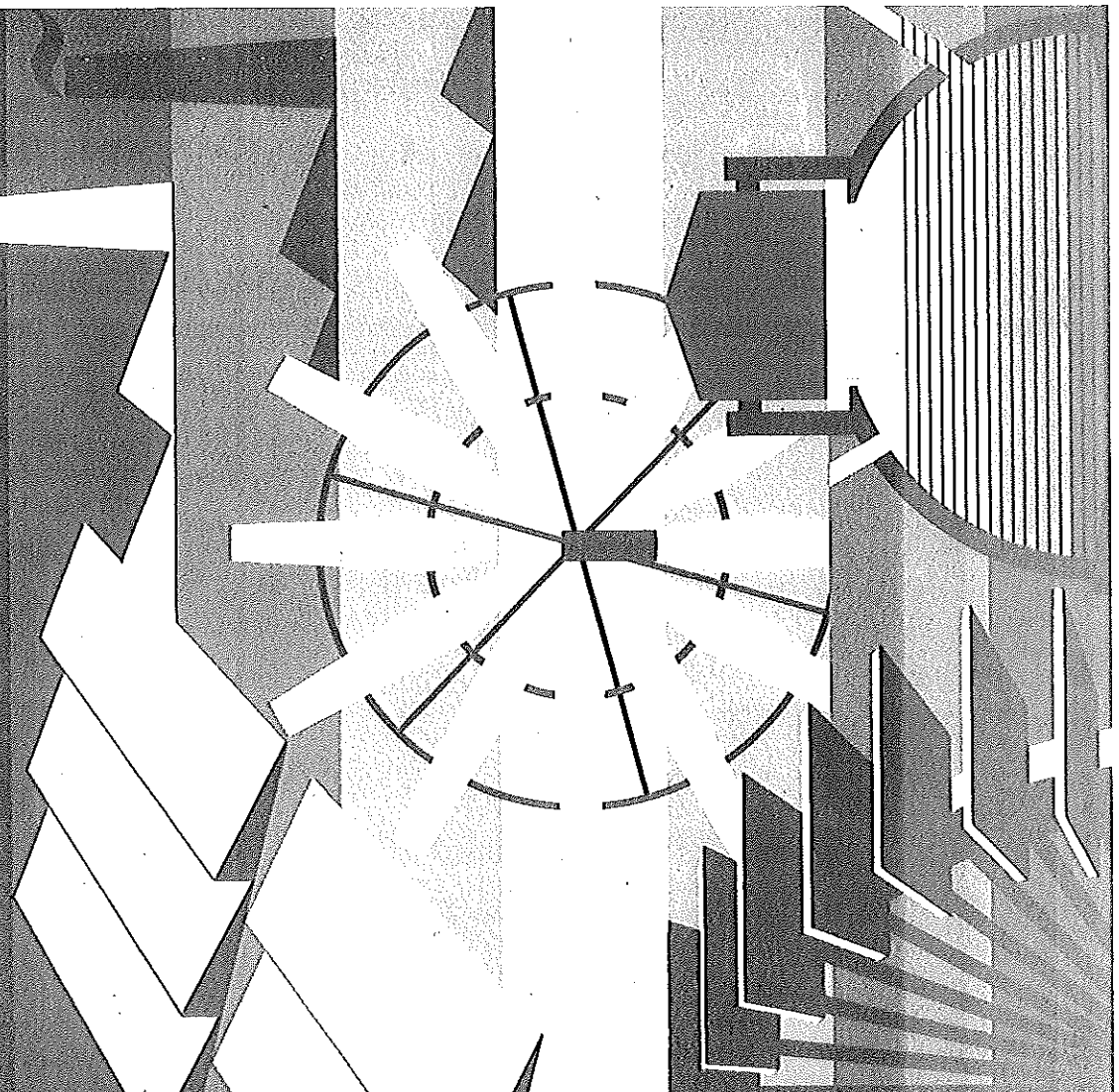


BOSTEINOC  
G&P  
G&P

# Investitionen im Energiebereich



*Roman Vobly*

Schriftenreihe der GTZ Nr. 133

Investitionen im Energiebereich –  
Leitfaden zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit  
Horst Finck und Gerhard Oelert

# Inhaltsverzeichnis

Seite

Vorwort	7
Verzeichnis verwandter Abkürzungen und Symbole	9
Vorbemerkungen	11
Kurzdarstellung der behandelten Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung	12
<b>A. Möglichkeiten und Voraussetzungen der Nutzung von erneuerbaren Energieträgern</b>	14
I. Erneuerbare vs konventionelle Energieträger	14
II. Probleme der technisch-wirtschaftlichen Systemoptimierung	15
<b>B. Datenermittlung und -aufbereitung</b>	20
0.1 Kalkulationszinssatz	22
0.2 Allgemeine Inflationsrate/Realzinssatz	22
0.3 Inflationsrate Energie	23
0.4 Nutzungsdauer der Anlage	24
1.1 Investitionskosten	24
1.2 Restwert der Anlage/Liquidationserlös	25
2.1 Personalkosten	27
2.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten	27
2.3 Energieträger-/Bereitstellungskosten	28
2.4 Hilfsstoffe	28
2.5 Verwaltungskosten	28
3.1 Steuern und Abgaben	29
3.2 Sonstige Ausgaben	29
3.3 Summe der laufenden Ausgaben	29
4.1 Einnahmen aus dem Investitionsvorhaben	29
4.2 Andere Einnahmen	30
4.3 Subventionen	30
4.4 Summe der laufenden Einnahmen	30
5.1 Rückflüsse	30
5.2 Abschreibungen	30
5.3 Gewinn	31
<b>C. Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung</b>	32
I. Statische Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung	32
1. Kostenvergleichsrechnung	32
2. Ausgabenannuitätenvergleichsmethode (statisch)	36
3. Berechnung der Rentabilität	39
4. Berechnung der statischen Amortisationszeit	43
II. Dynamische Verfahren der Wirtschaftlichkeitsrechnung	46
1. Kapitalwertmethode	46
2. Interne Zinssatz-Methode	52
3. Annuitätenmethode	55
4. Ausgabenannuitätenvergleichsmethode (dynamisch)	59

Herausgegeben von:  
Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH  
Dag-Hammarskjöld-Weg 1 · Postfach 5180  
6236 Eschborn 1

Herstellung und Vertrieb:  
TZ-Verlagsgesellschaft mbH, Bruchwiesenweg 19, 6101 Rossdorf 1

ISBN 3-88085-210-3  
ISSN 0723-9637  
Printed in Germany

5. Dynamische Amortisationsrechnung	60
III. Das Inflationsproblem bei der Wirtschaftlichkeits- berechnung von Investitionsvorhaben	62
IV. Sensitivitäts-(Sensibilitäts-)analyse	68

Anhang I: Fallbeispiel

Anhang II: Stichwortverzeichnis

Anhang III: Literaturverzeichnis

Anhang IV: Zinstabellen

76  
86  
89  
91

## Vorwort

Wer sich heute mit der Planung und Durchführung von Entwicklungsprojekten befaßt, wird fast unvermeidlich mit dem Thema Energie konfrontiert. Angesichts der weitverbreiteten Knappheit an verfügbaren Energieressourcen muß ihre möglichst rationelle Nutzung auch in den Entwicklungsländern angestrebt werden. Dabei stehen die langfristige Erhaltung heimischer Vorkommen, ihre ökologisch schonende Inanspruchnahme sowie die Verringerung der Abhängigkeit von Primärenergie-Importen, vor allem vom Erdöl, im Vordergrund. Bei allen Vorhaben, die der Energieerzeugung dienen oder in denen Energie verbraucht wird, ist die Wahl der günstigsten Energieversorgung für einen gegebenen Bedarf eine immer dringlicher werdende Notwendigkeit.

Das Spektrum der Möglichkeiten wird, ausgelöst durch die Ölpreisentwicklung der vergangenen Jahre, zunehmend breiter werden, insbesondere auf dem Gebiet regenerativer Energien. An ihre Nutzbarkeit besonders für die Entwicklungsländer knüpfen sich Hoffnungen, die im allgemeinen jedoch allzu optimistisch und oft mehr dem Wunsch als der nüchternen Überlegung und dem Stand der Technik folgend gehegt werden. Dennoch erweitern „alternative“ Optionen im Einzelfall beträchtlich den Spielraum für Entscheidungen über angepaßte und rationale Formen der Energieverwendung.

Diese Entscheidungen können nur dann sachgerecht sein, wenn geeignete Auswahlmethoden und Kriterien vorliegen. Die Abteilung 34 „Bergbau und Energie“ in der Hauptabteilung 3 „Infrastruktur“ der GTZ erarbeitet derzeit gemeinsam mit anderen Bereichen ein System des „energy budgeting“ zur Bilanzierung des Energie-Einsatzes und der Beurteilung der Energieverwendung für Projekte in der Entwicklungszusammenarbeit. Ein wichtiger Baustein dieses Systems ist die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Lösungen zur Energieversorgung, die angesichts des häufig überproportionalen Anteils an den Gesamtkosten des Betriebs und der Produktion eine zentrale Bedeutung gewinnt.

Wir legen hiermit den Lesern der GTZ-Schriftenreihe das in einem Leitfaden dazu zusammengefaßte Instrumentarium vor, welches der Überprüfung und Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen zur Energieversorgung unter betriebswirtschaftlichen Aspekten dienen soll. Dieses Instrumentarium alleine reicht zwar zur Beurteilung nicht aus, da vor allem ökologische und sozio-ökonomische Auswirkungen sowie die Effekte auf gesamtwirtschaftliche Ziele davon nicht erfaßt werden, gehört jedoch zum notwendigen Handwerkszeug des Planers.

Der Leitfaden ist als ein Beitrag zur leichteren Orientierung in einem schwierigen technisch-wirtschaftlichen Entscheidungsprozeß zu werten. Er soll dazu dienen, Praktiker der Entwicklungszusammenarbeit mit den Instrumenten betriebswirtschaftlicher Rentabilitätsrechnungen sowie mit ihren Vor- und Nachteilen für die Beurteilung von Energieprojekten vertraut zu machen.

Der Leitfaden ist in einer bewußt anwendungsorientierten Sprache verfaßt und stellt anhand von Fallbeispielen einen durchgängigen Praxisbezug her. Er hilft, Schwellenängste vor der Beschäftigung mit dieser für viele ungewohnten Materie zu überwinden. Er sollte daher nicht nur von denjenigen benutzt werden, die sich professionell mit Energieprojekten befassen, sondern auch von allen, die in der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Projekte eine ständige und notwendige Herausforderung unserer Arbeit sehen – auch bei Entscheidungen, die nicht unbedingt mit dem Einsatz von Energie zu tun haben.

Dr.-Ing. Hinrich Eylers

# Verzeichnis verwandter Abkürzungen und Symbole

$A_{1-m}$	= Ausgabenposition 1, ..., m
$a$	= Inflationsrate
$AN$	= Annuität
$AN_I$	= Annuität der Investitionsausgaben
$AN_R$	= Annuität der Rückflüsse
$AN_L$	= Annuität des Liquidationserlöses
$AN_K$	= Ausgabenannuität
$BF(i, t)$	= Barwertfaktor (Barwertfaktoren für Zinssätze $i$ ) von 1-30% und Jahre $t$ ) von 1-30 sowie die Berechnungsformel sind in Tabelle 3, Anhang IV wiedergegeben.)
$C_0$	= Kapitalwert (Net present value)
$E_{1-m}$	= Einnahmeposition 1, 2, ..., m
$EVU$	= Elektrizitätsversorgungsunternehmen
$e$	= Zinsfaktor ( $e = 1 + a/100$ ; $a$ = Inflationsrate)
$G$	= Gewinn (Rückfluß ./ Abschreibung)
$G_D$	= Gewinn der Differenzinvestition
$I_t$	= Investitionsausgaben zum Zeitpunkt oder in der Periode $t$
$IRR$	= Interner Zinssatz (Internal Rate of Return)
$i$	= Kalkulationszinssatz (%)
$i^*$	= Realzinssatz (%)
$K$	= Gesamtkosten je Zeitabschnitt
$K_L$	= Laufende Kosten/Ausgaben je Zeitabschnitt
$K_D$	= Pro Zeitabschnitt durchschnittlich gebundenes Kapital
$KW$	= Kilowatt
$KWh$	= Kilowattstunde
$L$	= Liquidationserlös/Restwert
$L_T$	= Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer
$L_{tr}$	= Liter
$N_t$	= Nettozahlung zum Zeitpunkt oder in der Periode $t$
$n$	= Amortisationszeit
$n_{max}$	= Geforderte Höchstamortisationszeit
$p$	= Marktzinssatz (%)
$q$	= Zinsfaktor ( $q = 1 + i/100$ )

- $q^t$  = Aufzinsungsfaktor (Aufzinsungsfaktoren für Zinssätze  $i$ ) von 1–30% und Jahre  $t$ ) von 1–30 sind in der Tabelle 4, Anhang IV wiedergeben.)
- $q^{-t}$  = Abzinsungsfaktor (Abzinsungsfaktoren für Zinssätze  $i$ ) von 1–30% und Jahre  $t$ ) von 1–30 sind in der Tabelle 1, Anhang IV wiedergeben.)
- $R_t$  = Rückfluß zum Zeitpunkt oder in der Periode  $-t$
- $RE$  (= ROI) = Rentabilität (%)
- $RE_{min}$  = Geforderte Mindestrentabilität (%)
- $RE_D$  = Rentabilität der Differenzinvestition (%)
- $ROI$  (= RE) = Return on Investment (%)
- $REV$  = Rationelle Energieverwendung
- $r$  = Zinsfaktor ( $r = 1 + p/100$ )
- $T$  = Projektnutzungsdauer (= Planungszeitraum);  $T = t$ -Perioden, i. d. R. Jahre; auch: Ende der Nutzungsdauer
- $t$  = Zeitpunkt oder Periode (i. d. R. ein Jahr) während der Projektnutzungsdauer
- $t=0$  = Zeitpunkt oder Periode vor Inbetriebnahme (Projektbeginn)
- $WF(i, t)$  = Wiedergewinnungsfaktor (Wiedergewinnungsfaktoren für Zinssätze  $i$ ) von 1–30% und Jahre  $t$ ) von 1–30 sind in der Tabelle 2, Anhang IV wiedergegeben.)

## Vorbemerkungen

In dem vorliegenden „Leitfaden zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben zur Energieversorgung“ wird der Versuch unternommen, die gebräuchlichsten Methoden der Investitionsrechnung sowie ihre Anwendung in einer Form darzustellen, die es auch dem betriebswirtschaftlich nicht vorgebildeten Praktiker erlaubt, dieses zur Vorbereitung von Investitionsentscheidungen unverzichtbare Instrumentarium zu nutzen.

Daß dieser Leitfaden auf die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben im Energiebereich, speziell auf den Einsatz von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger, zugeschnitten ist, bedeutet keinesfalls, daß er damit als Anleitung zur Wirtschaftlichkeitsberechnung von Investitionsvorhaben aus anderen Bereichen nicht genutzt werden könnte. Die nachfolgend beschriebenen Rechenverfahren sind vielmehr für jede Art von Investitionsvorhaben anwendbar, wobei lediglich eine am Einzelfall orientierte Modifizierung der Datenerhebung und -aufbereitung erforderlich sein mag.

Ausgehend von der Zielsetzung, unabhängig von den wirtschaftswissenschaftlichen Vorkenntnissen praxisorientiertes Wissen über die Notwendigkeit der Investitionsrechnung, ihre Verfahren sowie über ihre Anwendungsbedingungen und Grenzen zu vermitteln, werden im Kapitel A zunächst – auf den Energiebereich bezogen – Überlegungen zu den Problemen der Systemoptimierung nach wirtschaftlichen und technischen Kriterien angestellt.

Danach werden in Kapitel B die Daten beschrieben, die einer Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrundegelegt werden müssen, wobei gleichzeitig konkrete Handlungsweisungen zur Ermittlung und Aufbereitung der benötigten Informationen gegeben werden.

Im Kapitel C werden die theoretischen Grundlagen statischer und dynamischer Verfahren der Investitionsrechnung dargestellt und die Anwendung der verschiedenen Verfahren anhand der im Fallbeispiel (Anhang I) wiedergegebenen Daten beispielhaft erläutert. Dabei wird auch zu zeigen versucht, wie das speziell in Entwicklungsländern bedeutende Inflationsproblem im Rahmen der Investitionsrechnung behandelt werden kann. Die Arbeit schließt ab mit einer Darstellung von Sensitivitätsanalysen, ihrer Notwendigkeit und praktischen Durchführung.

Es erscheint wichtig darauf hinzuweisen, daß dieser Leitfaden mit der Darstellung des Instrumentariums zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Investitionsvorhaben unter betriebswirtschaftlichen Aspekten lediglich einen ersten, wenn auch sehr wichtigen Baustein zu einer umfassenden Bewertung von Investitionsvorhaben, speziell in Entwicklungsländern, liefern kann. Allerdings gehen wir davon aus, daß diese Schritt gleichzeitig auch die begrifflichen und rechen-technischen Grundvoraussetzungen liefert für das Verständnis und die Durchführung weiterer, sehr wichtiger Analysen wie der sozio-ökonomischen Evaluierung von Investitionsvorhaben, aber auch von Liquiditätsanalysen zur rechtzeitigen Lösung absehbarer Finanzierungsprobleme.

Für die kritische Lektüre des Manuskripts und für ihre Verbesserungsvorschläge sind wir Herrn Prof. Dr. G. Eckstein, Fachhochschule Nürnberg und Herrn Prof. Dr. R. H. Schmidt, Universität Göttingen, zu Dank verpflichtet.

Dr. H. Finck  
G. Oelert



# A. Möglichkeiten und Voraussetzungen der Nutzung von erneuerbaren Energieträgern

## I. Erneuerbare vs konventionelle Energieträger

Überproportionale Steigerungsraten der Preise für kommerzielle Energieträger haben in den letzten Jahren zu verstärkten Bemühungen um eine rationelle Verwendung der verfügbaren Energieträger, speziell des teuer gewordenen Öls, geführt.

Damit gleichzeitig wurden auch die Anstrengungen intensiviert, das Energieangebot durch die Nutzung alternativer und regenerativer Energiequellen wie Sonne, Wind, Biomasse, Wasserkraft oder Geothermie nennenswert auszuweiten. Dies insbesondere auch im Hinblick auf die Entwicklungsländer, deren weitere wirtschaftliche Entwicklung einerseits durch die Ölpreiserhöhungen entscheidend beeinträchtigt wird, die aber andererseits auch die günstigsten Voraussetzungen für die Nutzung erneuerbarer Energieträger besitzen und Bereitschaft zeigen, ihr beträchtliches Potential an regenerativen Energieträgern für ihre weitere Entwicklung zu nutzen.

Ob allerdings regenerative Energieträger in einem überschaubaren Zeitraum in einem signifikanten Umfang zur Deckung des wachsenden Energiebedarfs der Entwicklungsländer nutzbar gemacht werden können, wird nicht nur davon abhängen, daß die mit der Einführung und Verbreitung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verbundenen Probleme etwa in den sozialen, kulturellen und institutionellen Bereichen der Entwicklungsgesellschaften gelöst werden können. Von ausschlaggebender Bedeutung wird zweifellos auch sein, daß es gelingt, technische Systeme zur Serienreife zu entwickeln, deren Konstruktionsmerkmale und Ausstattung ein hohes Maß an Betriebssicherheit gewährleisten und die aufgrund ihrer Leistungs- und Kostenkennziffern auch unter wirtschaftlichen Aspekten für einen breitflächigen Einsatz in Entwicklungsländern geeignet sind.

Aber selbst wenn die genannten Kriterien grundsätzlich erfüllt werden können, bleibt die Nutzung der erneuerbaren Energieträger insofern problematisch, als sich die Frage, ob und ggf. welches der angebotenen technischen Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energieträger in einer konkreten Energiebedarfssituation zum Einsatz kommen soll, stets nur im Rückgriff auf die spezifischen Bedingungen am vorgesehenen Einsatzort beantworten läßt. Das Problem, ein regional und lokal sehr unterschiedliches und darüber hinaus im Tages- und Jahresablauf teilweise ganz erheblichen Schwankungen unterworfenes Energieangebot mit einem ebenfalls i. d. R. tageszeitlich und saisonal wechselnden Energiebedarf in Einklang zu bringen, macht die Entwicklung und Prüfung individueller Lösungen erforderlich. Dabei ist allerdings absehbar, daß in zahlreichen Fällen eine Deckung des gesamten Energiebedarfs durch erneuerbare Energieträger schon deswegen nicht möglich sein wird, weil die dadurch notwendig werdende Installation von teuren Energiespeichern wirtschaftlich nicht zu vertreten wäre. Insofern sind erneuerbare Energieträger nur in einem begrenzten Maße dazu geeignet, konventionelle Energieträger vollständig zu ersetzen. Oft wird eine unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten optimale Deckung eines definierten Energiebedarfs nur

durch einen kombinierten Einsatz von erneuerbaren und konventionellen Energieträgern zu erzielen sein.

Angesichts der Bedeutung, die solchen Lösungen beigemessen wird, sollen in dem folgenden Abschnitt einige konkrete Ansätze zu einer kombinierten Nutzung von erneuerbaren und konventionellen Energieträgern dargestellt und kommentiert werden.

Für all diejenigen, die in der Praxis über den Einsatz von Geräten und Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energiequellen oder zur rationalen Energieverwendung (REV) entscheiden müssen, ist aufgrund des vorher gesagten eine Absicherung ihrer Entscheidung durch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der geplanten Investition unverzichtbar. Aus diesem Grunde wird in diesem Werk der Versuch unternommen, in einer möglichst übersichtlichen und verständlichen Form einige gebräuchliche Methoden zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben vorzustellen und ihre Anwendung an Beispielen aus dem Bereich der RE-Technologien<sup>1)</sup> zu erläutern.

Es muß vorab angemerkt werden, daß die hier behandelten Berechnungsmethoden sich auf jene Nutzen und Kosten beschränken, die dem jeweiligen RE-Vorhaben direkt zurechenbar sind. Nicht erfaßt werden können mögliche externe Nutzen wie

- Verbesserungen der physischen Lebensqualität durch ein breiteres Energieangebot
- Verbesserung der lokalen Wirtschaftsstruktur
- Verminderung der Umweltbelastung
- Schaffung von Arbeitsplätzen
- Entlastung der Leistungsbilanz durch Ersatz importierter Energieträger
- Ausbildungseffekte
- Verminderung von Landflucht
- Reduzierung des Holzeinschlages
- Verbesserung der Versorgungssicherheit, etc. oder externe Kosten wie
- Erhöhung der Umweltbelastung
- Vernichtung von Arbeitsplätzen
- Kapitalverknappung und Zinserhöhung, verursacht durch die Umwandlung von Teilen zukünftiger Betriebskosten bei der Nutzung konventioneller Energieträger in unmittelbar anfallende Investitionsausgaben bei der Nutzung von erneuerbaren Energieträgern

- Schaffung einer privilegierten Minderheit, etc.  
Da externe Kosten und Nutzen bei einer breiten Anwendung solcher RE-Technologien allerdings eine erhebliche Bedeutung gewinnen können - ein unter einzelwirtschaftlichen Kriterien unrentables Investitionsvorhaben kann unter Einbeziehung seines sozialen Nutzens nach sozio-ökonomischen Kriterien dennoch außerordentlich wertvoll für die Gesamtwirtschaft sein -, empfiehlt sich eine gesonderte Darstellung solcher externer Effekte und ihre Einbringung in die politische Diskussion eines Landes mit dem Ziel, über Steuervorteile, direkte Subventionen, Importerleichterung u.ä. staatliche Maßnahmen eine Verbesserung der betriebswirtschaftlichen Rentabilität von RE- und REV-Projekten zu erreichen.

<sup>1)</sup> RE-Technologien = Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger (Renewable Energies)



## II. Probleme der technisch-wirtschaftlichen Systemoptimierung<sup>1)</sup>

Unter den regenerativen Energiequellen stehen Sonne, Wind und Biomasse nach dem Stand der Technik unter dem härtesten Konkurrenzdruck, ausgeübt durch konventionelle Systeme, sofern konventionelle Energieträger, wenngleich zu hohen Preisen, verfügbar sind. Dies wird i. d. R. durch die vergleichsweise geringen Energiedichten der regenerativen Energiequellen bewirkt, die den Einsatz material-intensiver Systeme zur Konzentration von Energieströmen erfordern. Am Beispiel der Solarenergie wird dies bei Betrachtung der (auch für relativ kleine Leistungen) großen Absorberflächen deutlich; beim Beispiel der Vergasung/Verstromung forstwirtschaftlicher Abfälle ergibt sich zwar im Vergaseraggregat ein Energiestrom hoher Dichte, aber das vorgeschaltete Sammeln der Biomasse aus einem definierten Einzugsgebiet stellt hier einen aufwendigen Konzentrationsprozess dar. Hieraus läßt sich die triviale Optimierungsüberlegung ableiten, daß derartige Aggregate zunächst vorzugsweise dort betrieben werden sollten, wo angemessene Mengen Biomasseabfall ohnehin bereits gesammelt wurden, z. B. bei Sägewerken.

Wie in Abschnitt I angedeutet, ist jedoch eine sorgfältige Optimierung sehr viel komplexer, wenn die technischen und wirtschaftlichen Eigenarten von Systemkomponenten im Hinblick auf ein konkurrenzfähiges Gesamtsystem betrachtet werden.

Wollte man beispielsweise an einem isolierten Standort mit zeitweise hohen und dabei relativ gleichförmigen Windgeschwindigkeiten, andererseits aber ausgeprägten Flautezeiten eine Windkraftanlage zur Stromerzeugung betreiben, so könnte u. a., bei erforderlicher kontinuierlicher Stromlieferung, bedacht werden,

- a) entweder dem System eine Batteriekomponente beizufügen,
- b) oder als Back-up ein Dieselaggregat vorzusehen,
- c) oder, je nach Wirtschaftlichkeit der betrachteten Alternativen, das Konzept „Windkraftanlage“ ganz fallen zu lassen und eine konventionelle Elektrifizierung vorzusehen.

Im Rahmen der grundsätzlichen Auswahl einer Optimallösung sind als „Subroutines“ Auslegungs- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen, die an dieser Stelle nicht im Detail erläutert werden können; ferner spielen selbstverständlich noch eine Reihe weiterer technischer und auch nicht-technischer Kriterien eine Rolle, die auch von übergeordneter Bedeutung sein können (Inselnetzlastverhalten, technische Betreuung, Kultur, Umweltschutz, Akzeptanz usw.). So bestünde eine der „Subroutines“ bei der Alternative „a“ aus der Abstimmung der Rotor- und Generatorauslegung mit der Speicherauslegung (Batterien) mit dem Ziel, die Anschaffungskosten der spezifisch teuersten Komponente zu minimieren, denn schließlich muß die Windkraftanlage im Vergleich zur Stromabnahme überdimensioniert sein, um in einem Zeitraum, der kleiner als der der Stromabnahme ist, die dafür vorzusehende elektrische Arbeit zu erbringen.

Des weiteren wäre festzustellen, ob die Wirtschaftlichkeit des kombinierten Systems (Alternative „b“) der des Speichersystems (Alternative „a“) überlegen ist, denn schließlich entfällt hier die Überdimensionierung der Windkraftanlage und im Vergleich zu einer Batteriekomponente eines kleinen Inselnetzes erscheint ein

<sup>1)</sup> Die Systemgrenzen seien bei diesen Betrachtungen direkt um die Energieumwandlungs- und -verteilungssysteme gelegt.

kleines Dieselaggregat von den Anschaffungskosten her betrachtet attraktiv. Zwar erfordert diese Lösung die Bereitstellung von Treib- und Schmierstoffen, doch bietet sie ein hohes Maß an technischer Flexibilität und nach dem Stand der Technik auch eine höhere Zuverlässigkeit. Sie muß natürlich auch im Licht der Versorgungssicherheit (Treibstoff) gesehen werden und unter der Annahme von Treibstoffverteuerungen sorgfältig geprüft werden (z. B. Gesamtkosten über Lebensdauer), so daß am Ende je nach Randbedingungen doch das autarke Speichersystem (Alternative „a“) als Optimallösung erscheinen kann.

Diese Art von Überlegungen läßt sich an einem weiteren Beispiel vertiefen: Gewünscht sei die Versorgung einer kleinindustriellen Trocknungsanlage mit Prozeßwärme von ca. 100 °C über 8 h/d. Der Standort verfüge über ein hohes Potential an direkter Solarstrahlung; die Umgebungstemperaturen seien ganzjährig hoch. Es kann also erwogen werden, konzentrierende Kollektoren einzusetzen, wobei die Prozeßwärme über einen Wärmeträgerkreislauf an die Trocknungsanlage abgeführt wird. Für das morgendliche Anfahren der Trocknungsanlage und kurzzeitige Schwankungen im Solarstrahlungsdargebot wird ein Wärmespeicher vorgesehen. Unter Berücksichtigung von Wärmeaustauscher-Grädigkeiten und Wärmeverlusten sei die Auslegungstemperatur des Speichers ca. 110 °C.

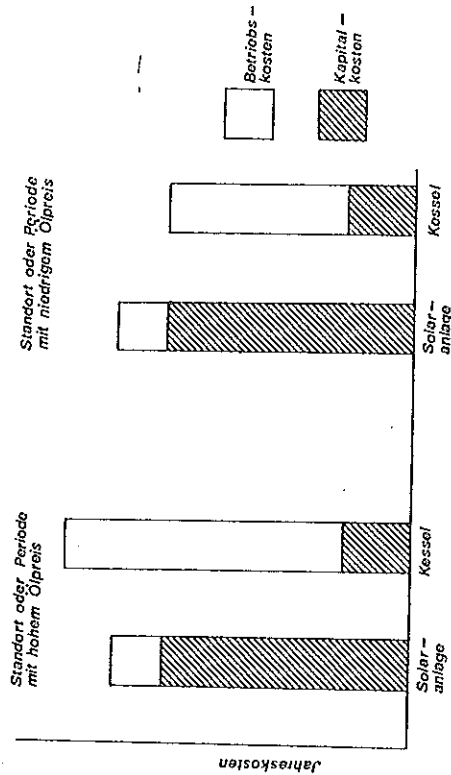
Man nehme nun an, daß am Standort dieser Anlage keine wesentlichen Versorgungsprobleme herrschen und daß durch detaillierte Berechnungen das System in sich optimiert wurde (Auswahl des wirtschaftlichsten Kollektors in Abstimmung mit der Speicherauslegung und den Forderungen von Seiten des Trocknungsbetriebes).

Auf dieser Basis kann dann die Wirtschaftlichkeit des Systems mit der eines konventionellen Niederdruck-Dampfkessels verglichen werden.

Hierbei erscheint die Solaranlage teuer, komplex, groß, material-aufwendig, nicht so betriebssicher und bereitet Probleme hinsichtlich der Einschätzung ihrer technischen Lebensdauer. Demgegenüber repräsentiert der konventionelle Kessel geringe Anschaffungskosten, hohe Zuverlässigkeit und gute Vorhersagbarkeit ihrer laufenden Kosten.

Nach detaillierter Berechnung von z. B. Jahreskosten beider Systeme können sich folgende Verhältnisse ergeben (Bild 1):

Bild 1: Gesamtkosten (Beispiele)



Es wird an dieser Stelle der Einfachheit halber nicht auf all die Randbedingungen hingewiesen, die eigentlich immer gleichzeitig mit der Darstellung von Betriebs- und Kapitalkosten quantitativ genannt werden müssen. Dies wird in den nachfolgenden Abschnitten geschehen.

