



**BÜRGER
ENERGIE
TUTZING**

Gemeinsam **FINANZIEREN**

*Jetzt
einsteigen und
investieren*



Foto: NEXT 2Sun

2. aktualisierte Auflage 21.5.2026

Bürgerenergiepark am Oberen Hirschberg



Ludwig Horn (1. Bürgermeister)



Liebe Tutzingerinnen und Tutzinger,

Mit dem Bürgerenergiepark am Oberen Hirschberg setzt Tutzing einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zu einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung. Dieses Projekt steht nicht allein für den Bau einer Photovoltaikanlage mit Speicher und Ladeinfrastruktur, sondern markiert den ersten konkreten Schritt der **Bürgerenergie Tutzing eG**, die Energiewende vor Ort dauerhaft und gemeinschaftlich zu gestalten. Damit wird ein Ansatz verfolgt, der ökologische Verantwortung, wirtschaftliche Vernunft und kommunale Selbstbestimmung miteinander verbindet.

Zentrales Anliegen ist eine breite Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger, damit die entstehenden Projekte fest in unserer Gemeinde verankert sind und von Vielen getragen werden. Auf dieser Grundlage sollen weitere Vorhaben folgen, darunter perspektivisch auch ein Nahwärmenetz. Eine durchdachte Kalkulation sowie eine transparente Planung bilden dabei die Voraussetzung für tragfähige Strukturen. Der **Bürgerenergiepark am Oberen Hirschberg** ist somit Ausgangspunkt für eine nachhaltige und lokal organisierte Energieversorgung, die die Gemeinde stärkt und gemeinsam Verantwortung für kommende Generationen übernimmt. Mein Dank gilt allen Engagierten für ihr Wirken und Vortreiben dieser lokalen Initiative.

Ihr Ludwig Horn
1. Bürgermeister

Diese Broschüre

...der Genossenschaft **Bürgerenergie Tutzing eG** gibt Ihnen einen Einblick in die **Kalkulation** und **wirtschaftlichen Grundlagen** unseres Bürgerenergieparks und das möglichst umfassend und transparent. Auf den nächsten Seiten präsentieren wir

- **die Eckdaten** zum Projekt.
- **Fragen und Antworten** zu den wichtigsten Punkten (ab Seite 6)
- **alle Infos**, wie Sie bei der Finanzierung des Projekts mitmachen können. (ab Seite 12)

Wir wünschen Ihnen viel Spaß beim Lesen und freuen uns, wenn wir Sie für eine finanzielle Beteiligung an unserem Projekt gewinnen können.

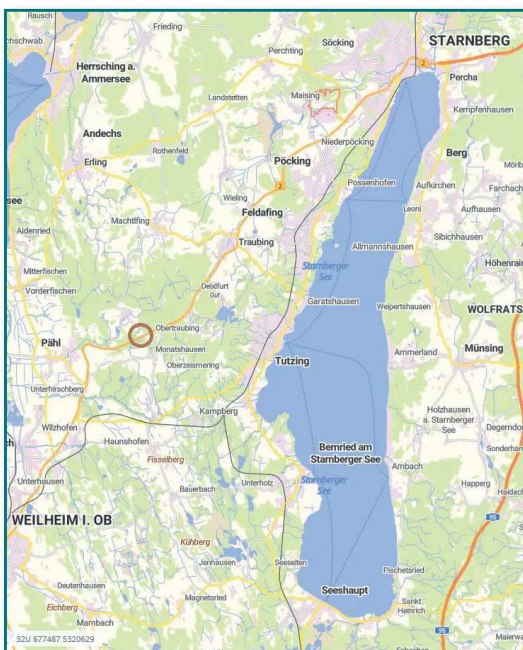
UNSER PROJEKT



Eine erweiterte Version mit allen Hintergründen zur Kalkulation finden Sie unter www.be-tutzing.de oder per QR-Code.

Das Projekt

Wir bauen einen Energiepark mit einer PV-Anlage, Batteriespeicher und Ladestationen direkt an der B2 zwischen Starnberg und Weilheim, Kreuzung Kerschlach. In einem zweiten Bauabschnitt soll er mit einem Umspannwerk und weiteren Speichern erweitert werden.



Lage des Bürgerenergieparks



Die geplanten PV-Flächen, Speicher und Ladestationen

ECKDATEN DES PROJEKTS



Geplanter Kiosk bei den Ladestationen mit Automaten, Toiletten und Sitzgelegenheiten im Freien, auch ein kleiner Spielplatz ist vorgesehen.

PV-Anlage	
Nennleistung	5,707 MWp
Investitionskosten PV	3.238.000 €
Speicher	
Kapazität	5,6 MWh
Investitionskosten Speicher	828.000 €
Gemeinsame Kosten	
Leitungstrasse zur Mittelspannung	284.000 €
Eingrünung, Heckenbepflanzung	80.000 €
Projektentwicklung	367.000 €
Investitionskosten Bauabschnitt 1a Base Case	4.797.000 €
Rückbaukosten am Ende der Nutzungsdauer	200.000 €

Das Projekt wurde mit einem professionellen Team und einem renommierten Projektplaner mit umfassender Erfahrung in ähnlichen Aufgabenstellungen entwickelt.

BAUABSCHNITTE

BAUABSCHNITT 1a: PV-Anlage mit Speicher

- Senkrechte Photovoltaik-Module, Ost/West-ausgerichtet, auf den PV-Flächen 1, 2 und 3.
PV-Leistung: 5,707 MWp
- 5,6 MWh Speicher (mit Wechselrichtern und Trafos, platziert bei den zukünftigen Ladestationen)

Die Einspeisung von 3,8 MW über das 20 kV-Mittelspannungsnetz (Anschlusspunkt in Monatshausen) ist gesichert. Die Anlage mit einem reinen Grünstromspeicher ist deshalb vorerst unser sogenannter „Base Case“, mit dem wir sicher rechnen können.

Die Module stehen senkrecht, weil sie so zu den Tageszeiten Strom produzieren, in denen andere Anlagen schwächeln (vormittags, nachmittags). Wir haben den erwarteten Stromertrag mit den anerkannten Planungstools PV*SOL und PVSyst mit 1.145 kWh/kWp pro Jahr ermittelt. Der Vergleich mit anderen, bereits laufenden Anlagen gleicher Bauart zeigt, dass dieser Wert konservativ gewählt ist.

Die Anlage erzeugt in Summe den Strombedarf von knapp **2.000 Haushalten**, mit der Ladung einer Stunde könnte der Speicher theoretisch ein Einfamilienhaus ein Jahr lang versorgen.

BAUABSCHNITT 1b: Ladestationen mit zusätzlichem Speicher

An den geplanten Ladestationen werden wir in erster Linie selbst erzeugten PV-Strom anbieten. Damit aber auch bei besonderen Witterungsverhältnissen (z. B. Nebel über mehrere Tage) durchgängig geladen werden kann, ist Strombezug aus dem Netz für die Ladeinfrastruktur zwingend erforderlich.

Wir haben dafür beim Netzbetreiber **4 MW Bezugsleistung aus dem Mittelspannungsnetz** beantragt; die Anfrage ist derzeit noch in Bearbeitung. Sobald uns der Strombezug zugeteilt wird, können wir unser Projekt erweitern mit:

- 10 Schnellladestationen für PKW, 10 Schnellladestation für LKW und Busse (ÖPNV), 300 kW bis 1 MW
- 5,6 MWh zusätzlichem Speicher (insgesamt 11,2 MWh)
- Automatenkiosk für Snacks und Getränke, dazu Toiletten und kleiner Spielplatz

Diese Ausbaustufe ist unser sogenannter „**Best Case**“

Positiv für unser Projekt: Vom Landratsamt wurde uns mitgeteilt, dass das Laden von Bussen des ÖPNV für die Linien Tutzing, Feldafing, Starnberg, Weilheim und Pähl an unserem Standort von großem Interesse ist. Es besteht ein Grundsatzbeschluss des Kreistags, nach dem der ÖPNV in den nächsten Jahren elektrifiziert werden soll. Für die Tutzinger Linien kann dies bereits ab 2028 aktuell werden. Derzeit wird eine Simulation durchgeführt, die den effektiven Bedarf ermitteln soll. Mit der Fertigstellung der Simulation ist im **Mai 2026** zu rechnen.

BAUABSCHNITTE

Wichtig für die Sicherheit der Kalkulation: Unser Businessplan basiert auf dem **soliden Base Case** als **Grünstromanlage mit 5,6 MWh Speicher – ohne Strombezug und ohne Ladeinfrastruktur**. Sobald der Netzbetreiber den Strombezug genehmigt, kann das Projekt zum **Best Case** erweitert werden (Schnellladestationen, zusätzlicher Speicher, Kiosk). Die Investitionen und Einnahmen der **Ladeinfrastruktur** sind im Businessplan vorsichtshalber vorerst noch **nicht berücksichtigt**.

BAUABSCHNITT 2: noch mehr Speicher

- Großspeicher 120 MWh mit Umspannwerk
- Einspeisung und Bezug über das 110 kV Hochspannungsnetz (die Leitungen laufen direkt über den Standort der Anlage)
- Abschnitt 2 soll 2028/29 realisiert werden und wird in diesem Papier nicht weiter behandelt



DIE WICHTIGSTEN FRAGEN UND ANTWORTEN

1. Wie sicher ist die Umsetzung und wann geht's los?

Die Realisierung von Bauabschnitt 1a, unserem Base Case, ist gesichert, alle Steine sind aus dem Weg geräumt:

- Am 28.4.2026 wurde der Bebauungsplan vom Gemeinderat genehmigt
- Wir haben uns für einen kompetenten Generalunternehmer entschieden, der auch die rechtzeitige Fertigstellung der Anlage sicherstellt
- Die Fremdfinanzierung ist gesichert. Nach Überprüfung der finanziellen Robustheit unseres Projekts durch die Bank haben wir Bankkredite in der erforderlichen Höhe vereinbart. Unser Eigenkapitalanteil liegt bei 33%
- Baubeginn im Juli 2026
- Betriebsbereitschaft der Anlage in Q4/2026
- Produktiver Betrieb ab Q2/2027

Jetzt geht es noch darum, den Eigenkapitalanteil von 1,6 Mio. € aufzufüllen. Bis Anfang Mai 2026 haben wir von unseren Mitgliedern schon über 1,1 Mio. € an Ge-

schaftsanteilen und Nachrangdarlehen angeboten bekommen. Wir sind überzeugt, mit den beiden attraktiven Beteiligungsangeboten, Geschäftsanteile und Nachrangdarlehen, die restlichen 500.000 € kurzfristig einsammeln zu können.

