

SANBA

SMART ANERGY QUARTER BADEN

Die Wirtschaftlichkeit von Anergienetzen

METHODIK DER BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHEN SYSTEMANALYSE

Die angewandte Methodik basiert auf zweierlei Ansätzen: Einerseits erfolgt eine **“top-down“ Betrachtung**, bei der die nachgefragte thermische Leistung bzw. die nachgefragte thermische Energie auf die Trassenlänge des Anergienetzes bezogen wird. Dies resultiert in griffigen Kennzahlen, welche mit denselben Kennzahlen bereits gebauter, betriebswirtschaftlich erfolgreicher oder auch nicht erfolgreicher Projekte verglichen werden können. Andererseits erfolgt eine **“bottom-up“ Analyse** auf Basis einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der Kapitalwertmethode. Hierbei werden alle im Projekt anfallenden Aus- und Einzahlungen innerhalb der Energiesystemgrenzen nach deren zeitlichem Anfall erfasst und dynamisch bewertet. Beide Ansätze liefern in SANBA plausible und kompatible Ergebnisse, welche im Weiteren wertvolle Entscheidungsgrundlagen für die konkrete Planung des Projekts liefern.

“TOP-DOWN“ ANALYSE

Die Ermittlung von Belagskennzahlen kann mit einem relativ geringen Aufwand in einem frühen Stadium der Planung erfolgen. Dies eröffnet die Möglichkeit für eine grobe betriebswirtschaftliche Einschätzung von Konzepten und Entwürfen. Erforderlich sind folgende Daten:

- Trassenlänge des Anergienetzes (in Meter), siehe **Tabelle 1**
- Kühl- und Heizlasten aller Gebäude (in kW_{th})
- Kälte- und Wärmebedarf aller Gebäude (in MWh_{th}/a)

Als Rahmenbedingung für einen wirtschaftlichen Betrieb von Anergienetzen wird in der Literatur ein Arbeitsbelag von $3 MWh/(a \cdot m_{Trasse})$ für überwiegende Wärmenutzung bzw. ein um 30 % bis 50 % geringerer Wert bei kombinierter Wärme- und Kältenutzung angegeben. Diese Kennzahlen wurden z. B. bei den Schweizer Pilot- und Demonstrationsprojekten Projekten ETH Zürich mit $6 MWh/(a \cdot m_{Trasse})$ Wärmebezug plus $5 MWh/(a \cdot m_{Trasse})$ Direktkühlung und der Familienheim-Genossenschaft Zürich mit $5 MWh/(a \cdot m_{Trasse})$ Wärmebezug plus $2,5 MWh/(a \cdot m_{Trasse})$ Direktkühlung deutlich übertroffen.

Die Anergienetz-Belagskennzahlen für die drei untersuchten SANBA-Szenarien sind in **Tabelle 2** zusammengefasst. Unter Berücksichtigung der oben dokumentierten Rahmenbedingungen für einen betriebswirtschaftlich erfolgreichen Betrieb des Systems erscheint das Szenario MINI wenig hoffnungsvoll, während die Szenarien MIDI und MAXI vielversprechende Kennzahlen aufweisen.

Eine Struktur wie der aktuell vorhandene denkmalgeschützte Gebäudebestand der Martinek-Kaserne (**Bild 1**) ist demnach ohne weitere Nachverdichtung aus der Sicht der “top down“ Analyse nicht für die Errichtung einer Wärme- und Kälteversorgung mittels Anergienetz geeignet. Durch eine entsprechende Nachverdichtung entstehen jedoch attraktive Anwendungsmöglichkeiten.

PETER BIERMAYR // peter.biermayr@enfos.at
ENFOS e. U. Energie und Forst – Forschung und Service
Winzendorferstraße 305, 2724 Hohe Wand - Maiersdorf, Austria.