Die einfache Darstellung nach Bild 1 und die vorstehenden Erläuterungen deuten jedoch an, daß die Systemoptimierung iterativ und z. T. simultan auf mehreren Ebenen abläuft:

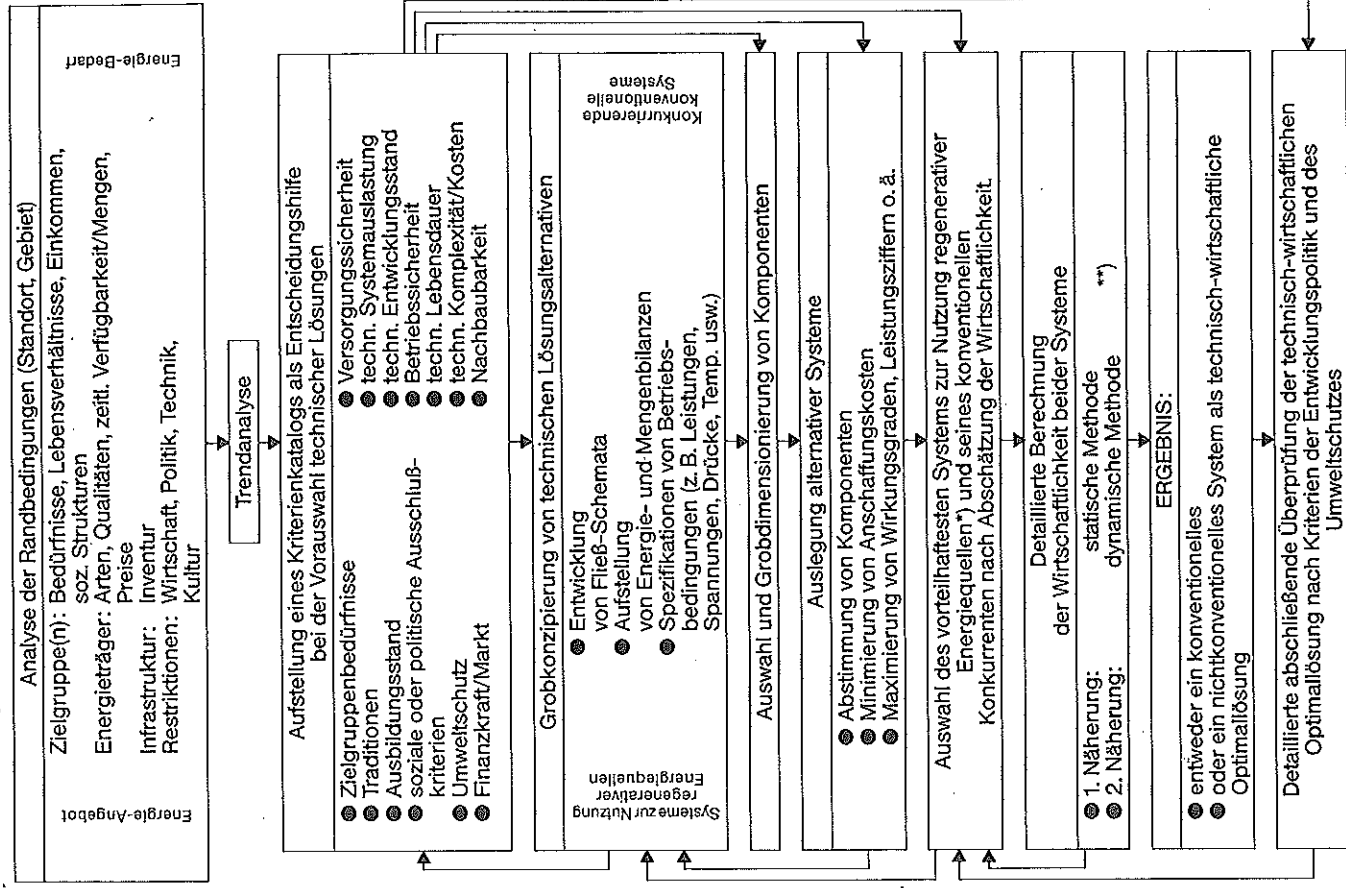
- Ebene 1: Auswahl von Komponentenbauarten und Dimensionierung von Komponenten
- Ebene 2: Zusammenstellung von Systemen (technische Optimierung)
- Ebene 3: Technisch/wirtschaftlicher Vergleich von alternativen Lösungen (wirtschaftliche Optimierung)
- Ebene 4: Überprüfung ausgewählter Lösungen nach entwicklungspolitischen Kriterien.

Die quantitative Bestimmung der Wirtschaftlichkeit kann dabei von ihrem Berechnungsaufwand her der jeweiligen Ebene angepaßt werden, d. h. auf Ebene 1 werden häufig einfache Abschätzungen zur Entscheidungsfindung hinreichen, während auf Ebene 3, die in den nachfolgenden Abschnitten dargestellten Methoden zur Erzielung erhärteter Ergebnisse angewendet werden sollten.

Gleichmaßen gilt für die Anwendung von Kriterien der Entwicklungspolitik und Umweltverträglichkeit, daß sie zwar voll in die Zwischenentscheidungen (Ebene 1-3) einfließen, aber erst nach klarer Darstellung eines möglichen Systems und seiner Alternativen auf Ebene 4 operational und ausgewogen angewendet werden können.

Der denkbare Ablauf der technisch-wirtschaftlichen Optimierung von Systemen zur Nutzung regenerativer Energiequellen in Entwicklungsländern läßt sich nach Bild 2 verdeutlichen:

Bild 2: Vorschlag zum Ablauf einer technisch-wirtschaftlichen Systemoptimierung



\*1) nichtkonventionelles System \*\*\*) siehe nachfolgende Abschnitte

## B. Datenermittlung und -aufbereitung

Unverzichtbare Voraussetzung für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben ist die möglichst vollständige Erfassung aller Ausgaben und Einnahmen (Einnahmen gleichzusetzen sind vermiedene Ausgaben), die im Zusammenhang mit der geplanten Investition entstehen.

Die mit einem bestimmten technischen System zur Nutzung regenerativer Energieträger oder zur rationellen Verwendung konventioneller Energieträger bzw. möglicher Alternativlösungen, verbundenen Ausgaben und Einnahmen lassen sich jedoch – wie vorher gezeigt werden sollte – nur dann hinreichend genau bestimmen, wenn die sie im konkreten Anwendungsfall determinierenden Faktoren,

die von Ort zu Ort u. U. erheblich variieren können, bekannt sind.

Um eine vollständige und genaue Erfassung der hier relevanten Daten im Einzelfall zu erleichtern, wurde ein Orientierungsrahmen (Tab. 1) entwickelt, der auf den Datenbedarf der verschiedenen, weiter unten dargestellten Verfahren zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit der infragekommenden Geräte und Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren und zur rationelleren Verwendung der konventionellen Energieträger zugeschnitten ist. Da nicht für jedes Berechnungsverfahren alle der in Tab. 1 genannten Daten benötigt werden, empfiehlt es sich, bereits vor der Datenerfassung den Datenbedarf der anzuwendenden Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu überprüfen.

Tabelle 1: Projekt-„(Bezeichnung)“, (Land), (Datum) – Datenübersicht – (in Währungseinheit)

Nr. / Position	Periode										
	Jahr	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.1	Kalkulationszinssatz	19..	19..	19..	19..	19..	19..	19..	19..	19..	19..
0.2	Allg. Inflationsrate										
0.3	Inflationsrate Energie										
0.4	Nutzungsdauer der Anlage										
1.1	Investitionsausgaben (Summe Tab. 2)										
1.2	Restwert der Anlage (nach Nutzungsjahren)										
2.1	Personalkosten										
2.2	Wartungs- und Instandhaltungskosten										
2.3	Energieträger-/bereitstellungskosten										
2.4	Hilfsstoffe										
2.5	Verwaltungskosten (ohne Personal)										
3.1	Gewinnunabhängige Steuern und Abgaben										
3.2	Sonstige Ausgaben										
3.3	Summe der i.d. Ausgaben (2.1 – 3.2)										
4.1	Delivered Energie (Einheiten)										
	x Abgabepreis/Einheit = Einnahmen aus Energieabgabe										
	Ersetzte Energie (Einheiten)										
	x Bezugspreis/Einheit = Einsparung von Energiekosten										
	Energiegebundene Produktion (Einheiten) (z.B. Trinkwasser-m <sup>3</sup> )										
	x Preis/Einheit = Betriebseinnahmen										
4.2	Andere Einnahmen										
4.3	Subventionen										
4.4	Summe d. i.d. Einnahmen (4.1 – 4.3)										
5.1	Rückflüsse (4.4 ./ 3.3)										
5.2	Abschreibungen										
5.3	Gewinn (5.1 ./ 5.2)										

## 0.1 Kalkulationszinssatz

Bei einigen Verfahren der Investitionsrechnung ist es zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit einer Investition erforderlich, einen Zinssatz festzulegen, mit dem Ausgaben- und Einnahmenströme auf einen bestimmten Bezugszeitpunkt auf- oder abdiskontiert bzw. mit dem die während der Projektlaufzeit anfallenden kalkulatorischen Zinsen für das durchschnittlich gebundene Kapital berechnet werden.

Ohne hier auf die in der Fachliteratur zu den Problemen der Bestimmung des Kalkulationszinssatzes ausgiebig geführte Diskussion eingehen zu können, halten wir es für empfehlenswert, bei einer **Fremdfinanzierung** der Investitionsausgaben den Zinssatz als Kalkulationszinssatz anzusetzen, der dem Anwender entsprechend der Laufzeit seines Kredites unter Berücksichtigung sonstiger bereits bestehender oder geplanter Bankverbindlichkeiten als effektiver Solzinssatz voraussichtlich berechnet würde. Bei einer **Eigenfinanzierung** der Investitionsausgaben sollte als Kalkulationszinssatz der Zinssatz verwendet werden, der dem Investor im normalen Geschäftsverkehr für Kapitalanlagen entsprechender Höhe, Laufzeit und Risiko Gehalt vergütet würde.

Bei einer Finanzierung mit Fremd- und Eigenkapital kann ein entsprechend gewichteter Mittelzins als Kalkulationszinssatz unterstellt werden.<sup>1)</sup>

## 0.2 Allgemeine Inflationsrate/Realzinssatz

Angesichts der teilweise erheblichen Unsicherheit hinsichtlich der Höhe zukünftiger projektabhängiger Einzahlungen und Auszahlungen – diese Unsicherheit wächst mit der Lebensdauer der Investitionsvorhaben – wird bei der Mehrzahl der Wirtschaftlichkeitsberechnungen unterstellt, daß die Preise von heute auch in der Zukunft gelten, also konstant bleiben. Sofern keine technisch oder marktbedingten Änderungen im Mengengerüst erwartet werden (z. B. durch Absatzsteigerungen), erlaubt diese Annahme die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung auf der Basis konstanter jährlicher Rückflüsse.

Während die Annahme konstanter Preise in Ländern mit hoher Geldwertstabilität im wesentlichen akzeptiert werden kann, sind für Entwicklungsländer mit Inflationsraten von bis zu 30% oder mehr jedoch starke Zweifel an der Richtigkeit der auf dieser Grundlage errechneten Ergebnisse angebracht, wenn, wie oben beschrieben, der Marktzinssatz für Fremd- oder Eigenkapital als Kalkulationszinssatz angewandt wird. Marktzinsen sind im Normalfall so bemessen, daß sie nicht nur ein Entgelt für die Kapitalüberlassung (in vielen Fällen mit einem Risikoaufschlag versehen), sondern auch eine Kompensation für den zwischenzeitlich eintretenden Kaufkraftverlust durch Inflation beinhalten.

Zur Lösung des hier skizzierten Problems bieten sich verschiedene Möglichkeiten an:

- als Kalkulationszinssatz ( $i^*$ ) wird der Realzinssatz ( $i^*$ ), also der um die Inflationsrate bereinigte Marktzinssatz zum Ansatz gebracht, wobei für Einnahmen und Ausgaben konstante Preise unterstellt werden (dies geschieht in den Abschnitten C.I und C.II dieser Arbeit);

<sup>1)</sup> Zur Berücksichtigung des Inflationsproblems bei der Ermittlung des Kalkulationszinssatzes siehe auch die Erläuterungen zu Pos. 0.2 und 0.3.

- als Kalkulationszinssatz ( $i$ ) wird der Marktzinssatz ( $p$ ) zum Ansatz gebracht, jedoch werden die jährlichen Einnahmen und Ausgaben – wie in Abschnitt C.III gezeigt werden soll – in der Berechnung um die jeweils erwartete Inflationsrate erhöht.

Bei beiden Ansätzen ist demnach eine Abschätzung der für den Planungszeitraum zu erwartenden jährlichen Preissteigerungsrate erforderlich. Sofern dem nicht zwingende Gründe, wie etwa absehbare nachhaltige Veränderungen im politisch-wirtschaftlichen Umfeld entgegenstehen, kann die zukünftige Inflationsrate durch Hochrechnung der in der Vergangenheit ausgewiesenen Werte geschätzt werden.

Es kann vorweggenommen werden, daß beide Ansätze zu demselben Ergebnis führen, wenn unterstellt werden kann, daß sich alle Ausgaben- und Einnahmepositionen im Zeitablauf mit **derselben** Steigerungsrate verändern werden, so daß sich der unter a) genannte Ansatz in solchen Fällen als der einfachere empfiehlt, wobei der Realzinssatz wie folgt berechnet werden kann:

$$q = \frac{r}{e}$$

$$\text{wobei: } q = 1 + \frac{i^*}{100}$$

$$i^* = \text{Realzinssatz}$$

$$r = 1 + \frac{p}{100}$$

$$p = \text{Marktzinssatz}$$

$$e = 1 + \frac{a}{100}$$

$$a = \text{Inflationsrate}$$

$$\text{Daraus folgt: } i^* = \frac{100+p}{100+a} \cdot 100 - 100$$

Beträgt beispielsweise der Marktzinssatz 32% und die Inflationsrate 22%, errechnet sich ein Realzinssatz ( $i^*$ ) von

$$i^* = \frac{100+32}{100+22} \cdot 100 - 100 = 8,2\%$$

## 0.3 Inflationsrate Energie

Da nicht in jedem Fall zu erwarten ist, daß sich alle Ausgaben oder Einnahmen im Rhythmus der allgemeinen Inflationsrate verändern werden, kann es erforderlich werden für einzelne, besonders wichtige Einnahmen- oder Ausgabenpositionen die zu erwartende Preissteigerungsrate gesondert auszuweisen und in die Berechnung einzubringen. Dies gilt nach den in der letzten Dekade gemachten Erfah-

rungen, insbesondere für die Entwicklung der Preise konventioneller Energieträger, die voraussichtlich auch in Zukunft signifikant von der allgemeinen Preisentwicklung abweichen wird. Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit stark energieabhängiger Investitionsvorhaben ist es daher üblich geworden, die Energiepreisentwicklung gesondert zu berücksichtigen (siehe hierzu Abschnitt C.III). Da jedoch in den verschiedenen Ländern bzw. Einsatzorten, unterschiedliche Preisentwicklungen für die verschiedenen Energieträger wahrscheinlich sind, wird es in vielen Fällen ratsam sein, die Projektion zukünftiger Einnahmen nicht auf der Grundlage eines gemeinsamen Preisindex für alle Energieträger durchzuführen, sondern vielmehr auf der Basis der Preisentwicklung derjenigen Energieträger, zu denen im gegebenen Einzelfall eine enge Substitutionsbeziehung besteht. Eine solche Beziehung ist immer dann gegeben, wenn ein bestimmter konventioneller Energieträger, z. B. Dieselöl, durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger ganz oder teilweise ersetzt werden soll. Hier würde man sinnvollerweise die Berechnung allein auf die für den zu ersetzenden Energieträger zu erwartende Preisentwicklung abstellen.

#### 0.4 Nutzungsdauer der Anlage

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Investitionsobjektes ist die mögliche Nutzungsdauer der technischen Systeme, Gebäude, Einrichtungen und sonstigen Anlagen ein außerordentlich wichtiger Parameter. Kann eine Anlage mit einem Anschaffungswert von z. B. 10 000,— DM 10 Jahre lang genutzt werden, tritt bei linearer Abschreibung in jedem Jahr ein Wertverehr von 1 000,— DM ein. Beträgt die maximale Nutzungsdauer (= Lebensdauer) dieser Anlage jedoch nur 5 Jahre, liegt die jährliche Abschreibung mit 2 000,— DM doppelt so hoch und erfordert entsprechend höhere Einnahmen zur Erreichung der Rentabilitätsschwelle. Diese Überlegung impliziert die Notwendigkeit einer sehr sorgfältigen Prüfung des einzusetzenden technischen Systems im Hinblick auf seine voraussichtliche Lebensdauer. Während bei herkömmlichen Anlagen hierzu recht verlässliche Erfahrungswerte vorliegen, ist bei der Einschätzung der Lebensdauer von Anlagen und Geräten zur Nutzung erneuerbarer Energieträger sowie bei Anlagen zur rationalen Verwendung konventioneller Energieträger zu berücksichtigen, daß für viele der angebotenen technischen Systeme solche Erfahrungen erst noch gemacht werden müssen und daß diesbezügliche Herstellerangaben keine absolut sichere Kalkulationsgrundlage darstellen. Es sollte daher im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse auch geprüft werden, wie es um die Wirtschaftlichkeit der Investition bei alternativen Annahmen hinsichtlich der Lebensdauer bestellt ist.

#### 1.1 Investitionskosten

Für alle Verfahren zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von RE- und REV-Vorhaben ist das Volumen der notwendigen Investitionen ein ganz wesentlicher Parameter, so daß der Erfassung und Quantifizierung aller Kostenkomponenten besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden muß. Die Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Kostengruppen, aus denen sich die gesamten Investitionskosten summieren. Da diese Übersicht so

konzipiert wurde, daß sie auch für sehr verschiedenartige technische Systeme als Arbeitsgrundlage zur Wirtschaftlichkeitsbeurteilung geeignet ist, muß im Rahmen der Projektprüfungen festgestellt werden, welche Kostenkomponenten jeweils von Belang sind.

Zu beachten ist weiterhin, daß die einzelnen Investitionskosten auch hinsichtlich ihres zeitlichen Anfalls aufgeschlüsselt werden müssen. Die Tabelle ist daher so aufgebaut, daß eine so klare zeitliche Zuordnung der Investitionsausgaben sowie der ggf. während der Nutzungsdauer erforderlichen Zusatz- und Ersatzinvestitionen möglich ist, wie es für eine korrekte Wirtschaftlichkeitsberechnung gefordert wird.

#### 1.2 Restwert der Anlage/Liquidationserlös

Eine genaue Berechnung der Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens erfordert immer auch die Berücksichtigung des Restwertes der Anlage(-teile) nach Ablauf einer bestimmten Nutzungsdauer.

Sofern davon ausgegangen werden kann, daß während der Zeit, in der die Anlage technisch nutzbar ist, ein gleichmäßiger (oder linearer) Wertverzehr stattfindet, errechnet sich der Restwert einer Anlage nach der Formel

$$\text{Restwert} = \frac{\text{Investitionsausgaben (in Währungseinheiten)}}{\text{Technische Lebensdauer (in Jahren)}} \times \text{Restnutzungsdauer (in Jahren)}$$

Demnach ist der Restwert gleich null, wenn Nutzungsdauer und technische Lebensdauer einer Anlage gleich sind, da in diesem Fall die Restnutzungsdauer den Wert Null annimmt (Lebensdauer  $\cdot$  Nutzungsdauer = Restnutzungsdauer). In solchen Fällen wird, wenn es sich um maschinelle Anlagen handelt, zumeist davon ausgegangen, daß ein eventuell verbleibender Schrottwert der Anlage gerade die Abbaukosten deckt.

Ist die Nutzungsdauer einer Anlage kürzer als die technische Lebensdauer der Gesamtanlage oder einzelner Anlagenkomponenten, muß berücksichtigt werden, daß der nach obiger Formel berechnete Restwert in vielen Fällen nur als grober Richtwert interpretiert werden kann. Den Restwert einer nicht mehr selbst genutzten Anlage oder Teilen davon sollte ihr Besitzer dann vielmehr aus den Möglichkeiten ihrer alternativen Verwendung ableiten. Kann davon ausgegangen werden, daß die Anlage oder Anlagenteile, verkauft werden können, wird üblicherweise der Restwert zum Ansatz gebracht. Erscheint ein späterer Verkauf oder eine sonstige Weiternutzung von Anlagenteilen jedoch als unwahrscheinlich, wäre konsequenterweise ein Restwert von Null anzusetzen.

Problematisch ist die Bewertung des Restwertes speziell auch dann, wenn ein Investitionsvorhaben bauliche Maßnahmen umfaßt, deren Lebensdauer i. d. R. sehr viel länger sind als die Lebensdauer maschineller Anlagen. In solchen Fällen kann aus Grunderwerb, Erschließung oder der Errichtung von Bauwerken ein u. U. sehr hoher Restwert resultieren, wenn von einer verkehrsgünstigen Lage und vielseitig-

Tabelle 2: Investitionskostenübersicht (Projektbezeichnung, Ort, Land) (Währungseinheit)

Periode	Position	Jahr	Planung	Grunderwerb	Erdarbeiten	Bauliche Anlagen	Anschluß an Wasser-, Strom-, Gas-, Abwasser- und Verkehrsnetze	Maschinelle Anlagen (Ex-Fabrik)	- Hauptaggregat	- Zusatzaggregat A	- Zusatzaggregat B (usw.)	- Werkstattausüstung	Transport bis Ladehafen <sup>1)</sup>	Transport Ladehafen/Fabrik bis Standort <sup>1)</sup>	Montage und Inbetriebnahme	Zölle, Steuern, Abgaben, Gebühren	Sonstige	Summe Investitionskosten	
10		19..																	
9		19..																	
8		19..																	
7		19..																	
6		19..																	
5		19..																	
4		19..																	
3		19..																	
2		19..																	
1		19..																	
0		19..																	

<sup>1)</sup> einschl. Versicherung

gen Weiterwendungsmöglichkeiten ausgegangen werden kann. Andererseits kann es aber auch durchaus möglich sein, daß die baulichen Maßnahmen nur eine einzige Verwendung zulassen, so daß ein Restwert nur dann verbleibt, wenn nach dem Ablauf der Lebensdauer von maschinellen Anlagen Anschlußinvestitionen geplant sind, die eine gleichartige Weiterverwendung von Grundstücken und baulichen Anlagen ermöglichen.

### 2.1 Personalkosten

Da die Kosten für Betriebs- und Verwaltungspersonal einen u. U. ganz erheblichen Teil der gesamten laufenden Kosten eines Investitionsvorhabens repräsentieren, empfiehlt sich zunächst eine sehr genaue Erfassung des benötigten Personals nach Zahl, Qualifikation und Einsatzzeiten.

Die Erhebung von Informationen bezüglich der marktüblichen, landes- oder regionalspezifischen Lohn- und Gehaltsätze bereitet i. d. R. keine Probleme. Allerdings kann sich die Bewertung von Personalnebenkosten wie Sozialversicherungsbeiträgen und sonstigen üblichen oder gesetzlich vorgeschriebenen Sozialleistungen (Urlaubsgeld, Gratifikationen oder bestimmten Anlässen, Abschlußzahlungen bei Beendigung des Arbeitsverhältnisses, u. ä.) als sehr schwierig erweisen. In solchen Fällen ist es sicher empfehlenswerter, die Nebenkosten als Prozentsatz der vereinbarten Lohn- oder Gehaltszahlung zu ermitteln. Entsprechende Angaben sind bei Unternehmen des jeweiligen Landes und bei einschlägigen Institutionen (z. B. Handelskammern) verfügbar.

Speziell bei arbeitsintensiven Investitionsvorhaben mit langer Nutzungsdauer sollte bei der Abschätzung der Personalkostenentwicklung in den Folgejahren sehr genau geprüft werden, ob eine Hochrechnung dieser Kosten auf der Basis der erwarteten allgemeinen Inflationsrate erfolgen kann. Sofern ein Vergleich der letztjährigen Lohn- und Gehaltssteigerungen mit den allgemeinen Preissteigerungen eine signifikante Abweichung ausweist (Beobachtungszeitraum: wenigstens 3 Jahre), müßte die Personalkostenentwicklung mit einem entsprechenden Aufschlag oder Abschlag auf die allgemeine Inflationsrate kalkuliert werden.

In vielen Fällen wird für den Betrieb und die Wartung von RE-Anlagen Personaleinsatz erforderlich sein, der in die Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht eingeht, da keine spezifischen Auszahlungen erfolgen, wie es z. B. bei der Erbringung von Eigenleistungen des Anwenders oder beim Einsatz ansonsten unterbeschäftigter Arbeitskräfte der Fall ist. Einem Kleinbauern beispielsweise, der seine Biogasanlage selbst betreibt, entstehen zwar keine ausgabenwirksamen Personalkosten, möglicherweise aber Einnahmeausfälle durch eine dadurch bedingte Vernachlässigung seiner Felder.

Sofern solche Opportunitätskosten einen signifikanten Umfang annehmen, sollten sie mit einem angemessenen Betrag in der Wirtschaftlichkeitsberechnung Berücksichtigung finden.

### 2.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten

Eine Abschätzung der mit der Wartung und Instandhaltung von Anlagen verbundenen Ausgaben ist naturgemäß sehr schwierig, da der Reparaturbedarf einer mon-

tierten Anlage nicht vorhersehbar ist. Aufgrund ihrer entsprechenden Erfahrungswerten mit gleichen oder ähnlichen Anlagen geben allerdings die Anlagenhersteller einen i. d. R. in Prozent der Investitionskosten ausgedrückten Orientierungswert für die zu erwartenden Wartungs- und Instandhaltungskosten. Speziell bei RE-Anlagen muß hierbei jedoch berücksichtigt werden, daß solche Herstellerangaben angesichts der noch recht dürftigen Erfahrung im Langzeitbetrieb u. U. sehr optimistisch sein können, so daß eher eine Korrektur nach oben als nach unten vorgenommen werden sollte.

Zu prüfen wäre hier auch, ob und inwieweit Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten von eigenem Betriebspersonal bzw. vom Anwender selbst, durchgeführt werden können. Diese Ausgabenposition könnte dann u. U. bis auf Material- und Ersatzteilkosten reduziert werden.

### 2.3 Energieträger-/bereitstellungskosten

Während man bei der Nutzung von Sonnen-, Wind- und Wasserenergie sowie der Geothermie davon ausgehen darf, daß der zu nutzende Energieträger nach der Installation der notwendigen Anlagen an einem entsprechend ausgewählten Standort direkt in der erforderlichen Quantität und Qualität kostenfrei zur Verfügung steht, muß dagegen bei einer Nutzung von Biomasse oder konventionellen Energieträgern beachtet werden, daß für Beschaffung, Transport, Aufbereitung und Lagerung des jeweiligen Energieträgers, die Beschickung der Anlagen sowie für den Austrag und Abtransport von Reststoffen Kosten entstehen, deren Berücksichtigung in der Wirtschaftlichkeitsberechnung unumgänglich ist.

Bei der Erfassung dieser Kosten muß ggf. bedacht werden, ob bislang kostenfrei zur Verfügung stehende Biomassen wie Abfallholz oder sonstige organische Abfälle durch die Möglichkeit ihrer wirtschaftlichen Nutzung nun einen Marktwert erhalten können und bezahlt werden müssen. Zudem muß geprüft werden, ob kostenlose Biomassen nicht auch alternativen Nutzungszwecken, wie beispielsweise der Viehfütterung, zugeführt werden könnten, so daß hier u. U. eine Berücksichtigung von Opportunitätskosten erforderlich wird.

### 2.4 Hilfsstoffe

Ogleich damit Ausgaben geringerer Bedeutung verbunden sind, sollte auch der zu erwartende Verbrauch an Hilfsstoffen wie Fett, Öl, Wasser (Biogasanlagen), Holzkohle (Pyrolyseanlagen) etc. der jeweils zu verwendenden Anlage genau geprüft und bewertet werden.

### 2.5 Verwaltungskosten (ohne Personalkosten)

Während bei kleineren Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen Verwaltungskosten nicht entstehen bzw. vernachlässigbar gering sind, können Anlagen zur Energieversorgung von größeren Dorfgemeinschaften sowie von kleinen und mittelgroßen Städten durchaus auch laufende Verwaltungskosten verursachen, die in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung berücksichtigt werden müssen. Es ist

daher bei Vorhaben dieser Größenordnung zu prüfen, ob und ggf. in welcher Höhe Ausgaben für Büromiete, Telefon, Büromaterial u. ä. zu erwarten sind.

### 3.1 Steuern und Abgaben

Die Kostenposition Steuern und Abgaben kommt sicher ebenfalls nur für größere und auf die Erzielung von Gewinn ausgerichtete Investitionsvorhaben in Betracht, also etwa beim Aufbau kleinerer Energieversorgungsunternehmen. Hier müßten im Einzelfall konkrete Informationen über geltende Steuergesetze und Abgabenverordnungen eingeholt werden, um die zu erwartende Kostenbelastung zu berechnen.

### 3.2 Sonstige Ausgaben

In dieser Kostenposition sollten jene technologie- oder länderspezifischen Kosten erfaßt werden, die sich ihrer Art nach nicht in die vorausgehend beschriebenen Ausgabenrubriken einordnen lassen.

### 3.3 Summe der laufenden Ausgaben

Aus der Addition der Positionen 2.1–3.2 ergibt sich die Summe der laufenden betriebsgebundenen Ausgaben.

### 4.1 Einnahmen aus dem Investitionsvorhaben

Je nach Zweck des energiegebundenen Investitionsvorhabens ergeben sich daraus Einnahmen

- a) aus der Abgabe von Energie an Dritte,
- b) aus der Einsparung kommerzieller Energieträger (ersparte Ausgaben = Einnahmen) und/oder
- c) aus der Vermarktung oder Eigennutzung von Gütern, deren Produktion durch den Einsatz von Energie erhöht oder überhaupt erst ermöglicht wird (z. B. Mehreinnahmen aus einer unter Nutzung von Windenergie durch künstliche Bewässerung erzielten Steigerung landwirtschaftlicher Produktion).

Während die unter b) genannten Einnahmen (= ersparte Ausgaben) anhand der Leistungswerte einer zu installierenden Anlage einerseits und dem bisherigen Bedarf an kommerziellen Energieträgern andererseits i. d. R. recht einfach zu ermitteln sind, kann die Abschätzung der nach a) und c) möglichen Einnahmen außerordentlich problematisch werden. So wird es beim Aufbau eines Inselnetzes zur Elektrizitätsversorgung eines Ortes wohl kaum möglich sein, exakt anzugeben, wieviele Kilowattstunden pro Jahr zu einem bestimmten Preis in den folgenden Jahren absetzbar sein werden. Angesichts der großen Bedeutung der zukünftigen Einnahmen aus einem Investitionsvorhaben für dessen Wirtschaftlichkeit sollte jedoch – insbesondere bei kapitalintensiven Vorhaben – durch die jeweils geeigneten Methoden versucht werden, zu möglichst realistischen Annahmen hinsicht-

lich der Einnahmementwicklung zu gelangen. Darüber hinaus erscheint es dringend geboten, im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse zu prüfen, in welchem Maße sich Abweichungen der Jahreseinnahmen von den aufgrund von Marktstudien und sonstigen Untersuchungen erwarteten Werten auf die Wirtschaftlichkeit des geplanten Vorhabens auswirken können.