Ergreifen Sie jetzt noch die Möglichkeit, sich am Bürgerenergiepark am Oberen Hirschberg in Tutzing/Monatshausen zu beteiligen!

2. Warum braucht man für das Projekt eine Genossenschaft? Und was habe ich davon?

Mit der Gründung der **Bürgerenergie Tutzing eG** behalten wir als Bürgerinnen und Bürger die Zügel für das Projekt in der Hand – und können auch finanziell profitieren, statt anderen das Feld zu überlassen.

Dass der Tutzinger Gemeinderat die Errichtung der Anlage durch Einzel-Investoren genehmigt hätte, ist übrigens schwer vorstellbar: Die Gemeinderäte haben mehrfach unterstrichen, dass dieses Projekt in erster Linie der Bürgerschaft aus der Region zugutekommen soll – was sich mit den Grundsätzen unserer Genossenschaft deckt.

Außerdem wird es weitergehen: Wir wollen in Zukunft mit unserer Genossenschaft noch viele andere Projekte in und für Tutzing und die umliegenden Gemeinden auf die Beine stellen.





3. Kann ich auch mit kleinen Beträgen mitmachen?

Unbedingt! Wir wollen die Teilhabe an der **Bürgerenergie Tutzing eG** und ihren Projekten für alle ermöglichen. **Geschäftsanteile** können ab **100 € gezeichnet** werden, jedes Mitglied hat **eine Stimme**, unabhängig von der investierten Summe.

4. Was passiert, wenn nicht genug Geld zusammenkommt?

Das kann uns nicht mehr passieren, wir haben mit der Bank eine Finanzierung verbindlich abgeschlossen, mit einem Eigenkapitalanteil von 1,6 Mio. Euro steht diese auf soliden Beinen. Nach 10 Jahren besteht die Möglichkeit, den Kredit teilweise oder auch zur Gänze über eine Kapitalerhöhung durch weitere Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen zurückzuzahlen. Ob und in welcher Höhe, wird dann von der Mitgliederversammlung beschlossen.

Bis Ende April haben von unseren Mitgliedern Finanzierungsangebote in Höhe von ca. 1,1 Mio. Euro erhalten. Wir sind davon überzeugt, die Lücke von ca. 500.000 € mit unseren attraktiven Beteiligungsmöglichkeiten kurzfristig schließen zu können.

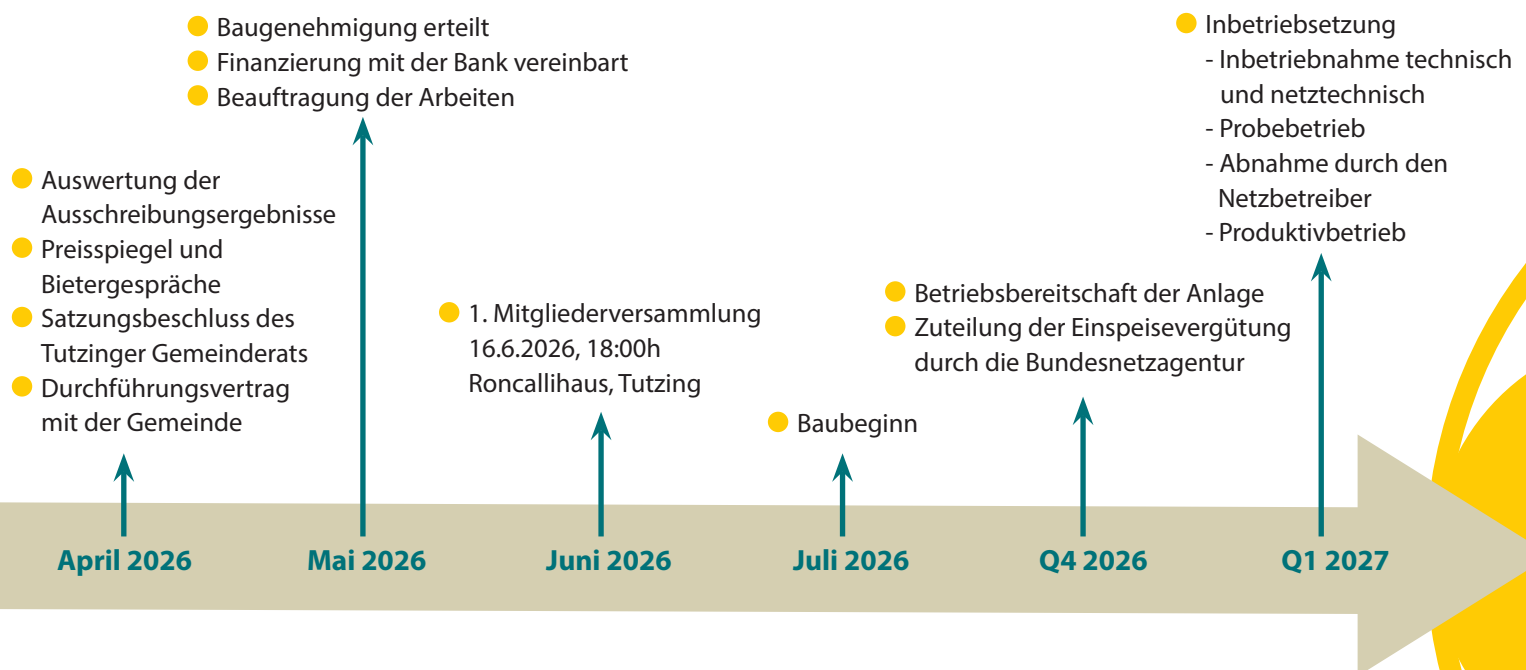
Falls Sie daran denken, sich noch an unserem Bürgerenergiepark zu beteiligen - **jetzt ist der richtige Zeitpunkt, um einzusteigen!**

Nach Erreichen des Finanzierungsziels von 1,6 Mio € werden vorerst keine weiteren Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen ausgegeben.

5. Wie verlässlich sind die Ertragsprognosen?

Wir haben mit hohem Aufwand mehrere auch von Banken anerkannte Modelle angewendet, um die Erträge zu ermitteln, die wir unserem Businessplan zugrunde gelegt haben. Die Prognosemodelle arbeiten mit verschiedenen Zukunftsszenarien, wir haben uns für die realistisch/konservativen Ergebnisse entschieden, so dass auch dann noch Spielraum bleibt, wenn sich die Dinge unerwartet ungünstig entwickeln sollten.

Zusätzlich haben wir ein **Ertragsgutachten** durch einen unabhängigen Gutachter in Auftrag gegeben, das unsere Annahmen unterstützt und bestätigt. Das Gutachten kann auf unserer Website eingesehen werden.



DIE WICHTIGSTEN FRAGEN UND ANTWORTEN

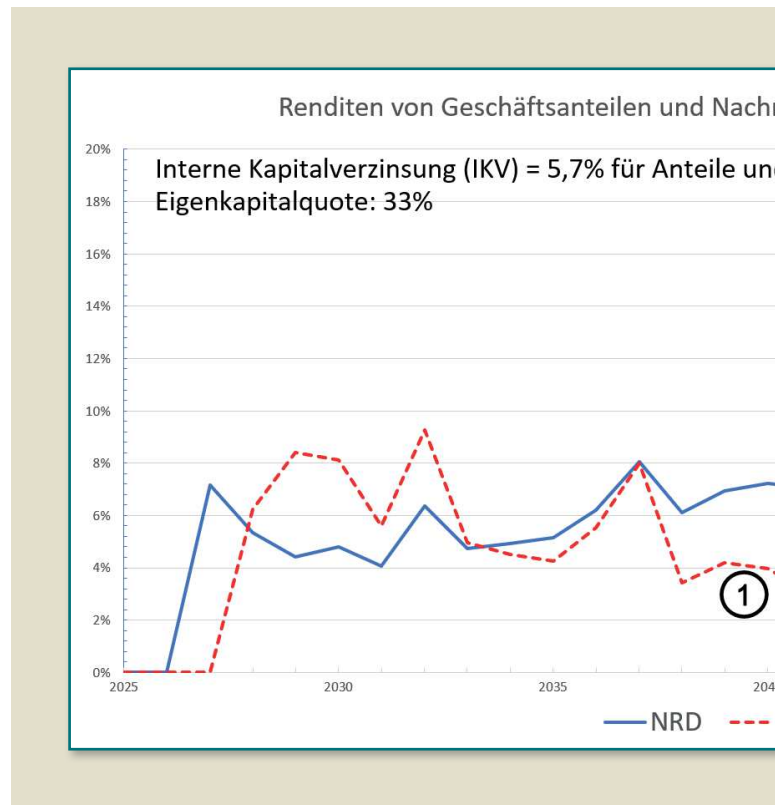
6. Wie hoch ist die Rendite für meine Investition?

Im Businessplan ergeben sich für **Geschäftsanteile** und **Nachrangdarlehen** berechnete Renditen zwischen **5 und 6 Prozent p.a.** mit unterschiedlichen Zeitprofilen: Nachrangdarlehen rentieren sich typischerweise früher, Geschäftsanteile profitieren stärker in späteren Jahren. Wir berechnen die Renditen unter Berücksichtigung des Zeitpunkts der Zahlungsflüsse über die **Interne Kapitalverzinsung (IKV)**.

