektrolysesystem, Speichertanks und der Wiederelektifizierung durch Brennstoffzellen. Die Gesamtversorgung der Last erfolgt über die PV, das Netz und die Brennstoffzelle.

Ergebnisse zur technischen Größenbestimmung

Die optimierten technischen Dimensionierungswerte der Komponenten waren:

- o H2-Elektrolyseur: 657 kW_{el}
- o Brennstoffzelle: 310 kW_{el}
- o H2-Tankkapazität: 4.420 kgH₂ (kg H₂ (ca. 72,6 MWh_{el}))

Mehr als 26 % der Gesamtproduktion können dann in Form von Wasserstoff gespeichert werden, der von den Brennstoffzellen zur Lastverschiebung und Spitzenkappung genutzt wurde. Zur Bewertung der Systemkomponenten wurden zwei wesentliche Optimierungsstrategien verfolgt.

Steigerung der KPIs durch Optimierung

Da die Dimensionierungsbeschränkung darin bestand, dass nur erzeugter Strom, der 90 % der maximalen potenziellen Überschussleistung der PV (basierend auf der jährlichen maximalen PV-Produktionsleistung) übersteigt, in das Netz eingespeist werden darf, erhöht sich die Eigenverbrauchsquote von 72,5 auf >99 %. Dies hängt auch direkt mit der enormen elektrischen Kapazität des Elektrolyseurs und des Speichervolumens zusammen.

Der Anteil der Lastselbstdeckung (Gesamt-PV-Energie am Strombedarf) durch Eigenverbrauch und Re-Elektrifizierung steigt von 22,7 % auf 31,3 %.

Die Verwendung von H₂ zur Speicherung ist daher netzschonend, da zunächst die maximale Netzversorgung reduziert wird, indem die PV-Produktion über gespeicherten und reelektrifizierten Wasserstoff auf Tagesspitzen sowie niedrige Produktionszeiten im Winter verlagert wird. Zweitens kann die Einspeisung ins Netz auch wegen der Mittagsspitzen gekürzt oder sogar auf niedrige Prozentsätze verschoben werden, um Einspeisung und Netzverbrauch auszugleichen.

5.9.2. Zusammenfassende Ergebnisse zur Speicheroptimierung

Die Ergebnisse zur Speicheroptimierung zeigen einen klaren Trend. Während die Strom-Eigenverbrauchsquote nur leicht ansteigt, was lediglich darauf schließen lässt, dass der Bezirk immer noch mehr verbraucht als produziert, könnte die Eigenverbrauchsquote durch die Stromspeicherung auf über 95 % und durch die Wasserstoffspeicherung auf über 99 % steigen. Beachten Sie, dass die Speichergröße bei beiden Varianten relativ hoch ist. Bei der Elektrolösung handelt es sich um eine 947-kWh-Batterie und bei der Wasserstofflösung um einen 4.420-kgH₂-Tank mit einem 657- kW-Elektrolyseur.

Tabelle 15: KPI für Autarkie und Eigenverbrauch rein elektrisch

Variante	Typdefinition	Eigenverbrauch squote PV - Ertrag im Quartal [%]	Elektrischer Eigendeckungsg rad Last zu PV- Ertrag [%]
----------	---------------	---	---

Variante 2 mit H2-Speicher	Elektrolyseur: 657 kW _{el} , Brennstoffzelle: 310 kW _{el} , H2-Tankkapazität : 4.420 kgH2	>99,0	31,3
Variante 3 mit Elektrospeicher	623 kWp Dächer, 1.325 kWp an Fassaden und 947 kWh _{el} . Batterie	95,4	25,0
Variante 4 mit Elektrospeicher	1.155 kWp Dächer, 996 kWp an Fassaden und 1.188 kWh _{el} . Batterie	92,3	30,0

5.10. Optimierung durch architektonische Planung

Architekturoptimierung

Die Optimierung durch architektonische Planung wurde im Detail im Kapitel 4.2 dargestellt. Hier werden lediglich der wesentliche Ansatz und das Ergebnis in Relation zu den oben genannten Potenzialen gesetzt. Die in diesem Dokument enthaltenen Analyseergebnisse fassen das Potenzial zur Gewinnung von zusätzlicher Solarenergie im architektonischen Kontext zusammen. Dies kann als grundlegendes Optimierungspotenzial angesehen werden, das das Potenzial der PV-Planung linear beeinflusst bzw. steigert.

Nach der Identifizierung von sechs verschiedenen typischen Quartierskonfigurationen wurden drei davon ausgewählt, die für den Use-case am besten geeignet sind, da sie die beste Ausrichtung der Gebäude zur Sonne, die geringste Selbstabschattung innerhalb des Geländes, die geringste Auswirkung in Bezug auf Nachbarschaftrecht auf die Sonneneinstrahlung und die geeignetsten Merkmale in Bezug auf die Integration mit dem umgebenden Stadtgefüge und den Nutzungen aufweisen. Alle drei Konfigurationen haben das gleiche Gesamtvolumen wie das ursprüngliche Projekt. Die einzelnen Gebäude selbst wurden im Hinblick auf die beste Sonnenertrag optimiert.

Die erste Variante sieht turmförmige Gebäude vor, die gleichmäßig auf dem Gelände verteilt sind, so dass die Anzahl der Stockwerke und damit die Höhe der Türme zur Nordseite hin zunimmt, und damit die Sonneneinstrahlung bei allen Gebäuden den größten Teil der Südfassade erreichen kann. Durch die

Verteilung der Türme auf dem Gelände wurde auch die Selbstbeschattung der Gebäude minimiert, insbesondere zwischen 11 und 13 Uhr, wenn die Sonneneinstrahlung am höchsten ist.

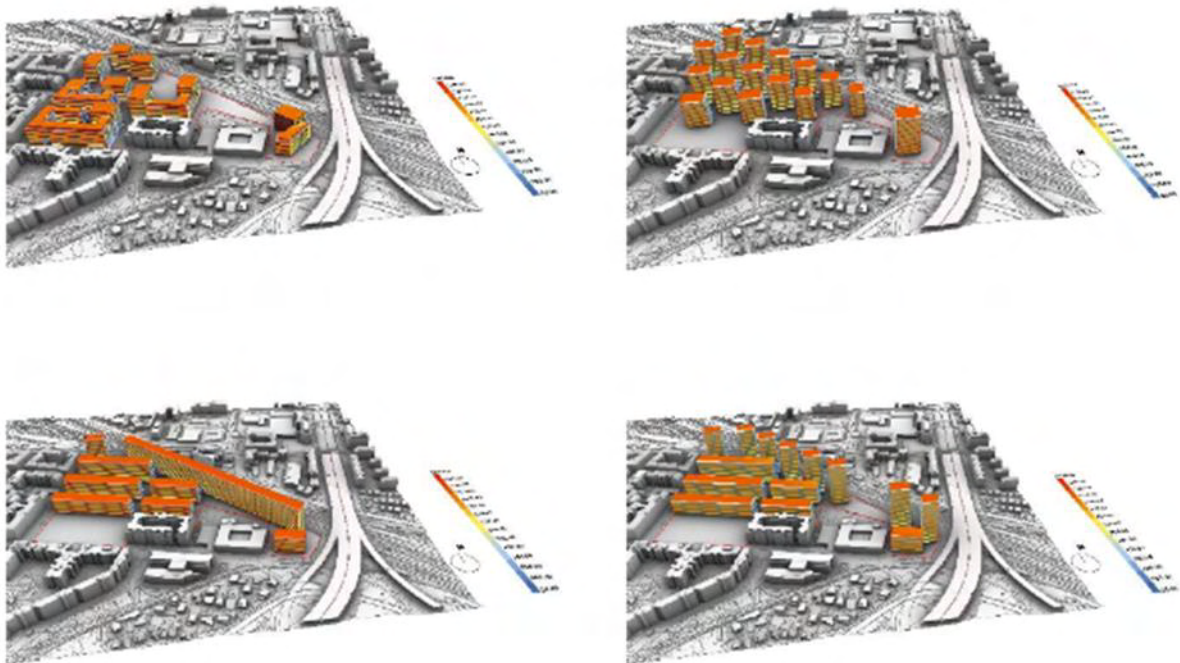


Abbildung 93: Bezirksgebäudetopologien zur Optimierung des Solargewinns bei Beibehaltung der Nettogrundfläche. Bild oben links: ursprüngliche Planung; oben rechts Türme, unten links: lineare Form; unten rechts: Mischtyp.

Die zweite Bezirkstypologie berücksichtigt lineare Gebäude, die an der Ostwestachse des Geländes ausgerichtet sind. Um die Selbstverschattung der Gebäude zu minimieren wird sowohl die Gebäudehöhe, als auch der Abstand zwischen den Gebäudereihen, nach Norden hin vergrößert. Das dritte Modell ist eine Mischung aus den beiden bereits ersten Modellen und berücksichtigt alle Kriterien, die für diese verwendet wurden. Die Analyse der einfallenden Sonnenstrahlung wurde für alle Modelle einschließlich des Originalmodells durchgeführt, wobei die „HB Incident Radiation“-Komponente von Ladybug für Grasshopper verwendet wurde. Als Klimadaten wurden EPW-Dateien verwendet, die mit der Software Meteonorm von der Wetterstation „Wien Schwechat“ extrahiert wurden.

Steigerung der Bestrahlungsstärke-KPIs durch Architekturoptimierung

Die folgende Tabelle zeigt die Optimierungsergebnisse für den Architekturansatz. Die verschiedenen Typologien bieten ein breites Spektrum an Optimierungspotenzialen. Den niedrigsten Wert weisen die Türme mit 5,68 % des jährlichen Solargewinns auf, gefolgt von 12,46 % für den linearen Typ und 17,57 % für den gemischten Typ. Auch ist der Unterschied nicht gleichmäßig auf die Jahreszeiten verteilt. Insbesondere im Winter, wenn die Sonne tief steht, könnte die Optimierung des Solargewinns für die Energieerzeugung ein entscheidender Faktor sein. Die geringste Steigerung im Vergleich zum ursprünglichen Masterplan weisen wiederum die Türme mit 5,28 % des jährlichen Solargewinns auf, gefolgt von 15,01 % für den linearen Typ und hervorragenden 19,80 % für die gemischte Typologie. Im

Gegensatz dazu schneidet die gemischte Topologie im Sommer leicht ab. Dennoch kommt es zu Produktionsspitzen, und die Reduzierung von Spitzenwerten oder die jährliche Lagerung würden ohnehin zu einem wichtigen Thema werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der potenzielle Gewinn einer architektonischen Planung bei gleichzeitiger Beibehaltung des Gebäudevolumens oder der Grundflächen und Grünflächen zwischen Gebäuden enorm ist und bis zu fast 20 % beträgt, was sich direkt auf den Energieertrag der PV-Produktion auswirken würde.