In der Position 4.1 des Datenblattes sind für die o. g. drei Möglichkeiten von Einnahmen aus einem energiegebundenen Investitionsvorhaben die jeweils erforderlichen Zeilen vorgesehene.

#### **4.2 Andere Einnahmen**

In dieser Position können jene technologie- oder landesspezifisch möglichen Einnahmen erfaßt werden, die ihrer Art nach im Hinblick auf den Investitionszweck: Energieerzeugung/-einsparung weder direkt leistungsbezogen noch Subventionen sind, wie beispielsweise Einnahmen aus dem Verkauf von Faulmasse aus Biogasanlagen für Düngezwecke.

#### **4.3 Subventionen**

Angesichts der prekären Außenhandelsituation der Mehrzahl der Entwicklungsländer ist es durchaus denkbar, daß Investitionen mit dem Ziel der ländlichen Energieversorgung durch Nutzung erneuerbarer Energieträger bzw. der Einsparung konventioneller Energieträger seitens des jeweiligen Staates Subventionen erhalten oder erhalten werden. Derartige Einnahmen sollten in dieser Position erfaßt werden, um sie von leistungsbezogenen Einnahmen abzugrenzen.

#### **4.4 Summe der laufenden Einnahmen**

Aus der Addition der Positionen 4.1–4.3 ergibt sich die Summe der jährlichen laufenden Einnahmen aus dem Investitionsvorhaben in den einzelnen Betriebsjahren.

#### **5.1 Rückflüsse**

Die jährlichen Rückflüsse aus dem Investitionsvorhaben errechnen sich als Saldo der Position 4.1 „Laufende Einnahmen“ und 3.3 „Laufende Ausgaben“.

#### **5.2 Abschreibungen**

Abschreibungen sind als periodische Wertminderungen der in einem Projekt eingesetzten Vermögensteile zu verstehen. Da sie in den einzelnen Perioden der Investitionsgüternutzung nicht mit Ausgaben verbunden sind – die Ausgaben für die Anschaffung der Investitionsgüter erfolgen bereits vor Beginn ihrer Nutzung – beeinflussen die Abschreibungen nicht die periodischen Rückflüsse, wohl aber

den Periodengewinn, der sich als Saldo aus Rückfluß und Abschreibung errechnet.

#### **5.3 Gewinn**

Im Rahmen der Investitionsrechnung ist vor allem auch die Frage nach der Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens im Hinblick auf die Verzinsung des gesamten gebundenen Kapitals von Belang, ohne daß dabei zunächst auf die Herkunft des Kapitals abgehoben wird. Insofern repräsentiert die Pos. 5.3 den aus dem Investitionsvorhaben über das Gesamtkapital zu erwartenden Periodengewinn. Der Gewinn für den privaten Investor kann aus diesem Wert sehr einfach durch Abzug der Fremdkapitalzinsen berechnet werden.



## C. Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Während bislang nur von der Wirtschaftlich- oder Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens die Rede war, wobei die Konkretisierung dieses Begriffs bewußt unterlassen wurde, sollen nun nachfolgend einige Verfahren zur Berechnung derjenigen Kennzahlen vorgestellt werden, die üblicherweise der Beurteilung der absoluten und relativen Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens zugrunde gelegt werden.

Die Verfahren zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einzelner Investitionsvorhaben werden in statische und dynamische Verfahren unterteilt. Beide Verfahrensgruppen unterscheiden sich dadurch, daß die dynamischen Verfahren – im Gegensatz zu den statischen – zeitliche Unterschiede im Anfall von Zahlungen einer Investition wertmäßig berücksichtigen. Anders ausgedrückt: Bei den dynamischen Verfahren werden alle mit einem Investitionsprojekt verbundenen Zahlungen auf einen bestimmten Zeitpunkt\*) aufgezinnt, wenn sie vor diesem Zeitpunkt anfallen bzw. abgezinst, wenn sie nach diesem Zeitpunkt anfallen. Durch die Anwendung dynamischer Verfahren werden also Einzahlungen und Auszahlungen um so höher bewertet, je früher und um so geringer, je später sie anfallen. Dies bedeutet, daß bei den dynamischen Verfahren ein Rückfluß von beispielsweise 1000,- DM im ersten Betriebsjahr sehr viel stärker zu Buche schlägt als eine Zahlung in derselben Höhe etwa im 5. Betriebsjahr.

Durch die Berücksichtigung der Zeitkomponente bei der Bewertung der mit einer Investition verbundenen Zahlungen liefern die dynamischen Verfahren zweifellos bessere Ergebnisse als die statischen Verfahren. Da allerdings Wirtschaftlichkeitsberechnungen nach statischen Verfahren einfacher durchzuführen sind als nach dynamischen Verfahren und ihre Ergebnisse als brauchbare Näherungen für die der dynamischen Verfahren gelten können, sollen nachfolgend zunächst die statischen Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung näher erläutert werden.

### I. Statische Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung

#### 1. Kostenvergleichsrechnung

Ziel der Kostenvergleichsrechnung ist die Identifizierung der jeweils kostengünstigsten Anlage durch Gegenüberstellung der Kosten von zwei oder mehr Investitionsalternativen zur Ausbringung einer definierten Produktmenge.

Dies bedeutet für Investitionen im Energiebereich, daß die Kostenvergleichsrechnung immer dann angewandt werden kann, wenn bereits eine klare Entscheidung zugunsten der Energieerzeugung/-einsparung getroffen wurde und es nun lediglich um die Auswahl desjenigen technischen Systems geht, daß unter den möglichen Alternativen die kostenminimale Lösung darstellt. Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich von Investitionsalternativen aus ganz unterschiedlichen Bereichen, wie z. B. Energieproduktion vs. Konservenproduktion, läßt sich mit diesem Rechenverfahren nicht durchführen.

Die Kostenvergleichsrechnung kann als ein Näherungsverfahren für den Ausga-

\*) In der Regel vor Inbetriebnahme einer Anlage ( $t = 0$ )

benanntitätenvergleich interpretiert werden, da die Ermittlung der durchschnittlichen Kosten pro Zeitabschnitt (i. d. R. ein Kalenderjahr) meist gemäß der Formel

$$K = K_L + \frac{I_0}{T} + \frac{I_0}{2} \cdot i$$

erfolgt, wobei

**K** die Gesamtkosten je Zeitabschnitt,

**K<sub>L</sub>** die laufenden Kosten je Zeitabschnitt,

**T** die Projektlebensdauer in *t*-Zeitabschnitten,

**I<sub>0</sub>** die Investitionsausgaben,

**I<sub>0</sub>/T** den linearen Abschreibungsbetrag = Amortisa-

tion des gebundenen Kapitals je Zeitabschnitt,

**i** den Kalkulationszinssatz und

**I<sub>0</sub>/2** die kalkulatorischen Zinsen je Zeitabschnitt

**2** auf das während der Projektlebensdauer bei

kontinuierlicher Amortisation durchschnittlich

gebundene Kapital

bezeichnen.

Sofern bei einer der zu vergleichenden Anlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer mit einem positiven Liquidationserlös (L) gerechnet werden kann – die Anlage wird also nicht zu 100% abgeschrieben –, müßten ihre Gesamtkosten je Zeitabschnitt nach folgender Formel berechnet werden:

$$K = K_L + \frac{I_0 - L}{T} + \left( \frac{I_0 - L}{2} + L \right) \cdot i$$

Die Bestimmung der mit dem Einsatz einer bestimmten Anlage verbundenen laufenden Kosten pro Zeitabschnitt (K<sub>L</sub>) kann auf zweierlei Weise erfolgen: Entweder errechnet man aus den während der Lebensdauer der Anlage erwarteten laufenden Kosten<sup>1)</sup> einen Durchschnittswert oder, dies wäre einfacher, man unterstellt, daß die leicht abzuschätzenden Kosten des ersten Betriebsjahres den durchschnittlichen laufenden Kosten der Anlage entsprechen.

Sofern es nur um die Identifizierung der kostengünstigsten Anlage geht, die Höhe der periodischen Kosten oder der Kosten pro produzierter Einheit also nicht zu berechnen ist, können bei der Ermittlung der laufenden Kosten jeweils diejenigen Kostenansätze unberücksichtigt bleiben, die bei allen betrachteten Alternativen identisch sind. Ihre Nicht-Berücksichtigung beeinflusst nicht das Auswahlergebnis.

$$\frac{I_0 - L}{T}$$

Der Ausdruck  $\frac{I_0 - L}{T}$  stellt den linearen Abschreibungsbetrag pro Zeitabschnitt der zu vergleichenden Anlagen dar. Wird beispielsweise eine Projektlebensdauer von 5 Jahren angenommen und als zu betrachtender Zeitabschnitt ein Jahr gewählt, beträgt der jährliche lineare Abschreibungsbetrag  $\frac{I_0 - L}{5}$

<sup>1)</sup> Pos. 3.3 der Datenübersicht

Bei der Berechnung der auf das gebundene Kapital anfallenden Zinsen nach dem letzten Glied der obigen Formel

$$\left( \frac{I_0 - L}{2} + L \right) \cdot i$$

wird davon ausgegangen, daß der den Liquidationserlös übersteigende Betrag des angelegten Kapitals kontinuierlich amortisiert wird, so daß in jedem einzelnen Jahr der Projektlaufzeit durchschnittlich nur die Hälfte dieses Betrages gebunden und daher zu verzinsen ist. Dagegen ist der Liquidationserlös während der gesamten Nutzungsdauer einer Anlage ganz gebunden und muß daher in jedem Jahr auch ganz verzinst werden. Sofern der zu untersuchende Zeitausschnitt kürzer oder länger als ein Jahr ist, muß eine Umrechnung des üblicherweise auf ein Jahr bezogenen Kalkulationszinssatzes erfolgen.

Bei der Durchführung der Kostenvergleichsrechnung erhält man für jedes der alternativ einsetzbaren technischen Systeme die durchschnittlichen Kosten für den der Berechnung zugrundeliegenden Zeitausschnitt. Der Vergleich der Kosten pro Zeitausschnitt zeigt, welches System das kostengünstigste und somit vorteilhafteste ist.

Da wir unterstellen, daß die zu vergleichenden Anlagen zur Erzeugung einer definierten Anzahl von Produkteinheiten benötigt werden, die in einem bestimmten Zeitausschnitt zu verrichtende Arbeit also für alle Alternativen gleich ist, kann der Kostenvergleich nach der Division der Kosten pro Zeitausschnitt durch die in dieser Zeit verrichtete Arbeit auch auf der Basis der Kosten pro Produkteinheit, z. B. pro kWh, erfolgen.

Demnach ist eine Anlage I vorteilhafter als eine Anlage II, wenn die Anlage I je Zeitausschnitt bzw. je Einheit der verrichteten Arbeit geringere Kosten verursacht als die alternativ einsetzbare Anlage.

Wie der Vergleich der mit Beispiel 1 für die beiden alternativ einsetzbaren Anlagen errechneten Kosten pro Jahr und pro kWh zeigt, ist die Kleinwasserkraftanlage unter den gemachten Annahmen wesentlich kostengünstiger als das Dieselaggregat und repräsentiert daher die vorteilhaftere Investitionsalternative.

Beispiel 1:

Bestimmung der kostengünstigeren Anlage zur Elektrizitätsversorgung einer Kleinstadt durch Vergleich der jährlichen Kosten bei kontinuierlicher Amortisation des gebundenen Kapitals<sup>1)</sup>

	Kleinwasserkraftanlage	Dieselaggregat
Investitionskosten (DM)	540.000	87.000
Lebensdauer (Jahre)	25	7
Liquidationserlös am Ende der Lebensdauer	-	10.000
Produkteinheiten pro Jahr (kWh)	350.000	350.000
Abschreibung (DM/Jahr)	21.600	11.000
Zinsen (DM/Jahr)	21.600	3.880
Personalkosten (DM/Jahr)	16.000	16.000
Wartungs- und Instandhaltungskosten (DM/Jahr)	18.900	14.400
Energieträger-/bereitstellungskosten (DM/Jahr)	-	105.000
Hilfsstoffe (DM/Jahr)	-	-
Verwaltungskosten (DM/Jahr)	5.000	5.000
Kosten insgesamt (DM/Jahr)	83.100	155.280
Kosten pro Produkteinheit (DM/kWh)	0,24	0,44

<sup>1)</sup> Die hier verwandten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostenansätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.

Eine im Energiesektor insbesondere unter dem Aspekt der rationalen Energieverwendung sehr häufig gestellte Frage ist, ob es nicht wirtschaftlicher sei, eine vorhandene Anlage durch eine neue zu ersetzen, die weniger oder keine konventionellen Energieträger verbraucht. Zur Beantwortung dieser Frage kann die Kostenvergleichsrechnung ebenfalls beitragen, indem die Kosten pro Zeitausschnitt der alten Anlage mit denen einer neuen Anlage gleicher Leistung verglichen werden. Ein Ersatz der alten Anlage durch eine neue Anlage ist dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn die durchschnittlichen Kosten der alten Anlage für die Vergleichsperiode größer sind als die durchschnittlichen Kosten einer neuen Anlage.

Bei der Beispielrechnung 2 wurde angenommen, daß das Dieselaggregat mit den im Fallbeispiel (Anhang) näher erläuterten Daten bereits vier Jahre in Betrieb ist. Der Vergleich der durchschnittlichen Kosten pro Jahr und kWh der alten Anlage (Dieselaggregat) und der neuen Anlage (Kleinwasserkraftanlage) weist jedoch trotz geringerer Kapitaldienstleistungen für die alte Anlage einen deutlichen Kostenvorteil der neuen Anlage aus. Ein Ersatz des Dieselaggregates durch die Kleinwasserkraftanlage zu Beginn des nächsten Betriebsjahres ist daher vorteilhaft.

**Beispiel 2:**

**Prüfung der Vorteilhaftigkeit des Ersatzes eines alten Dieselaggregates durch eine Kleinwasserkraftanlage bei kontinuierlicher Amortisation des gebundenen Kapitals<sup>1)</sup>**

	Alte Anlage (Dieselaggregat)	Neue Anlage (Kleinwasserkraftanlage)
Investitionskosten (DM)	87.000	540.000
Produktionseinheiten pro Jahr (kWh)	350.000	350.000
Lebensdauer (Jahre)	7	25
Restnutzungsdauer der <u>alten</u> Anlage (Jahre)	3	-
Vergleichszeitraum (Jahre)	3	3
Restwert der alten Anlage zu Beginn des Vergleichszeitraums (DM)	43.000	-
Liquidationserlös der alten Anlage am Ende des Vergleichszeitraums (DM)	10.000	-
Liquidationserlös der <u>neuen</u> Anlage am Ende ihrer Lebensdauer (DM)	-	0
<b>Abschreibung alte Anlage (DM/Jahr)</b> ([43.000 - 10.000] : 3)		
<b>Abschreibung neue Anlage (DM/Jahr)</b> ([540.000 - 0] : 25)		
Zinsen (8% auf durchschnittl. gebundenes Kapital) (DM/Jahr)	1.880	21.600
Personalkosten	16.000	16.000
Wartungs- und Instandhaltungskosten (DM/Jahr)	14.400	18.900
Energieträger-/bereitstellungskosten (DM/Jahr)	105.000	-
Hilfsstoffe (DM/Jahr)	-	-
Verwaltungskosten (DM/Jahr)	5.000	5.000
Kosten insgesamt (DM/Jahr)	153.280	83.100
Kosten pro Produkteinheit (DM/kWh)	0,44	0,24

<sup>1)</sup> Die hier verwendeten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostensätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.

**2. Ausgabenannuitätenvergleichsmethode (statisch)**

Weiter oben war bereits darauf hingewiesen worden, daß die Kostenvergleichsrechnung als ein einfaches Näherungsverfahren zur Ausgabenannuitätenvergleichsrechnung interpretiert werden kann. Bei der Ausgabenannuitätenver-

gleichsmethode werden die Investitionsausgaben über die Dauer des Projektes in gleichhohe jährliche Zahlungen (Annuitäten) transformiert. Die Umwandlung der Investitionsausgaben erfolgt mit Hilfe eines Wiedergewinnungsfaktors, dessen Wert von dem gegebenen Kalkulationszinssatz und der Anzahl der Nutzungsjahre abhängt. Der jeweilige Wiedergewinnungsfaktor (WF) kann für alternative Zinssätze (i) und unterschiedliche Nutzungsdauern der Tabelle 2 (Anhang IV) entnommen werden.

Die laufenden jährlichen Kosten (K<sub>L</sub>) sind wie bei der Kostenvergleichsrechnung jährliche Durchschnittskosten bzw. die laufenden Kosten des ersten Jahres, wenn erwartet werden kann, daß diese den zu erwartenden Durchschnittskosten weitgehend entsprechen.

Der Liquidationserlös der Anlage repräsentiert über die gesamte Nutzungsdauer hinweg gebundenes Kapital und muß folglich auch über den Gesamtzeitraum voll verzinst werden.

Die jährlichen Gesamtkosten einer Anlage errechnen sich dann nach der Formel:

$$AN_K = K_L + (I_0 - L) \cdot WF(i, t) + L \cdot i$$

Die Ausgabenannuität bringt zunächst die jährlich zu erwartenden Gesamtkosten einer Investition, nach Division dieser Kosten durch die Zahl der produzierten Arbeitseinheiten (z. B. kWh/a) auch die Kosten pro Arbeitseinheit zum Ausdruck.

**Beispiel 3:**

**Berechnung der Ausgabenannuität für eine Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang)**

*Das Projekt hat folgende Daten:*

$$K_L \text{ (für die Betriebsjahre 1-25)} = 39.900, \text{--- DM}$$

$$I_0 = 540.000, \text{--- DM}$$

$$L \text{ (nach 25 Betriebsjahren)} = 0$$

$$i \text{ (Kalkulationszinssatz)} = 8\%$$

$$AN_K = K_L + (I_0 - L) \cdot WF(8\%, 25) + L \cdot i$$

$$AN_K = 39.900 + (540.000 - 0) \cdot 0,094 + 0 \cdot 0,08 =$$

$$= 39.900 + 50.585,50 = 90.485,50 \text{ DM}$$

Da sie auch Zinssinsen berücksichtigt, liefert die Ausgabenannuitätenvergleichsmethode genauere Werte als die anfangs vorgestellte einfache Kostenvergleichsrechnung, deren Kapitaldienstfaktor (Abschreibung [= Amortisation] und Verzinsung des gebundenen Kapitals) stets geringer ist als der bei der Annuitätenmethode verwandte Wiedergewinnungsfaktor, erfordert dafür aber den Einsatz von Rechnern bzw. von Tabellen, die die Wiedergewinnungsfaktoren auswerfen.

Es soll bereits hier angemerkt werden, daß die nach dem statischen Verfahren

errechnete Ausgabenannuität der nach dem **dynamischen** Verfahren ermittelten Ausgabenannuität gleich ist, wenn mit jährlich konstanten laufenden Ausgaben gerechnet werden kann, bzw. wenn die Ausgaben des ersten Jahres als wahrscheinliche Durchschnittswerte eingesetzt werden können.

Kommen zur Erbringung einer definierten Leistung mehrere Anlagen infrage, dann ist nach dieser Methode die Anlage mit der geringsten Ausgabenannuität bzw. mit den geringsten Kosten pro Arbeitseinheit auszuwählen.

Wie das Berechnungsbeispiel 4 zeigt, führt die Ausgabenannuitätenvergleichsmethode in diesem Fall hinsichtlich der Lösung des Wahlproblems zu demselben Ergebnis wie die Kostenvergleichsrechnung. Allerdings sind die Wertansätze für die kapitalgebundenen Kosten durch die Berücksichtigung der Zinssätze nun – und speziell bei der kapitalintensiveren Investition – höher als bei der Kostenvergleichsrechnung.

Zur Lösung des **Ersatzproblems** kann die Ausgabenannuitätenmethode ebenso wie die Kostenvergleichsrechnung angewandt werden.

Demnach ist eine alte Anlage durch eine neue zu ersetzen, wenn die Ausgabenannuität der neuen Anlage geringer ist als die der alten Anlage.

Wie das Ergebnis des Berechnungsbeispiels 5 zeigt, erscheint in diesem Fall auch bei der Anwendung der Ausgabenannuitätenvergleichsmethode ein Ersatz des alten, vor vier Jahren in Betrieb genommenen Dieselelgregats durch eine neue Kleinwasserkraftanlage als sehr vorteilhaft.

Beispiel 4:

**Bestimmung der kostengünstigeren Anlage zur Elektrizitätsversorgung einer Kleinstadt durch Ausgabenannuitätenvergleich<sup>1)</sup>**

	Kleinwasserkraftanlage	Dieselelgregat
Investitionskosten (DM)	540.000	87.000
Lebensdauer (Jahre)	25	7
Liquidationserlös am Ende der Lebensdauer	–	10.000
Produkteinheiten pro Jahr (kWh)	350.000	350.000
Annuität der Investitionsausgaben (i = 8%) (DM/Jahr)	50.587	14.790
Laufende Ausgaben (DM/Jahr)	39.900	140.400
Zinsen auf Liquidationserlös (i = 8%) (DM/Jahr)	0	800
Kosten insgesamt (DM/Jahr)	90.487	155.990
Kosten pro Produkteinheit (DM/kWh)	0,26	0,45

<sup>1)</sup> Die hier verwandten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostenansätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.

Beispiel 5:  
**Prüfung der Vorteilhaftigkeit des Ersatzes eines alten Dieselelgregates durch eine Kleinwasserkraftanlage mittels Ausgabenannuitätenvergleich<sup>1)</sup>**

	Alte Anlage (Dieselel-aggregat)	Neue Anlage (Kleinwasserkraftanlage)
Investitionskosten (DM)	87.000	540.000
Produktionseinheiten pro Jahr (kWh)	350.000	350.000
Lebensdauer (Jahre)	7	25
Restnutzungsdauer der <u>alten</u> Anlage (Jahre)	3	–
Vergleichszeitraum (Jahre)	3	3
Restwert der <u>alten</u> Anlage zu Beginn des Vergleichszeitraums (DM)	43.000	–
Liquidationserlös der <u>alten</u> Anlage am Ende des Vergleichszeitraums (DM)	10.000	–
Liquidationserlös der <u>neuen</u> Anlage am Ende ihrer Lebensdauer (DM)	–	0
Annuität der Investitionsausgaben der <u>alten</u> Anlage (DM/Jahr) [(43.000 – 10.000) · WF [8%, 3)]	12.805	–
Annuität der Investitionsausgaben der <u>neuen</u> Anlage (DM/Jahr) [(540.000 – 0) · WF [8%, 25)]	–	50.587
Laufende Ausgaben (DM/Jahr)	140.400	39.900
Zinsen auf Liquidationserlös (i = 8%) (DM/Jahr)	800	0
Kosten insgesamt (DM/Jahr)	154.005	90.487
Kosten pro Produkteinheit (DM/kWh)	0,44	0,26

<sup>1)</sup> Die hier verwandten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostenansätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.

### 3. Berechnung der Rentabilität

Bei der statischen Rentabilitätsrechnung, auch als Return-on-Investment-Verfahren bezeichnet, wird der durchschnittliche Gewinn pro Zeitabschnitt eines Investitionsvorhabens (i. d. R. der Gewinn pro Jahr) zu dem durchschnittlich gebundenen Kapital in Beziehung gesetzt:

$$RE = \frac{G}{K_D} \cdot 100 (= \% \text{ pro Zeitabschnitt})$$

RE = Kennziffer der Rentabilität

G = durchschnittlicher Gewinn pro Zeitabschnitt

K<sub>D</sub> = pro Zeitabschnitt durchschnittlich gebundenes Kapital

Das Kriterium der absoluten Vorteilhaftigkeit ist bei diesem Rechenverfahren dann erfüllt, wenn die Rentabilitätskennziffer der geforderten Mindestrentabilität entspricht oder diese übersteigt.

Der hier als durchschnittlicher Gewinn einzusetzende Betrag entspricht dem durchschnittlichen Rückfluß pro Zeitabschnitt (= Überschuf der Einnahmen über die laufenden Ausgaben) verringert um den pro Zeitabschnitt anfallenden linearen Abschreibungsbetrag. Soll, wie im allgemeinen üblich, die jährliche Rentabilität eines Investitionsvorhabens ermittelt werden, kann für  $G$  – der in der Position 5.3 der Datenübersicht<sup>1)</sup> für das 1. Betriebsjahr ausgewiesene Wert eingesetzt werden, sofern von gleichbleibenden Rückflüssen und Abschreibungen (Position 5.2 Datenübersicht) ausgegangen werden kann. Wird dagegen mit jährlich unterschiedlichen Gewinnen gerechnet, dann muß  $G$  – als deren Mittelwert errechnet werden.

Die Berücksichtigung des durchschnittlich gebundenen Kapitals ( $K_D$ ) kann näherungsweise nach der einfachen Formel

$$K_D = \frac{1}{2} (I_0 - L) + L$$

$I_0$  = Investitionskosten

$L$  = Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer

vorgenommen werden. Bei Anwendung dieser Formel wird unterstellt, daß das während der Nutzungsdauer einer Anlage abzuschreibende Kapital bei kontinuierlicher Amortisation in jedem Zeitabschnitt durchschnittlich zur Hälfte und der zu erwartende Liquidationserlös in jedem Zeitabschnitt in voller Höhe gebunden ist.

Beispiel 6:

Berechnung der Rentabilität (ROI) einer Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang)

Das Projekt hat folgende Daten:

$$I_0 = 540.000 \text{ DM}$$

$$L = 0$$

$$K_D = \text{Durchschnittlich gebundenes Kapital } (I_0 : 2) = 270.000, \text{--- DM}$$

$$G = \text{Gewinn (Rückfluß i. l. Abschreibung) = 113.500, \text{--- DM}$$

$$RE = \frac{G}{K_D} \cdot 100$$

$$RE_1 = \frac{113.500}{270.000} \cdot 100 = 42\% \text{ ( pro Jahr)}$$

<sup>1)</sup> Tabelle 1

Wird unterstellt, daß für dieses Investitionsvorhaben ein ROI (= RE) von mindestens 11% gefordert war, dann ist die Durchführung des Vorhabens also absolut vorteilhaft, da der für RE<sub>1</sub> errechnete Wert von 42% die geforderte Mindestverzinsung erheblich übersteigt.

Bei der Anwendung dieser statischen Methode ist zu beachten, daß die als Beurteilungsmaßstab der absoluten Vorteilhaftigkeit eines Projektes zu fordernde Mindestverzinsung des eingesetzten Kapitals – RE<sub>min</sub> – deutlich über dem Kalkulationszinssatz (i) liegen muß, der den tatsächlichen Verzinsungsanspruch an ein Projekt widerspiegelt: Würde das im Beispiel 6 berechnete Vorhaben zu einem Zinssatz von 8% (= Kalkulationszinssatz) vollständig fremdfinanziert, könnte der Schuldendienst (Amortisation und Verzinsung des eingesetzten Kapitals) nur dann geleistet werden, wenn sich nach diesem Verfahren eine Rentabilität (RE) von mindestens 10,8% errechnet.

Dies – aber auch der Vergleich der in diesem Abschnitt errechneten Rentabilitätskennziffern mit den in Abschnitt C.II.3 ermittelten internen Zinssätzen (IRR) der beiden Beispielprojekte „Kleinwasserkraftanlage“ und „Dieselaggregat“ – zeigt, daß die Return-on-Investment-Methode nur recht grobe Näherungswerte hinsichtlich der Verzinsung des eingesetzten Kapitals auswirft, so daß sich ihre Anwendung daher im wesentlichen auf Überschlagsrechnungen beschränken sollte.

Die Rentabilitätsrechnung kann ebenfalls zur Auswahl der Vorteilhaftesten von zwei oder mehr alternativen Investitionsmöglichkeiten herangezogen werden. Dabei ist aber zu beachten, daß der Vergleich der ROI-Werte und die Wahl der Investitionsalternative mit der höchsten Rentabilitätskennziffer zu Fehlentscheidungen führen kann. Sofern die Investitionsausgaben der zu vergleichenden Alternativen nicht gleich hoch und ihre Nutzungsdauern nicht gleich lang sind und nicht gleichzeitig die sehr unwahrscheinliche Unterstellung zutrifft, daß der Differenzbetrag mit der Rentabilität der weniger kapitalintensiven Investition angelegt werden kann, muß der Rentabilitätsvergleich von Investitionen mit ungleichem Kapitalbedarf anhand der Vorteilhaftigkeit der Differenzinvestition vorgenommen werden.

Dabei wird die Differenz der Periodengewinne beider Investitionen in Prozent der Kapitaldifferenz beider Investitionen ausgedrückt und mit der geforderten Mindestrentabilität verglichen. Übersteigt die für die Differenzinvestition ausgewiesene Rentabilität die geforderte Mindestrentabilität, so ist die Investition mit dem höheren Kapitaleinsatz vorteilhafter.

Es gilt demnach:

$$\frac{G^I - G^II}{K_D^I - K_D^II} \cdot 100 > RE \text{ min.}$$

- $G$  = Durchschnittlicher Gewinn pro Zeitabschnitt  
 $K_D$  = Pro Zeitabschnitt durchschnittlich gebundenes Kapital  
 $I$  = Investition mit dem höheren durchschnittlichen Kapitaleinsatz  
 $II$  = Investition mit dem geringeren durchschnittlichen Kapitaleinsatz  
 $RE_{min}$  = geforderte Mindestrentabilität

Beispiel 7:  
 Auswahl der vorteilhafteren Investitionsalternative anhand der Rentabilität der Differenzinvestition<sup>1)</sup>

	Kleinwasser- kraftanlage	Diesel- aggregat	Differenz- investition
Investitionsausgaben $I_0$	540.000	87.000	-
Liquidationserlös $L$	-	10.000	-
Lebensdauer $T$	25	7 <sup>2)</sup>	-
Durchschnittlich gebundenes Kapital ( $(I_0 - L) : 2 + L$ )	270.000	48.500	221.500
Durchschnittlicher Gewinn $G$	113.500	23.600	89.900
Rentabilität $RE$	42%	49%	41%
$\frac{G}{(I_0 - L) : 2 + L} \cdot 100$			

<sup>1)</sup> Die hier verwandten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostenansätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.

<sup>2)</sup> Da die Lebensdauer beider Projekte sehr unterschiedlich ist, wurde bei der Bestimmung des durchschnittlichen Gewinnes der Differenzinvestition -  $GD$  - unterstellt, daß das Dieselaggregat nach Ablauf seiner Nutzungsdauer jeweils wieder durch gleiche Aggregate zu gleichen Konditionen ersetzt wird.

Wie die Ergebnisse des Rechenbeispiels 7 zeigen, hat das Projekt „Dieselaggregat“ mit 49% eine höhere Rentabilitätskennziffer als das Projekt „Kleinwasserkraftanlage“ mit 42%. Allerdings wäre die Wahl des Projektes „Dieselaggregat“ trotz höherer Rentabilität mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Fehlentscheidung, da es sehr unrealistisch erscheint, daß der Differenzbetrag der Investitionsausgaben beider Projekte genauso rentabel angelegt werden kann. Dagegen erreicht die Kleinwasserkraftanlage auf die wesentlich höhere Kapitalsumme ebenfalls eine sehr hohe Verzinsung, wobei auch die Rentabilität der Diffe-

renzinvestition mit 41% so weit über der geforderten Mindestverzinsung von 11% liegt, daß sich die Kleinwasserkraftanlage hier als die vorteilhaftere Investitionsalternative ausweist.