Nachrangdarlehen (NRD) sind **variabel verzinst** und damit bewusst an den Projekterfolg gekoppelt. Ein Teil des Betriebsergebnisses vor Steuer wird anteilig als Zinsen ausbezahlt. Der Anteil (Ertragsquote) ist so festgelegt, dass die Verzinsung kalkulatorisch so weit als möglich den Renditen der Geschäftsanteile nahekommt und ist Bestandteil des Nachrangdarlehensvertrags.

- Läuft das Projekt besser als konservativ gerechnet, kann der Zins **deutlich höher** ausfallen
- Läuft es schlechter (z. B. geringere Erlöse, höhere Kosten), fällt die Verzinsung entsprechend **niedriger** aus

Bei **Geschäftsanteilen** gibt es keine Zinsen, sondern eine **Dividende/Gewinnausschüttung**, die in der jährlichen Mitgliederversammlung von den Mitgliedern beschlossen wird. Die angegebene Rendite bezieht sich auf den Fall, dass die Mitglieder entscheiden, die Gewinne zur Gänze auszuschütten.



Die Zeitverläufe der Renditen über die Laufzeit von 30 Jahren zeigen einige Besonderheiten, (siehe Grafik oben) die sich folgendermaßen erklären:

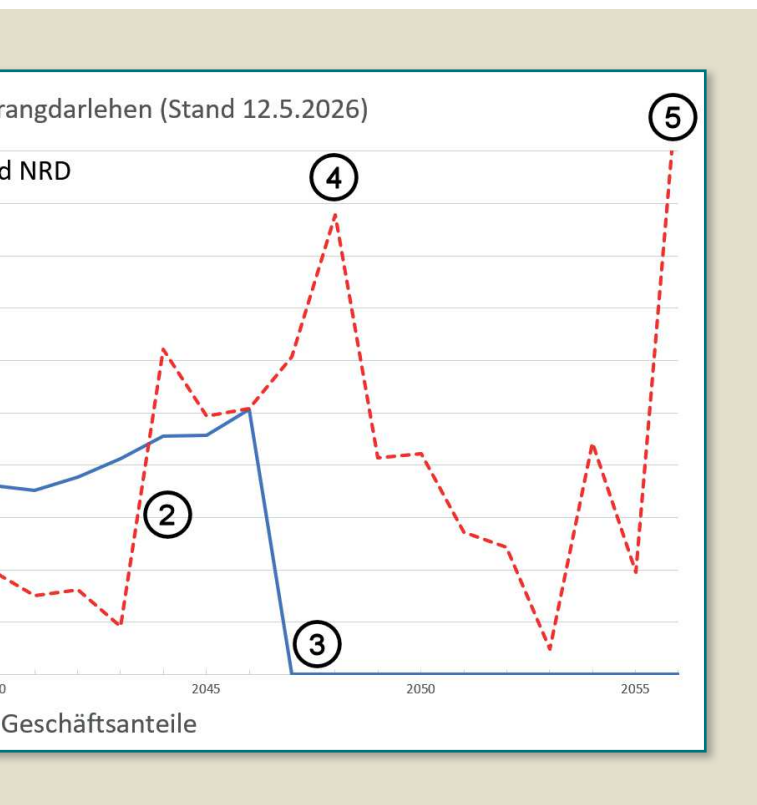
1. Rendite für Anteile bis 2043 fallend und niedriger als NRD. Grund dafür ist die Bildung der gesetzlichen Rücklage, die nur die Anteile und nicht die Nachrangdarlehen betrifft.
2. Sprunghafter Anstieg bei den Anteilen in 2044. Die gesetzliche Rücklage ist vollständig gebildet, die Erträge nach Steuer fallen gänzlich den Anteilen zu.
3. Die Erträge der Nachrangdarlehen fallen 2043 auf Null, sie sind zu diesem Zeitpunkt vollständig getilgt.
4. Deutlicher Anstieg bei den Anteilen, nach Tilgung der NRD.
5. Sprunghafter Anstieg bei den Anteilen am Ende der Projektlaufzeit. Die gesetzliche Rücklage beträgt

Fragen

?

Antworten

!



zu diesem Zeitpunkt noch etwa 375.000 €, sie wurde in den vorangegangenen Jahren bereits aufgrund der sinkenden Bilanzsumme reduziert. Zum Betriebsende wird sie vollständig aufgelöst und an die Mitglieder ausbezahlt. Kalkulatorisch liegen zu diesem Zeitpunkt nur mehr die Geschäftsanteile der Mitglieder auf dem Konto.

7. Ist das sicher – und was passiert, wenn etwas schieft?

Wir haben großen Wert auf eine solide Kalkulation gelegt. Trotzdem ist eine Beteiligung **keine Bankeinlage**, sondern eine **unternehmerische Beteiligung**.

Das bedeutet:

- Es kann besser laufen als geplant → höhere Erträge
- Es kann schlechter laufen als geplant → geringere Erträge
- Im Extremfall ist wie bei allen Unternehmungen auch ein Verlust des investierten Geldes möglich. Beruhigend: In den letzten 10 Jahren gab es bei den über 1.000 Energiegenossenschaften in Deutschland nach unseren Recherchen nur eine einzige, die Insolvenz anmelden musste (Energiegewinner eG Köln)

Was die Sicherheit erhöht:

- Wir haben vorsichtig gerechnet.
- Wir arbeiten mit belastbaren Simulationen.
- Ein externes Ertragsgutachten sichert unsere Kalkulation ab.
- Die finanzierende Bank beurteilt unser Projekt als sicher

8. Wie hoch sind die Gesamtkosten?

Die **Projektkosten von Bauabschnitt 1a** (Base Case) belaufen sich auf rund **4,8 Mio €** (u. a. PV-Anlage, 5,6 MWh Speicher, Leitungstrasse zur Mittelspannung, Eingrünung, Projektentwicklung).

Zusätzlich berücksichtigt der Businessplan den **Rückbau** am Ende der Nutzungsdauer mit **200.000 €**.

Unser Partner für den Bau der Anlage steht fest, von 9 Bietern bei unserer Ausschreibung war er sowohl technisch als auch preislich im Spitzenfeld, weiters garantiert er die rechtzeitige Fertigstellung unserer Anlage.

Gegenüber unseren früheren Abschätzungen sind die nun fixierten Einkaufspreise in etwa gleich geblieben, die Anlage ist jedoch technisch hochwertiger und leistungsfähiger geworden.

9. Speicher und Wechselrichter halten doch keine 30 Jahre – ist das eingerechnet?

Ja, ein Austausch der Wechselrichter und ein Zelltausch bei den Speichern ist einkalkuliert – auch bei diesem Punkt haben wir in Abstimmung mit den Experten Vorsicht walten lassen.

Bei den Speichern rechnen wir aufgrund des schonenden Grünstrombetriebs mit durchschnittlich 0,82 Ladezyklen pro Tag und den Garantieangaben des Schweizer Herstellers mit einer Lebensdauer der Zellen von 20 Jahren.

Für die insgesamt 13 Wechselrichter haben wir kalkulatorisch einen Austausch nach 15 Jahren angesetzt. In der Praxis wird es so sein, dass die Wechselrichter nicht alle gleichzeitig, sondern nach und nach bei Bedarf ausgewechselt werden.

Die Reinvestition ist mit insgesamt 645.000 € kalkuliert und kann nach unserer Kalkulation aus den bis dahin erwirtschafteten Eigenmitteln bestritten werden.

DIE WICHTIGSTEN FRAGEN UND ANTWORTEN



10. Welche Annahmen wurden für die Einnahmen getroffen?

Ist die Anlage mit den Errichtungskosten kalkuliert, sind die Einnahmen aus dem Stromhandel der Dreh- und Angelpunkt aller Renditebetrachtungen. Bei der Prognose ist zu beachten, dass man sich auf einem hochdynamischen Markt mit vielen Einflussfaktoren bewegt, wie der Weltpolitik, der Energiepolitik der Bundesregierung und der EU, dem Verbraucherverhalten, aber auch der Entwicklung der Speichertechnologie.

Deshalb haben wir uns mit der Simulation der Einnahmen sehr intensiv beschäftigt. Um möglichst sicher zu gehen, haben wir drei verschiedene Simulationsmodelle angewendet und gegenübergestellt:

- phelas Catalyst (<https://phelas.com/>): Synthetic Energy Market Data Germany – Release Q1 2026, Szenariobasierte Simulationsplattform zur Bewertung langfristiger Erlöse von PV-Projekten mit Speicher
- WVV Energie (Direktvermarkter)
- BET Consulting GmbH (gemeinsam mit dem bekannten Direktvermarkter Energy2Market entwickelt)

Alle drei Modelle verwenden reale historische Daten und kombinieren diese mit Prognosen für die zukünftige Entwicklung des Strommarkts. Es hat uns überrascht und sehr bestärkt, dass die Ergebnisse aller drei Simulationen so nahe beieinanderliegen – das gibt uns hohe Sicherheit, dass die Annahmen für die Einnahmen realistisch sind.

Alle Modelle wurden mit unserer individuellen Anlagenkonfiguration gefüttert (PV senkrecht mit Grünstromspeicher).

Derzeit kalkulieren wir vorsichtshalber nur mit dem **Base Case** - Einnahmen aus der Ladeinfrastruktur sind deshalb hier noch nicht berücksichtigt.

