

Probeklausur

Energie und Ressourcen - Einführung

Universität: Technische Universität Berlin
Kurs/Modul: Energie und Ressourcen - Einführung
Bearbeitungszeit: 90 Minuten
Erstellungsdatum: September 20, 2025



Zielorientierte Lerninhalte, kostenlos!
Entdecke zugeschnittene Materialien für deine Kurse:

<https://study.AllWeCanLearn.com>

Energie und Ressourcen - Einführung

Aufgabe 1.

(a) Definieren Sie die Begriffe Primärenergie P , Endenergie F und Wirkungsgrad η und geben Sie die grundlegende Beziehung

$$F = \eta P$$

an.

(b) In einem Haushalt wird jährlich Endenergie $F = 8$ MWh benötigt. Ein Kraftwerk wandelt Primärenergie mit dem Wirkungsgrad $\eta = 0.38$ in Endenergie um. Bestimmen Sie den jährlichen Primärenergiebedarf P .

(c) Vergleich von zwei Heizkonzepten zur Erzeugung von 1 kWh Endwärme: - Erdgasheizung mit Wirkungsgrad $\eta_{\text{gas}} = 0.92$. - elektrische Wärmepumpe mit CoP = 3.5 und Netzwirkungsgrad $\eta_{\text{grid}} = 0.38$. Berechnen Sie die für 1 kWh Endwärme notwendige Primärenergie in beiden Fällen.

(d) Diskutieren Sie grob, welche Verluste typischerweise bei Transport und Verteilung von elektrischer Energie auftreten und wie sie die Endenergie beeinflussen.

Aufgabe 2.

(a) Gegeben seien Reserven $R = 1800$ Mt und Jahresproduktion $P_y = 40$ Mt/Jahr. Der Reserve-Life-Index (RLI) wird definiert als

$$\text{RLI} = \frac{R}{P_y}.$$

Berechnen Sie den RLI in Jahren.

(b) Ein einfaches Depletion-Modell beschreibt die jährliche Förderrate als

$$p(t) = p_0 e^{-kt}.$$

Seien $p_0 = 60$ Mt/Jahr und $k = 0.02 \text{ yr}^{-1}$. Die Gesamtreserven betragen $R = 1000$ Mt. Bestimmen Sie grob die Jahre, die benötigt werden, bis die Fördermenge die Reserven erreicht.

(c) Diskutieren Sie kurz, welche Rolle Umwelt- und Sozialkosten bei der Ressourcenbewertung spielen.

(d) Geben Sie eine einfache Gleichung an, mit der die Kosten pro abgegebener Tonne Rohstoff in Abhängigkeit von Förder- und Transportkosten modelliert werden kann.

Aufgabe 3.

(a) Definieren Sie die Levelized-Cost-of-Energy (LCOE) für eine erneuerbare oder konventionelle Anlage. Geben Sie eine übersichtliche Formel an

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

mit den üblichen Symbolen. Erläutern Sie in wenigen Sätzen die Bedeutung der Parameter.

(b) Eine PV-Anlage besitzt eine installierte Leistung von 1.0 MWp. Der Kapazitätsfaktor beträgt 0.18, der jährliche OM-Anteil ist 1.5

(c) Vergleichen Sie bei gleicher Annahmen grob die LCOE einer Windkraftanlage und einer Gas-TS-Geraet. Diskutieren Sie Vor- und Nachteile.

Aufgabe 4.

(a) Erklären Sie, was der Kapazitätsfaktor CF einer erneuerbaren Anlage kennzeichnet. Geben Sie die Formel

$$CF = \frac{E_{\text{jahr}}}{P_{\text{Nom}} \cdot 8760 \text{ h}}$$

an. Berechnen Sie CF grob für eine Anlage mit $E_{\text{jahr}} = 315,0 \text{ kWh}$ und $P_{\text{Nom}} = 0.2 \text{ MW}$.

(b) Eine 200 kW PV-Anlage erzielt einen Jahresertrag von 315 MWh. Bestimmen Sie den Kapazitätsfaktor.

(c) Diskutieren Sie, welche Rolle Energiespeicher für die Netzstabilität spielen und welche Größenordnungen typischer Speicherkapazitäten nötig sind, um Spitzen abzudecken.

Lösungen

Aufgabe 1.