Tabelle 16: Ergebnisse des Solarertrags für verschiedene Gebäudetypologien und mögliche Gewinne durch Optimierung im Vergleich zum ursprünglichen Masterplan.

Architekturtypologie	Solarpotenzial im Winter [MWh]		Verbesserung zum Original [%]
	jährlich Sommer Winter	jährlich Sommer Winter	
Original	23.150 19.852 3.298	-	
Türme	24.464 20.992 3.472	05,68 05,74 05,28	
Linear	26.035 22.242 3.793	12,46 12,04 15,01	
Gemischt	27.218 23.267 3.951	17,57 17,20 19,80	

PV-Optimierung auf optimierten Architekturplänen

Der dritte Schritt war die Optimierung der Gebäudestruktur im Hinblick auf die photovoltaische Leistung. Hier hat das Architekturbüro Reinberg drei Quartiersvarianten entworfen:

- Linear: langgestreckte, nach Süden ausgerichtete Gebäude, Dachflächen um 5 Grad geneigt.
- Turm: Kleinere, dafür höhere Gebäude. Auch hier waren die Dachflächen nach Süden ausgerichtet und die Dachneigung betrug 5 Grad.
- Mix: Eine Mischung aus den beiden vorherigen Varianten. Für die Topologien wurde jede PV-Planung zu 100 % auf dem Dach ohne Fassaden durchgeführt, um das Gesamtpotenzial darzustellen.

Tabelle 17: Tabelle des Stromertrags für verschiedene Gebäudetypologien

	PV-Generat orleistung kWh/kWp	Spez. Jahresertrag kWh/kWp	Anlagenauslastung gsggrad %	Ein CO2-Emissionen	V.	Anzahl Module	Generatorfläche m²	Jahresertrag MWh/a
--	----------------------------------	----------------------------	-----------------------------	--------------------	----	---------------	--------------------	--------------------

				t/a			
Linear	2.378	1.249	91,87	1.397	6.342	11.875	2.973
Mischen	2.019	1.105	88,97	1.049	5.384	10.081	2.232
Turm	1.707	1.114	90,58	895	4.554	8.527	1.905

Im Vergleich zu den verschiedenen Varianten des Standard-Masterplans, die sich zwischen 1.045 MWP und 2.568 MWp mit Jahresproduktionen von 941 MWh und 2.586 MWh bewegen, führen die verschiedenen Typologien hier zu einer optimierten Nutzung des Solarpotenzials, die für alle Varianten Werte von 1.905 MWh bis 2.973 MWh ergibt und die meisten anderen Varianten deutlich übertrifft - auch ohne Berücksichtigung der Fassadenpotenziale! Selbst die Maximalvariante 1 des ursprünglichen Masterplans wird von der linearen Variante bei gleichem Gebäudevolumen um mehr als 16% übertroffen. Darüber hinaus bieten alle drei architektonischen Varianten eine bessere Verteilung der solaren Gewinne im Winter, was sich direkt auf die Speichergrößen, die Netzfrendlichkeit und die Deckung des Eigenverbrauchs und der Eigenlast über die Jahreszeiten auswirkt.

Das Ergebnis zeigt, dass nicht nur der Speicher eine wichtige Rolle spielen wird. Die Optimierung der Quartiersarchitektur hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf Solargewinne, Energieeinsparungen im Verbrauch und Effizienzsteigerungen.

5.11. Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Ergebnis zeigt, dass nicht nur der Speicher eine wichtige Rolle spielen wird. Die Optimierung der Quartiersarchitektur hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf Solargewinne, Energieeinsparungen im Verbrauch und Effizienzsteigerungen.

Der Einsatz von Speichern erhöht die Netzfrendlichkeit von Quartieren, indem zunächst die maximale Netzeinspeisung durch Verlagerung der PV-Produktion über gespeicherten Strom (Strom oder Wasserstoff) auf Tagesspitzen sowie niedrige Produktionszeiten im Winter reduziert wird. Zweitens kann die Einspeisung ins Netz auch wegen der Mittagsspitzen gekürzt oder sogar auf niedrige Prozentsätze verschoben werden, um Einspeisung und Netzverbrauch auszugleichen. Die Arbeiten zeigten, dass die Stromerzeugung für Quartiere durch PV auf dem Dach und in der Fassade sinnvolle, signifikante Ausmaße erreichen kann und der Eigenverbrauch durch die Speicherung mit Wasserstoff technisch sinnvoll gesteigert werden kann.

- Aus den Ergebnissen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:
- Eine starke Nahverschattung reduziert den Ertrag am deutlichsten und erfordert eine deutlich optimierte Strangplanung.

- Eine vernünftige und technisch fundierte Planung von PV-Anlagen kann den Ertrag der PV-Produktion deutlich verbessern
- Durch die architektonische Gestaltung der Gebäude im Hinblick auf das Solarpotenzial kann die Stromerzeugung aus Photovoltaik im Rahmen des Quartiers deutlich gesteigert werden.
- Eigenverbrauch sowie die Eigenlastabdeckung deutlich erhöht

Zusammenfassend konnte gezeigt werden, dass eine technisch realistische solare Aktivierung aller Gebäude eines Quartiers (Fassade und Dach) (1) im Einklang mit anderen Maßnahmen wie Beleuchtung und Begrünung (2) einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung leisten kann. Netzverbrauch (3) Stromspeicher und Wasserstoff stellen im Zusammenspiel mit dem Netz eine kalkulierbare Möglichkeit zur Spitzenlastreduzierung und zum Einspeisemanagement dar.

Die folgende Ergebniszusammenfassung der KPIs soll den hohen Stellenwert der benennbaren Menge an PV-Anlagen für die Energieversorgung zukünftiger Quartiere verdeutlichen:

- Optimierungsstrategien übertreffen die elektrische Energie durch PV-Erzeugung im Vergleich zu den geeigneten kategorisierten Solarkatasterwerten um mehr als 275 % bei optimierter PV-Anlagenplanung und um weitere 16 % (sogar 20 % im Winter) bei Solararchitektur mit Autarkiewerten bis über 49 % des stündlichen reinen Stromverbrauchs im Laufe des Jahres.
- Optimierungsstrategien durch Speicherung ermöglichen eine Verbesserung der elektrischen Autarkie in jedem Szenario um etwa 10 % und ermöglichen gleichzeitig Eigenverbrauchswerte von bis zu über 95 % auch für die größten geplanten PV-Anlagen, wodurch PV-Anlagen netzfreundlich werden.
- Dächer der Kategorie 2 auf bis zu 87,5 % verbessert werden. auf den reinen Stromverbrauch (62,5 % inkl. HVAC-Anlagen) durch die genannte Optimierung von Anlagengröße, Dach-/Fassadenverteilung und Speicherung.

6 Schlussfolgerungen

- Was sind die in dem Projekt gewonnenen Erkenntnisse für das Projektteam (fachliche Einschätzung)?
- Wie arbeitet das Projektteam mit den erarbeiteten Ergebnissen weiter?
- Für welche Zielgruppen sind die Projektergebnisse relevant und interessant und wer kann damit wie weiterarbeiten?
- Beschreiben Sie auch bisherige Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten und stellen Sie das weitere (Markt-/ Verbreitungs-) Potenzial dar.

6.1. Vorteile für die Umwelt

Neben wirtschaftlichen Vorteilen bietet die Installation von PV-Anlagen auf Dächern zahlreiche Vorteile für die Umwelt. Solarenergie ist eine saubere Energiequelle und erzeugt keine schädlichen Schadstoffemissionen, was sie zu einer idealen Quelle erneuerbarer Energie für Gebäude in Gebieten mit höherer Luftverschmutzung oder in Gebieten macht, in denen herkömmliche Energiequellen nicht ohne weiteres verfügbar sind. PV-Systeme haben außerdem einen geringeren ökologischen Fußabdruck als herkömmliche Energiequellen und erfordern weniger Land und Ressourcen, um die gleiche Strommenge zu erzeugen. Dies kann dazu beitragen, den Flächenverbrauch für die Energieerzeugung zu reduzieren und natürliche Ressourcen zu schonen.

Darüber hinaus kann die Installation von PV-Anlagen auf Dächern dazu beitragen, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren und zu einer gesünderen Umwelt beizutragen. Solarenergie erzeugt keine Treibhausgase, trägt also nicht zur globalen Erwärmung oder zum Klimawandel bei. Dadurch kann die Menge an Kohlendioxid in der Atmosphäre reduziert und die Luftverschmutzung durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe verringert werden. Darüber hinaus kann die Nutzung von Solarenergie die Luftverschmutzung durch andere Formen der Energieerzeugung wie Kohlekraftwerke verringern.

Auch für Mieter können Photovoltaikanlagen mehr Wohnkomfort bieten. Durch die eigene Energieerzeugung haben Mieter eine bessere Kontrolle über ihren Energieverbrauch und können ihren Energieverbrauch an ihre Bedürfnisse anpassen. Dies könnte die Luftqualität verbessern, Stress reduzieren und den Komfort erhöhen und gleichzeitig die Abhängigkeit vom Stromnetz, die Stromrechnungen und die Anfälligkeit für Stromausfälle verringern.

Die Zeit, die eine PV-Anlage benötigt, um die für ihre Herstellung benötigte Energiemenge zu produzieren, wird als energetische Amortisationszeit bezeichnet. Diese Dauer ist abhängig von der eingesetzten Technologie und dem Anlagenstandort und beträgt in Österreich etwa zwei Jahre. Nach dieser Amortisationszeit produziert die Anlage mindestens 30 Jahre lang emissionsfreien Strom. Heutzutage hergestellte PV-Anlagen erzeugen im Laufe ihrer Lebensdauer mindestens zehnmal mehr Energie, als für ihre Herstellung benötigt wurde.

CO₂-Äquivalent-Rückgabezeit: Die Produktion von 1 kWp PV-Strom erzeugt 500 kg CO₂-Äquivalente. Umgerechnet auf die über die Lebensdauer der Anlage erzeugte Energiemenge bedeutet dies, dass pro erzeugter kWh 15 g CO₂ entstehen. Gleichzeitig werden jedoch durch die

Erzeugung mittels PV-Anlage 363 g CO₂ pro kWh (Emissionen aus dem österreichischen Strommix, 2015) eingespart, die sonst bei der konventionellen Stromerzeugung anfallen würden. Das bei der Produktion verursachte CO₂ wird so innerhalb eines Jahres wieder eingespart.