In der Tabelle sind die Modelle phelas mit 5 Szenarien und zwei Simulationsmodelle der Stromvermarkter gegenübergestellt:

Simulationsmodell	IKV kombiniert
phelas Szenario 1	14,3%
phelas Szenario 2	9,8%
phelas Szenario 3	5,7%
phelas Szenario 4	5,4%
phelas Szenario 5	3,1%
WVV	6,1%
BET Energy2Market	5,9%

- Das phelas – Referenz-Szenario Nr. 3 (grün) korreliert mit den beiden Simulationen WVV und BET erstaunlich gut, wir haben uns für die Verwendung dieses Szenarios im Businessplan entschieden
- Was wir an diesen Ergebnissen sehr beruhigend finden: Selbst im wirtschaftlich unerfreulichen Szenario 5 funktioniert unser Projekt immer noch mit **positiven Renditen**
- Nach unten sind die Einnahmen auf jeden Fall noch durch die Berechtigung der Anlage auf EEG-Vergütung abgesichert
- Um nochmal sicherer zu sein, haben wir zusätzlich noch von einem externen Gutachter ein Ertragsgutachten für die Speicherbewirtschaftung erstellen lassen, das unsere Kalkulationen bestätigt



Die fünf phelax-Szenarien beschreiben verschiedene Entwicklungen der Energiewende

Von

1 = ungeordnete Entwicklung (Disorderly transition)
→ „fossil“

Energiewende verzögert und ungeordnet, fossile Brennstoffe länger als geplant von Bedeutung, in der Folge hohe Energiepreise

über

3 = Referenz, geordnet kontrollierte Entwicklung
(Central / managed transition) → vorsichtig realistisch

Die Klimaziele werden mehr oder weniger mit einigen Verzögerungen erreicht, der Markt entwickelt sich stabil

bis hin zu

5 = koordiniert und flexibel (Coordinated & flexible)
→ „grün“

Der Traum der Klimaschützer: Starker Ausbau der Erneuerbaren, proaktive Investitionen in Netze, Speicher und Sektorenkopplung, dynamische Tarife, flexible Nachfrage, minimale negative Preisstunden ab 2045, Strompreise der Erneuerbaren +/- gleich wie Börsenpreise

Besonders interessant dabei: Das befürchtete „fossil“-Szenario soll sogar höhere Renditen bringen als das „grün“-Szenario. Neugierig? Die Gründe dafür können Sie in der erweiterten Online-Version dieser Broschüre auf www.be-tutzing.de nachlesen.

11. Wie ist die Haftung geregelt – gibt es Nachschusspflichten?

Wir kommunizieren bewusst klar: Sowohl **Geschäftsanteile** als auch **Nachrangdarlehen** sind unternehmerische Beteiligungen. In der Entscheidungshilfe ist das Risiko identisch eingeordnet – theoretisch bis hin zum **Totalverlust** des investierten Kapitals (bei Nachrangdarlehen bezogen auf die noch nicht getilgte Darlehenssumme).

Uns ist wichtig, dass Mitglieder genau wissen, wie sie investieren. Die allgemeinen Regelungen sind in der **Satzung** unserer Genossenschaft festgelegt, nachzulesen auf www.be-tutzing.de. Den Nachrangdarlehensvertrag finden Mitglieder im Portal portal.be-tutzing.de, noch-nicht-Mitgliedern schicken wir auf Anfrage gerne ein Muster zu. Eine **Nachschusspflicht** besteht **grundsätzlich nicht**, im Risiko steht immer ‚nur‘ das eingesetzte Kapital.

12. Welche laufenden Kosten und Rücklagen sind eingeplant?

Unser Businessplan berechnet Einnahmen-Überschussrechnung, Bilanz und Liquidität über **30 Jahre**. Alle Ausgaben sind auf Basis 2026 kalkuliert und mit **2 % Inflation** p.a. fortgeschrieben.

Die **operativen Betriebskosten (OPEX)** umfassen u. a.: Wartung & Inspektion, technische Betriebsführung / SCADA, Versicherungen, Messstellen & Kommunikation, Klimatisierung sowie Marktkommunikation / Reporting. Sie belaufen sich jährlich auf 8.600 € für Versicherungen, 22.000 € für die PV und 14.000 € für den Speicher.

Darüber hinaus sind alle laufenden Kosten wie Pacht, Vermarktungskosten, Prüfungskosten, Softwaremieten und Steuerberatung berücksichtigt.

Der Rückbau der Anlage nach 30 Jahren wird gegenüber dem Grundstücksbesitzer und der Gemeinde über eine Bürgschaft garantiert, dazu haben wir eine Bürgschaftsversicherung abgeschlossen.

Die gesetzliche Rücklage von über 600.000 € wird über die ersten Betriebsjahre aufgebaut, in den letzten Betriebsjahren mit der sinkenden Bilanzsumme reduziert und am Ende zu Gunsten der Geschäftsanteile wieder aufgelöst.

MITMACHEN IN 3 SCHRITTEN

Welche Anlageform und welcher Betrag passen für Sie? Sie können wählen oder kombinieren.
Unsere Entscheidungshilfe:

Geschäftsanteil	Nachrangdarlehen
<ul style="list-style-type: none"> ● Kapital bleibt bis zur Kündigung in der Genossenschaft ● Beteiligung an allen Projekten der Genossenschaft ● Nach den Regeln der Satzung wieder kündbar ● Rendite wird der Entscheidung der Mitgliederversammlung folgend ausgeschüttet <p>Besonders geeignet für alle, die ihr Geld langfristig anlegen und dabei flexibel bleiben und / oder auch am Geschäftserfolg unserer zukünftigen Energiewendeprojekte teilhaben möchten.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Rückzahlung in 20 gleichen Jahresraten ● Beteiligung projektbezogen: Bürgerenergiepark Bauabschnitt 1 ● Laufzeit: 20 Jahre ● Verzinsung: variabel, abhängig vom Projekterfolg <p>Besonders geeignet für alle, die eine Anlage mit jährlichen Rückflüssen vorziehen und über 20 Jahre eine Art Rente mit guter Verzinsung bekommen möchten.</p>

1 Angebot abgeben

Wir laden Sie ein, uns Ihr Finanzierungsangebot über das Mitgliederportal portal.be-tutzing.de zu übermitteln.

- **Für Geschäftsanteile:**
Geschäftsanteile → Anteile nachzeichnen
- **Für Nachrangdarlehen:**
Projektarlehen → Jetzt beteiligen
- Falls Sie noch nicht Mitglied sind, tragen Sie sich vorher bitte bei unserer Genossenschaft als Mitglied ein:
www.be-tutzing.de

2 Rückmeldung zur Zuteilung erhalten

- Innerhalb weniger Tage erhalten Sie die Zuteilung Ihres Finanzierungsangebots, seien es Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen



*„Was wir heute tun,
entscheidet darüber,
wie die Welt morgen
aussieht.“*

Marie von Ebner-Eschenbach

3 Beteiligung verbindlich abschließen

- Die Beteiligung wird erst nach einer neuerlichen Bestätigung Ihrerseits verbindlich

Das Muster unseres **Nachrangdarlehensvertrags** steht für Mitglieder im Mitgliederportal zur Verfügung: portal.be-tutzing.de.

Falls Sie als noch-nicht-Mitglied den Vertrag vorab einsehen möchten, senden wir Ihnen das Muster gerne zu, schreiben Sie uns bitte dazu eine E-Mail an office@be-tutzing.de.

Sie haben bereits bereits Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen gezeichnet?

- Dann können Sie gerne noch zusätzliche Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen nachzeichnen. Sie erhöhen damit Ihren Gewinnanteil am Bürgerenergiepark

Wir möchten uns dafür bei Ihnen an dieser Stelle sehr herzlich bedanken. Ihr frühzeitiges Engagement hat es uns ermöglicht, u. a. die bisherigen Planungsarbeiten sowie die Kalkulation des Projekts fundiert und zukunftsicher durchzuführen.

Ihr Team der Bürgerenergie Tutzing eG

DAS BET-TEAM



*Vlnr.: Korbinian Schlingermann (Aufsichtsrat),
Silke Heuschmann (Vorständin), Dr.-Ing. Marco Lorenz (Vorstand),
Dörthe Fürbeck (Grafik), Dr. Perry Reisewitz (Aufsichtsratsvorsitzender),
Dr. Martin Fischer (Aufsichtsrat).
Nicht im Bild: Sophie Obermeyr (Webdesign)*



**BÜRGER
ENERGIE
TUTZING**

Bürgerenergie Tutzing eG

Grubenweg 4b

82327 Tutzing

Tel.: 08158/993815

- **E-Mail:** office@be-tutzing.de
- **Website:** www.be-tutzing.de
- **Mitgliederportal:** portal.be-tutzing.de

*Wir in Tutzing
gestalten Zukunft*
GEMEINSAM



**BÜRGER
ENERGIE
TUTZING**

Gemeinsam
FINANZIEREN

DETAILS Stand 16.5.2026

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

auf 12 Seiten haben wir in unserer gedruckten Finanzierungsbroschüre versucht, die Hintergründe des Projekts möglichst einfach und trotzdem korrekt darzustellen, die Eine oder der Andere möchte aber vielleicht zu einzelnen Punkten tiefere Informationen nachlesen.

Ohnehin ist uns größtmögliche Transparenz ein wichtiges Anliegen, deshalb stellen wir gerne nachfolgende Detailinformationen zur Ihrer Verfügung.

Durch die Online-Funktionalität haben wir auch die Möglichkeit, die Informationen immer wieder auf den letzten Stand zu bringen, wir werden unsere Mitglieder und die Newsletter-Abonnenten über erfolgte Updates informieren.

Projekt-Eckdaten

Unser sicher gerechneter Base Case: reiner Betrieb als Grünstromanlage mit Speicher. Die Realisierung ist hinsichtlich des Anschlusses an das Stromnetz gesichert, das Projekt muss sich schon in dieser noch unvollständigen Ausbaustufe rechnen.

Sowie der Strombezug vom Netzbetreiber zugesagt ist, kann zum Best Case (mit mehr Speicher und Ladeinfrastruktur) erweitert werden – die Zahlen können sich dann noch erheblich verbessern.

PV Anlage	
Nennleistung	5,707 MWp
Investitionskosten PV	3.238.000 €
Speicher	
Kapazität	5,6 MWh
Investitionskosten Speicher	828.000 €
Gemeinsame Kosten	
Leitungstrasse zur Mittelspannung	284.000 €
Eingrünung, Heckenbepflanzung	80.000 €
Projektentwicklung	367.000 €
Investitionskosten Bauabschnitt Ia ,Base Case'	4.797.000 €
Rückbaukosten am Ende der Nutzungsdauer	200.000 €

Der Posten Projektentwicklung umfasst die Leistungen unseres Planers, Vermessung, Brandschutzkonzept, Bebauungsplan inkl. Anwaltskosten und diverse Gutachten (Bodengutachten, Kampfmittelsondierung etc...) sowie die genossenschaftsseitige Projektleitung.