(a) Primärenergie P ist die in einer Primärenergiequelle enthaltene Gesamtenergie (z. B. Rohöl, Erdgas, Kohle, Uran, erneuerbare Quellen). Endenergie F ist die nutzbare Energie, die am Endverbraucher zur Verfügung steht (z. B. Wärme, Strom). Der Wirkungsgrad η beschreibt die Umwandlungseffizienz zwischen Primärenergie und Endenergie. Die grundlegende Beziehung lautet

$$F = \eta P.$$

(b) Gegeben $F = 8$ MWh und $\eta = 0.38$. Dann

$$P = \frac{F}{\eta} = \frac{8}{0.38} \text{ MWh} \approx 21.05 \text{ MWh}.$$

$\Rightarrow$ jährlicher Primärenergiebedarf $P \approx 21.1$ MWh Primärenergie pro Jahr (zur Erzeugung von 8 MWh Endenergie).

(c) Vergleich von zwei Heizkonzepten (1 kWh Endwärme): - Erdgasheizung ($\eta_{\text{gas}} = 0.92$):

$$P_{\text{gas}} = \frac{F}{\eta_{\text{gas}}} = \frac{1}{0.92} \approx 1.087 \text{ kWh Primärenergie}.$$

- Elektrische Wärmepumpe (CoP=3.5, Netzwirkgrad $\eta_{\text{grid}} = 0.38$): Benötigte elektrische Endenergie aus dem Netz:

$$E_{\text{elec}} = \frac{F}{\text{CoP}} = \frac{1}{3.5} \approx 0.286 \text{ kWh Elektrizität}.$$

Davon wird ein Teil durch das Netz verloren (Netzwirkgrad), somit erforderliche Primärenergie:

$$P_{\text{elec}} = \frac{E_{\text{elec}}}{\eta_{\text{grid}}} = \frac{0.286}{0.38} \approx 0.752 \text{ kWh Primärenergie}.$$

$\Rightarrow$ Endwärme = 1 kWh hat grob folgende Primärenergiekosten: - Gasheizung: ca. 1.09 kWh Primärenergie pro kWh Endwärme. - Wärmepumpe: ca. 0.75 kWh Primärenergie pro kWh Endwärme. Beobachtung: Die Wärmepumpe nutzt im betrachteten Falle deutlich weniger Primärenergie als die Erdgasheizung.

(d) Verluste bei Transport und Verteilung elektrischer Energie: - Typische Übertragungsverluste liegen je nach Netzstruktur grob im Bereich 2–7- Verteilungsverluste liegen typischerweise im Bereich 5–10- Insgesamt ergibt sich damit eine systemweite Verlustleistung, so dass aus der erzeugten Endenergie am Generator oft weniger als der gesamte erzeugte Strom am Verbraucher ankommt. Häufige Ursachen sind ohmsche Widerstandsverluste in Leitungen, Transformatorverluste und Netzinfrastukturverluste. - Folge: Die Endenergie (F) ist kleiner als die erzeugte Energie (P) mit einer Gesamteffizienz $\eta_{\text{gesamt}} \approx \eta_{\text{trans}} \eta_{\text{dist}}$ (und ggf. weitere Verluste). In der Praxis wird oft eine Gesamtwirkungskette von Primärenergie über Kraftwerk/Netz zu Endenergie betrachtet.

Aufgabe 2.

(a) Gegeben seien Reserven $R = 1800$ Mt und Jahresproduktion $P_y = 40$ Mt/year. Der Reserve-Life-Index (RLI) wird definiert als

$$\text{RLI} = \frac{R}{P_y}.$$

Berechnen Sie den RLI in Jahren.

$$\text{RLI} = \frac{1800}{40} = 45 \text{ Jahre.}$$

(b) Ein einfaches Depletion-Modell beschreibt die jährliche Förderrate als

$$p(t) = p_0 e^{-kt}.$$

Seien $p_0 = 60$ Mt/year und $k = 0.02$ yr⁻¹. Die Gesamtreserven betragen $R = 1000$ Mt. Bestimmen Sie grob die Jahre, die benötigt werden, bis die Fördermenge die Reserven erreicht.