Grüne Gebäude bieten eine Vielzahl von Vorteilen, die weit über die bloßen finanziellen Einsparungen hinausgehen, wie z. B. eine längere Lebensdauer von Gebäudekomponenten und niedrigere Heiz- und Kühlkosten. Im Bereich der Dach- und Fassadenbegrünung sind die Vorteile vielfältig und beeindruckend. Eine detaillierte Analyse zu den nichtüberprüfbareren Vorteilen von Gründächern und -fassaden als nachhaltige Lösungen für Gebäude und Quartiere zeigt:

- Niedrigere Oberflächentemperaturen

Ein ausgedehntes Gründach mit einer 10–15 cm dicken Substratschicht kann den Wärmeeintrag an einem sonnigen Sommertag im Vergleich zu einem Kiesdach um 30–60 % verringern, Manfred und Malorny, Winfried. Wärmeschutz durch großflächige Dachbegrünung. Europäischer Renovierungskalender 2009. 2009, S. 195–212.

- Latente Wärme (kann die Umgebungsluft nicht erwärmen.)

Bis zu 67 % der Strahlungsenergie können in latente Wärme umgewandelt werden, die nicht zur Erwärmung der Umgebungsluft beiträgt. Harlass, R. Verdunstung in bebauten Gebieten. s.l. : Universität Dresden, 2008.

- Höhere Verdunstung

Pflanzen auf einem Gründach können während der Vegetationsperiode eine Verdunstungsrate von bis zu 200 l/m² aufweisen. Bambach, G. Messung und Kontrolle der Feuchtigkeit in grünen Wänden. Tagungsband des 5. FBB-Symposiums Fassadenbegrünung. 24.10.2012.

- Reduzierter Wärmeinseleffekt

Studien haben gezeigt, dass Gründächer die Temperaturen in Städten um bis zu 3 Grad Celsius senken können. Smith, K. und Roebber, P.J. Potenzial zur Eindämmung grüner Dächer für ein stellvertretendes zukünftiges Klimaszenario in Chicago, Illinois. Journal of Applied Meteorology and Climatology, 50(3). 2011, S. 507–522.

- Erhöhte Luftfeuchtigkeit

Im Sommer weisen Gründächer eine bis zu 40 % höhere Luftfeuchtigkeit auf als unbegrünte Flächen. Stifter, R. Roof Gardens – Grüne Insel in der Stadt. Stuttgart: s.n., 1988.

- Speicherung von Regenwasser

Extensiv begrünte Dächer mit einer Substratschicht von 10 cm können bis zu 70 % des Jahresniederschlags zurückhalten. Im Vergleich dazu beträgt ein Kiesdach nur 18 %. Köhler, Manfred, Kaiser, Daniel und Wolff, Fiona. Regenwassermanagement mit bewässerten Gründächern zur Gebäudeklimatisierung und zur Verbesserung der Aufenthaltsqualität. s.l.: Universität Neubrandenburg, 2018.

- Größere Artenvielfalt

Auf ausgedehnten Gründächern findet man meist luftgetragene Dachbegrünungen

Blumenbesucher (Bienen, Schmetterlinge, Schwebfliegen usw.), Käfer, Ameisen, Käfer und Larven von Zweiflüglern und Marienkäfern. Pfoser, Nicole, et al. Gebäude, Begrünung und Energie: Potenziale und Wechselwirkungen. s.l.: Technische Universität Darmstadt, 2013.

Reinigung der Luft / Bindung von Schadstoffen

Durch eine ausgedehnte Dachbegrünung können maximal $10\text{g/m}^2\text{a}$ Feinstaub gebunden werden. Gorbatschowskaja, Olga und Herfort, Susanne. Feinstaubbindevermögen der für die Gebäudebegrünung typischen Pflanzen. Berlin: Institut für Agrar- und Stadtökologische Projekte Humboldt-Universität, 2013.

- Reduzierung von Lärm/Schall

Gründächer können den Lärm auf trockenem Untergrund um 8 dB und auf nassem Untergrund um 19 dB reduzieren, wenn der Lärm von oben kommt. Pfoser, Nicole, et al. Gebäude, Begrünung und Energie: Potenziale und Wechselwirkungen. s.l. : Technische Universität Darmstadt, 2013.

- Kombination mit Solartechnik

Im Vergleich zu einem Bitumendach ist mit einem Solarmodul über einem Gründach eine Leistungssteigerung von 4-5 % möglich. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der erneuerbaren Energieerzeugung auf Gebäuden spielt die Kombination von Photovoltaik und Begrünung bzw. BIPV (Building-Integrated Photovoltaics) zunehmend eine zentrale Rolle. Gleichzeitig werden Dächer aufgrund des Platzmangels in städtischen Gebieten zunehmend als Grünflächen genutzt. Wölfl, K. Gründächer steigern Photovoltaik-Erträge. Prüfeinrichtung liefert den Beweis. s.l. : ZinCo GmbH, 2011.

Um die Wohnqualität zu erhöhen, ist es notwendig, Vorkehrungen zur Reduzierung der Windlasten zu treffen. Die PV-Dacheindeckung dient als Sonnenschutz, Beschattung und Regenschutz. Dadurch kann die starke Mittagshitze gemildert werden. In Ruhezonen und Arbeitsbereichen wird der Blick auf Bildschirme von Laptops und Tablets erleichtert. Somit kann bei warmem, aber regnerischem Wetter auch der Photovoltaik-Dachgarten genutzt werden. Eine Verdunstungskühlung der Intensivbegrünung und optionale Sprühnebelssysteme können die Aufenthaltsqualität insbesondere an heißen Sommertagen zusätzlich steigern. Der freie Blick in den Himmel sollte jedoch nicht völlig behindert werden. Daher empfiehlt es sich, nicht die gesamte Fläche abzudecken und einzelne Freiflächen zu berücksichtigen.

Dies führt zu einer Wettbewerbssituation, in der Bauherren eine Entscheidung treffen müssen: Dachbegrünung, Gestaltung als Wohnraum oder Energiegewinnung durch Photovoltaik? Bisherige Lösungen beschränkten sich auf eine großflächige Begrünung mit aufgeständerten PV-Modulen, das Dach als erweiterter Wohnraum oder optische Anforderungen blieben weitgehend unberücksichtigt. Es besteht ein Mangel an praktikablen synergetischen Mehrfachnutzungen des Daches auf dem Markt. Der Photovoltaik-Dachgarten (PV-Dachgarten) erfüllt genau diese vielseitigen Anforderungen. Es entstehen Synergien aus bisher konkurrierenden Raumnutzungen.

Der PV-Dachgarten vereint bisher getrennt entwickelte Disziplinen: Gründächer, gebäudeintegrierte Photovoltaik und nutzerorientierte Dachgestaltung.

Die Konstruktion des Photovoltaik-Dachgartens besteht aus einer Glasüberdachung mit integrierten, speziell entwickelten und lichtdurchlässigen PV-Modulen. Darunter entsteht schattiger Raum für Menschen und Pflanzen. Gemeinschaftsräume sind optimal gestaltet, um Kommunikation und Begegnung zu fördern. In Betracht gezogen werden kann beispielsweise ein Wegekonzzept, das Begegnungen ermöglicht, oder Orte als Begegnungspunkte (Plätze, Eingangsbereiche...).

Mit einem Photovoltaik-Dachgarten lassen sich vielfältige Synergien erzielen:

- Dreifache Nutzung eines Quadratmeters der Dachfläche zur Energiegewinnung, zur Begrünung und als Wohnraum.
- Stromerzeugung und Sonnenschutz: Photovoltaik (halbtransparente Glas-Glas-Module) zur nachhaltigen Stromerzeugung ist gleichzeitig Sonnenschutz für Menschen, Pflanzen und Materialien.
- Doppelter Wetter- und UV-Schutz (PV und Gründach) für das Gebäude.
- Optimierte Statik: Gründach dient als Beschwerung für Photovoltaik-Lösungen, keine Dachdurchdringung erforderlich.
- Einspareffekte bei Bauteilen: Durch intensive Begrünung können bis zu drei cm Dämmmaterial eingespart werden. Auch Kiesfüllungen als Beschwerung und UV-Schutz werden eingespart.
- Kühlende Wirkung von Gründächern: Bei Gebäuden ohne Klimaanlage profitiert die oberste Etage im Sommer von einem angenehmeren Raumklima. In Gebäuden mit Klimaanlage können Kühllasten im obersten Stockwerk eingespart werden.
- Wasserrückhaltung: Regenwasser kann über die Photovoltaikmodule abgeleitet, gespeichert und zur Bewässerung der Grünanlagen genutzt werden.

- Lokale Identität

Bewohner können sich stärker mit ihrem Wohnumfeld verbinden, wenn es grün ist. Gründächer bieten eine angenehme Abwechslung im Stadtbild und können als Orientierungshilfe dienen. Markante Gebäude und Freiräume (Wiedererkennung – Wohlfühlen) fördern die Identifikation mit dem Standort. Erfüllen Flächen eine besondere Nutzung oder Funktion, fördert dies die Akzeptanz. Eine besonders verstärkende Wirkung hat die frühzeitige Einbindung der Bewohner in die Planung und Gestaltung. Benutzerfreundlichkeit und Funktionalität sollen für Bewohner jeden Alters gewährleistet sein.

Wölfl, K. Gründächer steigern Photovoltaik-Erträge. Prüfeinrichtung liefert den Beweis. s.l. : ZinCo GmbH, 2011.

Wenn es grün ist, können sich Bewohner mehr mit ihrem Wohnumfeld identifizieren. Sie bieten eine angenehme Abwechslung im Stadtbild und dienen als Orientierungshilfe.

Im Bereich der Innenraumbegrünung lassen sich weitere sehr wertvolle nicht-monetäre Aspekte aufzeigen.

- Gesundheit

Durch einen Vorher-Nachher-Vergleich wurde eine allgemeine Verringerung der Symptome festgestellt. Fjeld, T. und Bonnevie, C. Die Wirkung von Pflanzen und künstlichem Tageslicht auf das Wohlbefinden und die Gesundheit von Büroangestellten, Schulkindern und Gesundheitspersonal. Floriade: Pflanzen für Menschen Symposium. 2002

- Komfort

Eine Vergleichsmessung kam zu dem Ergebnis, dass 47 % der Befragten zustimmten, dass sich Pflanzen im Raum entspannter fühlten. Kluge, B.M. BMW-Pilotprojekt: Das grüne Büro. s.l. : Deutsche Gesellschaft für Hydrokultur, 2012

- Produktivität

Erhöht sich um 17 %, wenn Pflanzen in den Büroräumen vorhanden sind. Knight, C. und Haslam, S. Die relativen Vorzüge schlanker, bereicherter und befähigter Büros. Journal of Experimental Psychology Vol. 16. 2010, S. 158–172.

- Motivation

Es konnte eine Steigerung von 29 % nachgewiesen werden. Kluge, B.M. BMW-Pilotprojekt: Das grüne Büro. s.l. : Deutsche Gesellschaft für Hydrokultur, 2012

- Konzentration

Außerdem eine Vergleichsmessung, bei der eine Steigerung um 35 % ermittelt wurde. Fjeld, T., et al. Die Auswirkung der Innenbepflanzung auf die Gesundheit und das Unbehagen von Arbeitern und Schulkindern. Horttechnology 10(1). 2000, S. 46–52.