Die angegebenen Werte für die Investitionskosten stammen aus der aktuellen Beauftragung und sind mit Festpreis abgesichert.

Investition und Einnahmen für die Ladeinfrastruktur werden aus Vorsicht im Base Case noch nicht berücksichtigt.

Ertragsannahmen

spezifischer Ertrag PV (Yield)	1.145 kWh/kWp
EEG Einspeisetarif	ct/kWh
Ertragsmodell	phelas Szenario 3

Einspeisetarif: In Zeiten, in denen keine negativen Strompreise auftreten, erhalten wir aus der EEG-Förderung in den nächsten 20 Jahren immer mindestens 5,57 ct/kWh für unseren eingespeisten Strom – eine sichere Planungsgrundlage.

Kalkulierte Inflationsrate	2% p.a.
Lebensdauer Wechselrichter	15 Jahre
Lebensdauer Speicherzellen	20 Jahre

Finanzierung	
Eigenkapital Geschäftsanteile	820.000 €
Eigenkapital Nachrangdarlehen	800.000 €
Eigenkapitalquote	33,61 %
Tilgungsdauer NRD	20 Jahre
Ertragsquote NRD1	47 %
Fremdkapital (Bank)	3.200.000 Jahre
Zinsen LfA	4,39 %
Zinsen Bank (var.)	3,68 %
Tilgungsfreie Jahre	2 Jahre

Reserven	
Investitionsreserve	20.000 €
Betriebskostenreserve	10.000 €/Jahr

Um eine zusätzliche Sicherheit einzubauen, haben wir die veranschlagten Baukosten mit einer Reserve von 20.000 € und die Betriebskosten mit einer jährlichen Reserve von 10.000€/Jahr kalkuliert. Die Betriebskostenreserve wird, wie alle anderen Betriebskosten, auch noch mit der Inflationsrate belastet.

PV Ertrag

Ursprung für die Berechnung aller Einnahmen aus der PV-Anlage ist der erwartete Stromertrag der PV-Module in Kilowattstunden pro Jahr.

PV*SOL ist eine verbreitete Software zur Simulation und Planung von Photovoltaik-Anlagen und wird oft auch von Banken zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen genutzt.

Wir haben unsere Anlage mit PV*SOL berechnet, eine der damit berechneten Kenngrößen ist der spezifische Ertrag der PV-Module (Yield) abhängig vom Fabrikat und dem Standort der Anlage. Die Globalstrahlung, also die Stärke der Sonneneinstrahlung, ist an verschiedenen Standorten verschieden, in Tutzing liegt sie erfreulicherweise in Deutschlands Spitzenfeld.

Das stattliche Ergebnis sind pro Jahr 1145 kWh/MWp/a, wir werden mit unserer Anlage also 6.641 Megawattstunden pro Jahr produzieren – Strom für ca. 1900 Haushalte.

Um den von PV*SOL berechneten Wert abzusichern haben wir historische und prognostizierte Werte von 3 ausgeführten und vergleichbaren Anlagen mit senkrechten Modulen sowie eine Herstellerangabe verglichen:

Quelle	Globalstrahlung	Ertrag	Normiert auf Tutzing	Sicherheit
	kWh/m ²			
PV*SOL (Tutzing)	1211	1145	1145	100%
Bürgersolarkraftwerk Donaueschingen historischer Ertrag seit 2020	1142	1118	1186	104%
Dirmingen historischer Ertrag seit 2018	1124	1080	1164	102%
Walldüren Prognose, in Betrieb seit 2025	1122	1125	1214	106%
Herstellerangabe Next2Sun	verschiedene		1.100 – 1.150	

Mit dem aus PV*SOL berechneten Wert liegen wir also konservativ im sicheren Bereich.

Der Ertrag der Anlage wird von PV*SOL in hoher zeitlicher Auflösung auf 30 Jahre prognostiziert, dabei wird neben den durchschnittlichen Sonnenstunden im Jahreslauf u. a. auch die Degradation der Module berücksichtigt.

Das Einnahmen-Prognosemodell phelas

Das umfangreichste unserer drei verwendeten Simulationsmodelle kommt von phelas, wir erläutern es im Folgenden genauer. Die Beschreibung der verschiedenen im Modell verwendeten Szenarien illustriert auch die Komplexität von Ertragsprognosen.

Szenario 1 – ungeordnete Entwicklung (Disorderly transition)

Risikoreiches Abwärtsszenario für Stresstests der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-, Wind- und Speicherprojekten.

- Die Umsetzung politischer Maßnahmen und der Netzausbau verzögern sich und verlaufen inkonsistent; fossile Kapazitäten bleiben länger als geplant von Bedeutung.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien holt erst spät auf, während Netze, Speicher und Flexibilitäten auf der Nachfrageseite hinterherhinken.
- Die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise sind in den 2020er-Jahren und frühen 2030er-Jahren hoch und werden mit zunehmender Durchdringung erneuerbarer Energien immer volatil.
- Die Marktpreiserlöse von Solar- und Windanlagen liegen strukturell unter dem Börsenstrompreis (starke Kannibalisierung).
- Die Anzahl negativer Preisstunden steigt auf sehr hohe Werte (in der Spitze rund 1.600 Stunden pro Jahr) und geht erst langsam bis etwa 2060 zurück.

Szenario 2 – negativ, aber plausibel (Downside but plausible)

Moderates Abwärtsszenario: ein langsamerer und etwas teurerer Übergang, jedoch ohne systemische Störungen.

- Ausbau von erneuerbaren Energien und Netzen bleibt hinter den gesteckten Zielen zurück, aber die Energiewende bleibt auf Kurs.
- Erdgas bleibt in vielen Stunden bis in die 2030er- und 2040er-Jahre preisbestimmend, wobei CO₂-Preise die Durchschnittspreise relativ hochhalten.
- Die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise sinken nur allmählich von heutigen Niveaus und liegen weiterhin über denen des Referenz- bzw. des Best-Case-Szenarios.
- Die Marktpreise für Solarstrom zeigen eine moderate Erosion gegenüber dem Durchschnitt; Windenergie (onshore/offshore) behält relativ stabile Erlösquoten.

- Die Anzahl negativer Preisstunden steigt bis auf etwa 1.000 Stunden pro Jahr in der Spitze und sinkt anschließend bis 2060 wieder auf mittlere Werte.

Szenario 3 – Referenz, geordnet kontrollierte Entwicklung (Central / managed transition)

Referenz-Szenario, das als Basis für die Stresstests mit den anderen Szenarien dient.

- Die Ziele für erneuerbare Energien und den Netz- und Flexibilitätsausbau werden im Großen und Ganzen mit einigen Verzögerungen erreicht.
- Die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise bewegen sich innerhalb einer moderaten Spanne, das nominale Wachstum wird hauptsächlich durch die Inflation getrieben.
- Die Marktpreise für Solarstrom stabilisieren sich bei etwa 50–70 % der Durchschnittspreise, Onshore-Windkraft behält höhere Marktpreise, Offshore-Windkraft etwas darunter.
- Negativpreisstunden erreichen in den 2030er Jahren ihren Höhepunkt bei ca. 1.000 Stunden pro Jahr und sinken dann stetig auf etwa 300–400 h/Jahr in 2060.

Szenario 4 – Schnelle Entwicklung, geringe Flexibilität (Fast transition, low flexibility)

- PV- und Windkapazitäten übersteigen die politischen Zielvorgaben, was zu sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien führt.
- Flexibilität, Speicher, Sektorenkopplung und Netzausbau hinken hinterher, was häufige Überschuss- und Abregelungssituationen zur Folge hat.
- Die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise sinken bis zur Mitte des Jahrhunderts auf sehr niedrige reale Niveaus, nominales Wachstum spiegelt hauptsächlich die Inflation wider.
- Die Marktpreise für Solarstrom liegen durch starke Kannibalisierung deutlich unter dem Börsenstrompreis; auch die Erlöse für Windenergie sind erheblich reduziert.
- Die Anzahl negativer Preisstunden steigt auf extreme Werte (in der Spitze ca. 1.800 Stunden pro Jahr) und sinkt nur allmählich bis 2060 auf weiterhin erhöhte Niveaus.

Szenario 5 – koordiniert und flexibel (Coordinated & flexible)

- Der starke Ausbau erneuerbarer Energien wird durch proaktive Investitionen in Netze, Speicher und Sektorenkopplung begleitet.
- Dynamische Tarife, Automatisierung und Regulierung ermöglichen eine flexible Nachfragesteuerung im großen Maßstab (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrolyseure, Industrie).
- Die durchschnittlichen Day-Ahead-Preise bleiben auf moderat hohem Niveau, mit einer ausgewogenen Mischung aus kostengünstigen erneuerbaren Energien und Flexibilität; nominale Preissteigerungen spiegeln hauptsächlich die Inflation wider.
- Die Marktpreise für Solar- und Windenergie liegen relativ nahe am Durchschnittspreis, mit nur begrenzter Kannibalisierung auf lange Sicht.
- Die Anzahl negativer Preisstunden erreicht zu Beginn des Übergangs rund 850 Stunden pro Jahr und sinkt anschließend stark auf sehr niedrige Werte (gegen Mitte des Jahrhunderts auf nur noch einige Dutzend Stunden pro Jahr).

Berechnung der Erträge mit phelas

Die von PV*SOL gelieferten Zeitverläufe für die Stromproduktion werden dem phelas-Modell neben anderen Anlagenparametern gefüttert.

Mit den effektiven Marktdaten aus 2024 und 2025 und der Simulation in die Zukunft für die fünf Szenarien werden nun von phelas 5 Datensätze geliefert, die für die 4 Marktsegmente getrennt die zu erwartenden Erlöse pro Jahr auf die nächsten 30 Jahre prognostizieren.