Die Vorteilhaftigkeitsbedingung

$$RE_D = 41\% > RE_{min} = 11\%$$

wird durch die Kleinwasserkraftanlage als Investition mit dem größten Kapitaleinsatz eindeutig erfüllt.

#### 4. Berechnung der statischen Amortisationszeit

Zweck der Amortisationsrechnung ist die Bestimmung des Zeitpunktes, an dem das für ein Investitionsobjekt eingesetzte Kapital durch jährliche Rückflüsse wiedergewonnen sein wird. Der zwischen diesem Zeitpunkt und dem Beginn der Investition liegende Zeitraum wird als Amortisationszeit oder auch pay-back-, pay-off- bzw. pay-out-Period bezeichnet.

Der Amortisationszeitpunkt bzw. das Ende der Amortisationszeit ist dann erreicht, wenn die Summe der mit der Investition verbundenen Aus- und Einzahlungen erstmals den Wert Null ausweist.

Zur Berechnung des Amortisationszeitpunktes gibt es bei der statischen Amortisationsrechnung zwei Möglichkeiten:

a) bei der **kumulativen Methode** werden die Investitionsausgaben und die jährlichen Rückflüsse so lange aufaddiert, bis die Summe den Wert Null erreicht oder übersteigt, falls der Amortisationszeitpunkt im Verlaufe eines Rechnungsjahres überschritten wird.

Bei dieser Vorgehensweise entspricht die Amortisationszeit der Zahl der in der Summe berücksichtigten Jahre.

Beispiel 8:

Berechnung der statischen Amortisationszeit einer Kleinwasserkraftanlage nach der „kumulativen Methode“ (vgl. Fallbeispiel, Anhang)

	Jahreszahlung	kumuliert
Investitionsausgaben (DM)	- 540.000	- 540.000
Rückflüsse (DM/Jahr)		
1. Jahr	+ 135.100	- 404.900
2. Jahr	+ 135.100	- 269.800
3. Jahr	+ 135.100	- 134.700
4. Jahr	+ 135.100	+ 400
bis		
25. Jahr	+ 135.100	

In der oben gezeigten Beispielrechnung wird das gesamte eingesetzte Kapital bereits kurz vor Ablauf des 4. Betriebsjahres wieder zurückgewonnen. Die Amortisationszeit beträgt daher also nur rund vier Jahre.

b) Bei der Durchschnittsmethode wird die Amortisationszeit (n) ermittelt, indem man das eingesetzte Kapital in Beziehung setzt zu den jährlichen Rückflüssen:

$$n = \frac{\text{Kapitaleinsatz}}{\text{jährl. Rückfluß}}$$

Diese einfache Methode kann allerdings nur angewandt werden, wenn zuvor der durchschnittliche jährliche Rückfluß ermittelt wurde bzw. unterstellt wird, daß der Rückfluß des ersten Jahres den durchschnittlichen Rückfluß repräsentiert.

Beispiel 9:

Berechnung der statischen Amortisationszeit einer Kleinwasserkraftanlage nach der „Durchschnittsmethode“ (vgl. Fallbeispiel, Anhang)

$$\text{Kapitaleinsatz (= Investitionsausgaben):} \quad 540.000, \text{ -- DM}$$

$$\text{Jährlicher Rückfluß} \quad : \quad 135.100, \text{ -- DM}$$

$$\text{Amortisationszeit} \quad : \quad n$$

$$n = \frac{\text{Kapitaleinsatz}}{\text{jährl. Rückfluß}}$$

$$n = \frac{540.000}{135.100} = 3,997 = \underline{\text{ca. 4 Jahre}}$$

Wie das Ergebnis des Beispiels 9 zeigt, errechnet sich in diesem Fall nach beiden Methoden eine Amortisationszeit von knapp vier Jahren. Der Vergleich der Amortisationszeit von 4 Jahren mit der erwarteten Projektlebensdauer von 25 Jahren zeigt, daß sich das Vorhaben lange vor Ablauf der technisch möglichen Nutzungsdauer amortisieren wird und somit das bei dieser Methode geforderte Mindestkriterium der Vorteilhaftigkeit erfüllt wird:

Bei Anwendung der Amortisationszeit als Kriterium der Vorteilhaftigkeit einer Investition ist ein bestimmtes Vorhaben dann als absolut vorteilhaft anzusehen, wenn es sich innerhalb der Nutzungsdauer oder auch innerhalb der geforderten Höchstamortisationszeit, die kürzer ist als die technisch mögliche Nutzungsdauer amortisiert.

Es muß an dieser Stelle besonders darauf hingewiesen werden, daß die Amortisationsrechnung in erster Linie als eine Risikokalkulation zu interpretieren ist. Aus der Länge der Amortisationszeit können keine Schlüsse auf die Rentabilität eines Investitionsvorhabens gezogen werden, sie erlaubt höchstens eine Aussage hinsichtlich des mit der Investition verbundenen wirtschaftlichen Risikos angesichts der Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen.

Die Amortisationszeit sollte daher nicht als einziges Kriterium zur Beurteilung eines Investitionsvorhabens herangezogen werden. Dies gilt insbesondere auch bei einem Vergleich von Investitionsalternativen. Hier ist es durchaus denkbar, daß ein Vorhaben zwar eine kürzere Amortisationszeit ausweist als ein alternatives Vorhaben, gleichzeitig aber eine geringere Rentabilitätskennziffer hat, so daß eine Auswahl nur anhand der Amortisationszeit zu einer Fehlscheidungs führen würde.

Beispiel 10:  
Vergleich einer Kleinwasserkraftanlage und eines Dieselaggregates anhand ihrer statischen Amortisationszeiten<sup>1)</sup> (nach Durchschnittsmethode)

	Kleinwasserkraftanlage	Dieselaggregat
Investitionskosten (DM)	540.000	87.000
Lebensdauer (Jahre)	25	7
Durchschnittlicher Rückfluß (DM/Jahr)	135.100	34.600
Amortisationszeit (Jahre)	4,0	2,5

<sup>1)</sup> Die hier verwendeten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostensätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.

Wie die Ergebnisse der Beispiellrechnung 10 zeigen, haben beide Vorhaben eine Amortisationszeit, die deutlich kürzer ist als die technische Lebensdauer. Wie bereits weiter oben angemerkt, kann aus der Feststellung einer kürzeren Amortisationszeit des Dieselaggregats nicht geschlossen werden, daß dieses Vorhaben rentabler sei als die Investitionsalternative, sondern lediglich, daß das eingesetzte Kapital unter den gemachten Annahmen schneller zurückgewonnen werden kann.

Sofern einem Investor eine Amortisationszeit von 4 Jahren nicht als zu lang erscheint – speziell in Entwicklungsländern werden häufig nur kurze Amortisationszeiten akzeptiert –, ist nach dem Vorteilhaftigkeitskriterium der Amortisationsrechnung keine der beiden Investitionsalternativen als absolut unvorteilhaft auszuschließen.

Es soll hier bereits vorweggenommen werden, daß die Amortisationszeit auch als Risikokriterium nur bedingt verlässlich ist; es empfiehlt sich in jedem Fall eine Überprüfung der Sensibilität der Amortisationszeit auf Veränderungen wichtiger Parameter. So würde sich beispielsweise bei einer Verminderung der Absatzpreise um 0,05 DM/kWh die Amortisationszeit des Dieselaggregats von 2,5 Jahren (Beispiel 10) auf 5 Jahre verdoppeln, während sich in diesem Fall die Amortisationszeit der Kleinwasserkraftanlage um nur 0,5 Jahre verlängern würde. Bei einer Verminderung der Absatzpreise um 0,10 DM/kWh würden die jährlichen Rückflüsse des Dieselaggregats sogar negative Werte annehmen, so daß eine Amortisation des eingesetzten Kapitals nicht mehr zu erreichen wäre. Dagegen würde bei einem Kilowattstundenpreis von 0,40 DM die Amortisationszeit der Kleinwasserkraftanlage gerade auf 5,4 Jahre ansteigen.

Diese Zahlen mögen hinreichend verdeutlichen, daß durchaus gerade das Projekt mit der kürzeren Amortisationszeit das wirtschaftlich riskantere sein kann. Dem in der Praxis sehr häufig angewandten Kriterium „Amortisationszeit“ sollte daher mit einer gewissen Skepsis begegnet werden, sofern es nicht durch eine Sensitivitätsanalyse abgesichert ist.

## II. Dynamische Verfahren der Wirtschaftlichkeitsrechnung

### 1. Kapitalwertmethode

Wie bereits zu Anfang dieses Kapitels erwähnt, wird bei den dynamischen Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung, anders als bei den statischen Methoden, davon ausgegangen, daß eine Einzahlung oder Auszahlung in bestimmter Höhe aus heutiger Sicht einen sehr unterschiedlichen Wert haben kann, je nach dem wann die Zahlung erfolgt.

Der Wert, der einer Zahlung in der Vergangenheit oder in der Zukunft heute, d. h. vor Beginn eines Investitionsvorhabens, bzw. vor Inbetriebnahme einer Anlage ( $t=0$ ) zuzumessen ist, wird als ihr Gegenwarts- oder Barwert bezeichnet und errechnet sich aus dem Vergangenheitswert durch Aufdiskontierung, aus dem Zukunftswert durch Abdiskontierung mit Hilfe eines Faktors, dessen Größe von dem angenommenen Kalkulationszinssatz und der Zeitspanne zwischen der Zahlung und Projektbeginn abhängt. Eine Aufdiskontierung (Aufzinsung) ist in der Praxis recht selten – eine Notwendigkeit dazu ergibt sich lediglich bei größeren Investitionen, wenn sich die Investitionsausgaben über mehrere Jahre vor Inbetriebnahme erstrecken. Dagegen ist eine Abdiskontierung (Abzinsung) bei allen Investitionsvorhaben mit einer Dauer von mehr als einem Jahr erforderlich. Die jeweilig für alternative Kalkulationszinssätze ( $i$ ) und Jahre ( $t$ ) anzuwendenden Abzinsungsfaktoren können der Tabelle 1 (Anhang IV) entnommen werden.

Der Kapitalwert (Net present value  $- C_0$ ) einer Investition im Zeitpunkt  $t=0$  ergibt sich als Summe der Barwerte aller mit der Investition verbundenen Aus- und Einzahlungen.

Zur Rechnungsvereinfachung werden laufende Ausgaben und Einnahmen i. d. R. zu jährlichen Rückflüssen saldiert, so daß sich der Kapitalwert einer Investition auch errechnen läßt als Summe der Barwerte ihrer Rückflüsse zuzüglich des Barwertes ihres Liquidationserlöses und abzüglich des Barwertes ihrer Investitionsausgaben:

$$\begin{aligned}
 C_0 &= (R_0 - I_0) \cdot q^0 + \dots + (R_t - I_t) \cdot q^{-t} + L_T \cdot q^{-T} \\
 &= \sum_{t=0}^T (R_t - I_t) \cdot q^{-t} + L_T \cdot q^{-T} \\
 &= \sum_{t=0}^T N_t \cdot q^{-t}
 \end{aligned}$$

In dieser Formel bezeichnet:

- $C_0$  den Kapitalwert der Investition zum Zeitpunkt  $t=0$
- $R_0$  den Rückfluß im Jahr der Inbetriebnahme
- $R_t$  den Rückfluß zum Zeitpunkt  $t$
- $I_0$  Investitionsausgaben zum Zeitpunkt  $t=0$
- $I_t$  Investitionsausgaben zum Zeitpunkt  $t$
- $q^t$  Abzinsungsfaktor  $1 + \frac{i}{100}$ ;
- $i$  = Kalkulationszinssatz;
- $t$  = Zeitpunkt der Zahlung
- $L_T$  Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer
- $N_T$  Nettozahlung zum Zeitpunkt  $t$

Sofern die gesamten Investitionsausgaben in  $t=0$  gezahlt werden und Rückflüsse in den Jahren  $t=1, \dots, T$  anfallen, vereinfacht sich die Berechnungsformel zu

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T R_t \cdot q^{-t} + L_T \cdot q^{-T}$$

Zur Erläuterung des Rechenverfahrens wurde in der Beispielerrechnung II der Kapitalwert der Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang) ermittelt. Dabei wurden den zunächst die Investitionsausgaben, der Restwert (in diesem Fall  $=0$ ) und die jährlichen Rückflüsse in einer Position zusammengefaßt, die üblicherweise als „Cash-Flow“ bezeichnet wird. In die folgende Zeile wurden die der Tabelle 1, Anhang IV, entnommenen Abzinsungsfaktoren für den Kalkulationszinssatz von 8% eingesetzt. Durch einfache Multiplikation der in der Cash-Flow-Zeile angegebenen Werte mit den dazugehörigen Abzinsungsfaktoren wurde der Barwert jeder jährlichen Nettozahlung ermittelt. Die Summe der einzelnen jährlichen Barwerte repräsentiert den Kapitalwert der Investition, in diesem Fall: **902.400 DM**. Da die jährlichen Rückflüsse in diesem Beispiel mit 135.000 DM konstant sind, hätte der Kapitalwert  $-C_0$  – auch sehr viel einfacher mit Hilfe des Barwertfaktors (BF) bestimmt werden können:

$$\begin{aligned}
 C_0 &= -I_0 + R \cdot BF + L_T \cdot q^{-T} \\
 \text{Es gilt: } I_0 &= 540.000 \text{ DM} \\
 R &= 135.100 \text{ DM} \\
 L_T &= 0 \\
 BF \text{ (für } t=25 \text{ und } i=8\%) &= 10,675 \\
 C_0 &= -540.000 + 135.100 \cdot 10,675 + 0 \\
 &= -540.000 + 1.442.192,5 = \underline{902.192,5 \text{ DM}}
 \end{aligned}$$

(Die geringe Abweichung dieses Wertes von dem oben ermittelten  $C_0$ -Wert ergibt sich durch Abrundungseffekte.)



Der jeweilige Barwertfaktor kann für alternative Lebensdauern und Zinssätze der Tabelle 3, Anhang IV, entnommen werden. Wie gezeigt wurde, läßt sich der Kapitalwert einer Investition unter Benutzung der Zinstabellen also sehr einfach, lediglich unter Verwendung der Grundrechnungsarten ermitteln.

Der Kapitalwert einer Investition bringt die bei gegebenem Verzinsungsanspruch (Kalkulationszinssatz) während der Projektlaufzeit zu erwartende Wertveränderung des eingesetzten Kapitalvermögens bezogen auf den Zeitpunkt  $t_0$  zum Ausdruck.

Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode kann eine Investition demnach nur dann als absolut vorteilhaft gelten, wenn ihr Kapitalwert zumindest gleich Null ist. Ein negativer Kapitalwert würde anzeigen, daß die angestrebte Mindestverzinsung des eingesetzten Kapitals nicht erfolgen wird; ein Kapitalwert größer als Null dagegen bedeutet eine über dem Kalkulationszinssatz liegende Kapitalverzinsung, so daß eine Investition um so vorteilhafter ist, je höher ihr Kapitalwert liegt.

Sofern sich alternativ mehrere Investitionsmöglichkeiten anbieten, sind die Kapitalwerte der verschiedenen Objekte miteinander zu vergleichen, wobei die Auswahlentscheidung zugunsten der Investitionsalternative mit dem höchsten Kapitalwert zu treffen ist. Die gewählte Alternative muß gleichzeitig auch dem absoluten Vorteilhaftigkeitskriterium genügen, d. h. ihr Kapitalwert muß positiv sein.

Beispiel 11: Berechnung des Kapitalwertes - Co - einer Kleinwasserkraftanlage<sup>1)</sup> (in 1.000 DM)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investitionsausgaben (It) <sup>2)</sup>	(540)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rückflüsse (Rt)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash-Flow	(540)	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1	135,1
Abzinsungsfaktor (für i=8%)	1	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,541	0,500	0,463	0,429	0,397
Barwerte	(540)	125,1	115,8	107,3	99,3	92,0	85,1	78,8	73,1	67,6	62,6	58,0	53,6

Kapitalwert (= Summe der Barwerte  $t_0 - t_{25}$ ):  $C_0 = 902.400$  DM

<sup>1)</sup> Die hier verwendeten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Einnahmen-/Ausgaben des 1. Jahres auch für die Folgejahre gelten.  
<sup>2)</sup> Negative Werte werden in Klammern angegeben: ( ).

Beispiel 12: Vergleich von Kleinwasserkraftanlage und Dieseleltagregat anhand ihrer Kapitalwerte<sup>1)</sup>

	Kleinwasserkraftanlage	Dieseleltagregat
Investitionsausgaben (I <sub>0</sub> )	(540.000)	(87.000)
Liquidationserlös (L <sub>T</sub> )	-	10.000
Abzinsungsfaktor (q <sup>-T</sup> )	-	x 0,583 = (i=8%, t=7)
Rückfluß (R <sub>1</sub> = R <sub>2</sub> = R <sub>T</sub> )	135.100	34.600
Barwertfaktor BF (i, t)	x 10,675 = (i=8%, t=25)	x 5,206 =
Kapitalwert	C <sub>0</sub> = 902.193	C <sub>0</sub> = 98.958

<sup>1)</sup> Die hier verwendeten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Einnahmen-/Ausgaben des 1. Jahres auch für die Folgejahre gelten.

<sup>2)</sup> Negative Werte in Klammern: ( ).

Wie die Ergebnisse des Berechnungsbeispiels 12 zeigen, haben beide Vorhaben einen positiven Kapitalwert und sind demnach beide absolut vorteilhaft. Da jedoch der Kapitalwert des Investitionsvorhabens „Kleinwasserkraftanlage“ um ein Vielfaches größer ist als der des konkurrierenden Vorhabens, ist dieses Projekt auch relativ vorteilhaft und sollte daher durchgeführt werden.

Allerdings ist die Bestimmung der wirtschaftlich vorteilhafteren Investitionsalternative durch Vergleich der Kapitalwerte problematisch, wenn sich – wie dies in unserem Beispiel der Fall ist – die alternativen Investitionsvorhaben sowohl hinsichtlich ihres Kapitalbedarfes als auch hinsichtlich ihrer Nutzungsdauer stark unterscheiden. In solchen Fällen kann die Lösung des Wahlproblems mit Hilfe der Kapitalwertmethode nur dann als methodisch unbedenklich erachtet werden, wenn unterstellt werden darf, daß zum Kalkulationszinssatz jederzeit und in der erforderlichen Höhe Finanzmittel angelegt oder ausgeliehen werden können. (Wenn dies zutrifft, ist der Kapitalwert der mit dem Differenzkapital durchführbaren Zusatz- und Anschlußinvestitionen gleich Null und läßt somit die Vergleichswerte unverändert.)

Da diese Annahme jedoch als nicht allzu realistisch erscheint, wird es in der Praxis erforderlich sein, entweder auf die Anwendung der Kapitalwertmethode bei der Auswahl der vorteilhafteren Investitionsmöglichkeit zu verzichten oder aber nach dem gegebenen Informationsstand mögliche Zusatz- und Anschlußinvestitionen in geeigneter Weise in den Wirtschaftlichkeitsvergleich mit einzubeziehen. Konkret bedeutet dies, daß die Investitionsalternative mit dem geringeren Kapitalbedarf und/oder der kürzeren Nutzungsdauer nicht als Einzelinvestition behandelt wird, sondern daß sich ihr Kapitalwert aus einem Bündel komplementärer Investitionen errechnet, deren aggregierte Zahlungsströme und Nutzungsdauern denen des Investitionsvorhabens mit dem höheren Kapitalbedarf und/oder der längeren Nutzungsdauer möglichst genau entsprechen.

Bei dem Wirtschaftlichkeitsvergleich von Kleinwasserkraftanlage und Diesellagregat wird davon ausgegangen, daß beide Vorhaben zu 100% mit Krediten finanziert würden, die zu dem Kalkulationszinssatz (8%) aufgenommen werden können. Da es nun nicht bekannt ist, ob es möglich wäre, den Differenzbetrag zwischen den für beide Projekte erforderlichen Investitionsausgaben in Höhe von 453 000 DM so anzulegen, daß bei einer Realisierung der Investitionsalternative „Diesellagregat“ deren Kapitalwert durch die mit dem Differenzbetrag möglichen Zusatzinvestitionen erhöht werden könnte – dies würde eine Verzinsung dieses Differenzbetrages mit einem Zinssatz von über 8% erfordern –, können auf dem gegebenen Informationsstand denkbare Zusatzinvestitionen bis zur Höhe des Differenzbetrages keine Berücksichtigung finden.

Allerdings kann davon ausgegangen werden, daß im Fall der Installation eines Diesellagregates dieses Aggregat bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen am Ende seiner Lebensdauer durch ein neues Aggregat gleicher Art ersetzt würde. Es läßt sich somit hier eine Kette gleicher Investitionen absehen, deren Gesamtdauer zwar nicht voraussehbar ist, deren Wirtschaftlichkeit jedoch über einen Zeitraum von 25 Jahren – der voraussichtlichen Lebensdauer der Investitionsalternative „Kleinwasserkraftanlage“, mit der sie verglichen wird – beurteilt werden kann. In der Beispielsrechnung 13 wird die erwartete Investitionskette unter der Annahme konstanter Preise und Mengen zahlenmäßig dargestellt und ihr Kapitalwert berechnet. Wie das Rechenergebnis zeigt, verändert die Einbeziehung der während

Beispiel 13: Berechnung des Kapitalwertes – Co – eines Diesellagregates unter der Annahme regelmäßiger, gleichartiger Neuinvestitionen am Ende seiner Lebensdauer<sup>1)</sup> (in 1.000 DM)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investitionsausgaben (It) <sup>2)</sup>	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Restwert (Lt)	(87)	-	-	-	-	-	-	(87)	-	-	-	-	-
Rückflüsse (Rt)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
Cash-Flow	(87)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	(42,4)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
Abzinsungsfaktor (für i=8%)	1	0,926	0,857	0,794	0,735	0,681	0,630	0,583	0,540	0,500	0,463	0,429	0,397
Barwerte	(87)	32,0	29,7	27,5	25,4	23,6	21,8	(24,7)	18,7	17,3	16,0	14,8	13,7

Kapitalwert (= Summe der Barwerte It – It<sup>2)</sup>): Co = 202.200 DM

<sup>1)</sup> Die hier verwendeten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Kostenansätze für das 1. Betriebsjahr auch für die Folgejahre gelten.  
<sup>2)</sup> Negative Werte werden in Klammern angegeben.)

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Investitionsausgaben (It) <sup>2)</sup>	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Restwert (Lt)	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Rückflüsse (Rt)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
Cash-Flow	34,6	(42,4)	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	(42,4)	34,6	34,6	34,6	34,6
Abzinsungsfaktor (für i=8%)	0,368	0,340	0,315	0,292	0,270	0,250	0,232	0,215	0,199	0,184	0,170	0,158	0,146
Barwerte	12,7	(14,4)	10,9	10,2	9,3	8,7	8,0	7,4	(8,4)	6,4	5,9	5,5	11,3

der Lebensdauer der Investitionsalternative „Kleinwasserkraftanlage“ möglichen Folgeinvestitionen beim „Diesesaggregat“ den Kapitalwert dieses Vorhabens ganz erheblich. Während sich für das Dieselsaggregat als Einzelanlage mit einer Lebensdauer von sieben Jahren ein Kapitalwert von rd. 99.000 DM errechnet, steigt dieser Wert auf 202.200 DM bei Berücksichtigung der während eines Zeitraumes von 25 Jahren zu erwartenden Folgeinvestitionen. Dies führt zwar in unserem Alternativenvergleich nicht zu einer Änderung der Rangfolge – der Kapitalwert des Projektes „Kleinwasserkraftanlage ist mit 902.200 DM noch immer sehr viel größer –, es wird aber deutlich, daß die Nichtberücksichtigung von Folgeinvestitionen beim Vergleich von Investitionsalternativen mit unterschiedlichen Nutzungsdauern zu Fehlentscheidungen führen kann. Dabei ist die Gefahr einer Fehlentscheidung mit der Konsequenz der Durchführung des weniger vorteilhaften Projektes um so höher, je größer die Differenz der Nutzungsdauern und Investitionsausgaben und je kleiner die Differenz der Kapitalwerte der zu vergleichenden Investitionsalternativen ist.

Nachdem die vorausgegangenen Überlegungen zeigen, daß die Kapitalwertmethode eine methodisch einwandfreie Lösung des Wahlproblems nur dann erlaubt, wenn eine weitgehende Übereinstimmung von Investitionsausgaben und Nutzungsdauern gegeben ist, halten wir es für empfehlenswert, das Wahlproblem in den Fällen, in denen die genannten Voraussetzungen nicht erfüllt sind, mit Hilfe der weiter unten beschriebenen Annuitätenmethode zu lösen, die einen Wirtschaftlichkeitsvergleich von Investitionen auch sehr unterschiedlicher Nutzungsdauern erlaubt.

## 2. Interne-Zinssatz-Methode

Die interne-Zinssatz-Methode kann als eine Sonderform der vorausgehend dargestellten Kapitalwertmethode verstanden werden:

Während bei der Kapitalwertmethode von einer geforderten Mindestverzinsung, dem Kalkulationszinssatz, ausgegangen und durch Auf-/Abdiskontierung aller Projektzahlungen der Kapitalwert ermittelt wird, muß bei der Internen-Zinssatz-Methode der Zinssatz (IRR) bestimmt werden, bei dem sich ein Kapitalwert von Null ergibt.

Dies bedeutet, daß der interne Zinssatz einer Investition (Internal rate of return – IRR) die erzielbare Verzinsung des durch die Investition gebundenen Kapitals zum Ausdruck bringt.<sup>1)</sup>

Die Formel zur Berechnung des internen Zinssatzes (IRR) läßt sich direkt aus der Kapitalwertformel ermitteln, wobei gilt:  $C_0 = 0$ .

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T R_t \cdot \left(1 + \frac{IRR}{100}\right)^{-t} + L_T \cdot \left(1 + \frac{IRR}{100}\right)^{-T}$$

Sofern kein Rechner zur Ermittlung von – IRR – zur Verfügung steht, kann der interne Zinssatz nach folgendem Näherungsverfahren bestimmt werden:

<sup>1)</sup> Die im Abschnitt C.1.3 beschriebene Return-on-Investment-Methode liefert, wie bereits früher dargestellt, nur grobe Näherungen an die nach der Internen-Zinssatz-Methode sehr genau ermittelbaren Zinssätze.

Mit Hilfe der Kapitalwertmethode werden nach Auswahl geeigneter Kalkulationszinssätze zwei Kapitalwerte  $C_{01}$  und  $C_{02}$  berechnet, von denen einer negativ sein sollte. Durch graphische oder rechnerische Inter-(Extra-)polation kann dann der interne Zinssatz – IRR – ermittelt werden:

$$IRR = i_1 - C_{01} \frac{i_2 - i_1}{C_{02} - C_{01}}$$

Bei Anwendung der Interne-Zinssatz-Methode ist eine Investition dann als absolut vorteilhaft anzusehen, wenn der interne Zinssatz – IRR – gleich oder größer ist als der Kalkulationszinssatz –  $i$  –, wenn also wenigstens die geforderte Mindestverzinsung sichergestellt ist. Es muß gelten:

$$IRR \geq i$$

Beispiel 14:

Berechnung des internen Zinssatzes der Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang)

Das Projekt hat folgende Daten:

Investitionsausgaben ( $I_0$ ) : 540.000 DM

Lebensdauer ( $T = t$ -Jahre): 25 Jahre

Rückflüsse ( $R_t$ ) : 135.100 DM/Jahr

Liquidationserlös ( $L_T$ ) : 0 DM

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T R_t \cdot q^{-t} + L_T \cdot q^{-T}$$

$C_{01} = 69.833$  für  $i_1 = 22\%$

$C_{02} = -58.508$  für  $i_2 = 28\%$

$$IRR = i_1 - C_{01} \cdot \frac{i_2 - i_1}{C_{02} - C_{01}} \%$$

Daraus folgt:

$$IRR = 22 - 69.833 \cdot \frac{28 - 22}{-58.508 - 69.833} =$$

$$22 - 69.833 \cdot \frac{6}{-128.341} = 22 + 3,3 = \underline{\underline{25,3\%}}$$

Für die Kleinwasserkraftanlage errechnet sich also ein interner Zinssatz von 25,3%.

(Da die dem internen Zinssatz zugrundeliegende Funktion nicht-linear ist, stellt dieses Ergebnis lediglich eine erste Näherung dar. Durch die Wahl enger zusammenliegender Kalkulationszinssätze  $i_1$  und  $i_2$  würde das Ergebnis an Genauigkeit gewinnen.)

Nachdem der interne Zinssatz dieses Vorhabens mit 25,3% den geforderten Mindestzinssatz von 8% erheblich übersteigt, ist diese Investitionsalternative absolut vorteilhaft.

Zur Lösung des Wahlproblems bei alternativen Investitionsmöglichkeiten werden die internen Zinssätze der Alternativen miteinander verglichen.

Zu wählen ist die Investitionsalternative mit dem höchsten internen Zinssatz, wobei dieser Zinssatz zumindest dem Kalkulationszinssatz entsprechen und so mit auch dem Kriterium der absoluten Vorteilhaftigkeit genügen muß.

Beispiel 15:

**Berechnung des internen Zinssatzes des Dieselaggregats (vgl. Fallbeispiel, Anhang)**

**Das Projekt hat folgende Daten:**

Investitionsausgaben ( $I_0$ ) : 87.000 DM

Lebensdauer ( $T = t$ -Jahre): 7 Jahre

Rückflüsse ( $R_t$ ) : 34.600 DM / Jahr

Liquidationserlös ( $L_T$ ) : 10.000 DM

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T R_t \cdot q^{-t} + L_T \cdot q^{-T}$$

$$C_0 = 4.964 \text{ für } i_1 = 33 \%$$

$$C_0 = -2.706 \text{ für } i_2 = 37 \%$$

$$IRR = i_1 - C_0 \cdot \frac{i_2 - i_1}{C_0 \cdot C_0}$$

Daraus folgt:

$$IRR = 33 - 4.964 \cdot \frac{37 - 33}{-2.706 - 4.964} = 36 \%$$

Die Berechnung des internen Zinssatzes des Dieselaggregats in Beispiel 15 ergibt einen Wert von rund 36%.

Da der interne Zinssatz des Dieselaggregats also wesentlich höher liegt als der interne Zinssatz der Kleinwasserkraftanlage mit rund 25%, scheint nach diesem Berechnungsverfahren das Dieselaggregat das vorteilhaftere Projekt zu sein.

Allerdings werden bei der interne-Zinssatz-Methode schwerste Bedenken erhoben gegen die Lösung des Wahlproblems durch einfachen Vergleich der internen Zinssätze alternativer Investitionsvorhaben mit unterschiedlichem Kapitaleinsatz und/oder unterschiedlichen Nutzungsdauern. Ein direkter Vergleich der internen Zinssätze kann in solchen Fällen nur dann zu einer korrekten Rangfolge der Alternativenprojekte führen, wenn unterstellt werden kann, daß die Durchführung von Zusatz- und Anschlußinvestitionen zu einem Zinssatz möglich ist, der dem internen Zinssatz der ursprünglichen Investition gleich ist. In unserem konkreten Beispiel würde dies bedeuten, daß das Dieselaggregat nur dann vorteilhafter eingesetzt werden kann als die Kleinwasserkraftanlage, wenn angenommen werden darf, daß der Differenzbetrag zwischen den Investitionsausgaben beider Projekte (540 000 - 87 000 = 453 000) sowie die aus dem Projekt „Dieselaggregat“ sukzessiv frei werdenden Mittel im Rahmen von Folgeinvestitionen ebenfalls zu einem Zinssatz von 36% angelegt werden können.