6.2. „Bewertung der Argumente für die Bezirkslösung“

In den letzten Jahren hat das Thema Energierteilung aufgrund der Einführung der europäischen Richtlinie RED II und der fortschreitenden Umsetzung in den Mitgliedsländern immer mehr an Interesse gewonnen. Schließlich können Gemeinschaften (oder Bezirke) für erneuerbare Energien den Energie- und Ökowandel entscheidend verändern. Darüber hinaus sind die Themen dezentrale Energieerzeugung und Energiesicherheit aufgrund des jüngsten Anstiegs der Energiepreise zu einer Priorität für alle europäischen Regierungen geworden. In den nächsten Abschnitten werden die Vorteile eines gemeinschaftlichen Ansatzes zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors diskutiert und mit dem individuellen Gebäudeansatz verglichen, wobei der Schwerpunkt hauptsächlich auf Elektrizität liegt. Alle in den nächsten Abschnitten vorgestellten Konzepte basieren auf den Ergebnissen des Vitality District-Projekts, können jedoch auf alle Bezirks-/Gemeindelösungen verallgemeinert werden.

Eine der am weitesten verbreiteten Lösungen zur Energieerzeugung aus lokalen Energiequellen auf Bezirks-/Stadtebene ist die Photovoltaik. Eines der Hauptprobleme im Zusammenhang mit der Photovoltaik ist jedoch die Abstimmung zwischen Energieerzeugung und -erzeugung. Im Wohnsektor kann dieses Problem manchmal zu einem geringen Grad an Eigenverbrauch (Prozentsatz der erzeugten und lokal verbrauchten Energie) und Selbstversorgung (Prozentsatz des Energiebedarfs, der durch

lokal produzierte und selbst verbrauchte Energie gedeckt wird) führen. Allerdings kann die Möglichkeit, sowohl die erzeugte als auch die verbrauchte Energie zu teilen, aufgrund des durch die Aggregation heterogener Profile verursachten Glättungseffekts zu einem Anstieg der lokal selbst verbrauchten Energie führen. Mit anderen Worten: Die Summe der Verbrauchsprofile führt zu einem flacheren Profil, wodurch die Auswirkungen einer nicht perfekten Übereinstimmung zwischen individuellen Verbrauchs- und Erzeugungsprofilen verringert werden.



Abbildung 94: Photovoltaikanlagen auf Gebäuden. Quelle: <https://unsplash.com/@mannyb>

6.3. Stadtplanung und architektonisches Design

Der architektonische Entwurf hat einen starken Einfluss auf das Solarpotenzial von Gebäuden und Stadtteilen (Sieh Kapitel4.2.1). Die Optimierung der Form von Gebäuden, ihrer Höhe, der Ausrichtung von Dächern und Fassaden, des Abstands zwischen Gebäuden und der Gestaltung von Infrastrukturen (Vordächer, Schallschutzwände usw.) stellt eine große Chance dar, das Solarpotenzial eines Stadtteils und damit die Nachhaltigkeit eines Stadtteils zu maximieren städtisches Projekt. Diese Chance kann nur dann voll ausgeschöpft werden, wenn das Problem aus einer breiteren Perspektive (zumindest auf Bezirksebene) angegangen wird. Im Gegenteil, die Optimierung einzelner Gebäude schränkt die Maßnahmen ein, die angewendet werden können. Stellen wir uns als Beispiel den Fall eines Gebäudes mit einer schlecht ausgerichteten Dachfläche vor, die für die Photovoltaik-Installation zur Verfügung steht (z. B. Nord-Ost). Im Szenario ohne Energieteilung zwischen Gebäuden könnte nur die nicht optimale Fläche zur Erzeugung erneuerbarer Energie genutzt werden. Das Ergebnis wäre eine Photovoltaikanlage mit geringer Energieleistung. Andererseits eröffnet die Möglichkeit, Energie zwischen Gebäuden zu teilen, die Möglichkeit, die Photovoltaikanlage auf einer anderen Gebäudeoberfläche mit höherem Solarpotenzial zu installieren. Folglich hätte das System eine höhere Energieleistung, was den wirtschaftlichen Nutzen der Investition steigern würde.



Abbildung 95: 3D-Modell eines Stadtteils. Quelle: <https://unsplash.com/@jkonietzny>

6.4. Größenvorteile und optimaler Betrieb und Wartung

Einer der möglichen Vorteile eines kollektiven Ansatzes zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist die Reduzierung der Kosten sowohl für die Installation als auch für den Betrieb der Photovoltaikanlagen. Während beim Einzelgebäude-Ansatz jedes Gebäude individuell für die Installation und Wartung seines Systems sorgen muss, könnten Gebäude im kollektiven Szenario als Gemeinschaft mit Installateuren und Betriebs- und Wartungsunternehmen zusammenarbeiten. Der Vorteil dieses Ansatzes besteht in der Möglichkeit, die Anfangskosten aufgrund der Installation größerer Systeme zu senken [21], [22], bei geringeren Installationskosten (Installateure haben bei gemeinsam genutzten Systemen nur Zugriff auf wenige Standorte) und höheren Möglichkeiten für einen bequemen Zugriff Angebote, weniger Bürokratie und Genehmigungen sowie eine geringere Komplexität bei der Realisierung der Systeme aufgrund der geringeren Anzahl an am Prozess beteiligten. Darüber hinaus können O&M-Aktivitäten im Falle eines Community-Ansatzes optimal geplant werden, während der fragmentierte Ansatz typischerweise zu einer knappen oder fehlenden O&M-Planung führt.



Abbildung 96: Arbeiter bei Wartungsarbeiten. Quelle: <https://unsplash.com/@ehmitrich>

6.5. Sektorkopplung

Generell eröffnet die Elektrifizierung verschiedener Sektoren vielfältige Möglichkeiten im Zusammenhang mit der Sektorkopplung. Allerdings bietet die Quartierslösung gegenüber dem Einzelgebäude-Szenario folgende Vorteile:

- Sollten Elektrofahrzeuge in den nächsten Jahren eine relevante Rolle im Transportsektor spielen, können auf Bezirksebene alle Ladestationen an die gleiche Energiegemeinschaft angeschlossen werden. Das bedeutet, dass ein Fahrzeug mit der von den Besitzern einer Photovoltaikanlage erzeugten Energie (nahezu) selbst dann aufgeladen werden kann, wenn sie nicht zu Hause sind (z. B. in Schulen, Supermärkten, Büros, ...).
- Power-to-Heat: Im Gebäudesektor weisen Wärmepumpen den höchsten Wirkungsgrad auf, um die Strom-Wärme-Umwandlung sowohl auf Gebäude- als auch auf Bezirksebene (z. B. durch Fernwärme) abzudecken. Im Allgemeinen kann überschüssiger Photovoltaikstrom zur Deckung des Heiz- und Kühlbedarfs von Gebäuden oder zur Speicherung in Wassertanks verwendet werden. Der Einsatz von Wärmepumpen für die Umwandlung erhöht die Effizienz des Prozesses.
- Power-to-X: Dabei handelt es sich um die Nutzung von Ökostrom zur Umwandlung oder Speicherung überschüssigen Stroms in einer anderen Form (Wasserstoff, Kraftstoffe, Gas, Chemikalien, Methan, Synthesegas, ...). Ein Beispiel ist die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und seine Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Diese Technologie hat den Nachteil einer geringen Umwandlungseffizienz, ermöglicht aber die langfristige Speicherung sauberer Energie (saisonale Speicherung). Der erzeugte Wasserstoff wird anschließend mithilfe von Brennstoffzellen wieder in Strom und Wärme umgewandelt. Aufgrund der Kosten dieser Technologie und des Platzbedarfs für die Wasserstoffspeicherung ist sie nur für große Gebäude oder Quartiere zu empfehlen.



Abbildung 97: Ladestation auf einem Parkplatz. Quelle: <https://unsplash.com/@michaelfousert>

6.6. Schlussfolgerungen

Es gibt viele Vorteile, bei energetischen Aspekten der Dekarbonisierung des Gebäudesektors die Bezirkslösung vorzuziehen, anstatt einzelne Gebäude zu berücksichtigen. Insbesondere die Aufteilung von Energieverbrauch und -produktion führt zu einer Verbesserung des Eigenverbrauchs und der Autarkie sowie zu optimalen Gestaltungsmöglichkeiten (sowohl aus architektonischer als auch aus systemischer Sicht). Daher kann die Nachhaltigkeit von Projekten im Bereich erneuerbare Energien sowohl aus energetischer als auch aus wirtschaftlicher und ökologischer Sicht durch die Übernahme der Bezirkslösung verbessert werden. Darüber hinaus ermöglicht das Bezirksszenario eine Vergrößerung der Systemgröße, wodurch die Systemkosten gesenkt werden und innovative Lösungen und Technologien auch für den Gebäudesektor zugänglich gemacht werden.

Das Ergebnis zeigt, dass nicht nur der Speicher eine wichtige Rolle spielen wird, sondern auch, dass Quartiere ohne Optimierung der Architektur für Solargewinne sowie enorme Energieeinsparungen im Verbrauch und Effizienzsteigerungen weiterhin Energieverbraucher bleiben werden. Der Einsatz von Speichern erhöht die Netzfrendlichkeit von Quartieren, indem zunächst die maximale Netzeinspeisung durch Verlagerung der PV-Produktion über gespeicherten Strom (Strom oder Wasserstoff) auf Tagesspitzen sowie niedrige Produktionszeiten im Winter reduziert wird. Zweitens kann die Einspeisung ins Netz auch wegen der Mittagsspitzen gekürzt oder sogar auf niedrige Prozentsätze verschoben werden, um Einspeisung und Netzverbrauch auszugleichen. Die Arbeiten zeigten, dass die Stromerzeugung für Quartiere durch PV auf dem Dach und in der Fassade sinnvolle, signifikante Ausmaße erreichen kann und der Eigenverbrauch durch die Speicherung mit Wasserstoff technisch sinnvoll gesteigert werden kann.

6.7. Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten

Eine der wichtigsten Verwertungen des Projektes war <https://www.food4rhino.com/en/app/vitality>, das frei zugänglich ist.

Das Projekt und die Ergebnisse wurden bei folgende Workshops, Seminare und Konferenzen sowie in Kooperation mit anderen Projekten publiziert:

- Die Projektbeschreibung ist auf den Partnerwebsites verfügbar. Z.B. <https://www.ait.ac.at/vitality-district>
- Das Projekt wurde für den "Umweltpreis Innovation und Stadt" vorgeschlagen.
- Die Projekt-Homepage ist unter <http://www.vitality-district.com/> verfügbar.
- Das Projekt "Vitality District" und das vorherige Projekt "Vitality" wurden am 13. November 2020 in der Veranstaltung "Zukunftsperspektiven im Fassadenbau" mit teilweise über 80 Personen vorgestellt.