Diese Erlöse haben wir nun wiederum unserem Businessplan gefüttert, der uns als Gesamtergebnis die Renditen getrennt für Geschäftsanteile und Nachrangdarlehen gewichtet auf die gesamte Laufzeit auswirft:

Simulationsmodell	IKV kombiniert
phelas Szenario 1	14,3%
phelas Szenario 2	9,8%
phelas Szenario 3	5,7%
phelas Szenario 4	5,4%
phelas Szenario 5	3,1%
WVV	6,1%
BET Energy2Market	5,9%

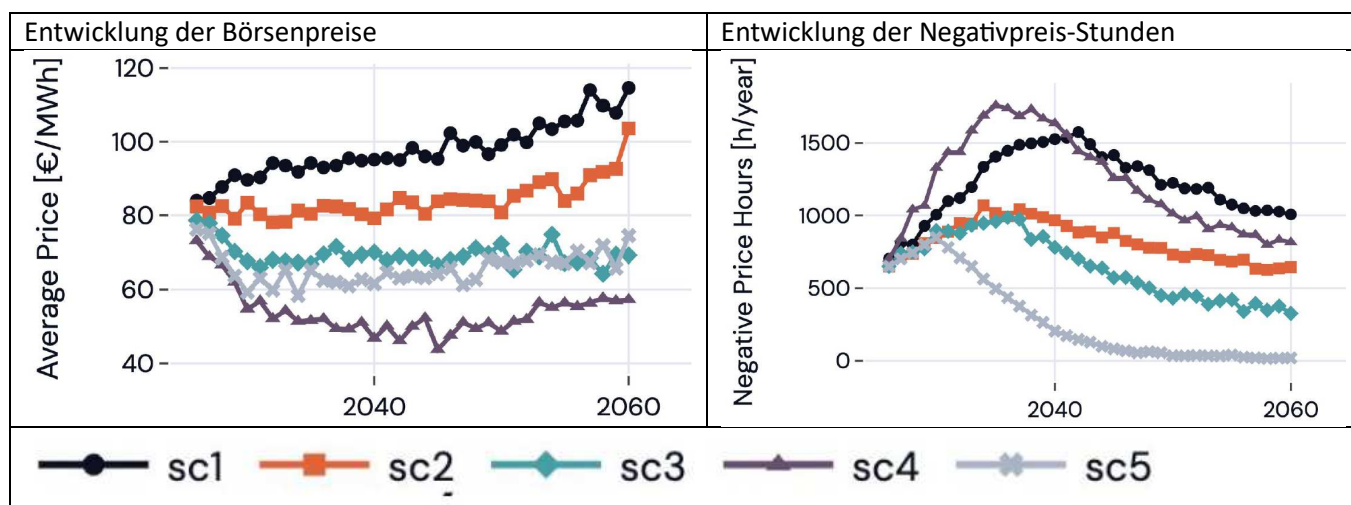
Wir haben uns aufgrund der hohen Qualität des phelas-Modells für das grün markierte phelas Szenario 5 zur Weiterverwendung für unsere Projektkalkulation entschieden.

Evaluierung der phelas-Ergebnisse

Wer aufgepasst hat, dem ist es vielleicht ausgefallen:

- das **wirtschaftlich ungünstigste** der phelas-Szenarien, die Nummer 5, stützt sich auf die in Bezug auf die Energiewende **optimistischsten** Annahmen (Coordinated & flexible)
- das wirtschaftlich **deutlich attraktivste** Szenario hingegen ist Szenario 1, die **ungeordnete Entwicklung** (Disorderly transition) – warum?

Zur Erläuterung zwei Diagramme aus der phelas-Ertragssimulation:



Warum erzielen erneuerbare Projekte in „fossilen“ Szenarien höhere Renditen als in „grünen“?

Auf den ersten Blick wirkt das widersprüchlich:

In den Szenarien mit hohem Anteil fossiler Energien fallen die Renditen unseres Projekts höher aus, während sie in sehr „grünen“ Szenarien sinken.

Der Grund dafür liegt **nicht in der Technik der Anlage**, sondern **in der Funktionsweise des Strommarkts**.

1. Strompreise entstehen durch Knappheit – nicht durch Kosten der eigenen Anlage

Der Börsenstrompreis richtet sich danach, wie knapp Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt ist. Je knapper Strom ist, desto höher sind die Preise.

- In Szenarien mit **langsamer Energiewende und viel fossiler Erzeugung** ist Strom häufiger **knapp**.
→ Die Preise sind höher und schwanken stärker.
- In Szenarien mit **sehr viel erneuerbarer Energie** ist Strom oft **reichlich vorhanden**.
→ Die Preise sind niedriger und stabiler.

Das betrifft **alle Erzeuger**, auch die erneuerbaren Anlagen.

2. Kannibalisierung: Viele Solaranlagen produzieren gleichzeitig

Ein zentraler Effekt in grünen Szenarien ist die sogenannte Kannibalisierung:

- **Solaranlagen** produzieren vor allem zur **gleichen Zeit** (mittags, bei Sonne).
- Wenn sehr **viele Anlagen gleichzeitig** Strom einspeisen, **sinkt der Preis** genau in diesen Stunden.
- Je mehr erneuerbare Anlagen im System sind, desto stärker ist dieser Effekt.

→ Paradox, aber real:

Je erfolgreicher der Ausbau der Erneuerbaren, desto stärker drücken sie sich gegenseitig die Preise.

3. Warum der Speicher wichtig ist

Der Batteriespeicher hilft, diesen Effekt abzufedern:

- Strom wird **gespeichert**, wenn **Preise niedrig** oder negativ sind
- Strom wird **verkauft**, wenn **Preise höher** sind

In Szenarien mit **hoher Volatilität** (stark schwankenden Preisen) funktioniert das besonders gut.

In sehr gut organisierten, flexiblen Energiesystemen hingegen:

- gibt es weniger extreme Preisschwankungen
- und damit auch weniger Arbitragemöglichkeiten für Speicher

→ Der Speicher erhöht die **Stabilität**, aber er kann niedrige Marktpreise nicht vollständig kompensieren.

4. Was die Szenarien wirklich aussagen

Die Szenarien bewerten **nicht**, wie „gut“ oder „schlecht“ erneuerbare Energien sind.

Sie zeigen vielmehr:

- In **unkoordinierten, angespannten Energiesystemen** entstehen hohe Marktpreise, also höhere Renditen
- In **gut funktionierenden, klimaneutralen Energiesystemen** sinken die Marktpreise und führen zu geringeren Renditen

Hohe Renditen entstehen dort, wo das Energiesystem (noch) nicht optimal funktioniert.

Sinkende Marktrenditen in grünen Szenarien bedeuten

- Strom wird günstiger
- Versorgung wird stabiler
- Klimaziele werden erreicht

Für erneuerbare Projekte heißt das:

- Der wirtschaftliche Fokus verschiebt sich von reiner Marktspekulation hin zu Stabilität, Langfristigkeit und Systemnutzen mit geringeren Renditen.

In solchen Systemen gewinnen zusätzliche Erlösmodelle an Bedeutung, z. B.:

- lokale Stromnutzung
- langfristige Lieferverträge (PPA)
- Netzdienstleistungen
- Speicher als Infrastrukturbaukasten

Das Projekt ist in allen Szenarien wirtschaftlich tragfähig.

Die Spannbreite der Renditen zeigt nicht Unsicherheit, sondern die Anpassungsfähigkeit des Projekts an unterschiedliche zukünftige Entwicklungen.

Je besser das Energiesystem funktioniert, desto weniger „Spekulationsrendite“ gibt es – die Investition bleibt aber immer noch wirtschaftlich stabil.



Wir haben also in jedem Fall Trost

- sollte die Investition nicht so gut laufen, hat es zumindest mit der Energiewende besser geklappt, als erwartet
- Sollte es mit der Energiewende noch schlechter laufen als gedacht, haben wir zumindest den Trost einer sehr attraktiven Rendite

Einnahmen/Überschussrechnung

Wie im vorigen Abschnitt erklärt wurden die Einnahmen aus dem Stromhandel für 30 Jahre prognostiziert. Die Prognose berücksichtigt auch die jährliche Degradation (Ertragsminderung) der Module von 0,5% der Nennleistung.

Alle Ausgaben wurden für 2026 berechnet und für die gesamte Projektlaufzeit von 30 Jahren mit einem Inflationssatz von 2% p.a. belastet.

Unser Businessplan berechnet aus den getroffenen Annahmen die Einnahmen/Überschussrechnung, die Bilanz und die Liquidität für die gesamte Laufzeit von 30 Jahren.

Beispielhaft ist die E/Ü-Rechnung im Folgenden für 4 ausgewählte Jahre dargestellt:

	2027	2037	2047	2056
1 Rohergebnis (aus Einspeisung/Stromhandel)	717.959	638.502	498.491	451.258
2 Abschreibungen	177.271	177.271	188.346	188.346
3 Sonstige betriebliche Aufwendungen	174.987	196.030	236.736	449.600
4 Pacht	39.707	47.297	80.821	70.281
5 Personalkosten	15.300	18.651	22.735	27.170
6 Versicherungen, Beiträge und Abgaben	8.772	10.693	13.034	15.577
7 Vermarktungskosten	40.431	32.598	15.029	11.821
8 Prüfungskosten	5.100	6.100	7.100	8.500
9 Softwaremieten	3.588	4.374	5.332	6.372
10 Betriebskostenreserve	10.200	12.434	15.157	18.114
11 Steuerberatung	10.200	12.200	15.000	17.700
12 OPEX	38.651	47.200	57.500	68.700
13 Bürobedarf/Werbung	2.040	2.487	3.031	3.623
14 Rückbau am Ende der Nutzungszeit	0	0	0	199.745
15 Betriebsergebnis	365.701	265.201	73.409	-186.689
16 Zinsen für Bankdarlehen	137.640	72.643	0	0
17 Zinsen für Nachrangdarlehen (variabel)	56.250	30.816	0	0
18 Ergebnis vor Steuern = 14 - 15 - 16	171.811	161.742	73.409	-186.689
19 Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0	44.272	20.095	0
20 Gewerbesteuer	0	18.676	8.478	0
21 Körperschaftssteuer	0	25.596	11.617	0
22 Jahresüberschuss = 17 - 18	171.811	117.470	53.314	-186.689
23 Einstellung gesetzl. Rücklage	0	51.903	-45.023	-383.266
24 Jahresüberschuss nach Rücklagen = 21 - 22 - 23	171.811	65.567	98.337	196.577
25 kumulierte Jahresüberschüsse nach Rücklagen	-49.330	537.643	1.396.930	1.976.219
26 Ausschüttung an die Mitglieder	0	65.567	98.337	196.577