Bild 1: Das Areal der Martinek-Kaserne – denkmalgeschützte Bestandsgebäude mit großen Freiflächen. Foto: Peter Biermayr

Tabelle 1: Zusammenfassung der Trassendaten für die drei Szenarien MINI, MIDI und MAXI

Trassenlängen in Meter	MINI	MIDI	MAXI
Trassenlängen für Rohr Ø 0,13 m	819	0	0
Trassenlängen für Rohr Ø 0,16 m	975	681	699
Trassenlängen für Rohr Ø 0,28 m	0	1.535	1.829
Trassenlängen insgesamt	1.794	2.217	2.527
Davon unter öff. Verkehrsweg	16	16	16
Davon unter NÖM Gelände	72	72	72
Davon unter Gebäuden	73	54	34
Davon unter unbebauter Fläche	1.633	2.075	2.405

Tabelle 2: Vergleich der Belagskennzahlen für die drei Szenarien MINI, MIDI und MAXI

Kennzahlen in den SANBA-Szenarien	MINI	MIDI	MAXI
Arbeitsbelag [$MWh_{th}/(a \cdot m_{Trasse})$]	1,6	4,9	5,4
Leistungsbelag [kW_{th}/m_{Trasse}]	0,8	1,7	2,1

SANBA

SMART ANERGY QUARTER BADEN

“BOTTOM-UP“ ANALYSE

Eine detaillierte betriebswirtschaftliche Systemanalyse wurde in SANBA auf Basis der klassischen Kapitalwertmethode durchgeführt. Die Definition und Erhebung sämtlicher Kostendaten inklusive der Berücksichtigung von Lern- und Skaleneffekten verursachte hierbei einen erheblichen Aufwand. Die Systemgrenzen wurden für die Kalkulation mit den technischen Grenzen des thermischen Energiesystems definiert.

Die rein formal gegebene Exaktheit der Methode wird jedoch durch eine große Zahl an Annahmen relativiert, welche für die Berechnung getroffen werden müssen (**Tabelle 3**). Die Robustheit des Systems kann jedoch mittels Parametervariation gut getestet werden. Ein Kostenvergleich zeigt die absoluten (**Abbildung 1**) und relativen (**Abbildung 2**) Kostenanteile. Mit steigendem Projektumfang steigen die Kosten für die Antriebsenergie Strom und die Investitionen in den SONDENSPEICHER, sowohl absolut als auch relativ. Die Zeitreihe der diskontierten Ein- u. Auszahlungen (**Abbildung 3**) des MAXI-Szenarios lässt bereits ein betriebswirtschaftlich machbares System erkennen, was sich bei Variation des Kalkulationszinsfußes und des Strompreises bestätigt (**Abbildung 4**). Eine Darstellung des Internen Zinsfußes über dem Strompreis differenziert klar zwischen dem MINI und dem MIDI bzw. MAXI Szenario (**Abbildung 5**).

Die Aussagen der beiden Ansätze “top down“ und “bottom up“ sind damit kompatibel, ergänzen einander und erbringen zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Planungsprozess wertvolle Erkenntnisse.

PETER BIERMAYR // peter.biermayr@enfos.at
ENFOS e. U. Energie und Forst – Forschung und Service
Winzendorferstraße 305, 2724 Hohe Wand - Maltersdorf, Austria.

Tabelle 3: Beispiele für Basisannahmen

Bauphase (Planung, Errichtung): max. 4 a (Szenario MAXI)
Bezugszeitpunkt t_0 : Jahr nach Fertigstellung = Vollnutzung
Nutzungsphase: 40 a (passive Komponenten), 20 a (aktive)
Kalkulationszinsfuß: 3,0 % (variabel)
Teuerung (Inflation): 1,5 % (generell, unspezifisch)
Strompreis: 100 €/MWh (reiner Arbeitspreis, variabel)
Wärmepreis (Heizung): 60 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Wärmepreis (Brauchwasser): 80 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Kältepreis (Raumkühlung): 100 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Anergiepreis (Abwärme): 1 €/MWh (reiner Arbeitspreis)
Keine Berücksichtigung von Förderungen!