- Der Stakeholder-Workshop fand am 22. April 2021 statt. Eine Sitzung mit interaktiven digitalen Plattformen war darauf ausgerichtet, mit Stakeholdern aus verschiedenen Branchen in Kontakt zu treten: Immobilienentwickler (privat finanziert), Planungsbehörden, Planer, vorübergehende Nutzer, Architekten. Aufgrund des Feedbacks wurde Del. 2.1 aktualisiert.
- Der zweite Stakeholder-Workshop fand am 29. November 2021 statt.
- Das Projekt wurde auf der PV-Tagung Wien am 13. und 14. Oktober 2021 vorgestellt.
- Die Ergebnisse des "Vitality District" wurden in Task 15 des IEA PVPS-Programms in einem eingeladenen Vortrag präsentiert.
- Die Projektergebnisse wurden auf der Konferenz "Advanced Building Skins" in Bern vom 20. bis 21. Oktober 2021 präsentiert. Adami J., Dallapiccola M., Reinberg G. W., Turrini M., Moser D., 2022, Anwendung eines PV-Optimierungstools zur Ausrichtung des architektonischen Konzepts eines Stadtteils in der frühen Planungsphase, 17. Advanced Building Skins Conference & Expo, Bern, 20.-21. Oktober.

Optimizing PV for architectural design on district level

Jennifer Adami

Eurac Research
jennifer.adami@eurac.edu

eurac
research



Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

STADT
der Zukunft

FFG
Forschung wirkt.

Kanton Bern
Canton de Berne

ADVANCED
BUILDING SKINS

- Eine dedizierte Sitzung wurde von der "Salzburg Architektur-Initiative" organisiert, bei der die endgültigen Daten von den eingeladenen Sprechern des "Vitality District" Konsortiums am 8. März 2023 präsentiert wurden, <https://initiativearchitektur.at/kalender/vitality-district>
- Ein Beitrag im Konferenz EC-PVSEC WPEC 23 mit dem Thema "Modelling One Year of Operation of PV Supported Electric Supply of a District with H2 Storage" wurde präsentiert. https://www.eupvsec.org/images/2023/conference/EUPVSEC2023_ConferenceProgramme_web_2.pdf
- Ein Artikel, der sich auf die Ergebnisse der PV-Modellierungsansätze konzentriert und auch Ergebnisse aus D6.2 enthält, soll als "PV-Potenzial in der frühen Masterplanungsphase für die Entwicklung eines Stadtteils in Wien" für das MDPI Open Access Journal "Energies" eingereicht werden.
- Info-meeting und Kooperationen mit PED-ID (<https://jpi-urbaneurope.eu/project/ped-id/>), Am Kempelenpark (<https://www.amkempelenpark.at/>), Nanu3 (<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/nanu3.php>), LieBeKlima (<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/liebeklima.php>), IEA PVPS Task 15 (<https://iea-pvps.org/research-tasks/enabling-framework-for-the-development-of-bipv/>)

6.8. Akademische Aktivitäten

Das Vitality District-Tool ist bereits auf "Food4Rhino" integriert, das eine große Bibliothek zusätzlicher Werkzeuge für die 3D-Modellierung in RHINO3D und Grasshopper bietet. Es wird in verschiedenen Kursen wie Bauphysik, Geometrie, Tragwerksplanung und vielen anderen den Studenten vorgestellt.

Weitere F&E-Aktivitäten:

Das Nachfolgeprojekt ist geplant, um die Planungstools von VITALITY DISTRICT für die Systemintegration des gesamten Energieplanungskreislaufs (einschließlich Energieverbrauch, -versorgung, -umwandlung und -speicherung) in großen Stadtteilen und auf Stadtebene weiterzuentwickeln. Das Ziel ist es, individuelle Immobilien in ein CO₂-neutrales Stadt-Netzwerk zu verwandeln. Die Arbeit auf Stadtteilebene wird die Energieflexibilität und Speicherkapazität durch die Integration eines intelligenten Steuersystems erhöhen, das den Verbrauchsspitzen und Überproduktionen in multifunktionalen städtischen Gebieten reduziert. Zusätzlich wird die Entwicklung der Laserscantechnologie die Integration einer realistischen Umgebung in die Gestaltung des Stadtteils und der Optimierungsschleife ermöglichen, um sicherzustellen, dass die Gestaltung an den aktuellen Zustand mit höchster Genauigkeit angepasst wird. Dieses Projekt zielt darauf ab, eine skalierbare technische Lösung für die Sanierung, Erweiterung und den Neubau klimaneutraler Städte bereitzustellen. Die Arbeit, die unter Verwendung von LIDAR-Daten durchgeführt wurde, um bessere Ergebnisse zu erzielen und vorhandene Gebäude, neue Gebäude und Baumbestände in PV-Berechnungen zu berücksichtigen, wird für die Vereinheitlichung des Workflows aufgrund regional verfügbarer LIDAR-Daten, präzisere Vorhersagen und die Möglichkeit zur Visualisierung der Auswirkungen des Pflanzenwachstums verwendet werden.

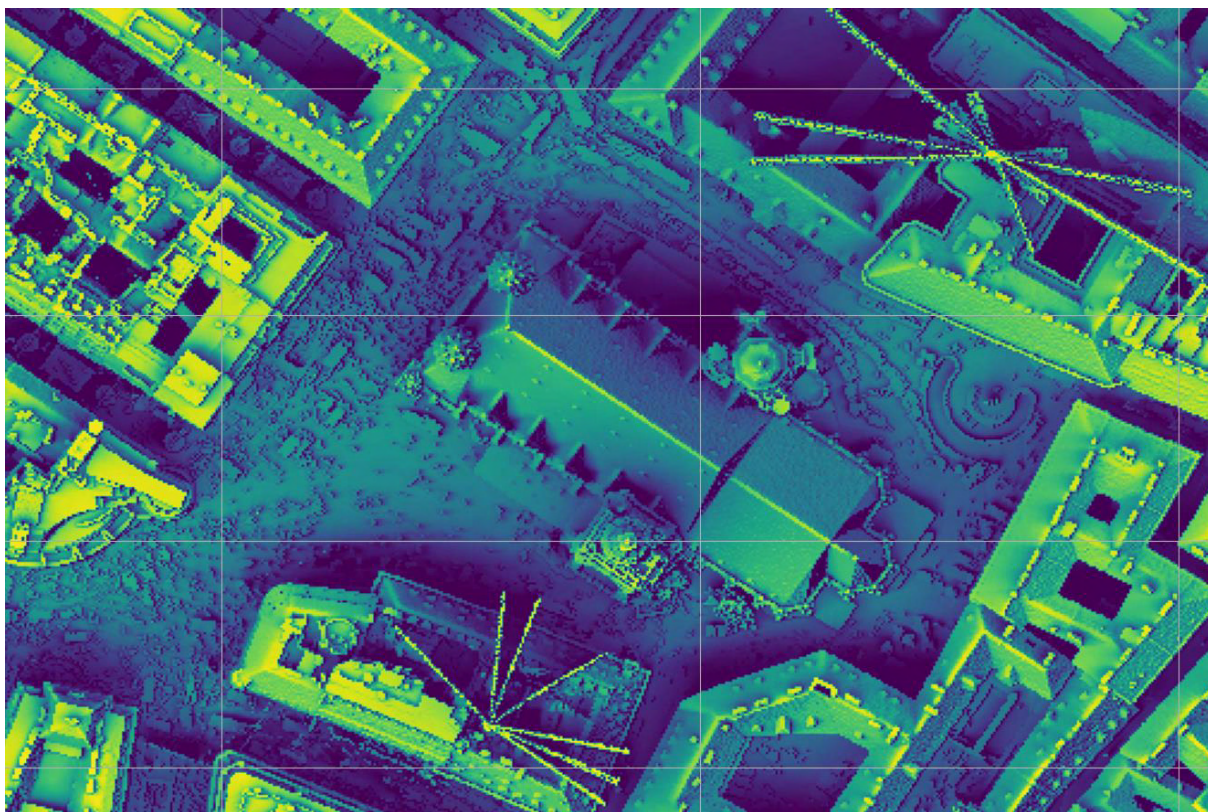


Abbildung 98: Die Verwendung von Lidar-Daten zur Simulation von dynamischem Schatten.

7 Ausblick und Empfehlungen

7.1. Energiekonzept für den Use-Case

7.1.1. Empfehlungen

Zukünftig ist der Einsatz dezentraler Energielösungen wünschenswert, bei denen Strom aus erneuerbaren Quellen räumlich nah über das Stromnetz verteilt wird. Damit wäre es möglich, mehrere Gebäude mit mehreren Hausanschlüssen aus einer einzigen Anlage zu versorgen und so die Eigenverbrauchsquote bei dynamischer Abrechnung zu optimieren. Darüber hinaus könnten optimal auf ein Quartier ausgerichtete Anlagen geschaffen werden, die es Nutzern mit weniger lukrativen Flächen ermöglichen, in andere Gebäude zu investieren und den Strom zu teilen. Flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge sowie Speicher könnten die Eigenverbrauchsquote weiter verbessern.

Die meisten Solarkraftwerke in Österreich sind an das Niederspannungsnetz angeschlossen und erzeugen so dezentral und verbrauchsnahe Solarstrom, ohne dass ein Ausbau des Übertragungs- oder Mittelspannungsnetzes erforderlich ist. Eine hohe Dichte an PV-Anlagen in einem Niederspannungsnetz kann dazu führen, dass die Stromproduktion an sonnigen Tagen lokal den Stromverbrauch übersteigt. An den meisten Tagen wird jedoch der selbst erzeugte Strom direkt verbraucht, wodurch das öffentliche Netz entlastet, und mehr Kapazität freigesetzt wird.

Die Installation von Photovoltaikanlagen in Gebäuden mit mehreren Mietern kann positive Auswirkungen auf die Mieter haben, wie z. B. die Sensibilisierung für den Energieverbrauch und die Förderung energieeffizienterer Entscheidungen, was zu Kosteneinsparungen und einer geringeren Umweltbelastung führt. Die Finanzierung von PV-Anlagen durch Contracting bietet gesellschaftliche Vorteile, da Mieter von reduzierten Energiekosten profitieren können, ohne die Investition bezahlen zu müssen, sodass alle gesellschaftlichen Gruppen an einem solchen System teilhaben können.

7.1.2. Vorteile für die Umwelt

Darüber hinaus kann die Installation von PV-Anlagen auf Dächern dazu beitragen, den CO₂-Ausstoß zu reduzieren und zu einer gesünderen Umwelt beizutragen. Solarenergie erzeugt keine Treibhausgase und trägt daher nicht zur globalen Erwärmung oder zum Klimawandel bei. Dies kann dazu beitragen, die Menge an Kohlendioxid in der Atmosphäre zu reduzieren und die durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe verursachte Luftverschmutzung zu verringern. Darüber hinaus kann die Nutzung von Solarenergie dazu beitragen, die Luftverschmutzung durch andere Formen der Energieerzeugung wie Kohlekraftwerke zu reduzieren.