Erläuterungen zur Tabelle:

OPEX: operative Betriebskosten der Anlage, laut Angebot vom ausführenden Unternehmen, enthält

- Wartung & Inspektion
- Technische Betriebsführung / SCADA
- Messstellen & Kommunikation
- Klimatisierung
- Marktkommunikation / Reporting

2027: erstes Jahr im Produktivbetrieb

16 und 17: die Zinsen für die Bankdarlehen und Nachrangdarlehen werden vom

Betriebsergebnis vor Steuer berechnet und ausbezahlt

19: aufgrund der Verlustvorträge aus der Planungs- und Bauphase 2025/26 wird noch keine Steuer bezahlt und noch keine gesetzliche Rücklage gebildet

26: Demnach gibt es auch keine Gewinnverwendung, die an die Mitglieder ausbezahlt werden könnte

- 2037: 1: die Einnahmen sind aufgrund der Anlagendegradation gesunken
3: die Ausgaben sind aufgrund der angesetzten Inflation von 2% p.a. gestiegen
15: das Betriebsergebnis ist wegen 1 und 3 gesunken
19: die Verlustvorträge sind aufgelöst, wir bezahlen Steuern
23: ...und bilden die gesetzliche Rücklage
26: der Jahresüberschuss nach Rücklagenbildung (23) steht den Mitgliedern zur Gewinnverwendung zur Verfügung
- 2047: 2: nach 15 Jahren wurden die Wechselrichter ausgetauscht, nach 20 Jahren ein Zelltausch bei den Speichern durchgeführt, die Abschreibungen haben sich verändert.
15: das Betriebsergebnis ist wegen 1 und 3 weiter gesunken
16 und 17: alle Darlehen sind nach 20 Jahren vollständig getilgt
22: keine weitere Rücklagenbildung erforderlich, aufgrund der gesunkenen Bilanzsumme kann die gesetzliche Rücklage reduziert werden
26: die Gewinnverwendung für die Mitglieder ist trotz 1 und 3 wegen 23 sprunghaft angestiegen
- 2056: Letztes kalkuliertes Betriebsjahr
2: mit der letzten Abschreibungsrate ist die Anlage vollständig abgeschrieben
14: das Betriebsergebnis ist wegen 1 und 3 weiter gesunken, zusätzlich entsteht ein Aufwand von 200.000 € durch den Rückbau der Anlage (14).
23: Betriebsende – die gesetzliche Rücklage wird aufgelöst
25: der Jahresüberschuss steigt wegen 23 sprunghaft an
27: ... und steht den Mitgliedern abschließend zur Gewinnverwendung zur Verfügung

Finanzierung

Das Projekt wird mit einem Eigenkapitalanteil von ca. 1/3 und 2 Bankdarlehen finanziert.

Ein 2.800.000 € werden von der LfA Förderbank Bayern als festverzinsliches Darlehen in Anspruch genommen, 400.000 € sind variabel verzinst und können, falls die Geschäfte gut laufen, jederzeit vorzeitig getilgt werden.

Geschäftsanteile

Bei Eintritt in die Genossenschaft zeichnet ein neues Mitglied einen Geschäftsanteil über 100 €.

Der Geschäftsanteil ist kein Mitgliedsbeitrag, sondern eine unternehmerische Beteiligung an der Genossenschaft, ähnlich wie eine Aktie.

Mit der Mitgliedschaft ist automatisch (und unabhängig von der Höhe der gezeichneten Anteile) ein Stimmrecht für jedes Mitglied verbunden.

Die Geschäftsanteile nehmen an den Gewinnen **aller** Projekte der Genossenschaft teil. Der Bürgerenergiepark ist unser erstes Projekt, aber wir haben viele weitere Nachfolger in Planung, z.B. das Tutzingener Nahwärmenetz mit Nutzung von Seewärme, Ladeinfrastruktur im Ort, weitere PV-Anlagen, Carsharing, Shuttle-Services, Windkraft, Wasserstofftechnologien.

Geschäftsanteile bleiben in voller Höhe in der Genossenschaft bis sie wieder gekündigt werden, das Mitglied bekommt den Nominalwert mit der Kündigung zurückerstattet.

Nachrangdarlehen

Nachrangdarlehen (NRD) sind dagegen immer einem Einzelprojekt zugeordnet, in unserem Fall dem Bürgerenergiepark Bauabschnitt 1.

Im Gegensatz zu den Geschäftsanteilen haben Nachrangdarlehen eine feste Laufzeit von 20 Jahren und werden in 20 gleichen Jahresraten getilgt.

Auch wenn der Name etwas Anderes nahelegt, Nachrangdarlehen sind wie die Geschäftsanteile unternehmerische Beteiligungen und diesen in Bezug auf Haftung zu 100% gleichgestellt. Im Fall der Fälle wäre das noch nicht getilgte Kapital verloren – für uns ein Grund mehr, das Projekt wirtschaftlich so sicher wie irgend möglich zu gestalten.

Eben wegen der Gleichstellung der NRD gegenüber den Anteilen in Bezug auf Haftung möchten wir sie auch hinsichtlich der Erträge, also der Zinsen, mit dem variablen Zins so weit wie möglich den Geschäftsanteilen gleichstellen.

Variabler Zins

Die Nachrangdarlehen werden mit einem variablen Zins vergütet, der sich direkt aus dem Jahresertrag des jeweiligen Projekts ableitet.

Als Zinsen werden etwa die Hälfte des Projektgewinns vor Steuer (=Ertragsquote) anteilig an die Nachrangdarlehen ausbezahlt.

Warum eine variable Verzinsung für die Nachrangdarlehen?

Nachdem das Finanzierungsrisiko bei Nachrangdarlehen dasselbe ist, wie bei den Geschäftsanteilen, möchten wir beide Anlageformen auch möglichst gerecht gleichbehandeln.

Das Betriebsergebnis des Projekts wird vor Steuer ermittelt, bei den Gewinnen für die Anteile sind Steuern und die Bildung der gesetzlichen Rücklage abgezogen, bzw. bei späterer Auflösung der Rücklage wieder hinzugerechnet.

Die Ertragsquote wird zu einem Zeitpunkt, wo alle Details des Finanzierungsgerüsts feststehen, so berechnet, dass sich kalkulatorisch für beide Anlageformen identische Verzinsungen ergeben. Die zu dem Zeitpunkt ermittelte und fixierte Ertragsquote wird dann in allen Kreditverträgen für die Nachrangdarlehen festgeschrieben.

Im laufenden Betrieb können die beiden Zinssätze durch die jeweilige Jahresbuchhaltung geringfügig in beide Richtungen auseinanderlaufen, der Grundsatz der gleichberechtigten Behandlung der beiden Anlageformen wird durch diese Vorgehensweise aber so weit als möglich gewahrt.

Unser Businessplan berechnet für die Nachrangdarlehen einen Zinssatz zwischen 5 und 6%, ein attraktives Angebot, wie wir meinen. Nachdem die Zinsen direkt an den Projekterfolg gekoppelt sind, kann dieser Wert auch deutlich höher liegen, wenn es besser läuft, als mit aller Vorsicht berechnet.

Im Businessplan haben wir die Ladeinfrastruktur noch nicht berücksichtigt, weil die dafür erforderlichen Genehmigungen zwar wahrscheinlich kommen werden, derzeit aber noch nicht erteilt sind. Auch in diesem Fall ist mit höheren Erträgen – und damit mit höheren Zinsen für die Nachrangdarlehen zu rechnen.

Die Berechnung der variablen Zinsen folgt einem genau definierten Regelwerk, das Teil des Darlehensvertrags ist.

Variabler Zins Berechnung

Die Berechnung der variablen Zinsen erfolgt jährlich aus der Ergebnisauswertung für das jeweilige Projekt.

Projektbezug Wenn mehr als ein Projekt in der Genossenschaft existiert, wird eine projektbezogene Gewinn/Verlustrechnung durchgeführt. Gemeinkosten werden dann im Verhältnis der Projekt-Investitionssummen auf die einzelnen Projekte umgelegt. Das unten genannte Betriebsergebnis bezieht sich auf das projektbezogene Ergebnis aus der projektbezogenen Gewinn-/Verlustrechnung.

Gemeinkosten alle Kosten, die nicht projektspezifisch zugeordnet werden können (z.B. Honorare, Miete, Telefon, Bürobedarf etc...)

Der variable Zinssatz wird jährlich mit folgenden Schritten aus dem Ergebnis des Projekts ermittelt:

Variable	Berechnung	Einheit
Projektanteil ¹⁾	$\frac{\text{Investitionssumme des jeweiligen Projekts}}{\text{Investitionssumme aller Projekte}}$	%
Projektergebnis ²⁾	Betriebsergebnis aus der Gewinn/Verlustrechnung für das jeweilige Projekt	€
Aufwand Fremdzinsen	ggf. Zinsaufwand für zinstragende Verbindlichkeiten (projektbezogen)	€
Aufwand NRDfix	ggf. Zinsaufwand für festverzinsliche Nachrangdarlehen (projektbezogen)	€
Berechnungsbasis	Projektergebnis – Aufwand Fremdzinsen – Aufwand NRDfix	€
SummeNRD	verbleibende Zeichnungssumme aller Nachrangdarlehen (projektbezogen)	€
SummeAnteile	Projektanteil * Geschäftsanteile (insgesamt)	€
AnteilNRD	$\frac{\text{SummeNRD}}{\text{SummeAnteile} + \text{SummeNRD}}$	%
Ertragsfaktor	Festgelegt in § 4.1	%
Variabler Zinssatz	$\frac{\text{Ertragsfaktor} * \text{AnteilNRD} * \text{Berechnungsbasis}}{\text{SummeNRD}}$	%

¹⁾ Investitionssumme = Investitionskosten (netto) abzüglich eventueller Zuschüsse

²⁾ Berechnung vom Betriebsergebnis:

+ Umsatzerlöse

+/- Erhöhung/Verminderung des Bestands an fertigen/unfertigen Erzeugnissen

+ andere aktivierte Eigenleistungen

+ sonstige betriebliche Erträge

- Materialaufwand

- Personalaufwand

- Abschreibungen

- sonstige betriebliche Aufwendungen

- Rückstellungen für Rückbau, Instandhaltungen und ähnliche

= Betriebsergebnis (operatives Ergebnis)

Vergleich Geschäftsanteile zu Nachrangdarlehen

Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen? Abhängig von Ihrer wirtschaftlichen oder persönlichen Situation können Sie wählen oder die beiden Anlageformen miteinander kombinieren.