Nachdem die Annahme, daß jederzeit beliebig hohe Beträge zu praktisch beliebigen Zinssätzen angelegt werden können, um so unwahrscheinlicher wird, je weiter sich der interne Zinssatz einer Investition von dem aus Marktdaten abgeleiteten Kalkulationszinssatz entfernt, sollte zur Vermeidung von Fehlentscheidungen auf die Lösung des Wahlproblems durch einen einfachen Vergleich der internen Zinssätze alternativer Vorhaben verzichtet werden.

In der einschlägigen Literatur wird als Konsequenz aus dem oben Gesagten vorgeschlagen, das Wahlproblem unter Anwendung der interne-Zinssatz-Methode in analoger Weise wie bei der Return-on-Investment-Methode<sup>1)</sup> durch Ermittlung des internen-Zinssatzes der Differenzinvestition zu lösen.

Dieser Empfehlung soll hier allerdings nicht gefolgt werden. Es wird davon ausgegangen, daß auf die Anwendung dieses reichlich komplizierten Verfahrens verzichtet werden kann, nachdem die nachfolgend beschriebene Annuitätenmethode sowie die weiter unten dargestellte Ausgabenannuitätenvergleichsmethode eine wesentlich einfachere Lösung des Wahlproblems im Falle der Existenz von Investitionsalternativen erlauben.

### 3. Annuitätenmethode

Zweck der Annuitätenmethode, ebenfalls eine Variante der Kapitalwertmethode, ist die Umwandlung aller mit einem Investitionsvorhaben verbundenen Nettozahlungen in eine Reihe gleichhoher jährlicher Zahlungen. Die Transformation erfolgt durch Multiplikation des Kapitalwertes  $C_0$  (zur Berechnung des Kapitalwertes vgl. auch Abschnitt C.I.1) mit dem Wiedergewinnungsfaktor  $WF(i, T)$  für einen bekannten Kalkulationszinssatz ( $i$ ) und einen bekannten Planungszeitraum  $T$  ( $T=t$ -Jahre). Die Annuität  $-AN$ , der konstante jährliche Zahlungsbetrag, einer Investition errechnet sich also nach der Formel

$$AN = C_0 \cdot WF(i, T)$$

<sup>1)</sup> vgl. Abschnitt C.I.3

Beispiel 16:

Berechnung der Annuität einer Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang) mit bekanntem Kapitalwert ( $C_0$ )  
Das Projekt hat folgende Daten:

Kapitalwert( $C_0$ ): 902.400 DM (Ergebnis des Berechnungs -

beispiels 11, Abschnitt C.II.1)

Lebensdauer: 25 Jahre

Kalkulations -

zinssatz: 8%

Wiedergewinnungs -

faktor (WF): 0,094<sup>1)</sup>

WF (25;8 %).

$$AN = C_0 \cdot WF(i, i)$$

$$AN = 902.400 \cdot 0,094 = 84.534$$

$$AN = \underline{\underline{84.534 \text{ DM}}}$$

Sofern der Kapitalwert eines Investitionsvorhabens noch nicht berechnet wurde, kann die Annuität des Vorhabens entsprechend der Zusammensetzung des Kapitalwertes in folgende Komponenten zerlegt werden, die getrennt berechnet werden können:

a. Annuität der Investitionsausgaben -  $AN_I$ :

$$AN_I = I_0 \cdot WF(i, T);$$

b) Annuität der Rückflüsse (Überschuß der jährlichen Einnahmen über die laufenden Ausgaben) -  $AN_R$ :

$$AN_R = \left( \sum_{t=1}^T R_t \cdot q^{-t} \right) \cdot WF(i, T)$$

Diese Formel vereinfacht sich zu

$$AN_R = R (R = \text{jährlicher Rückfluß})$$

wenn die jährlichen Rückflüsse in allen Jahren der Nutzungsdauer als konstant angenommen werden können.

c) Annuität des Liquidationserlöses -  $AN_L$ :

$$AN_L = L_T \cdot q^{-t} \cdot WF(i, T)$$

1) Der Wert des Wiedergewinnungsfaktors (WF) wurde der Tabelle 2, Anhang IV, entnommen.

Für die Annuität eines Investitionsvorhabens gilt dann:

$$AN = AN_R + AN_L - AN_I$$

Beispiel 17:

Berechnung der Annuität eines Dieselaggregats (vgl. Fallbeispiel, Anhang)

Das Projekt hat folgende Daten:

Lebensdauer (T):	7 Jahre
Investitionsausgaben ( $I_0$ ):	87.000 DM
Rückflüsse (R)	34.600 DM/Jahr
Liquidationserlös ( $L_T$ ):	10.000 DM
Kalkulationszinssatz (i):	8%
Wiedergewinnungsfaktor (WF):	0,192
WF (8%; 7 Jahre)	

a.  $AN_I = I_0 \cdot WF(8\%; 7)$

$$AN_I = 87.000 \cdot 0,192 = 16.712$$

$$AN_I = 16.712 \text{ DM}$$

=====

b.  $AN_R = \left( \sum_{t=1}^T R_t \cdot q^{-t} \right) \cdot WF(i, T)$

bzw.  $AN_R = R$  bei jährlich konstanten Rückflüssen, wie in diesem Fall.

$$AN_R = 34.600 \text{ DM}$$

=====

c.  $AN_L = L_T \cdot q^{-t} \cdot WF(i, T)$

$$AN_L = 10.000 \cdot 0,583 \cdot 0,192 = 1.119$$

$$AN_L = 1.119 \text{ DM}$$

=====

Anmerkung: der Wert des Abzinsungsfaktors

$q^{-t}$  für

$i = 8\%$  und

$t = 7$  Jahre

wurde der Tabelle 1, Anhang IV, entnommen.

Die Annuität dieses Projekts errechnet sich demnach

als:

$$AN = AN_R + AN_L - AN_j$$

$$AN = 34.600 + 1.119 - 16.712 = 19.007$$

$$AN = 19.007 \text{ DM}$$

Bei Anwendung der Annuitätenmethode ist eine Investition dann als absolut vorteilhaft anzusehen, wenn ihre Annuität nicht negativ ist ( $AN \geq 0$ ) und somit zumindest die Verzinsung des eingesetzten Kapitals zum Kalkulationszinssatz oder auch zusätzlich ein positiver Jahresüberschuß in Höhe AN erreicht wird.

Da sowohl das Investitionsvorhaben „Kleinwasserkraftanlage“ (Beispiel 16) als auch das Projekt „Dieselaggregat“ (Beispiel 17) positive Annuitäten ausweisen, sind nach dem Kriterium der Annuitätenmethode beide Vorhaben als absolut vorteilhaft anzusehen.

Kommen gleichzeitig mehrere, sich gegenseitig ausschließende Investitionsalternativen in Frage, ist nach Vergleich ihrer jeweiligen Annuitäten die Alternative mit der höchsten Annuität durchzuführen, sofern sie auch dem Kriterium der absoluten Vorteilhaftigkeit gerecht wird, d. h. eine Annuität von Null oder eine positive Annuität ausweist.

Demnach wäre von den beiden hier betrachteten Investitionsvorhaben das Projekt „Kleinwasserkraftanlage“ als das vorteilhaftere durchzuführen, da die errechnete Annuität von 84 534 DM wesentlich größer ist als die Annuität des Alternativprojektes „Dieselaggregat“ mit 19 007 DM.

Anders als die Kapitalwertmethode, auf der sie aufbaut, kann die Annuitätenmethode ohne die Gefahr einer Fehlentscheidung zu einem Vergleich von Investitionsalternativen auch sehr unterschiedlicher Nutzungsdauern herangezogen werden, da bei der Annuitätenmethode die unter Berücksichtigung des Zeiffaktors ermittelten Überschüsse der Einzahlungen über die Auszahlungen pro Jahr Basis des Vergleichs sind und nicht – wie bei der Kapitalwertmethode – die während der gesamten, i. d. R. verschiedenen langen Nutzungsdauern der Investitionsalternativen akkumulierten Überschüsse.

Allerdings bestehen auch bei der Annuitätenmethode Bedenken gegen ihre Anwendung zur Lösung des Wahlproblems bei Investitionen mit unterschiedlich hohen Investitionsausgaben. Sofern nicht unterstellt werden kann, daß zum Kalkulationszinssatz jederzeit und in der erforderlichen Höhe Finanzmittel angelegt oder ausgeliehen werden können – in diesem Fall wäre die Annuität möglicher Zusatzinvestitionen in Höhe der Differenz der Investitionsausgaben gleich Null und würde daher das Vergleichsergebnis nicht verändern – sollten im konkreten Einzelfall zur Beschaffung einer methodisch einwandfreien Vergleichsbasis in Frage kommende Zusatzinvestitionen in die Berechnung mit einbezogen werden. In unserer Beispielerrechnung „Dieselaggregat“ vs. „Kleinwasserkraftanlage“ muß aufgrund des unzureichenden Informationsstandes bezüglich möglicher Zusatz-

investitionen im Falle der Realisierung der Investitionsalternative „Dieselaggregat“ angenommen werden, daß zusätzliche Finanzmittel nur zum Kalkulationszinssatz angelegt werden können, so daß hier auf eine Einbeziehung von Zusatzinvestitionen in den Vergleich verzichtet werden kann.

Zur Lösung des Ersatzproblems genügt in den Fällen, in denen eine neue Anlage qualitativ und quantitativ dieselben Leistungen erbringen soll wie eine bisher eingesetzte Anlage die Anwendung der Ausgabenannuitätenvergleichsmethode.

Wo dies nicht der Fall ist, beispielsweise weil die neue Anlage die Herstellung von mehr- oder höherwertigeren Produkten zuläßt, kann die Frage, ob eine alte Anlage durch eine neue ersetzt werden soll, mit Hilfe der Annuitätenmethode entschieden werden.

Der Ersatz ist dann durchzuführen, wenn die Annuität der alten Anlage geringer ist als die der neuen Anlage.

#### 4. Ausgabenannuitätenvergleichsmethode (dynamisch)

Anders als die vorausgehend dargestellte Annuitätenmethode, die eine Beurteilung sowohl der absoluten Vorteilhaftigkeit als auch der relativen Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens erlaubt, wobei die zu vergleichenden Alternativen den unterschiedlichsten Zwecken dienen können, kann die Ausgabenannuitätenvergleichsmethode, eine verkürzte Form der Annuitätenmethode bei der auf die Einbeziehung von Einnahmen in die Berechnung verzichtet wird, nur zur Beurteilung der relativen Vorteilhaftigkeit gleichartiger Investitionsvorhaben anhand eines Vergleichs der Kosten pro Jahr – oder pro Arbeitseinheit herangezogen werden.

Ziel der dynamischen ebenso wie auch der bereits früher dargestellten statischen Ausgabenannuitätenvergleichsmethode ist es, durch Gegenüberstellung der Kosten von zwei oder mehr alternativen Anlagen zur Herstellung einer definierten Produktmenge die jeweils kostengünstigste Anlage zu identifizieren.

Während jedoch bei der statischen Ausgabenannuitätenvergleichsmethode die Berechnung der Ausgabenannuität nach der Formel

$$AN_K = K_L + (I_0 - L) \cdot WF(i, T) + L \cdot i$$

erfolgen kann, wobei der für  $-K_L$  – anzusetzende Wert bei jährlich schwankenden laufenden Ausgaben als Durchschnitt ermittelt wird (vgl. Abschnitt C.1.2), erfordert die dynamische Ausgabenannuitätenvergleichsmethode, wie alle dynamischen Verfahren, bei jährlich nicht gleich hohen laufenden Ausgaben die Berücksichtigung der Zeitkomponente.

Zur Berechnung der dynamischen Ausgabenannuität gilt demnach folgende modifizierte Formel:

$$AN_K = \left[ \sum_{t=1}^T K_L \cdot q^{-t} \right] \cdot WF(i, T) + (I - L) \cdot WF(i, T) + L \cdot i$$

Bei dieser Formel bedeutet der eckig eingeklammerte Summant, daß – anders als bei der Berechnung der statischen Ausgabenannuität – zunächst die Barwerte aller während der Projektlaufzeit jährlich anfallenden laufenden Ausgaben ( $K_t$ ) berechnet und summiert werden müssen.

In einem zweiten Rechenschritt wird die Summe der Barwerte der laufenden Ausgaben mit dem Wiedergewinnungsfaktor –  $WF(i, T)$  – multipliziert. (Die Wiedergewinnungsfaktoren für alternative Nutzungsdauern und Zinssätze sind in Tabelle 2, Anhang IV wiedergegeben.)

Als Ergebnis dieser, bei Verwendung der angegebenen Tabellen sehr einfachen Rechenoperation ergibt sich die Annuität der laufenden Ausgaben.

Entsprechend der angegebenen Formel errechnet sich die **gesamte dynamische Ausgabenannuität** als Summe aus

- Annuität der laufenden Ausgaben
- Annuität der um den Liquidationserlös verringerten Investitionsausgaben
- jährlicher Verzinsung des Liquidationserlöses.

Da statische und dynamische Ausgabenannuität bei **jährlich gleichbleibenden** laufenden Ausgaben übereinstimmen, empfiehlt sich in solchen Fällen die Anwendung der rechnerisch einfacheren statischen Methode.

Die dynamische Ausgabenannuität repräsentiert die unter Berücksichtigung von Verzinsungseffekten bei jährlich ungleichen laufenden Ausgaben aus dem Investitionsvorhaben resultierenden Kosten pro Jahr, bzw. nach Division dieser Kosten durch die Zahl der zu produzierenden/produzierten Arbeitseinheiten (z. B. kWh/a oder m<sup>3</sup> Trinkwasser) auch die Kosten pro Arbeitseinheit.

Kommen zur Erbringung einer geforderten Leistung mehrere Anlagen alternativ in Frage, dann sollte diejenige Anlage mit der geringsten dynamischen Ausgabenannuität, bzw. mit den geringsten Kosten pro Arbeitseinheit ausgewählt werden.

Ebenso wie die statische ist auch die dynamische Ausgabenannuitätenvergleichsmethode zur Lösung des Ersatzproblems geeignet.

Bei Anwendung dieser Methode ist eine alte Anlage dann durch eine neue zu ersetzen, wenn die dynamische Ausgabenannuität der alten Anlage größer ist als die der neuen.

Bei Berechnung der Ausgabenannuität der alten Anlage ist als fiktive Investitionsausgabe der Betrag anzusetzen, der bei einer Liquidation der Anlage im Vergleichsjahr als Verkaufspreis zu erwarten wäre.

Auf eine Darstellung des Rechenverfahrens anhand der Daten des Fallbeispiels, Anhang, soll hier verzichtet werden, da bei diesen Investitionsmöglichkeiten von jährlich gleichbleibenden laufenden Ausgaben ausgegangen wird und die Berechnung der dynamischen Ausgabenannuität somit zu denselben Ergebnissen führen würde wie die bereits in Abschnitt C.1.2 durchgeführte Berechnung der statischen Ausgabenannuität.

## 5. Dynamische Amortisationsrechnung

Anders als bei der Berechnung der Amortisationszeit nach der statischen Methode wird bei der dynamischen Amortisationsrechnung der zeitlich unterschiedliche Anfall von Ein- und Auszahlungen durch Auf- oder Abzinsung der jährlichen Nettozahlungen (jährliche Überschüsse der Einzahlungen über die Auszahlungen) auf das Jahr der Inbetriebnahme wertmäßig erfaßt.

Die Ermittlung der Amortisationszeit erfolgt dann **kumulativ**, d. h. beginnend mit dem Jahr der ersten Zahlung werden die Barwerte der jährlichen Nettozahlungen so lange addiert, bis die Summe erstmals einem Wert von Null oder größer als Null erreicht. Die bis dorthin seit der Inbetriebnahme benötigte Zeit wird als **dynamische Amortisationszeit** berechnet.

Bei Anwendung der Amortisationszeit als Kriterium der Vorteilhaftigkeit einer Investition ist ein bestimmtes Vorhaben dann als **absolut vorteilhaft** anzusehen, wenn das einzusetzende Kapital einschließlich einer geforderten Mindestverzinsung innerhalb der Nutzungsdauer, oder auch innerhalb einer geforderten Höchstamortisationszeit, die kürzer ist als die technisch mögliche Nutzungsdauer, durch erwartete Überschüsse der Einnahmen über die laufenden Ausgaben zurückfließen wird.

Beispiel 18:  
Vergleich einer Kleinwasserkraftanlage und eines Diesellaggregates anhand ihrer dynamischen Amortisationszeiten<sup>1)</sup>

	Kleinwasserkraftanlage	Diesellaggregat
Kalkulationszinssatz	8%	8%
Lebensdauer (Jahre)	25	7
Liquidationserlös (DM)	–	10.000
Investitionsausgaben (DM)	(540.000) <sup>2)</sup>	(87.000)
Rückflüsse (DM/Jahr)	135.100	34.600
<b>Barwerte:</b>		
Investitionsausgaben ( $x q^0 = 1$ )	(540.000)	kumuliert (87.000)
Rückfluß		kumuliert (87.000)
1. Jahr ( $x q^{-1} = 0,926$ )	125.100	(87.000)
2. Jahr ( $x q^{-2} = 0,857$ )	115.800	32.000
3. Jahr ( $x q^{-3} = 0,794$ )	107.300	29.700
4. Jahr ( $x q^{-4} = 0,735$ )	99.300	27.500
5. Jahr ( $x q^{-5} = 0,681$ )	92.000	(500)
6. Jahr ( $x q^{-6} = 0,630$ )	85.100	84.600
Amortisationszeit (dynamisch)	5 Jahre	3 Jahre

<sup>1)</sup> Die hier verwandten Daten sind dem Fallbeispiel (Anhang) entnommen. Es wird unterstellt, daß die Einnahmen-/Ausgabensätze des 1. Jahres auch für die Folgejahre gelten.

<sup>2)</sup> Negative Werte in Klammern: ( ).

Wie die Ergebnisse des Beispiels 18 zeigen, errechnet sich unter den gemachten Annahmen für beide Vorhaben eine dynamische Amortisationszeit, die erheblich unter ihrer Lebensdauer liegt. Beide Vorhaben sind also **absolut vorteilhaft**. Die dynamischen Amortisationszeiten sind länger als die statischen Amortisationszeiten, da bei der dynamischen Amortisationsrechnung nicht nur die Rückgewinnung des eingesetzten Kapitals, sondern auch der darauf anfallenden kalkulatorischen Zinsen gefordert wird.

Bei der Beurteilung der relativen Vorteilhaftigkeit alternativer Investitionsmöglichkeiten wird davon ausgegangen, daß die Investitionsalternative mit der kürzesten dynamischen Amortisationszeit die vorteilhafteste darstellt.

Durch Ersetzen von  $q$  durch  $\frac{r}{e}$  im Barwertfaktor lassen sich Marktzinssatz und Inflationsrate explizit berücksichtigen:

$$BF = \frac{\left(\frac{r}{e}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e}\right) \cdot \left(\frac{r}{e} - 1\right)}$$

Wird nun der jährliche Rückfluß ( $R$ ) in seine Komponenten zerlegt:

$$R = E_1 + E_2 + \dots + E_m - A_I - A_{II} - \dots - A_m$$

$E_{1-m}$  = Einnahmeposition 1, 2, ..., m

$A_{1-m}$  = Ausgabeposition I, II, ..., m

kann jede dieser Komponenten mit einem Barwertfaktor multipliziert werden, der ihre jeweilige Inflationsrate zum Ausdruck bringt.

z. B.:

$$E_1 \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_1}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_1}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_1} - 1\right)}$$

Durch Multiplikation der Einnahmeposition  $-E_1$  mit ihrem Barwertfaktor wird die Summe der Barwerte der um die Inflationsrate erhöhten jährlichen Einnahmen aus dieser Position ermittelt, oder anders ausgedrückt: der Kapitalwert dieser Einnahmeposition unter Berücksichtigung der speziellen Preissteigerungsrate.

Für den Barwert des Liquidationserlöses ( $L_T$ ) gilt entsprechend:

$$L_T \cdot q^{-T} = L_T \cdot \frac{e^T}{r^T}$$

$$\text{da } q = \frac{r}{e}$$

Der Kapitalwert eines Investitionsvorhabens errechnet sich demnach als

$$C_0 = -I_0 + E_1 \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_1}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_1}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_1} - 1\right)} + E_2 \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_2}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_2}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_2} - 1\right)} + \dots$$

$$-A_I \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_I}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_I}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_I} - 1\right)} - A_{II} \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_{II}}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_{II}}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_{II}} - 1\right)} + L_T \cdot \frac{e^T}{r^T}$$

$I_0$  = Investitionsausgaben in der Periode  $t=0$

$E_{1-m}$  = Einnahmeposition 1, 2, ..., m

$A_{1-m}$  = Ausgabeposition I, II, ..., m

$T$  = Projektnutzungsdauer (= t-Jahre)

$L_T$  = Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer

$$r = 1 + \frac{P}{100} ; P = \text{Marktzinssatz (\%)} )$$

$$e_{1-m} = 1 + \frac{a_{1-m}}{100} ; a_{1-m} = \text{Inflationsraten der Einnahme-} \\ \text{me- / Ausgabeposition } 1-m (\%)$$

$$e_L = 1 + \frac{a_L}{100} ; a_L = \text{Inflationsrate Investitionsgüter}$$

Die Berechnung des Kapitalwertes unter expliziter Berücksichtigung unterschiedlicher Inflationsraten für verschiedene Produktionsfaktoren/Erzeugnisse soll nachfolgend anhand der beiden Investitionsvorhaben des Fallbeispiels, Anhang, demonstriert werden, wobei abweichend von den dort genannten Daten unterstellt wird, daß

- a) der Zinssatz für Fremdkapital 32% p.a.,
- b) die allgemeine Inflationsrate 22% p.a. und
- c) die Inflationsrate für Dieselöl 3% mehr als die allgemeine Inflationsrate, also 25% p.a. beträgt.

Weiterhin wird unterstellt, daß der Abgabepreis der erzeugten Elektrizität marktbedingt nur mit der allgemeinen Inflationsrate steigen kann.



Beispiel 19:

Berechnung des Kapitalwertes einer Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang) unter der Annahme einer Inflationsrate von 22% p.a. und eines Kalkulationszinssatzes von 32% p.a.

Das Projekt hat folgende Daten:

Investitionsausgaben ( $I_0$ ) : 540.000 DM  
 Nutzungsdauer ( $T = t$  - Jahre) : 25 Jahre  
 Liquidationserlös ( $L_T$ ) : 0 DM  
 Jährl. Rückflüsse ( $R$ ) : 135.100 DM

Allgemeine Inflationsrate ( $a$ ) : 22%/Jahr  $\Rightarrow e = 1,22$   
 Kalkulationszinssatz ( $i = p$ ) : 32%/Jahr  $\Rightarrow r = 1,32$

$$C_0 = -I_0 + R \cdot \frac{\left(\frac{r}{e}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e}\right) \cdot \left(\frac{r}{e} - 1\right)} + L_T \cdot \frac{e^T}{rT}$$

$$C_0 = -540.000 + 135.100 \cdot \frac{\left(\frac{1,32}{1,22}\right)^{25} - 1}{\left(\frac{1,32}{1,22}\right) \cdot \left(\frac{1,32}{1,22} - 1\right)} + 0 \cdot \frac{1,22^{25}}{1,30^{25}}$$

$$C_0 = -540.000 + 135.100 \cdot \frac{1,082^{25} - 1}{1,082^{25} \cdot (1,082 - 1)}$$

$$C_0 = -540.000 + 135.100 \cdot \frac{6,167}{7,167 \cdot 0,082}$$

$$C_0 = -540.000 + 135.100 \cdot 10,493 = 877.630 \text{ DM}$$

Beispiel 20:

Berechnung des Kapitalwertes eines Dieselaggregates (vgl. Fallbeispiel, Anhang) unter der Annahme einer allgemeinen Inflationsrate von 22% p.a., einer Inflationsrate für Diesel von 25% und eines Fremdkapitalzinssatzes von 32% p.a.

Das Projekt hat folgende Daten:

Investitionsausgaben ( $I_0$ ) : 87.000 DM  
 Nutzungsdauer ( $T = t$  - Jahre) : 7 Jahre  
 Liquidationserlös ( $L_T$ ) : 10.000 DM  
 Jährliche Rückflüsse ( $R$ ) : 34.600 DM

Energieträgerkosten ( $K_E$ ) : 105.000 DM

Allgemeine Inflationsrate ( $a_1$ ) : 22% p.a.  $e_1 = 1,22$   
 Inflationsrate Diesel ( $a_2$ ) : 25% p.a.  $e_2 = 1,25$   
 Kalkulationszinssatz ( $i = p$ ) : 32% p.a.  $r = 1,32$

$$C_0 = -I_0 + (R + K_E) \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_1}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_1}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_1} - 1\right)} - K_E \cdot \frac{\left(\frac{r}{e_2}\right)^t - 1}{\left(\frac{r}{e_2}\right) \cdot \left(\frac{r}{e_2} - 1\right)} + L_T \cdot \frac{e_1^T}{rT}$$

$$C_0 = -87.000 + (34.600 + 105.000) \cdot \frac{\left(\frac{1,32}{1,22}\right)^7 - 1}{\left(\frac{1,32}{1,22}\right) \cdot \left(\frac{1,32}{1,22} - 1\right)} - 105.000 \cdot \frac{\left(\frac{1,32}{1,25}\right)^7 - 1}{\left(\frac{1,32}{1,25}\right) \cdot \left(\frac{1,32}{1,25} - 1\right)} + 10.000 \cdot \frac{1,22^7}{1,32^7}$$

$$C_0 = -87.000 + 139.600 \cdot 5,171 - 105.000 \cdot 5,660 + 10.000 \cdot 0,576$$

$$C_0 = 46.332 \text{ DM}$$

Die Berechnung des Kapitalwertes der Kleinwasserkraftanlage unter der Annahme eines Kalkulationszinssatzes von 32% und einer Inflationsrate von 22% (Beispiel 19) erbringt mit  $C_0 = 877.630$  DM erwartungsgemäß ein ähnliches Ergebnis wie die Berechnung des Kapitalwertes mit einem Kalkulationszinssatz von 8%:  $C_0 = 902.400$  DM (Beispiel 11), da eine gleichmäßige Entwicklung aller Preise erwartet wird. Die Differenz zwischen beiden Ergebnissen ist darauf zurückzuführen, daß der in Beispiel 11 verwandte Kalkulationszinssatz von 8% dem Realzinssatz von 8,2% nur näherungsweise entspricht.

Bei der Berechnung des Kapitalwertes des Dieselaggregates in Beispiel 20 dagegen ist die Differenz des errechneten Kapitalwertes -  $C_0 = 46.332$  DM - zu dem ursprünglichen (in Beispiel 12) berechneten Kapitalwert von 98.958 DM nur zu einem sehr geringen Teil durch die Abweichung des Kalkulationszinssatzes vom Realzinssatz zu erklären, da sich bei einem Kalkulationszinssatz von 8,2% (= Realzinssatz) immer noch ein Kapitalwert von 97.696 DM errechnet. Die starke Verminderung des Kapitalwertes gegenüber dem Ergebnis aus Beispiel 12 geht hier vielmehr auf die Annahme zurück, daß der Dieselpreis mit einer jährlich um 3% höhe-

ren Rate als die übrigen Preise steigt. Es zeigt sich somit, daß die Berücksichtigung einer möglicherweise differenzierten Preisentwicklung zu wesentlich anderen Ergebnissen führen kann als eine Berechnung, die eine gleichmäßige Entwicklung aller Preise unterstellt.

#### IV. Sensitivitäts-(Sensibilitäts-)analyse

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Investitionsvorhaben beinhalten trotz aller Bemühungen um eine Verfeinerung der Rechenmethoden zwangsläufig Unsicherheiten, da sie auf Daten abstellen, die teilweise weit in eine ungewisse Zukunft hineinreichen.

Aufgrund dieser Erkenntnis erscheint es nicht nur empfehlenswert, getroffene Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung wichtiger Parameter genau auf ihren Wahrscheinlichkeitsgehalt hin zu überprüfen. Zumindest bei größeren Projekten sollte auch berechnet werden, in welcher Weise sich einzelne Wirtschaftlichkeitskennziffern wie beispielsweise der Kapitalwert ändern, wenn als unsicher erachtete Daten wie z. B. Projektlebensdauer, Investitionsausgaben, Kalkulationszinssatz, Absatzmengen und -preise, etc. um einen bestimmten absoluten oder prozentualen Wert von den ursprünglichen Ansätzen abweichen.

Ziel einer solchen Sensitivitäts- oder Sensibilitätsanalyse ist also nicht die Beseitigung der Unsicherheit bei der Entscheidung über die Durchführung eines Investitionsvorhabens. Die Sensitivitätsanalyse ist vielmehr ein Instrument zur Quantifizierung der wirtschaftlichen Konsequenzen einer zwar unerwarteten, aber dennoch möglichen Entwicklung wichtiger Parameter.

Eine typische Fragestellung der Sensitivitätsanalyse lautet: „Wie ändert sich der Wert einer bestimmten Output-Größe (z. B. Kapitalwert, Amortisationszeit, interner Zinssatz), wenn eine oder mehrere Input-Größen (z. B. Kalkulationszinssatz, Projektlebensdauer, Produktpreise) um einen bestimmten Betrag (oder Prozentsatz) von dem Erwartungswert abweicht?“

Werden nacheinander alle Input-Größen um einen bestimmten Prozentsatz (z. B. 10%) erhöht oder vermindert, lassen sich im Vergleich der jeweiligen absoluten oder prozentualen Veränderungen der untersuchten Output-Größe diejenigen Input-Größen feststellen, auf deren Veränderung die Output-Größe (z. B. der Kapitalwert) besonders sensibel reagiert. Der Entwicklung dieser Parameter sollte dann ganz besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden, da sie den Projekterfolg sehr nachhaltig beeinflussen können.

Im Berechnungsbeispiel 21 wurden die Wertansätze für die einzelnen Parameter, die die Wirtschaftlichkeit dieses Projektes determinieren, nacheinander isoliert um 10% erhöht bzw. vermindert und der Kapitalwert jeweils neu berechnet. Durch einen Vergleich der neuen Kapitalwerte mit dem Kapitalwert, der sich bei Eintreffen aller Erwartungen hinsichtlich der Werte der einzelnen Parameter ergibt –  $C_0 = 902\,400\text{ DM}$  – wurde danach der Effekt einer isolierten Veränderung jedes Parameters um  $\pm 10\%$  in absoluten Werten ermittelt.

Wie der Vergleich der jeweiligen Abweichung vom Ausgangswert zeigt, reagiert der Kapitalwert dieses Projektes in absoluten Werten sehr unterschiedlich sensibel auf die vorgenommenen Veränderungen der Parameter. Hinsichtlich des Sensibilitätsgrades ergibt sich folgende Rangordnung:

- Gelieferte Energie
- Abgabepreis
- Kalkulationszinssatz
- Investitionsausgaben
- Nutzungsdauer
- Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Personalkosten
- Verwaltungskosten

Die stärkste Veränderung des Kapitalwertes dieses Projektes stellt sich also bei einer Veränderung der Zahl der gelieferten Kilowattstunden und des Abgabepreises, die geringste bei einer Veränderung der Verwaltungskosten ein.