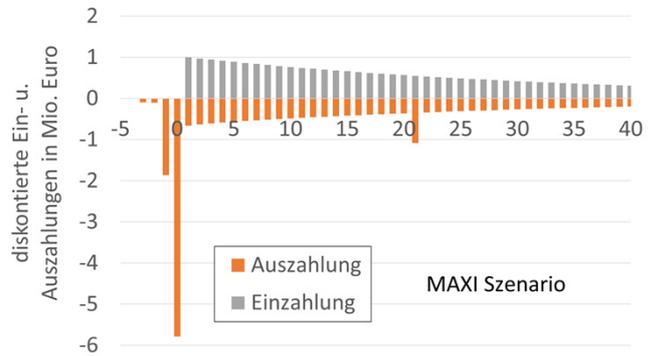


Abbildung 3: Zeitreihe der diskontierten Ein- und Auszahlungen

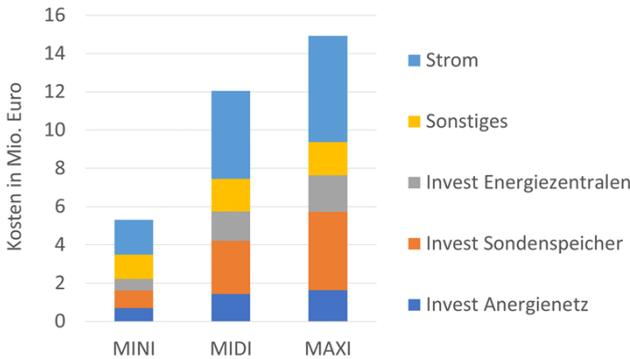


Abbildung 1: Kostenvergleich der drei Szenarien

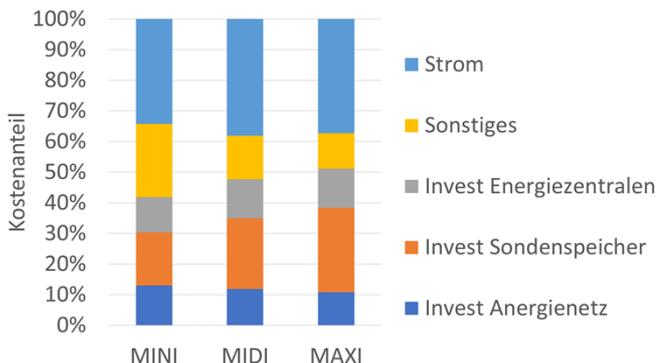


Abbildung 2: Vergleich der Kostenstrukturen in den drei Szenarien

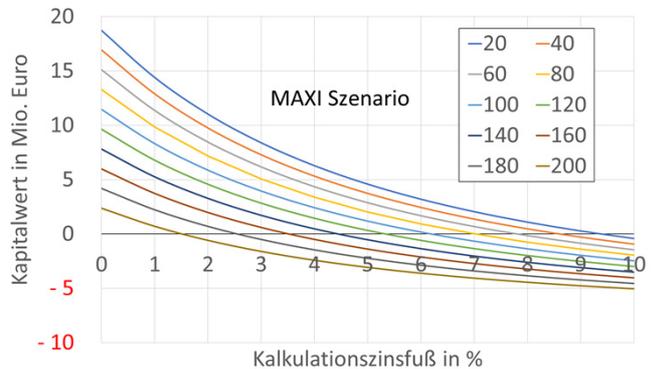


Abbildung 4: Variation von Zinsfuß und Strompreis (Parameter Strompreis in €/MWh)

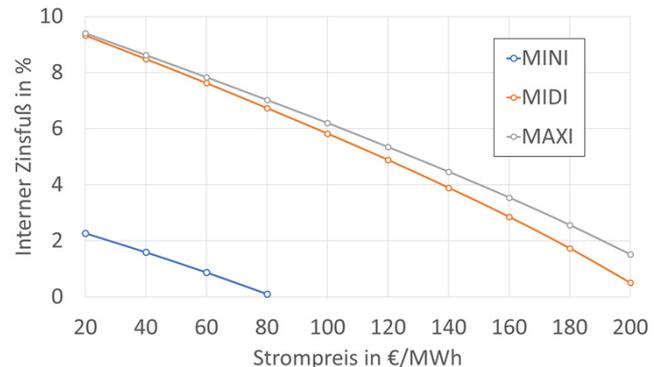


Abbildung 5: Interner Zinsfuß über dem Strompreis