Auch für Mieter können PV-Anlagen mehr Wohnkomfort bieten. Durch die Möglichkeit, ihre eigene Energie zu erzeugen, haben Mieter eine bessere Kontrolle über ihren Energieverbrauch und können ihren Energieverbrauch an ihre Bedürfnisse anpassen. Dies könnte eine Reihe von Vorteilen mit sich bringen, darunter eine verbesserte Luftqualität, weniger Stress und mehr Komfort. Es ermöglicht ihnen außerdem, ihre Abhängigkeit vom Stromnetz zu verringern, ihre Stromrechnungen zu senken und ihre Anfälligkeit für Stromausfälle zu verringern.

Die Zeitspanne, die eine PV-Anlage benötigt, um die für ihre Herstellung benötigte Energiemenge zu produzieren, wird als energetische Amortisationszeit bezeichnet. Die Dauer dieses Zeitraums hängt von der eingesetzten Technologie und dem Standort der Anlage ab und beträgt in Österreich typischerweise etwa zwei Jahre. Nach dieser Amortisationszeit produziert die Anlage für den Rest ihrer Lebensdauer, die mindestens 30 Jahre betragen kann, emissionsfreien Strom. Daher können heute hergestellte PV-Anlagen im Laufe ihrer Lebensdauer mindestens zehnmal mehr Energie erzeugen, als für ihre Herstellung benötigt wurde.

Darüber hinaus entstehen bei der Produktion von 1 kWp PV-Strom 500 kg CO₂-Äquivalente. Umgerechnet auf die über die Lebensdauer der Anlage erzeugte Energiemenge bedeutet dies jedoch, dass pro erzeugter kWh nur 15 g CO₂ entstehen. Gleichzeitig werden durch die Erzeugung mittels PV-Anlage 363 g CO₂ pro kWh (Emissionen aus dem österreichischen Strommix im Jahr 2015) eingespart, die sonst bei der konventionellen Stromerzeugung anfallen würden. Dadurch wird das bei der Produktion verursachte CO₂ innerhalb eines Jahres wieder eingespart, was zu einer Netto-reduktion der Emissionen führt.

7.1.3. Größeres Engagement in der Gemeinschaft

Neben den zahlreichen wirtschaftlichen und ökologischen Vorteilen von PV-Anlagen können Mieter sie auch als wertvolle Möglichkeit zur Einbindung in ihre Gemeinde empfinden. Denn PV-Anlagen können zur Stromversorgung öffentlicher Veranstaltungen und Aktivitäten genutzt werden und fördern so das Verantwortungsgefühl und die Verantwortung für die Umwelt. Dadurch können Mieter ein Gemeinschaftsgefühl und Verbundenheit untereinander sowie ein gesteigertes Bewusstsein für Umweltthemen entwickeln.

Darüber hinaus können PV-Anlagen auch dazu genutzt werden, die Öffentlichkeit über erneuerbare Energien und ihre Vorteile aufzuklären und so die ökologische Nachhaltigkeit zu fördern. Auf diese Weise können sie auch Mietern, die in Gebäuden oder Quartieren mit mehreren Mietern leben, ein Gefühl von Stolz und Eigenverantwortung vermitteln. Durch die Möglichkeit, ihre eigene Energie zu erzeugen, fühlen sich Mieter unabhängiger und investieren in den Erfolg ihres Gebäudes. Dies kann zu einer allgemeinen Steigerung der Mieterzufriedenheit führen, da sie sich stärker mit ihren Häusern und Gemeinden verbunden fühlen.

Dieser Bericht präsentiert die Ergebnisse der Aktivitäten des Vitality District Projekts, die zeigen, dass die Stromerzeugung für Stadtteile durch Photovoltaik auf Dach und Fassade einen signifikanten Anteil des Verbrauchs erreichen kann. Darüber hinaus zeigt er, dass der Verbrauch von Solarstrom durch Speicherung mit Batterien oder Wasserstoff technisch sinnvoll erhöht werden kann.

Es konnte gezeigt werden, dass die technisch realistische Integration von Solaranlagen auf Dach und Fassade aller Gebäude in einem Stadtteil:

- im Einklang mit anderen Maßnahmen wie Beleuchtung und Begrünung steht,
- einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung des Netzverbrauchs leisten kann, und
- elektrische Speicherung eine berechenbare Möglichkeit zur Spitzenlastreduktion und zum Einspeisemanagement im Zusammenspiel mit dem Netz darstellt.

Optimierungsstrategien erlauben es, durch eine optimierte Planung von PV-Anlagen und Architektur die erzeugte elektrische Energie über den Solarkatasterwerten der Kategorie "gut geeignet" ($>900 \text{ kWh/m}^2\text{a}$) zu steigern. Die Optimierung durch Speicherung ermöglicht eine Erhöhung der elektrischen Selbstversorgung bei gleichzeitigem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Schließlich ermöglichen Optimierungsstrategien eine deutliche Verbesserung der Energiebilanz von Verbrauch gegenüber Produktion und bringen Quartiere näher an den Status eines Energie-Prosumers oder sogar Produzenten.

Weitere Möglichkeiten und Verbesserungen für zukünftige Projekte wurden ebenfalls identifiziert:

- Die Möglichkeit, Stadtviertelstudien mit Echtzeit-Feedback zur Energieleistung der Gebäude und Solarpotenzialen durch Simulation auf Standardcomputern durchzuführen.
- Der Modellierungsansatz, der es Benutzern ermöglicht, Gebäudeumrisse zu manipulieren, ist besonders für Studien zu Gebäudeclustern von Bezirksgröße geeignet.
- Die Absicht, die entwickelten Modelle, insbesondere das Vitality District Tool, zur fortlaufenden Weiterentwicklung städtischer Planung zu verwenden.
- Die Erweiterung des generativen Modellierungsansatzes zur automatischen Optimierung der Energieleistung von Gebäuden.
- Die Implementierung einer Benutzeroberfläche mit wissensbasierten Voreinstellungen, um die Datenanalyse auch für weniger erfahrene Benutzer zugänglicher zu machen.
- Zukünftige Verbesserungen bei der Lichtberechnung durch Aktivierung von Lichtabsorption und Spiegelreflexion in den Materialeigenschaften.

Die Projektergebnisse sind für verschiedene Zielgruppen relevant und können in verschiedenen Bereichen genutzt werden, darunter Stadtplanung, Architektur, Projektentwicklung, städtische Verwaltung und Planung. Diese Ergebnisse tragen zur Anpassung von Städten an den Klimawandel bei, sowohl in Bezug auf die Verringerung von Treibhausgasemissionen (PV) als auch auf die Verbesserung des Stadtklimas und des Komforts.

8 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Ergebnisse entlang der Innovationsziele.	31
Abbildung 2: Allgemeine Schritte der Optimierung urbaner Frühplanung unter Einbeziehung solarer Planungsparameter.	32
Abbildung 3: Diagramm der Bauplanungsphasen und Aktivitäten der Gewerke für eine solare Integration in die Frühplanung von Quartieren © ATB-Becker/Vitality district. Basierend auf den Ergebnissen dieser Planung erfolgt dann eine Feinplanung (Abbildung 4)	34
Abbildung 4: Diagramm der Bauplanungsphasen und Aktivitäten der Gewerke für eine solare Integration in die Detailplanungsphase (Feinplanung) von Quartieren. © ATB-Becker/Vitality district	35
Abbildung 5: 9th District Wien (Bildquelle: Stadtwien, https://www.wien.gv.at/stadtplanung/zielgebiet-donaukanal).....	36
Abbildung 6: Seestadt, Wien (Bildquelle: https://www.wec-austria.at/wp-content/uploads/seestadt-300x191.jpg)	36
Abbildung 7: Linear buildings (clasp development). Südstadt Maria Enzersdorf (A). (Bildquelle: Kucera/Gemeinde, https://www.meinbezirk.at/moedling/c-lokales/maria-enzersdorf-feiert-50-jahre-suedstadt_a683606#gallery=null)	37
Abbildung 8: Lineare Gebäude (Reihenentwicklung), Plus energy settlement in Freiburg (D) (Bildquelle: Andrewglaser, https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b8/SoSie%2BSoSchiff_Ansicht.jpg)	37
Abbildung 9: Südstadt, Südstadt Maria Enzersdorf (A). (Bildquelle: Kucera/Gemeinde, https://www.meinbezirk.at/moedling/c-lokales/maria-enzersdorf-feiert-50-jahre-suedstadt_a683606#gallery=null)	38
Abbildung 10: MOMA, Beijing (C), (Bildquelle: Marcello Turrini)	38
Abbildung 11: City Life, Milano (I), Bildquelle: dearmilano.it	39
Abbildung 12: Le Corbusier e Pierre Jeanneret: Plan Obus, Algier, 1931, https://www.semanticscholar.org/paper/La-Ville-Radieuse-de-Le-Corbusier-%3A-les-paradoxes-Marchand/2dbd048170a579d798db4c1929191b838268eeb7	39
Abbildung 13: Hier sind alle Typologien, die analysiert wurden, in Rot markiert.....	40
Abbildung 14: Original Masterplan	40
Abbildung 15: Solare Potenziale im Masterplan	41
Abbildung 16: Referenzwerte für Sonneneinstrahlung.....	41
Abbildung 17:Diverse Strategien für Bauwerkintegrierte Photovoltaik	43
Abbildung 18: Das Solarpotenzial für das gesamte Jahr und den Winter wird als Vergleich zwischen verschiedenen Szenarien dargestellt.	43
Abbildung 19: Vertikale PV-Module an der Ost- und Westfassade sowie auskragende Paneele an der Südfassade verwendet.	44