Die kumulative Fördermenge bis T ergibt sich aus

$$P_{\text{cum}}(T) = \int_0^T p(t) dt = \frac{p_0}{k} (1 - e^{-kT}).$$

Wir setzen $P_{\text{cum}}(T) = R$ und lösen nach T :

$$\frac{p_0}{k} (1 - e^{-kT}) = R \quad \Rightarrow \quad e^{-kT} = 1 - \frac{Rk}{p_0} \quad \Rightarrow \quad T = -\frac{1}{k} \ln \left(1 - \frac{Rk}{p_0} \right).$$

Einsetzen $p_0 = 60$, $k = 0.02$, $R = 1000$ liefert

$$\frac{Rk}{p_0} = \frac{1000 \times 0.02}{60} = \frac{20}{60} = 0.333 \dots \quad \Rightarrow \quad T = -\frac{1}{0.02} \ln(1 - 0.333 \dots) \approx -50 \ln(0.666 \dots) \approx 20.3 \text{ Jahre.}$$

$\Rightarrow$ grob ca. 20 Jahre, bis die Fördermenge die Reserven erreicht.

(c) Umwelt- und Sozialkosten in der Ressourcenbewertung: - Umweltkosten umfassen Emissionswirkungen, Ökosystemschäden, Biodiversität, Wasser- und Bodenbelastungen, Lärmemissionen, Flächenverbrauch etc. - Sozialkosten umfassen Auswirkungen auf Gesundheit, Arbeitsbedingungen, Konflikte um Land- und Ressourcenrechte, Verteilungsgerechtigkeit. - Externe Kosten können durch Steuern, Abgaben oder interne Bewertungen (z. B. Umwelt- oder CO-Kosten) in die Gesamtbewertung einbezogen werden. Solche Kosten beeinflussen die wirtschaftliche Attraktivität von Förderprojekten und können zu einer Neubewertung von Ressourcenressourcen führen.

(d) Eine einfache Gleichung zur Abbildung der Kosten pro abgegebener Tonne Rohstoff in Abhängigkeit von Förder- und Transportkosten ist

$$K_{\text{€/t}} = C_{\text{Förderung}} + C_{\text{Transport}},$$

wobei $C_{\text{Förderung}}$ die Kosten je Tonne aus der Förderung (inkl. Exploration, Abbau, Verarbeitung) darstellen und $C_{\text{Transport}}$ die Transportkosten je Tonne (oft modelliert als $C_{\text{Transport}} = \tau D$ mit τ Kosten pro Tonne je Distanz und D der Transportdistanz). Alternativ lässt sich eine aggregierte lineare Form

$$K_{\text{€/t}} = a + b D$$

verwenden, wobei a die fixen Förderkosten pro Tonne und b der transportabhängige Anteil ist.

Aufgabe 3.

(a) Definieren Sie die Levelized-Cost-of-Energy (LCOE) für eine erneuerbare oder konventionelle Anlage. Geben Sie eine übersichtliche Formel an

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

mit den üblichen Symbolen. Erläutern Sie in wenigen Sätzen die Bedeutung der Parameter.

(b) Eine PV-Anlage besitzt eine installierte Leistung von 1.0 MWp. Der Kapazitätsfaktor beträgt 0.18, der jährliche OM-Anteil ist 1.5

Lösungsweg: - Jahresenergieabgabe: $E_t = P_{\text{nom}} \cdot \text{CF} \cdot 8760 \text{ h} = 1.0 \text{ MW} \cdot 0.18 \cdot 8760 \approx 1576.8 \text{ MWh}$. - PV-Bewertung des Energieflusses: $\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t} = E_t \cdot \sum_{t=0}^{25} (1+r)^{-t}$. Mit $r = 0.05$ gilt

$$\sum_{t=0}^{25} (1.05)^{-t} \approx 15.1.$$

Also PV-Energie $1576.8 \times 15.1 \approx 2.38 \times 10^4 \text{ MWh}$.

- Investition und OM:

$$I_0 = 1.0 \text{ Mio. EUR}, \quad M_t = 0.015 I_0 = 0.015 \text{ Mio. EUR pro Jahr.}$$

PV von OM:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{M_t}{(1+r)^t} = 0.015 \times 15.1 \approx 0.2265 \text{ Mio. EUR.}$$

- F_t (Kosten Brennstoffe) fallen bei PV nicht an; daher $F_t = 0$.