Allerdings zeigt ein Vergleich der möglichen Veränderungen des Kapitalwertes mit dem Ausgangswert von  $902\,400\text{ DM}$ , daß eine Abweichung der Parameter um 10% dieses Projektes darstellt. Sofern also keine sehr erheblichen und sehr weit über 10% hinausgehende Abweichungen der Werte der einzelnen Parameter von den Erwartungswerten wahrscheinlich sind, beinhaltet die Durchführung dieses Projektes keinerlei wirtschaftliche Risiken.

Beispiel 21:

**Analyse der Sensitivität des Kapitalwertes der Kleinwasserkraftanlage (vgl. Fallbeispiel, Anhang) auf Veränderungen wichtiger Parameter um  $\pm 10\%$**   
 Kapitalwert ( $C_0$ ) des Projektes unter den ursprünglichen Annahmen hinsichtlich der Werte der einzelnen Parameter:

$C_0 = 902.400\text{ DM}$

Parameter <sup>1)</sup>	Veränderung des Kapitalwertes (absolut) bei Veränderung der Parameter um	
	+10%	-10%
01. Kalkulationszinssatz (8%)	- 93.575	+ 104.035
04. Nutzungsdauer (25 Jahre)	+ 42.921	- 52.554
1.1 Investitionsausgaben <sup>2)</sup> ( $I_0 = 540.000$ )	- 74.413	+ 73.938
2.1 Personalkosten (16.000 DM/Jahr)	- 17.317	+ 16.842
2.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten (18.900 DM/Jahr)	- 20.413	+ 19.938
2.5 Verwaltungskosten (5.000 DM/Jahr)	- 5.575	+ 5.100
4.1 a. Gelieferte Energie (350.000 kWh/a)	+ 186.571	- 187.046
b. Abgabepreis (0,50 DM/kWh)	+ 186.571	- 187.046

<sup>1)</sup> In Klammern: die ursprünglich angenommenen Werte

<sup>2)</sup> Die Position 2.2 wurde gleichzeitig ebenfalls um 10% verändert.

Beispiel 22:  
**Analyse der Sensitivität des Kapitalwertes des Diesellaggregates (vgl. Fallbeispiel, Anhang) auf Veränderungen wichtiger Parameter um  $\pm 10\%$**

Kapitalwert ( $C_0$ ) des Projektes unter den ursprünglichen Annahmen hinsichtlich der Werte der einzelnen Parameter:

$$C_0 \approx 98.975 \text{ DM}$$

Parameter <sup>1)</sup>	Veränderung des Kapitalwertes (absolut) bei Veränderung der Parameter um	
	+10%	-10%
01. Kalkulationszinssatz (8%)	- 5.119	+ 5.348
02. Nutzungsdauer (7 Jahre)	+ 12.930	- 13.645
1.1 Investitionsausgaben <sup>2)</sup> ( $I_0 = 87.000$ )	- 8.117	+ 8.116
1.2 Restwert/Liquidationserlös ( $L_T = 10.000$ )	+ 583	- 584
2.1 Personalkosten (16.000 DM/Jahr)	- 8.330	+ 8.331
2.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten (14.400 DM/Jahr)	- 7.497	+ 7.498
2.3 Energieträger-/Bereitstellungskosten (105.000 DM/Jahr)	- 54.666	+ 54.667
2.5 Verwaltungskosten (5.000 DM/Jahr)	- 2.603	+ 2.604
4.1 a. Gekaufte Energie <sup>3)</sup> (350.000 kWh/a)	+ 36.445	- 36.444
b. Abgabepreis (0,50 DM/kWh)	+ 91.112	- 91.111

1) In Klammern: die ursprünglich angenommenen Werte.  
 2) Der Liquidationserlös wurde gleichzeitig ebenfalls um 10% verändert.  
 3) Die Position 2.3 wurde gleichzeitig um den Mehr-/Minderverbrauch an Diesel korrigiert.

Im Berechnungsbeispiel 22 wurden analog zur Beispielerrechnung 21 die Veränderungen des Kapitalwertes des Projektes „Diesellaggregat“ bei einer isolierten Veränderung der einzelnen Parameter errechnet. Hinsichtlich des Sensitivitätsgrades des Kapitalwertes auf ihre isolierte Veränderung ergibt sich unter den einzelnen Parametern folgende Rangordnung:

- Abgabepreis
- Energieträger-/bereitstellungskosten
- Gekaufte Energie
- Nutzungsdauer
- Personalkosten
- Investitionsausgaben
- Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Verwaltungskosten
- Restwert

Es zeigt sich, daß der Kapitalwert dieses Projektes ebenfalls sehr sensibel auf eine Veränderung des Abgabepreises reagiert, daß sich die Rangordnung der Parameter hinsichtlich ihres Risikogehaltes ansonsten aber sehr von der des Kleinwasserkraftprojektes unterscheidet.

Bedeutsam ist hier vor allem, daß eine Erhöhung der Energieträgerkosten um 10% mehr als die Hälfte und eine Verminderung der Abgabepreise um 10% nahezu 100% des ursprünglich ausgewiesenen Kapitalwertes aufzehren würde. Daraus kann geschlossen werden, daß die Durchführung dieses Projektes hinsichtlich einer möglichen Veränderung wichtiger Parameter ein sehr viel höheres Risiko beinhaltet als das Kleinwasserkraftprojekt.

Von besonderem Interesse ist im Rahmen der Sensitivitätsanalyse auch die Ermittlung der sogenannten „kritischen Werte“. Hatte die Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines Investitionsvorhabens unter den hinsichtlich der Werte einzelner Input-Größen gemachten Annahmen ein positives Ergebnis, dann wäre durch das Verfahren der kritischen Werte festzustellen, wie weit sich unsichere Input-Größen von den ursprünglichen Wertansätzen nach oben oder unten entfernen dürfen, ohne daß die jeweilig beobachtete Wirtschaftlichkeitskennziffer einen geforderten Wert über-(unter-)schreitet.

Die Berechnung der kritischen Werte erfolgt durch Einsetzen des geforderten Mindest- (Höchstwertes) in die jeweilige Gleichung und deren Auflösung nach der unsicheren Input-Größe.

Soll beispielsweise die Vorteilhaftigkeit eines Investitionsvorhabens anhand der Kapitalwertmethode festgestellt werden, dann gilt dieses Vorhaben dann als vorteilhaft, wenn sich ein Kapitalwert errechnen läßt, der nicht negativ ist ( $C_0 \geq 0$ ). Dies bedeutet, daß bei der Kapitalwertmethode ein Kapitalwert von Null ( $C_0 = 0$ ) den zu mindest geforderten Wert darstellt – ein kleinerer, d. h. ein negativer Kapitalwert würde anzeigen, daß dieses Vorhaben nicht vorteilhaft ist. Durch das Verfahren der kritischen Werte wäre nun zu prüfen, bei welchen Wertansätzen für die verschiedenen Input-Größen der Kapitalwert den Wert Null annimmt. Die so errechneten Werte für die Input-Größen sind dann als „kritische Werte“ zu betrachten, da bei ihrer weiteren Erhöhung (Verminderung) der Kapitalwert negativ würde.

Soll z. B. der kritische Wert für die Investitionsausgaben ermittelt werden, ist wie folgt vorzugehen:

**Kapitalwertformel:**

$$C_0 = -I_0 + R \cdot BF + L_T \cdot q^{-T}$$

**Bedingung:**  $C_0 = 0$

Falls kein Liquidationserlös erwartet wird folgt daraus:

$$0 = -I_0 + R \cdot BF$$

$$I_0 = R \cdot BF$$

bzw.:

Beispiel 23:  
Berechnung der „kritischen Werte“ der Kleinwasserkraftanlage  
(vgl. Fallbeispiel, Anhang)

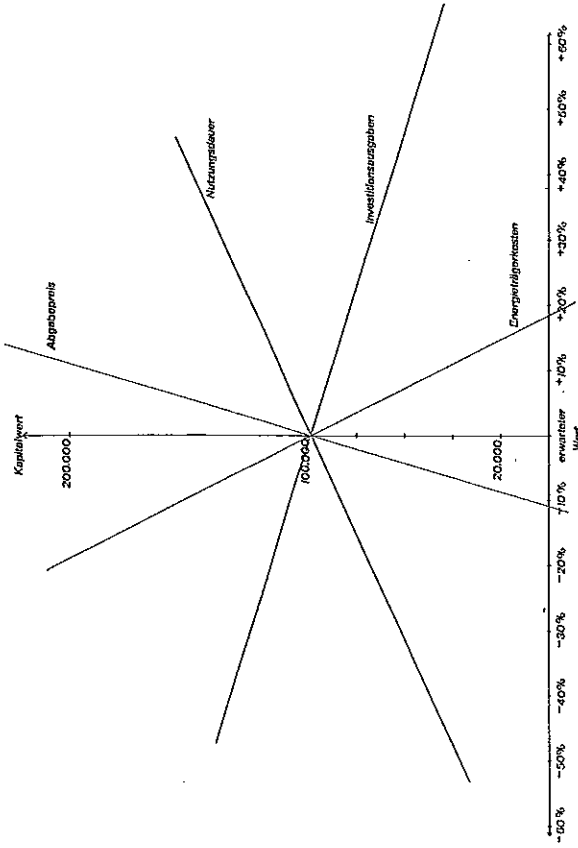
Parameter	$C_0 = 902.400 \text{ DM}$		$C_0 = 0$ Kritischer Wert
	Erwarteter Wert		
01. Kalkulationszinssatz (%)	8	24,9	
04. Nutzungsdauer (Jahre)	25	5	
1.1 Investitionsausgaben (DM)	540.000	1.442.162	
2.1 Personalkosten (DM/Jahr)	16.000	100.513	
2.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten (DM/Jahr)	18.900	103.413	
2.5 Verwaltungskosten (DM/Jahr)	5.000	89.513	
4.1 a. Gelieferte Energie (kWh/Jahr)	350.000	180.974	
b. Abgabepreis (DM/kWh)	0,50	0,26	

Beispiel 24:  
Berechnung der „kritischen Werte“ des Diesellaggregates  
(vgl. Fallbeispiel, Anhang)

Parameter	$C_0 = 98.975 \text{ DM}$		$C_0 = 0 \text{ DM}$ Kritischer Wert
	Erwarteter Wert		
01. Kalkulationszinssatz (%)	8	35,5	
04. Nutzungsdauer (Jahre)	7	2,6	
1.1 Investitionsausgaben (DM)	87.000	185.975	
2.1 Personalkosten (DM/Jahr)	16.000	35.010	
2.2 Wartungs- und Instandhaltungskosten (DM/Jahr)	14.400	33.410	
2.3 Energieträger-/bereitstellungskosten (DM/Jahr)	105.000	124.000	
2.5 Verwaltungskosten (DM/Jahr)	5.000	24.010	
4.1 a. Gelieferte Energie (kWh/Jahr)	350.000	254.950	
b. Abgabepreis (DM/kWh)	0,50	0,45	

Die Beispiele 23 und 24 zeigen die nach dem oben erläuterten Berechnungsverfahren ermittelten „kritischen Werte“ der einzelnen Parameter des Projektes „Kleinwasserkraftanlage“ sowie des Projektes „Diesellaggregat“ im Vergleich mit ihren jeweiligen Erwartungswerten.

Bild 2:  
Sensitivität des Kapitalwertes des Diesellaggregates (vgl. Fallbeispiel, Anhang) auf Veränderungen ausgewählter Parameter um  $\pm 10\%$ <sup>1)</sup>



Wie in Bild 2 am Beispiel des Diesellaggregates gezeigt wird, können die „kritischen Werte“ der verschiedenen Parameter eines Investitionsvorhabens auf einfache Weise auch graphisch ermittelt werden. Dazu wird in dem Schaubild, auf dessen Ordinate (y-Achse) der Kapitalwert und auf dessen Abszisse (x-Achse) die prozentuale Veränderung der Input-Größen abgetragen ist, zunächst auf der Ordinate der ursprüngliche Kapitalwert markiert, der Kapitalwert also, der sich errechnet, wenn alle Parameter den Erwartungswert annehmen, in unserem Bild 98.975 DM. Jede einzelne Kapitalwert-Parameter-Kurve muß die Ordinate in diesem Punkt schneiden. Sofern der Beziehung zwischen dem Kapitalwert und einem bestimmten Parameter eine lineare Funktion zugrunde liegt, genügt ein weiterer Punkt, um den Verlauf der Kurve eindeutig zu bestimmen. Dieser zweite Punkt läßt sich im Rückgriff auf die im Beispiel 21 ausgewiesenen Werte rechnerisch sehr einfach bestimmen: Bei einer Veränderung des Parameters „Abgabepreis“ um  $+10\%$  z. B. verändert sich der Kapitalwert in absoluten Zahlen um  $+91.112 \text{ DM}$ , so daß sich für einen um  $+10\%$  vom Erwartungswert abweichenden Abgabepreis ein neuer Kapitalwert von  $190.087 \text{ DM}$  ergibt ( $98.975 + 91.112$ ). Der zweite Punkt der Kurve, die die Beziehung zwischen dem Kapitalwert und dem Parameter „Abgabepreis“ beschreibt, ist durch die Koordinaten  $+10\%$  und  $190.087 \text{ DM}$  eindeutig bezeichnet. Der Schnittpunkt der Geraden, die beide Punkte verbindet, mit der Ab-

<sup>1)</sup> Der Graphik liegen die Zahlenwerte des Rechenbeispiels 21 zugrunde.

zisse zeigt den „kritischen Wert“ des Parameters in Prozent des Ausgangswertes an. Aus dem Schaubild 2 läßt sich somit entnehmen, daß der „kritische Wert“ des Abgabepreises etwa 12% unter dem Erwartungswert liegt, also bei 0,50 DM – 12% = 0,44 DM. Der rein rechnerisch ermittelte „kritische Wert“ betrug 0,45 DM (vgl. Beispiel 24).

Das hier beschriebene Verfahren kann nun auch für die übrigen Parameter wiederholt werden, so daß sich – wie im Bild 2 dargestellt – ein Bündel von Kurven ergibt. Diese Kurven schneiden sich zwar alle auf dem Punkt der Ordinate, der den ursprünglichen Kapitalwert bezeichnet, sie haben aber sehr unterschiedliche Steigungen. Dies zeigt an, daß der Kapitalwert unterschiedlich sensibel auf die Veränderung der einzelnen Parameter reagiert.

Generell gilt: Je steiler eine Kurve verläuft, desto sensibler reagiert der Kapitalwert auf eine Veränderung des jeweiligen Parameters und um so näher liegt der „kritische Wert“ beim Erwartungswert.

Es bleibt hinzuzufügen, daß sich in analoger Weise weitere Schaubilder konstruieren lassen, in denen die Beziehung der Parameter zu anderen Output-Größen wie: interner Zinssatz, Annuität, Amortisationszeit dargestellt werden können.

Bei einem Vergleich der „kritischen Werte“ mit den jeweiligen Erwartungswerten sowie den kritischen Werten des Alternativprojektes mag überraschen, um wieviel – absolut und relativ – beispielsweise die Investitionsausgaben in beiden Projekten steigen dürften, ohne daß diese Projekte unter ansonsten gleichbleibenden Bedingungen unrentabel würden. Im Fall des Projektes „Dieselaggregat“ wäre eine Verdoppelung der Investitionsausgaben kaum schwerwiegender als z. B. eine Verdoppelung der jährlichen Personalausgaben.

Interessant mag sicherlich auch sein, daß das Dieselaggregat mit einer „kritischen“ Energielieferung von rund 255 000 kWh/a oder 29,1% der installierten Kapazität eine höhere Kapazitätsauslastung erfordert, um wirtschaftlich zu arbeiten als die Kleinwasserkraftanlage mit rund 181 000 kWh/a oder 20,7%. Daraus mag geschlossen werden, daß eine Kleinwasserkraftanlage unter bestimmten Bedingungen eher als ein Dieselaggregat zum Aufbau rentabler Inseinetze im Rahmen von Elektrifizierungsprogrammen mit unsicheren Erwartungen hinsichtlich der zu erzielenden Kapazitätsauslastung geeignet ist.

Zudem zeigt ein Vergleich der „kritischen“ Abgabepreise beider Alternativen: 0,26 : 0,45 DM, daß die Kleinwasserkraftanlage sehr viel günstigere Voraussetzungen für eine absatzfördernde Preispolitik bietet als das Dieselaggregat, da bei einer anfänglichen Kapazitätsauslastung von 40% der Abgabepreis von 0,50 DM um fast 50% gesenkt werden könnte, ohne die geforderte Mindestrentabilität des Kleinwasserkraftprojektes zu gefährden.

Sehr interessante Anwendungsmöglichkeiten bieten sich dem Verfahren der kritischen Werte speziell auch im RE- und REV-Bereich. Hier sind häufig technische Systeme anzutreffen, deren Einsatz sich (noch) nicht rechnet, so daß – nun von der anderen Seite kommend – gefragt werden kann, welche Werte bestimmte Input-Größen mindestens (höchstens) annehmen müssen, damit ein bestimmtes System die Rentabilitätsschwelle überschreitet. Nach demselben Berechnungsverfahren wie zur Ermittlung der „kritischen Werte“ könnte nun beispielsweise festgestellt werden

a) welcher Preis anzustreben ist,

b) welche Mindestnutzungsdauer möglich sein muß,

c) welchen Preis alternative Energieträger mindestens haben müssen etc. damit ein technisches System wirtschaftlich vorteilhaft eingesetzt werden kann. Die so gewonnenen Erkenntnisse können wesentlich zur Abschätzung der Zukunftschancen eines technischen Systems beitragen und insbesondere auch konkrete Hinweise geben für seine erfolgsversprechende Weiterentwicklung.

## Fallbeispiel

„Elektrizitätsversorgung einer Kleinstadt  
im Inselbetrieb“

## Vorbemerkung

Die nachfolgend dargestellte Fallstudie „Elektrizitätsversorgung einer Kleinstadt wurde als „Hintergrund“ für das in den Berechnungsbeispielen des Abschnitts C. verwandte Zahlenmaterial konstruiert. Die in dieser Fallstudie gemachten Datangaben können daher nicht als Ergebnisse konkreter Untersuchungen für einen bestimmten Standort verstanden werden, sondern sind vielmehr als Werte zu interpretieren, die aus einschlägigen Erfahrungen in verschiedenen Entwicklungsländern abgeleitet wurden.

## 1. Ausgangssituation

Eine in einer ländlichen Region eines Entwicklungslandes gelegene Kleinstadt wird seit geraumer Zeit durch ein Diesellaggregat im Inselbetrieb mit Elektrizität versorgt.

Nachdem nun im Rahmen einer technischen Überprüfung der Anlage festgestellt wurde, daß der betriebsbedingte Verschleiß des Aggregates soweit fortgeschritten ist, daß zur Sicherstellung der Energieversorgung ein kompletter Austausch des Diesellaggregates innerhalb der nächsten 12 Monate dringend erforderlich ist, sieht sich das örtliche Energieversorgungsunternehmen (EVU) veranlaßt, eingehende Informationen bezüglich der notwendig werdenden Neuinvestition einzuholen.

Ein vom EVU mit dieser Aufgabe beauftragtes Planungsbüro stellt zunächst fest, daß – zumindest nach dem bisherigen Stand der Planung – mit einem Anschluß der Stadt an das nationale Elektrizitätsnetz innerhalb der nächsten zwei Jahrzehnte nicht zu rechnen ist, so daß auch weiterhin eine Eigenversorgung im Inselbetrieb erforderlich sein wird.

Bei seiner Analyse des bisherigen Elektrizitätsverbrauchs kommt das Planungsbüro zu dem Ergebnis, daß die tages- und jahreszeitlich auftretenden Lastspitzen, einschließlich einer notwendigen Reserve, die Installation einer Anlage mit einer Ausgangsleistung von 100 kW ratsam erscheinen lassen. Da an das Inselelektetz u. a. auch ein Krankenhaus angeschlossen ist, muß die Stromerzeugungsanlage permanent betrieben werden. Für das erste sowie die weiteren Betriebsjahre der neuen Anlage wird mit einem Elektrizitätsverbrauch von rund 350 000 kWh gerechnet, was bei einem 24-Stundenbetrieb der Anlage einer etwa 40%igen Kapazitätsauslastung entspricht. Der Abgabepreis der erzeugten Elektrizität von umgerechnet 0,50 DM/kWh soll möglichst nicht erhöht werden.

Nach eingehenden Recherchen kommt das Planungsbüro zu dem Ergebnis, daß alternativ zu der Anschaffung eines neuen Diesellaggregates auch die Installation einer Kleinwasserkraftanlage (KWKA) in Stadtnähe (2 km) zur Deckung des städtischen Strombedarfs in Frage käme.

Die Entscheidung darüber, welches der beiden alternativen technischen Systeme zur Elektrizitätserzeugung letztlich genutzt werden wird, soll durch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der beiden Systeme vorbereitet werden.

## 2. Datenübersicht

Nach der Auswertung der Angebote von Bau- und Lieferfirmen und dem Abschluß eigener Datenerhebungen ergibt sich für das Planungsbüro hinsichtlich der mit beiden Systemen verbundenen Einnahmen und Ausgaben folgendes Bild:

## a) Kleinwasserkraftanlage

Die aus der Investitionsmöglichkeit „Kleinwasserkraftanlage“ während der voraussichtlichen Nutzungsdauer erwarteten Zahlungsströme sind in Tabelle I/1 wiedergegeben. Zu den für die einzelnen Positionen gemachten Wertannahmen sind noch folgende Erläuterungen erforderlich:

**Zu 0.1:** Es wird angenommen, daß das Vorhaben vollständig mit Fremdkapital finanziert werden muß. Unter Berücksichtigung der für das Land erwarteten Inflationsrate wird von einem Realzins für Fremdkapital in Höhe von 8% ausgegangen, der als Kalkulationszinssatz in die Berechnung eingeht.

**Zu 0.2 und 0.3:** Eine Berücksichtigung der allgemeinen Inflationsrate erfolgte bereits bei der Ermittlung des Kalkulationszinssatzes. Eine von der allgemeinen Preisentwicklung abgekoppelte Energiepreisentwicklung wird nicht erwartet.

**Zu 0.4:** Bei den maschinellen Anlagen wird eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen, wobei ein Liquidationserlös in Höhe des Schrottwertes gerade die Abbaukosten deckt.

Bei den baulichen Anlagen wird von einer maximalen Nutzungsdauer von 50 Jahren ausgegangen, so daß sich bei linearer Abschreibung am Ende der Projektlaufzeit von 25 Jahren ein positiver Restwert von 50% der dafür gebundenen Mittel errechnet. Eine Berücksichtigung dieses Restwertes in der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist jedoch nur dann sinnvoll, wenn nach 25 Jahren durch eine Neuinvestition eine zweckentsprechende Weiternutzung beabsichtigt ist. Da eine solche Entscheidung derzeit jedoch noch nicht getroffen werden kann, wird im folgenden davon ausgegangen, daß auch diese Anlagen über 25 Jahre abzuschreiben sind. **Zu 1.1:** Der hier gemachte Wertansatz ergibt sich als Summe der in Tabelle I/2 aufgeschlüsselten Investitionsausgaben. Es wird davon ausgegangen, daß in der Periode 0, also vor dem ersten Betriebsjahr, folgende Ausgaben zu tätigen sind:

- a) 20 000 DM für Planung und Bautüberwachung;
- b) 240 000 DM für Erdarbeiten und bauliche Maßnahmen
- c) 40 000 DM für den Anschluß der Anlage an das städtische Elektrizitätsnetz (Mittelspannungsleitung 10 KV, 2 km);
- d) 210 000 DM für maschinelle Anlagen;
- e) 15 000 DM für den Transport der maschinellen Anlagen bis zum Landehafen;
- f) 5 000 DM für Warentransporte innerhalb des Landes bis zum Projektstandort;
- g) 10 000 DM für Montage und Inbetriebnahme der maschinellen Anlagen.

Tabelle I/1:

Projekt: „Kleinwasserkraftanlage 100 kW“ – Datenübersicht –  
(in 1.000 Währungseinheiten = 1.000 DM)

Nr.	Position	Periode		0	1	2-24	25
		Jahr	Jahr				
0.1	Kalkulationszinssatz	8%					
0.2	Allg. Inflationsrate	-					
0.3	Inflationsrate Energie	-					
0.4	Nutzungsdauer der Anlage	25 Jahre					
1.1	Investitionsausgaben			540			0
1.2	(Summe Tab. 2) Restwert der Anlage (nach 25 Nutzungsjahren)						
2.1	Personalkosten				16.0	16.0	16.0
2.2	Wartungs- und Instandhaltungskosten				18.9	18.9	18.9
2.3	Energieträger-/ -bereitstellungskosten						
2.4	Hilfsstoffe						
2.5	Verwaltungskosten (ohne Personal)				5	5	5
3.1	Gewinnunabhängige Steuern und Abgaben						
3.2	Sonstige Ausgaben						
3.3	Summe der lfd. Ausgaben (2.1 - 3.2)				39.9	39.9	39.9
4.1	Delieferte Energie (MWh) x Abgabepreis/Einheit = Einnahmen aus Energieabgabe				350	350	350
	Ersetzte Energie (Einheiten) x Bezugspreis/Einheit = Einsparung von Energiekosten				0.5	0.5	0.5
	Energiegebundene Produktion (Einheiten) (z. B. Trinkwasser - m <sup>3</sup> ) x Preis/Einheit = Betriebseinnahmen				175	175	175
4.2	Andere Einnahmen						
4.3	Subventionen						
4.4	Summe der lfd. Einnahmen (4.1 - 4.3)				175.0	175.0	175.0
5.1	Rückflüsse (4.4 ./ 3.3)				135.1	135.1	135.1
5.2	Abschreibungen				21.6	21.6	21.6
5.3	Gewinn (5.1 ./ 5.2)				113.5	113.5	113.5

Tabelle I/2:

Projekt: „Kleinwasserkraftanlage 100 kW“ – Investitionskostenübersicht –  
(in 1.000 Währungseinheiten = 1.000 DM)

Position	Periode		0	1-25
	Jahr	Jahr		
Planung			20	
Grundenwerb/Pacht			-	
Erarbeiten			240	
Bauliche Anlagen			40	
Anschluß an Wasser-, Strom-, Gas-, Abwasser- und Verkehrsnetze			200	
Maschinelle Anlagen (Ex-Fabrik)				
- Hauptaggregat				
- Zusatzaggregat A				
- Zusatzaggregat B (usw.)			2	
- Werkstattaufrüstung			15	
Transport bis Landehafen <sup>1)</sup>			5	
Transport Landehafen/Fabrik bis Standort <sup>1)</sup>			10	
Montage und Inbetriebnahme				
Zölle, Steuern, Abgaben, Gebühren				
Sonstige				
Summe Investitionskosten			540	

<sup>1)</sup> einschl. Versicherung

Es wird angenommen, daß weitere Ausgaben nicht anfallen, bzw. durch die vor-  
sichtige Kalkulation der übrigen Ausgaben aufgefangen werden können.

Zu 1.2: Aufgrund der unter Pos. 0.4 genannten Annahmen wird davon ausgegan-  
gen, daß die gesamte Anlage nach 25 Jahren Nutzung einen Restwert von Null hat.

Zu 2.1: Es wird angenommen, daß für Betrieb und Wartung der Anlage sowie zur  
Wahrnehmung von Verwaltungsaufgaben vier Arbeitskräfte benötigt werden, für  
die jährlich jeweils 4.000 DM aufzuwenden sind.

Zu 2.2: Die jährlichen Ausgaben für Wartung und Instandhaltung der Kleinwasser-  
kraftanlage werden auf 3,5% der Investitionsausgaben veranschlagt. In diesem  
Ansatz sind enthalten die Kosten für den mehrmaligen Austausch von Verschleiß-  
teilen wie Laufräder etc.

Zu 2.5: Für Verwaltungszwecke werden jährliche Ausgaben in Höhe von 5.000 DM  
angenommen (Büromaterial, Telefon etc.).

Zu 4.1: Es wird angenommen, daß der EVU während der Projektlaufzeit jährlich  
durchschnittlich 350.000 kWh zu einem Preis von 0,5 DM/kWh abgeben wird, so  
daß mit jährlichen Einnahmen in Höhe von 175.000 DM gerechnet werden kann.

Zu 5.2: Aufgrund der weiter oben hinsichtlich der Nutzungsdauer der Anlagen ge-  
machten Annahmen wird bei linearer Abschreibung von einem jährlichen Ab-  
schreibungsbetrag in Höhe von 21.600 DM ausgegangen.

### b) Diesellaggregat

Die aus der Investitionsmöglichkeit „Diesellaggregat“ erwarteten Zahlungsströme sind der Datenübersicht (Tabelle I/3) zu entnehmen, wobei zu den einzelnen Positionen nachfolgende Erläuterungen gegeben werden müssen.

**Zu 0.1:** Das Vorhaben soll zu 100% fremdfinanziert werden, wobei unter Berücksichtigung der erwarteten Inflationsrate ein Realzinssatz für Fremdkapital von 8% angenommen wird, der als Kalkulationszinssatz in die Berechnung eingeht.

**Zu 0.2:** Eine Berücksichtigung der allgemeinen Inflationsrate erfolgte bereits bei der Ermittlung des Kalkulationszinssatzes.

**Zu 0.3:** Eine von der allgemeinen Preisentwicklung abgekoppelte Energiepreisentwicklung wird nicht erwartet.

**Zu 0.4:** Angesichts der erforderlichen permanenten Elektrizitätserzeugung wird von einer Nutzungsdauer der Gesamtanlage von rund 7 Jahren ausgegangen.

**Zu 1.1:** Der hier gemachte Wertansatz in Höhe von 87 000 DM errechnet sich als Summe der in Tabelle I/4 veranschlagten Investitionsausgaben. Es wird davon ausgegangen, daß in der Periode 0, also vor dem 1. Betriebsjahr, folgende Ausgaben anfallen:

- a) 2 000 DM für Planung und Bauüberwachung;
- b) 75 000 DM für den Ankauf der erforderlichen Anlagenteile (Ex Fabrik);
- c) 6 000 DM für den Transport des Aggregates bis zum Landehafen (einschl. Versicherung);
- d) 1 000 DM für den Weitertransport des Aggregates bis zum Einsatzort;
- e) 3 000 DM für Montage und Inbetriebnahme des Diesellaggregates

**Zu 1.2:** Es wird angenommen, daß verschiedene Anlagenteile nach der vorgesehenen siebenjährigen Nutzungsdauer noch einen Liquidationserlös von insgesamt 10 000 DM erbringen werden.

**Zu 2.1:** Für Personalkosten werden jährlich 16 000 DM veranschlagt. In diesem Betrag sind die Kosten für das notwendige Betriebs- und Verwaltungspersonal (3 Personen) ebenso enthalten wie die Personalkosten für erforderliche Inspektions- und Instandhaltungsmaßnahmen.

**Zu 2.2:** An Wartungs- und Instandhaltungskosten (nur Material) werden jährlich 14 400 DM erwartet. In diesem Betrag sind die Kosten für Hilfsstoffe (Pos. 2.4) bereits enthalten.