Abbildung 20: Das Solarpotenzial für das gesamte Jahr und den Winter wird als Vergleich zwischen verschiedenen Szenarien dargestellt.	44
Abbildung 21: Diverse Szenarien mit vertikalen Fassaden	45
Abbildung 22: Diverse Szenarien mit vertikalen Fassaden mit auskragenden PV-Modulen	45
Abbildung 23: Diverse Szenarien mit vertikalen Fassaden mit optimalen PV-Modulen.....	46
Abbildung 24: Optimale Szenario mit Begrünung	46
Abbildung 25: Szenarienvergleich für den gleichen Zeitraum	47
Abbildung 26: Das Mischszenario ist die beste Option.	47
Abbildung 27: Solarpotenzialabschätzung für 8 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.....	48
Abbildung 28: Solarpotenzialabschätzung für 10 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.....	48
Abbildung 29: Solarpotenzialabschätzung für 14 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.....	49
Abbildung 30: Solarpotenzialabschätzung für 14 Meter dicke Gebäude, lineare Topologie.....	49
Abbildung 31: Solares Potenzial pro Volumen über ein Jahr hinweg für verschiedene Gebäudebreiten.	50
Abbildung 32: Vitalitykomponent-Ansicht in Grashopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district projekt)	53
Abbildung 33: Building by number component Grashopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)	54
Abbildung 34: Vitalitykomponent-Ansicht in Grashopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district projekt)	54
Abbildung 35: Endgültige Ergebnisansicht im 3D-Modell (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)	55
Abbildung 36: Allgemeines Flussdiagramm des Vitality Tools (Quelle: SAUTTER ZT)	56
Abbildung 37: Detailliertes Flussdiagramm des Vitality Tools (Quelle: SAUTTER ZT)	56
Abbildung 38: Energieoptimierte Design-Regeln und Planungsschnittstellen (Quelle: SAUTTER ZT) ..	57
Abbildung 39: realisieren des Flussdiagramms in "Vitality district calculation tool". (Quelle: SAUTTER ZT)	59
Abbildung 40: Modell basierend auf geschlossenen Flächenverbünden, closed polysurfaces	60
Abbildung 41: Distriktbeispiel	61
Abbildung 42: Erstellung von Konstruktionen durch direkte Eingabe der physikalischen Baustoffwerte	62
Abbildung 43: Erstellung einer Fensterkonstruktion mit nur einer Ebene durch Eingabe von Werten. (Quelle: SAUTTER ZT).....	62
Abbildung 44: Bearbeitungsmöglichkeiten für Raumprogramme (Quelle: SAUTTER ZT)	64
Abbildung 45: Der Algorithmus elektrischen Speicherung (Quelle: SAUTTER ZT)	65
Abbildung 46: PV Modellierung im Vitality tool (Quelle: SAUTTER ZT).....	66
Abbildung 47: PV-Komponentenansicht (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)	67
Abbildung 48: Bereichseinteilung der Ergebniswerte (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt).	68
Abbildung 49: Cluster-Komponentenansicht in Grasshopper (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)	68

Abbildung 50: Variationen der analysierten Gitterauflösung (Quelle: IGE, TU Graz, Vitality district Projekt)	69
Abbildung 51: Integration des Vitality District-Tools in eine BIM-Umgebung	72
Abbildung 52: Selbstversorgungsrate (Self-sufficiency rate) in Abhängigkeit von der Batterie- und Wasserstoffspeicherkapazität unter Verwendung eines selbstverbrauchsoptimierten (self-consumption) Algorithmus.....	75
Abbildung 53: Energiewende, Elektrische Verbrauch in kWh/a	76
Abbildung 54: Gesamtenergiebedarf (Strom) für den gesamten am Kempelenpark, kWh/a	77
Abbildung 55: Strombedarf nach PV ohne Speicher, kWh.....	78
Abbildung 56: Strombedarf nach PV mit Speicher 10.000 kWh, kWh	78
Abbildung 57: Elektrische Energieerzeugung und -Verbrauch (Simpliziert)	78
Abbildung 58: Solardeckungsgrad verschiedener Batteriespeicher	79
Abbildung 59: Solardeckungsgrad für 5000 kWh Batterie und verschiedene H2-Speicher unterschiedlicher Speicherkapazitäten.....	80
Abbildung 60: Solardeckungsgrad für 5.000 kWh Batterie, sowie Wärme und H2-Speicher unterschiedlicher Speicherkapazitäten.....	81
Abbildung 61: Stromenergieverbrauch, kWh.....	82
Abbildung 62: Primärer Energieverbrauch, kWh	82
Abbildung 63: CO ₂ Emission, kg/a	83
Abbildung 64: Vergleichsanalyse des primären Energieverbrauchs von Varianten ohne/mit PV Anlage und PV-Anlage mit Batterie 5000 kWh, kWh/a.....	84
Abbildung 65: Vergleichsanalyse der CO ₂ Emission von Varianten ohne/mit PV Anlage und PV-Anlage mit Batterie 5000 kWh, kg/a	84
Abbildung 66: Vergleichsanalyse des primären Energieverbrauchs von Energieträgern, kWh/a	85
Abbildung 67: Vergleichsanalyse der CO ₂ Emission von Energieträgern, kg/a	85
Abbildung 68: Vergleichsanalyse der Betriebskosten von Varianten ohne/mit PV Anlage und PV-Anlage mit Batterie 5000 kWh in Euro	86
Abbildung 69: Konventionelle Speicherung (Quelle: Bundesverband Solar e.V. (2013). Batteriespeicher – ein sinnvolles Element der Energiewende. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Speicherstudie2013_Summary.pdf).....	87
Abbildung 70: Netzoptimierte Speicherung (Quelle: Bundesverband Solar e.V. (2013). Batteriespeicher – ein sinnvolles Element der Energiewende. https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Speicherstudie2013_Summary.pdf).....	87
Abbildung 71: Stromverbrauch (Zahlen auf Englisch)	89
Abbildung 72: Jährlicher Stromverbrauch des Stroms des Mieters.....	89
Abbildung 73: Nutzung von PV-Energie	90
Abbildung 74: Vollständige Einspeiseregulierung (ATB-Becker)	94
Abbildung 75: Schema des Eigenverbrauchs.....	95
Abbildung 76: Modelle von Energiegemeinschaften (Quelle: https://serve-u.at/newsletter-september-2022/)	98
Abbildung 77: Skizze von Erneuerbaren-Energiegemeinschaft im Nahbereich.....	99

Abbildung 78: Beispiel einer EEG (Quelle: ATB-Becker, (Quelle: https://serve-u.at/newsletter-september-2022/)	101
Abbildung 79: Die Vorgehensweise zur Erstellung eines EEG	102
Abbildung 80: Gebäudezustand im Solarkataster der Stadt Wien für das Quartiersentwicklungsgebiet „Am Kempelenpark“	106
Abbildung 81: „Ur-Masterplan“ des Quartiersentwicklungsgebietes „Am Kempelenpark“	107
Abbildung 82: Gebäudekennzeichen des „Ur-Masterplans“ des Quartiersentwicklungsgebietes „Am Kempelenpark“	108
Abbildung 83: Gebäude A2 und A 4 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung.	110
Abbildung 84: Gebäude A3 und B 3 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung.	111
Abbildung 85: Gebäude A1 und B 2 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung	111
Abbildung 86: Gebäude A3 und B 1 des „Ur-Masterplans“ für die technisch realisierbare PV-Ertragsplanung.	112
Abbildung 87: Ost-West-Ausrichtung des Simulationsdachs für den ursprünglichen Masterplan.....	113
Abbildung 88: Simulationsfassade für den ursprünglichen Masterplan	114
Abbildung 89: Ergiebigkeit der Dächer und Fassaden. Die Fassadenproportionen für verschiedene Himmelsrichtungen sind noch einmal zusammengefasst.	116
Abbildung 90: PV-Anlagenplanung für ursprünglichen Masterplan bestehend aus 50 % Dächern und gut belichteter Fassadenabdeckung.	118
Abbildung 91: Schematische Darstellung der Option Wasserstoffspeichersystem. Das System besteht aus der Einspeisung von PV-Überschüssen in das Elektrolysesystem, Speichertanks und der Wiederelektrifizierung durch Brennstoffzellen. Die Gesamtversorgung der Last erfolgt über die PV, das Netz und die Brennstoffzelle.	123
Abbildung 92: Bezirksgebäudetopologien zur Optimierung des Solargewinns bei Beibehaltung der Nettogrundfläche. Bild oben links: ursprüngliche Planung; oben rechts Türme, unten links: lineare Form; unten rechts: Mischtyp.	126
Abbildung 93: Photovoltaikanlagen auf Gebäuden. Quelle: https://unsplash.com/@mannyb	135
Abbildung 94: 3D-Modell eines Stadtteils. Quelle: https://unsplash.com/@jkonietzny	136
Abbildung 95: Arbeiter bei Wartungsarbeiten. Quelle: https://unsplash.com/@ehmitrich	136
Abbildung 96: Ladestation auf einem Parkplatz. Quelle: https://unsplash.com/@michaelfousert...	137
Abbildung 97: Die Verwendung von Lidar-Daten zur Simulation von dynamischem Schatten.	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auflistung der wesentlichen Richtlinien für solare Integration in der urbanen Stadtplanung	28
Tabelle 2: Die Summe der Sonneneinstrahlung für jeden Monat auf der Gebäudeoberfläche, in MWh, ermittelt mit dem Vitality Tool.....	70
Tabelle 3: Die mit Climate Studio ermittelte Summe der Sonneneinstrahlung für jeden Monat auf der Gebäudeoberfläche in MWh.	70
Tabelle 4: Die Differenz der Monatswerte Vitality Tools von Climate Studio in [%].....	70
Tabelle 5: Die Zeit für die Sonneneinstrahlungssimulation und die für die Datenausgabe benötigte Zeit in Sekunden.	71
Tabelle 6: Ertragsergebnisse für die PV-Planung der tatsächlichen Gebäudestruktur des Kempelenparks (nur 80 % Dächer): (Zahlen in Englisch).....	107
Tabelle 7: Tabelle mit Gebäudekennzeichen, Grundfläche und Verbrauch für den ursprünglichen Masterplan „Am Kempelenpark“.	109
Tabelle 8: Ergebnisse für den ursprünglichen Masterplan „Am Kempelenpark“ mit 80 % Dachflächen der	109
Tabelle 9: Simulationsergebnisse Originalmodell	114
Tabelle 10: Optimierung der Platzierung des ursprünglichen Masterplans im Vergleich.....	115
Tabelle 11: Ergebnisse zur PV-Anlagenleistung der Varianten für Dächer und Fassaden insgesamt für den ursprünglichen Masterplan.....	120
Tabelle 12: Ergebnisse zum PV-Stromertrag der Varianten für Dächer und Fassaden insgesamt für den ursprünglichen Masterplan	121
Tabelle 13: KPI für Autarkie und Eigenverbrauch rein elektrisch (stündliche Aktualität, keine Speicherung).....	121
Tabelle 14: KPI des Gleichgewichts zwischen jährlicher Energieproduktion und -verbrauch (keine Aktualität, ohne Speicherung).....	122
Tabelle 15: KPI für Autarkie und Eigenverbrauch rein elektrisch.....	124
Tabelle 16: Ergebnisse des Solarertrags für verschiedene Gebäudetypologien und mögliche Gewinne durch Optimierung im Vergleich zum ursprünglichen Masterplan.....	127
Tabelle 17: Tabelle des Stromertrags für verschiedene Gebäudetypologien.....	127
Tabelle 18: Für Tabellen fügen Sie bitte Beschriftungen darüber mit automatisch fortlaufender Nummerierung ein. Formatvorlage: „Beschriftung“ / Alternativtext unter „Tabelleneigenschaften“ einfügen.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.