- Numerator:

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} = I_0 + \text{PV}(M) \approx 1.0000 + 0.2265 = 1.2265 \text{ Mio. EUR.}$$

- LCOE:

$$\text{LCOE} = \frac{1.2265 \text{ Mio. EUR}}{2.3809 \times 10^4 \text{ MWh}} \approx 51.6 \text{ EUR/MWh.}$$

(c) Grobe Gegenüberstellung der LCOE von Windkraftanlage und Gas-TS-Geraet (Gas-Turbinensystem, z. B. CCGT): - Windkraft (Onshore) erzielt typischerweise LCOE im Bereich ca. 40–60 EUR/MWh (je nach Standort, Windressourcen, Finanzierungsbedingungen). Vorteile: kein Brennstoff, geringe Betriebskosten, geringe Treibhausgasemissionen. Nachteile: Erzeugung intermittierend, Netzintegration, Speicher- oder Backupbedarf. - Gas-TS-Geraet (Gaskraftwerk, z. B. CCGT) kann geringe Brennstoffkosten und schnelle Reaktionsfähigkeit bieten, doch die LCOE ist stark abhängig von Gaspreis, CO2-Preis und Investitionskosten; typischerweise in höheren Bereichen als gut optimierte Windprojekte, insbesondere bei niedrigen oder schwankenden Brennstoff- und CO2-Preisen.

Grober Befund: Unter aktuellen oder moderaten Brennstoff- und CO2-Preisen liegt die LCOE von Onshore-Wind oft im oder unter dem Bereich der Gaskraftwerke; bei steigenden Brennstoff- oder CO2-Preisen verschiebt sich die relative Wettbewerbsfähigkeit zugunsten windgetriebenen Anlagen, vor allem mit fallenden Kapitalkosten und größeren Ausbauoptionen. Technische Vorteile bzw. Nachteile unterscheiden sich stark in Bezug auf Verfügbarkeit, Notwendigkeit von Backup-/Speicherkapazitäten, und Netzstabilität.

Aufgabe 4.

(a) Erklären Sie, was der Kapazitätsfaktor CF einer erneuerbaren Anlage kennzeichnet. Geben Sie die Formel

$$\text{CF} = \frac{E_{\text{jahr}}}{P_{\text{Nom}} \cdot 8760 \text{ h}}$$

an. Berechnen Sie CF grob für eine Anlage mit $E_{\text{jahr}} = 315,0 \text{ MWh}$ und $P_{\text{Nom}} = 0,2 \text{ MW}$.

Der Kapazitätsfaktor beschreibt, welcher Anteil der maximal möglichen Jahresenergie bei einer Anlage mit Nennleistung P_{Nom} tatsächlich über das Jahr hinweg erzeugt wird. Grobe Berechnung:

$$\text{CF} = \frac{315}{0,2 \times 8760} = \frac{315}{1752} \approx 0,18 \quad (\text{also } \approx 18\%).$$

(b) Eine 200 kW PV-Anlage erzielt einen Jahresertrag von 315 MWh. Bestimmen Sie den Kapazitätsfaktor.

Hier gilt:

$$P_{\text{Nom}} = 0,2 \text{ MW}, \quad E_{\text{jahr}} = 315 \text{ MWh},$$
$$\text{CF} = \frac{315}{0,2 \times 8760} = \frac{315}{1752} \approx 0,18 \quad (\text{also } \approx 18\%).$$

(c) Diskutieren Sie, welche Rolle Energiespeicher für die Netzstabilität spielen und welche Größenordnungen typischer Speicherkapazitäten nötig sind, um Spitzen abzudecken.

- Energiespeicher erhöhen die Netzstabilität, indem sie Fluktuationen erneuerbarer Erzeugung und Nachfrageschwankungen ausgleichen. Sie ermöglichen Lastverschiebung, Frequenz- und Reservehaltung sowie Netzabdeckung bei Spitzen. - Kurzzeitspeicher (für Frequenzregelung, Leistungsspitzen) liegen typischerweise im Bereich von einigen MWh bis zu einigen Dutzend MWh pro Standort; moderne stationäre Batteriespeicher im GW-Bereich benötigen typischerweise zehn bis wenige hundert MWh pro Anlage. - Mittlerer bis längerer Zeitraum (tages- bis mehrtägige Balancen) erfordert größere Speicherkapazitäten: Pumpspeicherwerke haben oft Mehrfach-Gigawattstunden bis Zehn-Gigawattstunden-Bereiche (GWh); Batterietechnologien werden in zukünftigen Systemen auch in Größendimensionen von mehreren Dutzend GWh skalieren. - Saisonale Speicherung (z. B. zur Deckung von Winterbedarf) bewegt sich häufig in den Größenordnungen von mehreren Dutzend bis Hunderten von GWh oder mehr, je nach Größe des Energiesystems und der Dekarbonisierungsstrategie.

Insgesamt gilt: Je höher der Anteil erneuerbarer Erzeugung, desto wichtiger wird speicherbasierte Systemarchitektur; die optimalen Kapazitäten hängen stark von Netzstruktur, Lastprofilen und Backup-Anteilen ab.