**Zu 2.3:** Aufgrund des wegen des erwarteten überwiegenden Teillastbetriebes verminderten Gesamtwirkungsgrades der Anlage wird mit einem Dieselverbrauch von rund 0,3 Ltr. pro erzeugter Kilowattstunde (kWh) gerechnet. Unter der Annahme eines Dieselpreises von DM 1,00/Ltr. (einschließlich der Kosten der notwendigen Vorratshaltung) errechnen sich bei der erwarteten elektrischen Arbeit von jährlich 350 000 kWh Energieträger-/bereitstellungskosten in Höhe von DM 105 000/Jahr.

**Zu 2.5:** Es werden auch bei dieser Investitionsalternative Verwaltungskosten (ohne Personal) von DM 5 000 erwartet.

**Zu 4.1:** Es wird erwartet, daß der EVU während der Projektlaufzeit jährlich durchschnittlich 350 000 kWh zu einem Preis von DM 0,50/kWh abgeben wird, so daß sich die voraussichtlichen Einnahmen mit DM 175 000 beziffern lassen.

**Zu 5.2:** Aufgrund der weiter oben hinsichtlich der Nutzungsdauer der Anlage sowie des Liquidationserlöses gemachten Annahmen wird bei linearer Abschreibung von einem jährlichen Abschreibungsbetrag in Höhe von 11 000 DM ausgegangen.

Tabelle I/3:  
Projekt: „Diesellaggregat 100 kW“ – Datenübersicht –  
(in 1.000 Währungseinheiten = 1.000 DM)

Nr.	Position	Periode Jahr	0 1 2-6 7							
			19	19	19	19	19	19	19	
0.1	Kalkulationszinssatz	8%								
0.2	Allg. Inflationsrate	-%								
0.3	Inflationsrate Energie	-%								
0.4	Nutzungsdauer der Anlage	7 Jahre								
1.1	Investitionsausgaben (Summe Tab. 2)		87.0	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Restwert der Anlage (nach 7 Nutzungsjahren)		-	-	-	-	-	-	-	10.0
2.1	Personalkosten		-	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
2.2	Wartungs- und Instandhaltungskosten		-	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4
2.3	Energieträger-/ -bereitstellungskosten		-	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
2.4	Hilfsstoffe		-	-	-	-	-	-	-	-
2.5	Verwaltungskosten (ohne Personal)		-	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
3.1	Gewinnunabhängige Steuern und Abgaben		-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	Sonstige Ausgaben		-	-	-	-	-	-	-	-
3.3	Summe der lfd. Ausgaben (2.1 - 3.2)		-	140.4	140.4	140.4	140.4	140.4	140.4	140.4
4.1	Gelieferte Energie (MWh) x Abgabepreis/Einheit = Einnahmen aus Energieabgabe		-	350	350	350	350	350	350	350
	Ersetzte Energie (Einheiten) x Bezugspreis/Einheit = Einsparung von Energiekosten		-	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	Energiegebundene Produktion (Einheiten) (z. B. Trinkwasser - m³) x Preis/Einheit = Betriebseinnahmen		-	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0
4.2	Andere Einnahmen		-	-	-	-	-	-	-	-
4.3	Subventionen		-	-	-	-	-	-	-	-
4.4	Summe der lfd. Einnahmen (4.1 - 4.3)		-	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0	175.0
5.1	Rückflüsse (4.4 ./ 3.3)		-	34.6	34.6	34.6	34.6	34.6	34.6	34.6
5.2	Abschreibungen		-	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0
5.3	Gewinn (5.1 ./ 5.2)		-	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6



Tabelle 1/4:  
 Projekt: „Dieselaggregat 100 kW“ – Investitionskostenübersicht –  
 (in 1.000 Währungseinheiten = 1.000 DM)

Periode	0	1	2	3	4	5	6	7
Position								
Jahr	19	19	19	19	19	19	19	19
Planung	2	1	1	1	1	1	1	1
Grunderwerb/Pacht								
Erdarbeiten								
Bauliche Anlagen								
Anschluss an Wasser-, Strom-, Gas-, Abwasser- und Verkehrsnetze								
Maschinelle Anlagen (Ex-Fabrik)	75							
- Werkstattausstattung								
Transport bis Landehafen <sup>1)</sup>		6						
Transport Landehafen/Fabrik bis Standort <sup>1)</sup>			1					
Montage und Inbetriebnahme				3				
Zölle, Steuern, Abgaben, Gebühren								
Sonstige								
Summe Investitionskosten	87							

<sup>1)</sup> einsch. Versicherung

### 3. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Wie eine erste Analyse der Ergebnisse der auf der Basis der voraufgehend ermittelten Daten zeigt, sind beide Investitionsvorhaben nicht nur technisch „feasible“, sondern auch nach wirtschaftlichen Kriterien vorteilhaft. Damit stellt sich für das vom EVU beauftragte Planungsbüro die Frage nach der relativen Vorteilhaftigkeit der beiden Projekte. Die Frage, welches der beiden technischen Systeme vorteilhafter für das EVU sein wird, scheint sich jedoch nicht sofort eindeutig beantworten zu lassen. Zwar errechnen sich für die Kleinwasserkraftanlage wesentlich geringere Ausgaben pro Jahr und pro Kilowattstunde sowie ein sehr viel größerer Kapitalwert, jedoch wird sich das für das Dieselaggregat einzusetzende Kapital, sofern sich die gemachten Annahmen als richtig erweisen, merklich höher verzinsen, als das für die Kleinwasserkraftanlage erforderliche Kapital. Um das hier skizzierte Wahlproblem lösen zu können, sehen sich die Planer gezwungen, zunächst noch weitere Fragen abzuklären:

- Aus ihrer Erfahrung wissen die Planer, daß Investitionsentscheidungen in vielen Fällen nicht nur nach Rentabilitätskriterien, sondern auch unter Finanzierungsaspekten getroffen werden. Nachdem das Kleinwasserkraftprojekt mit 540 000 DM mehr als den sechsfachen Kapitaleinsatz erfordert als das Dieselaggregat, könnte sich die Finanzierungsfrage als „Killerkriterium“ für die Kleinwasserkraftanlage erweisen.
  - Die Planer wissen ferner, daß eine nach einem einfachen Vergleich der „Return-on-Investment“-Raten oder den internen Zinssätzen getroffene Wahlentscheidung falsch sein kann, wenn die Investitionsalternativen, wie in diesem Fall, einen unterschiedlichen Kapitalbedarf sowie verschiedene Lebensdauern haben und nicht anzunehmen ist, daß beliebig hohe Finanzmittel alternativ zu einem Zinssatz von 36% (dem internen Zinssatz des Projektes „Dieselaggregat“) angelegt werden können.
  - den Planern ist bewußt, daß ihre Ansätze für die während der Nutzungsdauern der technischen Systeme erwarteten Einnahmen und Ausgaben zwangsläufig unsichere Annahmen sind, da sie teilweise sehr weit in eine unbekannt Zukunft hineinreichen. Für sie wäre es daher auch wichtig zu wissen, welche Werte die einzelnen Parameter maximal/minimal annehmen dürfen, damit die beiden Alternativen gerade noch vorteilhaft sind, um so einen Eindruck zu gewinnen, welches Risiko mit der Durchführung der Projekte verbunden ist.
- Zu a) Erste Vorgespräche der Repräsentanten des EVU mit den am Ort vertretenen Banken zeigen, daß eine Finanzierung der hohen Investitionsausgaben für das Kleinwasserkraftprojekt zu den erwarteten Konditionen möglich ist, zumal dieses Projekt aufgrund der vorgelegten Berechnungen sehr vorteilhaft zu werden verspricht und auch keine Bedenken hinsichtlich der Bonität des EVU als Kreditnehmer bestehen.
- Zu b) Das Problem, eine Wahl treffen zu müssen zwischen zwei Projekten, die sich sowohl von ihrer Lebensdauer als auch von ihrem Kapitalbedarf her ganz erheblich unterscheiden, versuchen die Planer zunächst dadurch zu lösen, daß sie nicht die Kapitalwerte, sondern die Annuitäten beider Projekte miteinander vergleichen, um so den Vergleich nicht durch den auf ungleiche Lebensdauern zurückgehenden Wettbewerbsvorteil der längerlebigen Anlage zu verfälschen. Wie der Vergleich der Annuitäten zeigt, hat die Kleinwasserkraftanlage mit 84 534 DM eine

Tabelle 1/5:

**Synopse der Daten und Wirtschaftlichkeitsziffern der Projekte „Kleinwasserkraft“ und „Dieselaggregat“**

	Kleinwasserkraftanlage	Dieselaggregat
<b>Projektdaten:</b>		
Investitionsausgaben (DM)	540.000	87.000
Restwert (DM)	-	10.000
Nutzungsdauer (Jahre)	25	7
Kalkulationszinssatz (%)	8	8
Lfd. Ausgaben (DM/Jahr)	39.900	140.400
Lfd. Einnahmen (DM/Jahr)	175.000	175.000
Rückfluß (DM/Jahr)	135.000	34.600
<b>Wirtschaftlichkeitskennziffern (statisch)</b>		
Kosten pro Jahr (DM)	83.100	155.280
(Kostenvergleichsrechnung)		
Kosten pro kWh (DM)	0,24	0,44
(Kostenvergleichsrechnung)		
Ausgabenannuität (DM/Jahr)	90.487	155.990
Ausgabenannuität (DM/kWh)	0,26	0,45
ROI (%)	42	49
Amortisationszeit (Jahre)	4	2,5
<b>Wirtschaftlichkeitskennziffern (dynamisch)</b>		
Kapitalwert-Co (DM)	902.400	98.958
Interner Zinssatz (%)	25,3	36
Annuität (DM/Jahr)	84.534	19.007
Ausgabenannuität (DM/kWh)	0,26	0,45
Amortisationszeit (Jahre)	5	3

wesentlich höhere Annuität als das Dieselaggregat mit 19 007 DM, da zwar bei der Kleinwasserkraftanlage die Verzinsung des eingesetzten Kapitals geringer ist als bei der Alternativanlage, dafür aber das zu verzinsende Kapital wesentlich höher ist.

In einem zweiten Schritt versuchen die Planer dann die Frage zu klären, ob die nicht unerhebliche Differenz zwischen den für beide Projekte erforderlichen Investitionsausgaben im Falle der Realisierung der Alternative „Dieselaggregat“ für andere, ebenfalls gewinnbringende Investitionsvorhaben verwandt werden können.

te. Ein diesbezügliches Gespräch mit den Repräsentanten des EVU ergibt jedoch sehr schnell, daß für das EVU als kommunales Energieversorgungsunternehmen die Durchführung sonstiger Investitionen nicht möglich ist. Damit ist klar, daß eine Entscheidung für das Dieselaggregat eindeutig eine Fehlentscheidung wäre. Darüber hinaus wird deutlich, daß das EVU aufgrund seiner satzungsmäßigen Aufgabe aber nicht an der Erzielung eines möglichst hohen Gewinns, sondern vielmehr an einer kostendeckenden Elektrizitätsversorgung des Ortes zu günstigen Tarifen interessiert ist. Insofern zeigt sich die Leitung des Unternehmens hoch erfreut darüber, daß die bei Einsatz der Kleinwasserkraftanlage zu erwartenden geringeren Kosten pro kWh dem EVU die Möglichkeit einer variableren Tarifpolitik eröffnen, woraus man sich u. a. wesentliche Impulse für die weitere wirtschaftliche Entwicklung der Stadt erhofft.

Hinzu kommt schließlich noch, daß die Leitung des EVU in der Vergangenheit verschiedentlich Sorgen hatte mit steigenden Dieselpreisen und einer unzuverlässigen Belieferung, die zu größerer Vorratshaltung zwang und die Energiekosten zusätzlich erhöhte. Man hält es für sehr wahrscheinlich, daß sich diese Entwicklung in der Zukunft fortsetzen wird, ohne freilich zu wissen, ob eine Überwälzung der erhöhten Erzeugungskosten auf die Abgabepreise möglich sein wird.

Zu c) Um einschätzen zu können, welches wirtschaftliche Risiko mit der Durchführung beider Projekte verbunden sein könnte, berechnen die Planer schließlich auch die „Kritischen Werte“ der Parameter beider Projekte für einen Kapitalwert  $C_0 = 0$ ; die Werte der einzelnen Parameter also, für die bei isolierter Veränderung der Kapitalwert gerade Null wird. Bei einem Vergleich der errechneten „Kritischen Werte“ mit den jeweiligen Erwartungswerten der einzelnen Parameter (siehe Abschnitt C.IV., Beispiel 23 und 24) kommen die Mitarbeiter des Planungsbüros zu dem Ergebnis, daß das Kleinwasserkraftprojekt dem Projekt „Dieselaggregat“ auch unter Risikoaspekten vorzuziehen ist. Dies wird damit begründet, daß der Kapitalwert des Projektes „Dieselaggregat“ sehr sensibel auf Veränderungen der laufenden Einnahmen und Ausgaben determinierenden Faktoren reagiert, wobei deren Erwartungswerte teilweise bereits so dicht bei den „Kritischen Werten“ liegen, wie z. B. der erwartete Abgabepreis und speziell auch die Energiekosten, daß ihre zukünftige Entwicklung mit einiger Sorge betrachtet werden müßte.

**Stichwortverzeichnis**

**(Ab)diskontierung**  
 = Abzinsung; Verminderung des Wertes einer zukünftigen Zahlung um die kalkulatorischen Zinsen zur Ermittlung ihres Gegenwarts- oder Barwertes

**Abschreibungen**  
 Periodische Wertminderungen der in einem Investitionsobjekt eingesetzten, abnutzbaren Vermögensteile

**Abzinsung**  
 = Abdiskontierung

**Abzinsungsfaktor**  
 Faktor zur Berechnung des Gegenwarts- oder Barwertes einer zukünftigen Zahlung unter Berücksichtigung des Kalkulationszinssatzes und der Zeit

**Amortisation**  
 1. Im Bankbereich: Schuldentilgung;  
 2. In der Investitionsrechnung: Rückgewinnung der Investitionsausgaben durch Überschüsse der Einnahmen über die i.d. Ausgaben

**Amortisationszeit - statisch**  
 Zeitraum, in dem das für ein Investitionsvorhaben eingesetzte Kapital durch Rückflüsse wiedergewonnen wird. Auch: Pay-back-period

**Amortisationszeit - dynamisch**  
 Zeitraum, in dem das für ein Investitionsvorhaben eingesetzte Kapital einschließlich einer geforderten Mindestverzinsung durch Rückflüsse wiedergewonnen wird. Auch: Pay-back-period

**Aufdiskontierung**  
 = Aufzinsung; Erhöhung des Wertes einer Zahlung in der Vergangenheit um die kalkulatorischen Zinsen zur Ermittlung ihres Gegenwarts- oder Barwertes

**Aufzinsung**  
 = Aufdiskontierung

**Auszahlungen**  
 Zahlungen des Investors an Dritte im Zusammenhang mit einem Investitionsvorhaben

**Barwert**  
 = Gegenwartswert

**Barwertfaktor**  
 Faktor zur Berechnung des Kapitalwertes einer Reihe konstant hoher, jährlicher Zahlungen

**Cash-Flow**  
 Kapitalfluss aus Umsatz. Hier: Reihe der Nettozahlungen während der Nutzungsdauer einer Investition

**Durchschnittsmethode**  
 Methode zur Berechnung der statischen Amortisationszeit

**Dynamische Verfahren**  
 Methoden der Investitionsrechnung

**Eigenfinanzierung**  
 Bereitstellung von firmeneigenen Finanzmitteln zur Durchführung von Investitionsvorhaben

**Einzahlungen**  
 Zahlungen im Zusammenhang mit einem Investitionsvorhaben, die von Dritten zugunsten des Investors geleistet werden

**Fremdfinanzierung**  
 Beschaffung von unternehmensfremden Finanzmitteln zur Deckung des Kapitalbedarfs eines Unternehmens, z.B. bei Investitionsvorhaben

**Gegenwartswert**  
 = Barwert; Wert einer vergangenen oder zukünftigen Zahlung zum gegenwärtigen Zeitpunkt, i.d.R. vor Beginn eines Investitionsvorhabens

**Höchstamortisationszeit**  
 Geforderter Zeitraum innerhalb dessen sich eine Investition amortisieren soll

**Inflation**  
 Prozeß allgemeiner Preissteigerungen

**Inflationsrate**  
 Steigerung des allgemeinen Preisniveaus in Prozent der Vorjahrespreise

**Internal Rate of Return - IRR**  
 = Interner Zinssatz

**Interner Zinssatz**  
 Internal Rate of Return - IRR; auch: Interner Zinsfuß

**Interne-Zinssatz-Methode**  
 Auch: Interne Zinsfuß-Methode

**Kalkulationszinssatz (-fuß)**  
 Bei den dynamischen Methoden der Investitionsrechnung derjenige Zinssatz, zu dem sich das eingesetzte Kapital während der Projektdauer zumindest verzinsen soll.

**Kapitaldienstfaktor**  
 = Wiedergewinnungsfaktor

**Kapitaldienst**  
 Kreditzinsen und -tilgung

**Kapitalwert**  
 = Net present value; Summe der Barwerte aller mit einer Investition verbundenen Zahlungen

**Kaufkraftverlust**  
 Wertminderung einer bestimmten Kapitalsumme durch Preissteigerungen

**Kontinuierliche Amortisation**  
 Tilgung einer Schuld in gleichen, periodischen Raten

**Kreditlaufzeit**  
 Mit dem Kreditgeber vereinbarter Zeitraum, während dessen ein gegebener Kredit zu tilgen ist.

**Kumulative Methode**  
 Methode zur Berechnung der Amortisationszeit

**Lebensdauer**  
 Maximaler Zeitraum, währenddessen ein Investitionsobjekt aus technischen oder sonstigen Gründen genutzt werden kann

**Lineare Abschreibung**  
 Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten, vermindert um den erwarteten Liquidationserlös, werden durch die Anzahl der Jahre während der voraussichtlichen Nutzungsdauer dividiert. Daraus folgt eine jährlich konstante Abschreibungssumme, der Buchwert der Anlage fällt linear.

**Liquidationserlös**  
 Die bei einem Verkauf von Vermögenswerten zu einem bestimmten Zeitpunkt - i.d.R. am Ende der Nutzungsdauer - zu erzielenden Einnahmen

**Marktzinssatz**  
 Der am jeweiligen Kapitalmarkt übliche Zinssatz für die Anlage von Eigenkapital bzw. die Ausleihung von Fremdkapital unter Berücksichtigung von Laufzeit und Risikoaspekten

**Mindestrentabilität**  
 Vom Investor geforderte Mindestverzinsung des durchschnittlich gebundenen Kapitals

**Net Present Value**  
 = Kapitalwert

**Nutzungsdauer**  
 Zeitraum, während dessen ein Investitionsobjekt wirtschaftlich genutzt wird oder genutzt werden soll. Die Nutzungsdauer kann kürzer sein als die Lebensdauer, allerdings wird i.d.R. davon ausgegangen, daß Lebensdauer und Nutzungsdauer gleich sind.

**Opportunitätskosten**  
 engl. „Opportunity costs“: Fiktive Kosten, die dem Nutzen entsprechen, der aus einer alternativen Verwendung knapper Ressourcen zu erwarten wäre. Sie werden verschiedentlich auch als „Schattenpreise“ bezeichnet.

**Pay-Back-Period**  
 Amortisationszeit. Auch: pay-off- oder pay-out-period

**Planungszeitraum**  
 Der zwischen der Inangriffnahme und dem Abschluß eines Investitionsvorhabens liegende Zeitraum. Der Pla-

nungszeitraum ist gleich lang oder länger als die Nutzungsdauer.  
**Preissteigerungsrate**  
 = Inflationssrate  
**Realzinssatz**  
 Um die Inflationsrate bereinigter Marktzinssatz. Zur Berechnung siehe B.0.2  
**RE-Anlagen**  
 Anlagen zur Nutzung regenerierbarer Energieträger  
**Rentabilität**  
 Return-on-Investment  
**Rentabilitätsschwelle**  
 Bezeichnet eine Kosten- und Ertrags-situation, von der ab ein Investitions-situation wirtschaftlich vorteilhaft ist.  
 Auch: Nutzschwelle, Break-even-Point.  
**Restnutzungsdauer**  
 Zeitliche Differenz zwischen der geplanten oder realisierten Nutzungsdauer einer Anlage und ihrer Lebensdauer. Entspricht die Nutzungsdauer der Lebensdauer, ist die Restnutzungsdauer gleich Null.  
**Restwert**  
 Der Restwert der in einem Investitions-vorhaben gebundenen Vermögensteile wird verstanden als deren Anschaffungs- oder Herstellungskosten, verringert um die bis zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgten Abschreibungen.  
**RE-Technologien**  
 Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger (Renewable Energies)  
**Risikoaufschlag**  
 Erhöhung des zu berechnenden Zinssatzes aufgrund besonderer Verlustrisiken  
**Rückfluß**  
 Überschub der Einnahmen in einer Periode (i. d. R. das Kalenderjahr) über die laufenden Ausgaben.

**Sensitivitäts-(Sensibilitäts-)analyse**  
 Untersuchung im Rahmen einer Investitionsrechnung mit dem Ziel, die Veränderung einer Wirtschaftlichkeitskennziffer nach einer bestimmten Veränderung einer unabhängigen Größe zu bestimmen.  
**Schuldendienst**  
 = Kapitaldienst  
**Statische Verfahren**  
 Methoden der Investitionsrechnung (Technische) Lebensdauer  
 Maximaler Zeitraum, währenddessen Anlagen oder Anlagenteile aufgrund ihrer technischen Beschaffenheit nutzbar sind.  
**Wertverzehr**  
 Wertverlust von Vermögensteilen durch Nutzung  
**Wiedergewinnungsfaktor - WF**  
 Faktor zur Umformung einer Zahlung in eine Reihe gleichhoher jährlicher Zahlungen unter Berücksichtigung von Kalkulationszinssatz und Nutzungsdauer.

**Literaturverzeichnis**

Auer, F.: Heizen mit Wind. Brennst.-Wärme-Kraft 34, (1982) Nr. 1, Januar  
 Blohm, H./Lüder, K.: Investition. U. Aufl., Verlag Franz Vahlen, München 1978  
 Diedrich, H.: Allgemeine Betriebswirtschaftslehre I, 5. Auflage, Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart 1979  
 Derselbe: Allgemeine Betriebswirtschaftslehre II, 3. Auflage, Verlag W. Kohlhammer, Stuttgart 1974  
 Fritis, L./Bolton, H./Buehring, J.K./Nicodemou, V.C.: A Low Cost Wind Energy Conversion System for Heating of Domestic Premises. Imperial College, London, U. K.  
 Kreditanstalt für Wiederaufbau: Investitionsrechnungen. Frankfurt/Main 1973  
 Meier, U.: Local Experience with Micro-Hydro Technology. SKAT, Swiss Center for Appropriate Technology. St. Gall 1981  
 Oelert, G./u. a.: Thermochemical Heat Storage, State-of-the-art-report. Swedish Council for Building Research, Stockholm 1982  
 Rostock, H. A./Haarmann, N.: Dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für den Praktiker. HLH 32, Nr. 8, August 1981  
 Verein Deutscher Ingenieure: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen. VDI 2067, Blatt 1, Dezember 1979

Zinstabellen

Tabelle 1 : Abzinsungsfaktoren:  $q^{-t}$

Tabelle 2 : Wiedergewinnungsfaktoren:  $WF(i,t)$

$$WF = \frac{q^t(q-1)}{q^t - 1}$$

Tabelle 3 : Barwertfaktoren:  $BF(i,t)$

$$BF = \frac{q^t - 1}{q^t(q-1)}$$

Tabelle 4 : Aufzinsungsfaktoren:  $q^t$



Wiedergewinnungsfaktoren

1	1,300	1,290	1,280	1,270	1,260	1,250	1,240	1,230	1,220	1,210	1,200	1,190	1,180	1,170	1,160	1
2	735	727	719	711	702	694	686	678	670	662	655	647	639	631	623	2
3	551	543	535	528	520	512	505	497	490	482	475	467	459	451	443	3
4	411	403	395	387	379	372	364	357	349	342	334	327	319	311	303	4
5	378	370	362	354	347	339	331	323	316	308	301	293	286	279	271	5
6	357	349	340	332	324	316	308	301	293	285	277	270	262	255	248	6
7	331	323	315	307	299	291	283	275	268	260	253	245	238	230	223	7
8	308	300	292	284	276	268	260	252	244	236	228	220	213	206	199	8
9	283	275	267	259	251	243	235	227	219	211	203	195	188	180	173	9
10	262	254	246	238	230	222	214	206	198	190	182	174	166	158	151	10
11	241	233	225	217	209	201	193	185	177	169	161	153	145	137	130	11
12	221	213	205	197	189	181	173	165	157	149	141	133	125	117	110	12
13	201	193	185	177	169	161	153	145	137	129	121	113	105	97	90	13
14	181	173	165	157	149	141	133	125	117	109	101	93	85	77	70	14
15	162	154	146	138	130	122	114	106	98	90	82	74	66	58	51	15
16	142	134	126	118	110	102	94	86	78	70	62	54	46	38	31	16
17	122	114	106	98	90	82	74	66	58	50	42	34	26	18	11	17
18	102	94	86	78	70	62	54	46	38	30	22	14	6	0	0	18
19	82	74	66	58	50	42	34	26	18	10	2	0	0	0	0	19
20	62	54	46	38	30	22	14	6	0	0	0	0	0	0	0	20
21	42	34	26	18	10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21
22	22	14	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22
23	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30

Tabelle 2: Wiedergewinnungsfaktoren -  $WF(t) = q \cdot (q-1)^{t-1}$ ;  $q = 1 + \frac{1}{100}$

1	1,030	1,020	1,010	1,000	990	980	970	960	950	940	930	920	910	900	890	1
2	530	523	515	508	500	492	484	476	468	460	452	444	436	428	420	2
3	360	354	347	340	332	324	316	308	300	292	284	276	268	260	252	3
4	250	245	238	230	222	214	206	198	190	182	174	166	158	150	142	4
5	190	185	179	173	166	159	152	145	138	131	124	117	110	103	96	5
6	140	137	134	130	126	122	118	114	110	106	102	98	94	90	86	6
7	100	97	94	91	88	85	82	79	76	73	70	67	64	61	58	7
8	70	68	66	64	62	60	58	56	54	52	50	48	46	44	42	8
9	50	48	46	44	42	40	38	36	34	32	30	28	26	24	22	9
10	35	34	33	32	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	10
11	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	11
12	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	12
13	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	13
14	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	14
15	6	5	4	3	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15

30	6.177	5.829	5.517	5.235	4.979	4.746	4.534	4.339	4.160	3.995	3.842	3.701	3.569	3.447	3.332
29	6.166	5.820	5.510	5.229	4.975	4.743	4.531	4.337	4.159	3.994	3.841	3.700	3.568	3.446	3.331
28	6.152	5.810	5.502	5.223	4.970	4.739	4.528	4.335	4.157	3.992	3.839	3.698	3.567	3.445	3.330
27	6.138	5.798	5.492	5.216	4.964	4.734	4.524	4.332	4.154	3.990	3.837	3.696	3.565	3.444	3.330
26	6.118	5.783	5.480	5.206	4.956	4.728	4.520	4.328	4.151	3.988	3.837	3.696	3.566	3.444	3.330
25	6.097	5.766	5.467	5.195	4.948	4.721	4.514	4.323	4.147	3.985	3.834	3.694	3.564	3.442	3.329
24	6.073	5.746	5.451	5.182	4.937	4.713	4.507	4.318	4.143	3.981	3.831	3.692	3.562	3.441	3.327
23	6.044	5.723	5.432	5.167	4.925	4.703	4.499	4.311	4.137	3.976	3.827	3.689	3.559	3.438	3.325
22	6.011	5.696	5.410	5.149	4.909	4.690	4.488	4.302	4.130	3.970	3.822	3.684	3.556	3.436	3.323
21	5.973	5.665	5.384	5.127	4.891	4.675	4.476	4.292	4.121	3.963	3.816	3.679	3.551	3.432	3.320
20	5.925	5.628	5.353	5.101	4.870	4.657	4.460	4.279	4.110	3.954	3.808	3.673	3.546	3.427	3.316
19	5.877	5.584	5.316	5.070	4.843	4.635	4.442	4.263	4.097	3.942	3.799	3.664	3.539	3.421	3.311
18	5.818	5.534	5.273	5.033	4.812	4.608	4.419	4.243	4.080	3.928	3.786	3.654	3.529	3.413	3.304
17	5.749	5.475	5.222	4.990	4.775	4.576	4.391	4.219	4.059	3.910	3.771	3.640	3.518	3.403	3.295
16	5.668	5.405	5.162	4.938	4.730	4.536	4.357	4.189	4.033	3.887	3.751	3.623	3.503	3.390	3.283
15	5.575	5.324	5.092	4.876	4.675	4.489	4.315	4.153	4.001	3.859	3.726	3.601	3.483	3.373	3.268
14	5.468	5.229	5.008	4.802	4.611	4.432	4.265	4.108	3.962	3.824	3.695	3.573	3.458	3.351	3.249
13	5.342	5.118	4.910	4.715	4.533	4.362	4.203	4.053	3.912	3.780	3.656	3.538	3.427	3.323	3.223
12	5.197	4.988	4.793	4.611	4.439	4.278	4.127	3.985	3.851	3.725	3.606	3.493	3.387	3.286	3.190
11	5.029	4.836	4.656	4.486	4.327	4.177	4.035	3.902	3.776	3.656	3.543	3.437	3.335	3.239	3.147
10	4.833	4.659	4.494	4.339	4.192	4.054	3.923	3.799	3.682	3.571	3.465	3.364	3.269	3.178	3.092
9	4.607	4.451	4.303	4.163	4.031	3.905	3.786	3.673	3.566	3.463	3.366	3.273	3.184	3.100	3.019
8	4.344	4.207	4.078	3.954	3.837	3.726	3.619	3.518	3.421	3.329	3.241	3.156	3.076	2.999	2.925
7	4.039	3.922	3.812	3.706	3.605	3.508	3.416	3.327	3.242	3.161	3.083	2.997	2.925	2.852	2.782
6	3.685	3.589	3.498	3.410	3.326	3.245	3.167	3.092	3.020	2.951	2.885	2.821	2.759	2.700	2.643
5	3.274	3.199	3.127	3.058	2.991	2.926	2.864	2.803	2.745	2.689	2.635	2.583	2.532	2.483	2.436
4	2.798	2.743	2.690	2.639	2.589	2.540	2.494	2.448	2.404	2.362	2.320	2.280	2.241	2.203	2.166
3	2.246	2.210	2.174	2.140	2.106	2.074	2.042	2.011	1.981	1.952	1.923	1.896	1.871	1.846	1.821
2	1.605	1.585	1.566	1.547	1.528	1.509	1.492	1.474	1.457	1.440	1.424	1.407	1.392	1.376	1.361
1	.862	.855	.847	.840	.833	.826	.820	.813	.806	.800	.794	.787	.781	.775	.769
1															
30															