Kurz gesagt: Ein Nachrangdarlehen ist mit der rentablen Verrentung eines Betrags auf 20 Jahre zu vergleichen. Die Tilgungen erfolgen in 20 gleichen Jahresraten, die Zinsen auf den jeweiligen Restbetrag des Darlehens kommen zusätzlich obendrauf. Das Nachrangdarlehen ist nicht kündbar, das Kapital also gebunden. Die Zinsen für die Nachrangdarlehen werden vom jeweiligen Projektgewinn vor Steuer berechnet.

Ein Geschäftsanteil verbleibt bis zur Kündigung in der Genossenschaft, die Verwendung der Gewinne (das sind die Erträge nach Steuer) aus allen Projekten der Genossenschaft wird von den Mitgliedern in der jährlichen Mitgliederversammlung beschlossen, in der Regel werden die Gewinne an die Mitglieder ausbezahlt.

Die Renditen sind für beide Anlageformen insgesamt in etwa gleich hoch, bei den Nachrangdarlehen fließen sie jedoch früher, die Geschäftsanteile profitieren später, wenn die Darlehen nach 20 Jahren getilgt sind.

	Geschäftsanteile	Nachrangdarlehen
Risiko	Identisch, theoretisch Totalverlust des Geschäftsanteils bzw. der ausstehenden Darlehenssumme möglich	
Fälligkeit	Nach Annahme durch Vorstand	Nach erteilter Baugenehmigung (Mai 2026)
Bezug	Alle Projekte der Genossenschaft	Einzelnes Projekt, z.B.: Bürgerenergiepark Bauabschnitt 1
Verzinsung	Aus Ergebnisverwendung über alle Projekte der Genossenschaft, Entscheid über die Ergebnisverwendung (nach Steuer) durch die Mitgliederversammlung	Variabel: Ein Teil vom Betriebsergebnis des Projekts (vor Steuer) werden anteilig als Zinsen ausbezahlt. Das Betriebsergebnis wird für jedes Projekt einzeln ermittelt. Die genaue Berechnungsmethode ist transparent im Darlehensvertrag formuliert.
Tilgung	Keine Tilgung, die Geschäftsanteile bleiben in der Genossenschaft, bis sie zurückgekauft werden (oder bis die Genossenschaft liquidiert wird)	20 gleichbleibende Jahresraten, nach 20 Jahren sind die Nachrangdarlehen vollständig zurückbezahlt.
Rendite	Bei beiden in etwa gleich, aus Businessplan 5-6% p.a.	
Zeitfaktor	Dividenden fallen später an, hauptsächlich in den Betriebsjahren 17 bis 30	Zinsen fallen früher an
Berechnung der Rendite über die Zeit	Es macht einen Unterschied, ob ein Geldfluss früher oder später erfolgt. Die angegebene Interne Kapitalverzinsung (IKV) für berechnete Zinsen und Dividenden berücksichtigen dies.	
Kündigung	Geschäftsanteile können gekündigt werden, die	Nachrangdarlehen haben die feste Laufzeit von 20 Jahren

	Kündigungsregeln sind in der Satzung festgelegt.	und können nicht vorzeitig gekündigt werden.
Entscheidungshilfe	Gut geeignet für langfristige Anlage eines festen Betrags, der z.B. im Notfall wieder flüssig gemacht werden kann. Auszahlung der Zinsen (Dividende) nach Mitgliederentscheid, in der Regel jährlich nach der Mitgliederversammlung	Ähnlich wie eine Verrentung: Ein Betrag wird auf 20 Jahre bei guter Verzinsung „verrentet“, jährliche Zahlungen (Zinsen+Tilgung), nach 20 Jahren ist das Darlehen vollständig zurückbezahlt. → in etwa gleichbleibende Rückflüsse über 20 Jahre

Renditen

Unser Businessplan berechnet die Renditen unter Berücksichtigung des Zeitpunkts der Geldflüsse. Einfach ausgedrückt: ein früherer Geldfluss ist rentabler, als wenn das Geld später fließt. Wir berechnen dies über die Interne Kapitalverzinsung (IKV).

Eine Bemerkung zum Verhältnis Anteile zu NRD:

Es ist wirtschaftlich angezeigt, zwischen den Geschäftsanteilen und den Nachrangdarlehen ein ausgewogenes Verhältnis zu halten. Bei einem Übergewicht von Anteilen liegt viel Geld auf dem Konto, das nicht arbeitet – die Renditen fallen dementsprechend.

Im anderen Fall, bei geringem Anteilsverhältnis, wäre die Rendite zwar umso höher, aber der Cashflow, also die Liquidität leidet darunter – wir hätten ein überzogenes Bankkonto.

Der Businessplan zeigt, dass ein bei unserem Modell mit ca. 1/3 Eigenkapitalanteil das Verhältnis 1:1, also ein Anteil mit 100 € zu 100 € Nachrangdarlehen einen guten Kompromiss zwischen Rendite und Liquidität darstellt.

Mitgliederfinanzierung

Stand heute (Mai 2026) haben uns unsere 319 Mitgliedern 676.800 € an gezeichneten Anteilen angeboten, damit konnten wir die bisher laufenden Kosten und die Planung komfortabel finanzieren und haben ein gutes Finanzpolster für die kommenden Monate.

Weiters haben unsere Mitglieder bisher 559.500 € an Nachrangdarlehen gezeichnet.

Unser Finanzierungsziel:

Geschäftsanteile: 820.000 €

Nachrangdarlehen: 800.000 €

Noch einzuwerben: ca. 380.000 €

Wir laden Sie ein, uns Ihr Finanzierungsangebot über das Mitgliederportal portal.be-tutzing.de zu unterbreiten.

Für Geschäftsanteile: Geschäftsanteile → Anteile Nachzeichnen

Für Nachrangdarlehen: Projektdarlehen → Jetzt beteiligen

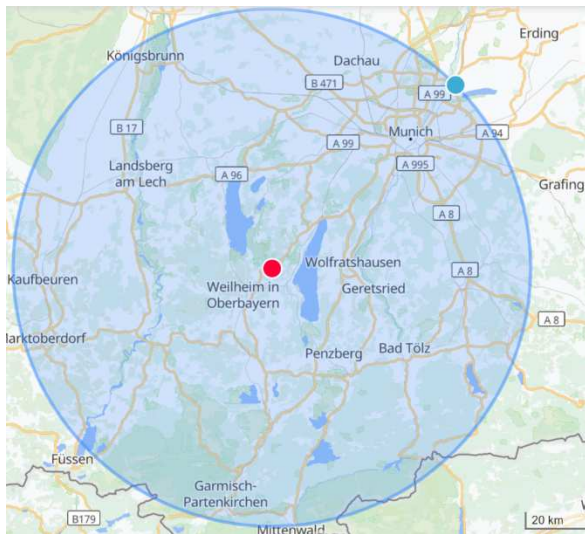
Gerne können Sie beide Anlageformen nach Ihren Wünschen auch miteinander kombinieren.

Nach Erreichen unseres Finanzierungsziels werden wir vorerst keine zusätzlichen Geschäftsanteile oder Nachrangdarlehen annehmen – **nehmen Sie die Gelegenheit einer Beteiligung also jetzt wahr!**

Die Bürgerenergiegesellschaft nach EEG 2023

Nach den Bestimmungen des § 3 Nr. 15 EEG (Erneuerbare Energie Gesetz) für Bürgerenergiegesellschaften müssen wir folgende Kriterien einhalten, um den Vorteil der Befreiung von der Ausschreibungspflicht nutzen zu können:

- Mindestens 50 Mitglieder
- Mindestens 75 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen die im Umkreis von 50 km von Tutzing wohnen
- Nicht-natürliche Personen können ausschließlich Kleinunternehmen, kleine und mittlere Unternehmen (KMU) oder kommunale Gebietskörperschaften sein.
- Kein Mitglied oder Anteilseigner darf mehr als 10% der Stimmrechte halten.



50 km-Umkreis von Tutzing

Wir können mit unserer Genossenschaft alle diese Punkte ohne Einschränkungen leicht einhalten. Nachdem bisher schon die überwiegende unserer Mitglieder in Tutzing wohnt, ist auch der 2. Punkt der Aufzählung unkritisch, wir werden alle Finanzierungsangebote annehmen können, auch wenn sie von außerhalb des 50km-Umkreises von Tutzing kommen.

Die Befreiung von der Ausschreibungspflicht, ein wichtiges Kriterium für den Erfolg unseres Projekts, ist damit gesichert.

Falls Sie es tatsächlich bis hierher geschafft haben sollten, unsere Gratulation – Sie haben größtes Interesse an unseren Detailinformationen gezeigt und unsere Arbeit mit Ihrer Aufmerksamkeit sehr wertgeschätzt – Herzlichen Dank!

„Unser Anspruch ist eine solide Kalkulation auf gesicherter Basis und größtmögliche Transparenz“



Silke Heuschmann
(Vorständin)



Dr.-Ing. Marco Lorenz
(Vorstand)