9 Literaturverzeichnis

- „EnergyMatching- Projekt“. (09 2023). Von <https://www.energymatching.eu> abgerufen
- Am Kempelenpark. (2023). Von <https://www.amkempelenpark.at/page.asp/-/projekt.htm> abgerufen
- Amann, W. (2016). et al., "STROMBIZ Geschäftsmodelle dezentrale Stromerzeugung und Distribution", *Berichte aus Energie- und Umweltforschung 20/2016*. Wien: BMVIT.
- Callegaro, L. (2015). et al., "Analysis and Comparison of Electrical PV Modeling Techniques Based on Datasheet Values". *31st Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 2006–2011). Hamburg.
- Çavuşoğlu, Ö. (2018). Enhancing decision making processes in early design stages: Opportunities of BIM to achieve energy efficient design solutions. *A/Z ITU journal of Faculty of Architecture 15(1):53-64*, 53-64. Von 10.5505/itujfa.2018.80488 abgerufen
- Cody, B., Sautter, S. D., Tepavcevic, A., & Wermke, C. (2017). *Smart Facade: Energetische Potentiale von adaptive Fassadensystemen*. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- deBruyn, K. (2015). et al. "GebEN Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie Einflussfaktoren", *Berichte aus Energie- und Umweltforschung 31*. WIEN: BMVIT.
- Dekker, N. (2015). Kroon, J.M., Jansen, M.J., Eerenstein, W. "Accurate Yearly Yield Calculation Using PV Module Fingerprint Method – Applied for MWT, H-Pattern and Thin Film Modules". *31st Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib*, (S. 2047-2050). Hamburg.
- Energy Matching results. (2023). Von <https://www.energymatching.eu/results/> abgerufen
- Everding, D. (2010). *Solarer Städtebau*. Von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/edz_pdf/events/20101029_pv_folien_everding.pdf?m=1469660047& abgerufen
- Friesen, G. (2004). Chianese, D., Cereghetti, N., Bernasconi, A. "Energy Rating Prediction Method - Matrix Method - Applied to CIS Modules". *19th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 1817–1819). Paris.
- Friesen, G. (2007). Gottschalg, R., Beyer, H.G., et al. . "Intercomparison of Different Energy Prediction Methods Within the European Project "Performance" – Results of the 1st Round Robin". *Proc. 22nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 2659-2663). Milano.
- Guerin de Montgareuil, A. (2009). Sicot, L., Martin, J.L., et al. . "A New Tool for the MotherPV Method: Modeling of the Irradiance Coefficient of Photovoltaic Modules". *24th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib*, (S. 3305–3309). Hamburg.
- Hansen, C. (2014). et al., "Calibration of Photovoltaic Module Performance Models Using Monitored System Data". *Proc. 29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 3472–3476). Amsterdam.

- Hollinger, R. (2013). Wille-Haussmann, B., Erge, T., Sönnichsen, J., Stillahn, T., Kreifels, N., "Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen...". Freiburg: Fraunhofer, ISE.
- Huld, T. (2009). Gottschalg, R., Beyer, H.G., Topic, M. "Mapping the Performance of PV Modules of Different Types". *Proc. 24th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib*, (S. 3184–3188). Hamburg.
- Huld, T. (2010). et al., "Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging". *Solar Energy*, 84, (2), 324–338.
- Huld, T. (2011). Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R.P., Sample, T., Field, M., Dunlop, E.: "A power-rating model for crystalline silicon PV modules". *Sol Energy Mater Solar Cells*, 95 (12), 3359-3369.
- Huld, T. (2015). Amillo, A.M.G.: "Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum". *Energies*, 8, (6), 5159–5181.
- Jakica, N. (2018). State-of-the-art review of solar design tools and methods for assessing daylighting and solar potential for building-integrated photovoltaics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1296-1328.
- King, D. (1998). et al., "Field Experience With A New Performance Characterization Procedure For Photovoltaic Arrays". *Proc. 2nd World Conf. and Exhib. on Photovolt. Sol. Energy Conv.*, (S. 1947–1952). Vienna.
- King, D. (2004). et al., "Photovoltaic Array Performance Model". Sandia National Laboratories.
- Kirn, B. (2015). Brecl, K., Topic, M.: "A new PV module performance model based on separation of diffuse and direct light". *Solar Energy*, 113, 212–220.
- Kirn, B. (2016). Topic, M. "Combining Solar Irradiance Databases and PV Performance Model for PV System Performance Analysis". *32rd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 1660–1664). Amsterdam.
- Köntges, M. (2014). et al. "Performance and Reliability of Photovoltaic Systems Subtask 3.2: Review of Failures of Photovoltaic Modules", IEA PVPS Task 13, External final report IEA-PVPS. ISBN 978-3-906042-16-9.
- Kubicek, B. (2014). Mütter, G., Voronko, Y., Krametz, T. "Using an Optimized Analytic Predictor as an Error Indicator in Multi-Megawatt PV-Plants". *29th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 2609–2611). Amsterdam.
- Lieve Weytjens, S. A. (2011). The 'Architect-friendliness' Of Six Building Performance Simulation Tools: A Comparative Study. *International Journal of Sustainable Building Technology and Urban Development*, 237-244.

Mair, O. (2017). et al., "Richt- und Zielwerte für Siedlungen zur integralen Bewertung der Klimaverträglichkeit von Gebäuden und Mobilitätsinfrastruktur in Neubausiedlungen, Berichte aus der Energie und Umweltforschung, 39". BMVIT.

OIB, Richtlinie 6, 2019. (2019). Von https://www.oib.or.at/sites/default/files/richtlinie_6_12.04.19_1.pdf abgerufen

PVPerformance Modeling Collaborative. (2018). Von <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-sky-diffuse/perez-sky-diffuse-model/> abgerufen

Quaschnig, V. (2021). *REGENERATIVE ENERGIESYSTEME*. Carl Hanser Verlag München.

Rafferty, J. P. (14. September 2022). *britannica.com*. Abgerufen am 10. January 2023 von <https://www.britannica.com/science/Beers-law>

Reinberg, G. (2007). "Ökologische Architektur – Entwurf, Planung, Ausführung / Ecological Architecture – Design, Planning, Realization".

Reinberg, G. (2016). *Gebäudeintegrierte Solartechnik: Photovoltaik und Solarthermie – Schlüsseltechnologien für das zukunftsfähige Bauen (DETAIL Green Books)*. Roland Krippner.

Reinberg, G. (2020). *Architektur für eine solare Zukunft / Architecture for a Solar Future*.

Revesz, M., & Zamini, S. (2018). et al., "Potential increase of solar irradiation and its influence on PV facades inside an urban canyon by increasing the ground-albedo". *Solar Energy* 174, 7-15.

Selke, T. e. (2020). *Vitality, Energieoptimierte Design-Regeln und Planungsschnittstellen für bauwerkintegrierte Photovoltaik im urbanen Raum*. https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz_pdf/schriftenreihe-2020-24-vitality.pdf: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).

Sellner, S. (2012). et al., "Understanding PV Module Performance: Further Validation of the Novel Loss Factors Model and Its Extension to AC Arrays". *Proc. 27th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib*, (S. 3199-3204). Frankfurt.

Staller, H. (2018). *City Calc*. Von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz_pdf/berichte/schriftenreihe-2018-31-citycalc.pdf abgerufen

Stein, J. (2013). et al., "Outdoor PV Performance Evaluation of Three Different Models: Single-Diode, SAPM and Loss Factor Model". *Proc. 28th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 2865–2871). Paris.

Stein, J. (2017). et al. "PV Performance Modeling Methods and Practices Results from the 4th PV Performance Modeling" results of the Collaborative Workshop IEA PVPS Task 13, Subtask 2 Report IEA-PVPS T13-06:2017". ISBN 978-3-906042-50-3.

- Sutterlueti, J. (2011). et al., "Characterising PV Modules Under Outdoor Conditions: What's Most Important for Energy Yield". *26th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 3608–3614). Hamburg.
- Tim Selke, Marcus Rennhofer, Thomas Schlager, Sebastian Sautter, Martin Kaftan, Anita Preisler, Julia Wenin. (2018). VITALITY - Design rules for building integrated photovoltaics in the early project development stage. *International Sustainable Energy Conference* (S. 26-33). Graz: ISEC.
- Weniger, J. (2015). Bergner, J., Tjaden, T., Quaschnig, V., „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende.“ ISBN 978-3-8305-3548-5. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW.
- Williams, S. (2005). Betts, T.R., Gottschalg, R., et al., "Evaluating the State of the Art of Photovoltaic Performance Modelling in Europe". *20th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. and Exhib.*, (S. 1937–1941). Barcelona.
- Woss-Gallasch, S. (2016). et al., "PV4Residents“, *Berichte aus Energie- und Umweltforschung* 20. Wien: bmvit.
- Xing Shi, W. Y. (2013). Performance-driven architectural design and optimization technique from a perspective of architects. *Automation in Construction*, 125-135.

10 Anhang

10.1. Data Management Plan (DMP)

1: Datenerstellung und Dokumentation

Die Datenerstellung begann mit der Planung und Gestaltung unseres Forschungsprojekts. Wir legten die Methoden und Instrumente zur Datenerhebung fest, um unsere Forschungsfragen bestmöglich zu beantworten. Dabei achteten wir darauf, dass die Datenerfassung standardisiert und systematisch erfolgte, um konsistente und vergleichbare Ergebnisse zu erzielen. Die Dokumentation umfasste auch umfangreiche Metadaten, die Informationen über die Daten selbst enthielten.

2: Ethische, rechtliche und Sicherheitsaspekte

Die in Vitality district verwendeten Datengrundlagen unterliegen keinen ethischen Einschränkungen. Da keine personenbezogenen Daten verarbeitet wurden. Einzig die von Planer:innen und Architekt:innen zur Verfügung gestellten Plänen unterliegen dem Urheberrecht; die Weiterverwendung bzw. Nutzung der Planungsunterlagen für Disseminationszwecke oder Publikationen wurde jeweils bei den Urheberrechtinhaber:innen nachgefragt und auf Wunsch wurden die Lokalität entsprechend anonymisiert.

3: Datenspeicherung und -erhalt

Alle gemeinsam genutzten, verarbeiteten und operativen Daten des Konsortiums werden in sicheren Umgebungen an den Standorten der Konsortialpartner gespeichert, wobei die Zugriffsrechte auf die jeweiligen Projektpartner beschränkt sein werden. Jeder Partner, der Daten kontrolliert oder verarbeitet, ist für die Verwaltung der Daten gemäß den geltenden Sicherheits- und Datenschutzrichtlinien verantwortlich. Es war nie vorgesehen, die in vitality district verwendeten Daten zentral zu speichern oder zu verwalten.

4: Wiederverwendbarkeit der Daten

Jeder Partner verwaltet die erhobenen Daten selbst.