Barwertfaktoren

30	25.808	22.396	19.600	17.292	15.372	13.872	12.409	11.258	10.274	9.427	8.694	8.055	7.496	7.003	6.566
29	25.066	21.844	19.188	16.984	15.141	13.591	12.278	11.158	10.198	9.370	8.650	8.022	7.470	6.983	6.551
28	24.316	21.281	18.764	16.663	14.888	13.406	12.137	11.051	10.116	9.307	8.602	7.984	7.441	6.961	6.534
27	23.560	20.707	18.327	16.330	14.643	13.211	11.987	10.933	10.027	9.237	8.548	7.943	7.409	6.935	6.514
26	22.795	20.121	17.877	15.983	14.375	13.003	11.826	10.810	9.929	9.161	8.488	7.896	7.372	6.906	6.491
25	22.023	19.523	17.413	15.622	14.094	12.783	11.654	10.675	9.823	9.077	8.422	7.843	7.330	6.873	6.464
24	21.243	18.914	16.936	15.247	13.799	12.550	11.469	10.529	9.707	8.965	8.348	7.784	7.283	6.835	6.434
23	20.466	18.292	16.444	14.857	13.459	12.303	11.272	10.371	9.580	8.883	8.266	7.718	7.230	6.792	6.399
22	19.660	17.658	15.937	14.451	13.163	12.042	11.061	10.201	9.442	8.772	8.176	7.645	7.170	6.743	6.359
21	18.867	17.011	15.415	14.029	12.821	11.764	10.836	10.017	9.292	8.649	8.075	7.562	7.102	6.687	6.312
20	18.046	16.351	14.877	13.690	12.462	11.470	10.594	9.818	9.129	8.514	7.963	7.469	7.025	6.623	6.259
19	17.226	15.678	14.324	13.134	12.085	11.158	10.336	9.604	8.950	8.365	7.839	7.366	6.938	6.550	6.198
18	16.398	14.992	13.754	12.659	11.690	10.959	9.372	8.756	8.201	7.702	7.250	6.840	6.467	6.128	5.818
17	15.562	14.292	13.166	12.166	11.274	10.477	9.763	9.122	8.644	8.022	7.649	7.200	6.729	6.373	6.047
16	14.718	13.578	12.561	11.652	10.838	10.106	09.447	8.851	8.313	7.824	7.379	6.974	6.604	6.265	5.954
15	13.865	12.849	11.938	11.118	10.380	9.712	9.108	8.559	8.061	7.606	7.191	6.811	6.462	6.142	5.847
14	13.004	12.016	11.296	10.563	9.899	9.295	8.745	8.244	7.786	7.367	6.982	6.628	6.302	6.002	5.724
13	12.134	11.348	10.635	9.986	9.394	8.853	8.358	7.904	7.487	7.103	6.750	6.424	6.122	5.842	5.583
12	11.255	10.575	9.954	9.385	8.863	8.384	7.943	7.536	7.161	6.814	6.492	6.194	5.918	5.660	5.421
11	10.368	9.787	9.253	8.760	8.306	7.887	7.499	7.139	6.805	6.495	6.207	5.938	5.687	5.453	5.234
10	9.471	8.983	8.530	8.111	7.722	7.360	7.024	6.710	6.418	6.145	5.889	5.650	5.426	5.216	5.019
9	8.566	8.162	7.786	7.435	7.108	6.802	6.515	6.247	5.995	5.759	5.537	5.328	5.132	4.946	4.772
8	7.662	7.325	7.020	6.763	6.521	6.291	6.074	5.855	5.646	5.448	5.262	5.089	4.929	4.784	4.647
7	6.728	6.472	6.202	5.986	5.786	5.592	5.387	5.206	5.033	4.868	4.712	4.564	4.423	4.288	4.160
6	5.795	5.601	5.417	5.242	5.076	4.917	4.767	4.623	4.486	4.355	4.231	4.111	03.998	3.889	3.784
5	4.853	4.713	4.580	4.452	4.329	4.212	4.100	3.993	3.890	3.791	3.696	3.605	3.517	3.433	3.352
4	3.902	3.808	3.717	3.630	3.546	3.465	3.387	3.312	3.240	3.170	3.102	3.037	2.974	2.914	2.855
3	2.941	2.884	2.829	2.775	2.723	2.673	2.624	2.577	2.531	2.487	2.444	2.402	2.361	2.322	2.283
2	1.970	1.942	1.913	1.886	1.859	1.833	1.808	1.783	1.759	1.736	1.713	1.690	1.668	1.647	1.626
1	.990	.980	.971	.962	.952	.943	.935	.926	.917	.909	.901	.893	.885	.877	.870
1															
30															

Tabelle 3: Barwertfaktoren -  $BF(t) = \frac{1 - (1 + i)^{-t}}{i}$





## GTZ-Publikationen

- Schriftenreihe Nr. 1**  
Gachet, Paul und Jaritz, Günther: „Situation und Perspektiven der Futterproduktion im Trockenanbau in Nordtunesien“. 1972. 30 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 2**  
Jahn, Hans-Christoph und König, Siegfried: „Forst in Paktia/Afghanistan“. 1972. 56 Seiten. Englisch, Farsi und Deutsch. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 3**  
Jaritz, Günther: „Die Weidewirtschaft im australischen Winterregenklima und ihre Bedeutung für die Entwicklung der Landwirtschaft in den nordafrikanischen Maghrebländern“. 1973. 40 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 4**  
Wienberg, Dieter: Weiler, Norbert und Seidel, Helmut: „Der Erdbeeranbau in Südspanien“. 1972. 92 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 5**  
Neumaier, Thomas (Redaktion): „Beiträge deutscher Forschungsstätten zur Agrarentwicklung in der Dritten Welt“. 1973. 568 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 6**  
Neumaier, Thomas (Redaktion): „Deutsche Agrarhilfe – Was, wo, wie 1973“. 1973. 600 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 7**  
Seidel, Helmut und Wienberg, Dieter: „Gemüsesortenversuche in Südspanien“. 1973. 102 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 8**  
„Tsetse- und Trypanosomiasisbekämpfung“. 1973. 102 Seiten. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 9**  
Schieber, Eugenio: „Informe Sobre Algunos Estudios Fitopatológicos Efectuados en la República Dominicana“ (Bericht über einige phytopathologische Studien in der Dominikanischen Republik). 1973. 66 Seiten, 35 Abbildungen. Spanisch. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 10**  
Bautista, Juan Elias; Hanson del Orbe, Raymundo und Jürgens, Gerhard: „Control de Malezas en la República Dominicana“ (Unkrautbekämpfung in der Dominikanischen Republik). 1973. 40 Seiten. Spanisch. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 11**  
Neumaier, Thomas (Redaktion): „Internationale Agrarentwicklung zwischen Theorie und Praxis“ (Bericht über die vierte landwirtschaftliche Projektleitertagung Bonn 1973). 1974. 390 Seiten. ISBN 3-980030-1-9. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 12**  
Adehelm, Rainer und Steck, Karl: „Agricultural Mechanisation – Costs and Profitability“ (Mechanisierung der Landwirtschaft – Kosten und Rentabilität). 1974. 70 Seiten. Englisch. ISBN 3-980030-2-7. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 13**  
„Mokwa Cattle Ranch“ (Modell eines Rindermastbetriebes für Westafrika). 1974. 44 Seiten. Englisch, Französisch und Deutsch. 35 Abbildungen. ISBN 3-980030-3-5. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 14**  
„La Lutte contre la Mouche Tse-Tse et la Trypanosomiase“ (Tsetse- und Trypanosomiasisbekämpfung). 1973. 106 Seiten. Französisch. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 15**  
Zeuner, Tim: „Mandi – Projekt in einer indischen Bergregion“. 1974. 76 Seiten. 1 Karte, 41 Abbildungen. Englisch und Deutsch. ISBN 3-980030-5-1. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 16**  
Rüchel, Werner-Michael: „Chemoprophyaxe der bovinen Trypanosomiasis“. 1974. 252 Seiten. ISBN 3-980030-6-X. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 17**  
Lindau, Manfred: „El Koudia/Marokko – Futterbau und Tierhaltung – Culture fourragère et entretien du bétail“. 1974. 74 Seiten. Deutsch und Französisch. 4 Abbildungen. ISBN 3-980030-7-8. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 18**  
Kopp, Erwin: „Das Produktionspotential des semiariden tunesischen Oberen Medjeratales bei Beregnung“. 1975. 332 Seiten. 28 Abbildungen. ISBN 3-88085-000-3. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 19**  
Grove, Dietrich: „Ambulante andrologische Diagnostik am Rind in warmen Ländern“. 1975. 268 Seiten. 40 Abbildungen. ISBN 3-88085-005-4. DM 5,-.

- Schriftenreihe Nr. 20**  
Eisenhauer, Georg (Redaktion): „Forstliche Fakultät Valdivia/Chile – Facultad de Ingeniería Forestal Valdivia/Chile“. 1975. 245 Seiten. Deutsch und Spanisch. 4 Abbildungen. ISBN 3-88-085-015-1. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 21**  
Burgemeister, Rainer: „Élevage de Chameaux en Afrique du Nord“ (Kameelzucht in Nordafrika). 85 Seiten. ISBN 3-88085-010-0. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 22**  
Agpaga, A.; Endangan, D.; Festin, S.; Gumayagay, J.; Hoeningner, Th.; Soeber, G.; Unkel, K. und Weidelt, H. J. (Compilé by H. J. Weidelt): „Manual of Reforestation and Erosion Control for the Philippines“ (Handbuch der Aufforstung und Erosionskontrolle auf den Philippinen). 1975. 569 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-020-8. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 23**  
Jürgens, Gerhard (Redaktion): „Curso Básico sobre Control de Malezas en la República Dominicana“ (Grundkurs zur Unkrautbekämpfung in der Dominikanischen Republik). Spanisch. ISBN 3-88085-010-0. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 24**  
Schieber, Eugenio: „El Status Presente de la Herrumbre del Café en América del Sur“ (Der aktuelle Stand der Kaffeerosenbekämpfung in Südamerika). 1975. 22 Seiten. Spanisch. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 25**  
Rohrmoser, Klaus: „Öpflanzenzüchtung in Marokko – Selección des Oleagineux au Maroc“. 1975. 278 Seiten. 8 Colorfotos, 1 Übersichtskarte. Deutsch und Französisch. ISBN 3-88085-035-6. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 26**  
Bonarius, Helmut: „Physical Properties of Soils in the Kilombero Valley (Tanzania)“ (Physikalische Zusammensetzung der Böden im Kilombero Valley/Tanzania). 1975. 34 Seiten. Englisch. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 27**  
„Mandi – A Project in a Mountainous Region of India“ (Mandi – Projekt in einer indischen Bergregion). 1975. Englisch – Hindi. ISBN 3-980030-5-1. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 28**  
Schmitt, Gerhard und Hesse, F.-W.: „Einführung der Zuckerrübe in Marokko – Introduction de la betterave sucrière au Maroc“. 1975. 136 Seiten. 16 Tabellen. 17 Schwarzweißfotos. Mehrfarbige Standortkarte. Deutsch und Französisch. ISBN 3-88085-001-1. DM 8,-.
- Schriftenreihe Nr. 29**  
„Landwirtschaftliche Entwicklung West-Sumatra“. 1976. 30 Seiten. 13 Schwarzweißfotos. 1 farbige Standortkarte. ISBN 3-88085-007-0. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 30**  
Rüchel, Werner-Michael: „Chemoprophylaxis of Bovine Trypanosomiasis“ (Chemoprophylaxe der bovinen Trypanosomiasis). 1975. 252 Seiten. Englisch. ISBN 2-980030-6-X. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 31**  
„Bildung und Wissenschaft in Entwicklungsländern“ (Die Maßnahmen der staatlichen deutschen Bildungs- und Wissenschaftsförderung). Zusammengefasst von Wolfgang Küper. 1976. 242 Seiten. ISBN 3-88085-004-6. DM 13,50.
- Schriftenreihe Nr. 32**  
Wagener, Wilhelm Ernst: „Baukasten für die praxispädagogische Counterpartausbildung“. 1976. 156 Seiten. ISBN 3-88085-006-2. DM 18,50.
- Schriftenreihe Nr. 33**  
„Journées Agronomie – Elevage des Ruminants“ (Erfahrungsaustausch über Weidverbesserung). 1976. 188 Seiten. ISBN 3-88085-009-7. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 34**  
Neumaier, Thomas (Redaktion): „Internationale Zusammenarbeit im Agrarbereich – was, wo, wie 1976?“. 1976. 524 Seiten. ISBN 3-88085-012-7. DM 16,50.
- Schriftenreihe Nr. 35**  
„Colheitas melhores para Minas Gerais – Bessere Ernten für Minas Gerais“ (Fünf Jahre brasilianisch-deutsche Zusammenarbeit in Minas Gerais). Zusammengefasst von Ernst Lamster und Thomas Neumaier. 1977. 54 Seiten. 52 Abbildungen. ISBN 3-88085-018-6. DM 7,50.
- Schriftenreihe Nr. 36**  
Kassebeer, von Keyserlingk, Lange, Link, Pollehn, Zehrer und Bohlen: „La Défense des Cultures en Afrique du Nord – en considérant particulièrement la Tunisie et la Maroc“ (Pflanzenschutz in Nordafrika unter besonderer Berücksichtigung von Tunesien und Marokko). 1976. 272 Seiten. 375 Color-Abbildungen. DM 41,20.
- Schriftenreihe Nr. 37**  
„Agricultural Development in West Sumatra“ (Landwirtschaftliche Entwicklung in Westsumatra). 1976. 30 Seiten. Englisch. 13 Schwarzweißfotos. 1 farbige Standortkarte. ISBN 3-88085-007-0. DM 5,-.
- Schriftenreihe Nr. 38**  
Kopp, Erwin: „Le Potentiel de Production dans la Région semi-aride de la Haute Vallée de la Méditerranée tunisienne sous irrigation par aspersion“ (Das Produktionspotential des semi-ariden tunesischen Oberen Medjerdatsales bei Beregnung). 1977. 360 Seiten. ISBN 3-88085-021-6. DM 26,-.
- Schriftenreihe Nr. 39**  
Schmüterer, Heinz: „Plagas e Enfermedades de Algodón en Centro América“ (Krankheiten und Schädlinge bei Baumwolle in Zentralamerika). 1977. 104 Seiten. 50 Colorabbildungen. DM 22,-.
- Schriftenreihe Nr. 40**  
„Dritte externe Veterinärtagung“ (Berichte und Arbeitsergebnisse). 1977. 370 Seiten. ISBN 3-88-85-022-4. DM 24,50.
- Schriftenreihe Nr. 41**  
Becker, Günther: „Holzstörung durch Termiten im Zentralafrikanischen Kaiserreich – Destruction de bois par les termites dans l'Empire Centralafricain“. 1977. 96 Seiten. 16 Abbildungen. Deutsch und Französisch. DM 12,60.
- Schriftenreihe Nr. 42**  
Furtmayr, Ludwig: „Besamungsstationen an tropischen und subtropischen Standorten“. 1977. 64 Seiten. ISBN 3-88085-031-3. DM 10,80.
- Schriftenreihe Nr. 43**  
Wirth, Frigga: „Culture de plants à parfum en Tunisie – Parfümpflanzenanbau in Tunesien“. 1977. 196 Seiten. Französisch und Deutsch. DM 18,40.
- Schriftenreihe Nr. 44**  
„Vikunjabewirtschaftung in Peru“. 1978.
- Schriftenreihe Nr. 45**  
Grove, Dietrich: „Diagnostico Andrológico Ambulante en el Bovino en Países Cálidos“ (Ambulante andrologische Diagnostik am Rind in warmen Ländern). 1977. 280 Seiten. ISBN 3-88085-038-0. DM 24,50.
- Schriftenreihe Nr. 46**  
Nägeli, Ludwig: „Aquakultur in der Dritten Welt“. 1977. 110 Seiten. 21 Abbildungen. Deutsch. DM 14,50.
- Schriftenreihe Nr. 47**  
Wägenar, Wilhelm E.: „Model for Practical-Educational Counterpart Training“. 1977. 106 Seiten. DM 18,50.
- Schriftenreihe Nr. 48**  
Meischies, Gerhard: „Technisch-wirtschaftliche Möglichkeiten und Grenzen des ländlichen Straßenbaus in Entwicklungsländern“. 1977. 219 Seiten. Deutsch. DM 25,-.
- Schriftenreihe Nr. 49**  
Bischof, Friedrich: „Common Weeds from Iran, Turkey, the Near East and North Africa“. 1979. 234 Seiten. 204 Colorabbildungen. ISBN 3-88085-061-5. DM 56,-.
- Schriftenreihe Nr. 50**  
Bailestrom, C. Graf und H.-J. Holler: „Potato Production in Kenya. Experiences and Recommendations for Improvement“. 1977. 88 Seiten. 69 Abbildungen. Englisch. DM 19,60.
- Schriftenreihe Nr. 51**  
„Savar-Farm – The Central Breeding-Station of Bangladesh (Savar-Farm – Die zentrale Tierzuchtstation von Bangladesch). 1977. 44 Seiten. Englisch und Deutsch. DM 7,50.
- Schriftenreihe Nr. 52**  
„Progress on Lake Malawi – The Central Region Lakeshore Development Project 1967–1977“. 1978. 54 Seiten. ISBN 3-88085-036-4. DM 7,50.
- Schriftenreihe Nr. 53**  
Kisselmann, E. (Redaktion): „Gutachten – Studien – Berichte“ (Beiträge aus 20 Jahren internationaler Zusammenarbeit im ländlichen Raum). 1977. 540 Seiten. DM 28,-.
- Schriftenreihe Nr. 54**  
„Tierärztliche diagnostische Labors in Malaysia – Beispiel malaysisch-deutscher Zusammenarbeit“. 1978. 32 Seiten. DM 8,60.
- Schriftenreihe Nr. 55**  
Neumaier, Thomas (Redaktion): „Technische Zusammenarbeit im ländlichen Raum, was – wie 1978“. 1978. 690 Seiten. ISBN 3-88085-044-5. DM 22,50.
- Schriftenreihe Nr. 56**  
Loppack, Eberhard und Roskamp, Robert: „Almacernamento de Papas en Panamá – un ejemplar para zonas tropicales y subtropicales (Kartoffellagerung in Panama – ein Beispiel für tropische und subtropische Zonen)“. 1978. 102 Seiten. 28 farbige Abb., 13 Skizzen. Spanisch. DM 26,50.

**Schriftenreihe Nr. 57**  
Walker, J. B., D. Mehlitz und G. E. Jones: „Notes on the ticks of Botswana“. 1978. 83 Seiten. 32 Abbildungen. Englisch. DM 18,40.

**Schriftenreihe Nr. 58**  
Kurt Hueck: „Los Bosques de Sudamérica – Ecológica, composición e importancia económica“. (Die Wälder Südamerikas). 1978. 476 Seiten. Mit Vegetationskarte von Südamerika. ISBN 3-88085-053-4. DM 49,50.

**Schriftenreihe Nr. 59**  
Dorow, Eberhard: „Hubschrauber in der Feldheuheckenbepflanzung – Helicopter in Grasshopper Control – L'hélicoptère dans la lutte contre les criquets“. 1978. 66 Seiten. 13 Abbildungen. Deutsch, Englisch, Französisch. DM 8,20.

**Schriftenreihe Nr. 60**  
Hubert, Klemens und Friedrich Sander: „The Rehabilitation of Rural Roads in Handeni District (Tanzania) – Project description and assessment of experiences –“. 1978. 81 Seiten. 3 Karten. Englisch. DM 8,60.

**Schriftenreihe Nr. 61**  
German Agricultural Team (GAT) in Kenya: „Passion Fruit Growing in Kenya – A Recommendation for Smallholders“. 1978. 46 Seiten. 57 Abbildungen. Englisch. DM 11,50.

**Schriftenreihe Nr. 62**  
Lippmann, Dieter: „Cultivation of Passiflora edulis D.“ (General Information on Passion Fruit Growing in Kenya). 1978. 88 Seiten. 88 Abbildungen. ISBN 3-88085-065-8. DM 18,-.

**Schriftenreihe Nr. 63**  
„Rückstandsprobleme im Pflanzenschutz in der Dritten Welt.“ 1978. 62 Seiten. 35 Abbildungen. Deutsch. DM 14,50.

**Schriftenreihe Nr. 64**  
Schmutterer, Heinz: „Cotton Pests in the Philippines“. 1978. 110 Seiten. 47 Abbildungen. Englisch. DM 21,-.

**Schriftenreihe Nr. 65**  
„Dune Stabilization – A Survey of Literature on Dune Formation and Dune Stabilization“ (Dünenstabilisierung). 1977. 407 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-032-1. DM 18,50.

**Schriftenreihe Nr. 66**  
Maier, Hermann (Redaktion): „51 x Ausbildung – Förderung der beruflichen Bildung in Entwicklungsländern“. 1977. 324 Seiten. ISBN 3-88085-034-8. DM 14,50.

**Schriftenreihe Nr. 67**  
Becker, Silke: „La Propagación de la Roya del Café“. 1979. 70 Seiten. 13 Abbildungen. Spanisch. Englisch. Deutsch. DM 7,50.

**Schriftenreihe Nr. 68**  
Vollweiler, Borthold: „Escuela de Topografía y Catastro (ETC). Ausbildungsstätte für Vermessungswesen und Kataster – Costa Rica. College of Surveying and Cadastral Science.“ 1978. 29 Seiten. 13 Abbildungen. Spanisch. Deutsch. DM 7,50.

**Schriftenreihe Nr. 69**  
A. Marouani, N. Kouki, M. Ghanmi und P.-H. Grell: „Gutes Saatgut – eine Voraussetzung für hohe Erträge.“ Dreisprachig (Deutsch, Französisch, Arabisch). 1979. 56 Seiten. ISBN 3-88085-066-6. DM 10,50.

**Schriftenreihe Nr. 70**  
Michels, Thomas: „Medical Laboratory Development in Tanzania.“ 1978. 30 Seiten. 22 Abbildungen. Englisch. DM 12,50.

**Schriftenreihe Nr. 71**  
Korte, Rolf (Redaktion): „Nutrition in Developing Countries – A Seminar for German Technical Assistance Personnel.“ 1978. 394 Seiten. Englisch. DM 22,50.

**Schriftenreihe Nr. 72**  
Brünig, Dietrich C.: „Population Planning in Pakistan – A Study of the Continuous Motivation System“ (Bevölkerungsplanung in Pakistan). 1977. 300 Seiten. ISBN 3-88085-043-7. DM 18,50.

**Schriftenreihe Nr. 73**  
Seeber, G., H. J. Weidelt und V. S. Banaag: „Dendrological Characters of Important Forest Trees from Eastern Mindanao.“ 1979. 440 Seiten. ISBN 3-88 085-068-2. DM 22,60.

**Schriftenreihe Nr. 74**  
Heidemann, C. und H. O. Ries: „Raumordnung, Regional- und Stadtentwicklung. Ein methodisches Konzept“. 1979. 52 Seiten. Deutsch. DM 8,70.

**Schriftenreihe Nr. 75**  
Goedicke, P. T., E. Reisch, G. Schnuer und A. Zülle: „Landtechnische Ausbildungs- und Beratungszentren als Mittel zur Förderung der Landwirtschaft in Entwicklungsländern.“ 1979. 96 Seiten. Deutsch. DM 16,50.

**Schriftenreihe Nr. 76**  
Gassert, Werner L.: „Research on Coffee Berry Disease in Ethiopia“. 1979. 56 Seiten. ISBN 3-88 085-070-4. DM 12,60.

**Schriftenreihe Nr. 77**  
Rosskamp, Robert; Eberhardt Leppack: „Potato storage in Panama“ (Kartoffelagerung in Panama). 1979. DM 26,50.

**Schriftenreihe Nr. 78**  
Myntti, Cynthia: „Women and Development in Yemen Arab Republic“ (Frauen und Entwicklung in der Arabischen Republik Jemen). 1979. 170 Seiten. 28 Abbild. ISBN 3-88085-079-8. DM 24,50.

**Schriftenreihe Nr. 79**  
Krause, R. und Lorenz, F.: „Bodenbearbeitung in den Tropen und Subtropen.“ 1979. 252 Seiten. ISBN 3-88085-079-8. Deutsch. DM 24,50.

**Schriftenreihe Nr. 80**  
Die Ökologie und Bekämpfung des Blutschnabelweibensvogels (*Queda quelea*) in Nordostigeria. In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 81**  
„Orthopädie-technisches Versorgungszentrum und Ausbildungsstätte für Orthopädie-Techniker, Lomé/Togo“. 1979. 38 Seiten. Deutsch. DM 9,60.

**Schriftenreihe Nr. 82**  
„Pesticide Residue Problems in the Third World“ (Rückstandsprobleme im Pflanzenschutz in der Dritten Welt). 1979. 64 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-074-7. DM 14,50. Übersetzung der Nr. 63.

**Schriftenreihe Nr. 83**  
University of Dar es Salaam Faculty of Engineering. 48 Seiten. Englisch. DM 17,-.

**Schriftenreihe Nr. 84**  
Die Bundesrepublik Deutschland und die Forstwirtschaft der 3. Welt. In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 85**  
„Sportförderung in Ländern der Dritten Welt“. 1979. 228 Seiten. Deutsch. ISBN 3-88085-078-X. DM 29,-.

**Schriftenreihe Nr. 86**  
„Agricultural Engineering, Training and Advisory Centres as a means of promoting agriculture in developing countries“. 1980. Hierbei handelt es sich um die englische Übersetzung der Nr. 75. DM 16,50.

**Schriftenreihe Nr. 87**  
Mielke, Gerd (Redaktion): „57 x Ausbildung – Förderung der beruflichen Bildung in Entwicklungsländern“. 1979. 358 Seiten. Deutsch. ISBN 3-88085-077-1. DM 16,50.

**Schriftenreihe Nr. 88**  
„Technical Cooperation in Rural Areas – Facts and Figures 1979“ (Technische Zusammenarbeit im ländlichen Raum – Fakten und Daten 1979). 1979. 580 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-082-8. DM 22,-.

**Schriftenreihe Nr. 89**  
„Bildung und Wissenschaft in der Technischen Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern“. 1979. Deutsch. DM 29,-.

**Schriftenreihe Nr. 90**  
„Gesundheit, Bevölkerungsentwicklung, Ernährung“. Deutsch. DM 13,50.

**Schriftenreihe Nr. 91**  
„Masterplans for Electric Power Supply“ (Objectives and Methods). 1980. 277 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-093-3. DM 32,80.

**Schriftenreihe Nr. 92**  
Rau, Norbert und Rau, Anke: „Commercial Marine Fishes of the Central Philippines.“ 1980. 608 Seiten. ISBN 3-88085-089-5. DM 39,-.

**Schriftenreihe Nr. 93**  
Pflanzenschutz im Nordjemen (Arbeitsstil). In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 94**  
„Pollution of the waters of the Amman Zerka Area (Jordan) – A hydrochemical and hydrobiological study.“ In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 95**  
Rückstandsprobleme im Pflanzenschutz in der Dritten Welt. Spanisch. In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 96**  
Rückstandsprobleme im Pflanzenschutz in der Dritten Welt. Französisch. In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 97**  
Wasserhyazinthen. In Vorbereitung.

**Schriftenreihe Nr. 98**  
Heidemann, G. und Ries, H. O.: „Regional and Urban Development“. A methodological framework. 1980. 48 Seiten. DM 11,25. Übersetzung in der Nr. 74.

- Schriftenreihe Nr. 99**  
Heidemann, C. und Ries, H. O.: „Ordenamiento Espacial, desarrollo regional y desarrollo urbano. 1980. 51 Seiten. DM 11,25.  
Übersetzung der Nr. 74.
- Schriftenreihe Nr. 100**  
Hagenbrock, T., Pohl, H., Ries, H. O., Spanger, U., Springer, W.: Aufgaben und Chancen von Regionalentwicklungsprojekten in Entwicklungsländern. DM 39,50.
- Schriftenreihe Nr. 101**  
CBE - College of Business Education Dar es Salaam/Dodoma, Tanzania. DM 14,20.
- Schriftenreihe Nr. 102**  
„Technical College Arusha - Training of Technicians in Tanzania.“ 1980. Englisch. 28 Seiten. ISBN 3-88085-090-9. DM 18,70.  
Eine Projekturdarstellung.
- Schriftenreihe Nr. 103**  
Centres de formation et de vulgarisation en génie agricole, un moyen de promotion de l'agriculture dans les pays en voie de développement. 1980. Französisch. DM 24,50.  
Übersetzung der Nr. 75.
- Schriftenreihe Nr. 104**  
Das Verwaltungsinstitut Sana'a. Deutsch, Englisch, Arabisch. (Noch nicht erschienen)
- Schriftenreihe Nr. 105**  
Doppler, Werner: „The Economics of Pasture Improvement and Beef Production in Semihumid West Africa.“ 1980. 195 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-101-8. DM 14,-.
- Schriftenreihe Nr. 106**  
„Studien, Gutachten, Berichte - Beiträge internationaler Zusammenarbeit im ländlichen Raum. 1977-1980.“ 1981. 351 Seiten. Deutsch. ISBN 3-88085-102-6. DM 13,80.
- Schriftenreihe Nr. 107**  
„Pischerei am Assad-See, Syrien“. 1981. 32 Seiten. Deutsch, Englisch, Französisch. ISBN 3-88085-100-X. DM 16,25.
- Schriftenreihe Nr. 108**  
Schmidt, Gerhard; Hesse, Friedrich-Wilhelm und Trost, Karl: „Die Zuckerrohrkultur in Marokko“. 1981. 88 Seiten. Deutsch. ISBN 3-88085-105-0. DM 34,50.
- Schriftenreihe Nr. 109**  
Nehaus, Franz: „Virus- and similar diseases in tropical and subtropical areas“. 1981. 216 Seiten Englisch. ISBN 3-88085-106-9.
- Schriftenreihe Nr. 110**  
„Technische Zusammenarbeit im ländlichen Raum - was, wo, wie 1981“. 1981. 962 Seiten. Deutsch. ISBN 3-88085-107-7. DM 30,-.
- Schriftenreihe Nr. 111**  
„Handbuch der Züchtertätigkeit in Afrika“. 1981. 495 Seiten. Deutsch. ISBN 3-88085-103-4. DM 60,-.
- Schriftenreihe Nr. 112**  
Schmidt, G.; Hesse, F.-W.; Trost, K.: „La culture de la canne à sucre au Maroc“. 1981. 88 Seiten. Französisch. ISBN 3-88085-105-0. DM 34,50.
- Schriftenreihe Nr. 113**  
„Problèmes de post-récolte. Documentation sur un Séminaire OUA/GTZ“. 1980. 247 Seiten und 31 Seiten Anhang. Französisch. DM 15,40.
- Schriftenreihe Nr. 114**  
Drescher, Wilhelm und Crane, Eva: „Technical Cooperation Activities: Beekeeping. A Directory and Guide“. 1982. 166 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-111-5. DM 39,50.
- Schriftenreihe Nr. 115**  
„Post Harvest Problems. Documentation of a OAU/GTZ Seminar“. 1980. 258 Seiten und 33 Seiten Anhang. Englisch. DM 15,40.
- Schriftenreihe Nr. 116**  
„Forst Sahe“. In Vorbereitung
- Schriftenreihe Nr. 117**  
Jahn, Samia Al Azharä: „Traditional Water Purification in Tropical Developing Countries. - Existing Methods and Potential Application“. 1981. 284 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-116-6. DM 35,-.
- Schriftenreihe Nr. 118**  
Kopp, E.: „Stickstoffproblematik in einem semihumiden Raum“. 1981. 276 Seiten. Deutsch. Englische und französische Zusammenfassung im Anhang. ISBN 3-88085-117-4. DM 51,60.
- Schriftenreihe Nr. 119**  
Jaritz, Günther: „Grünlandnutzung in Tunesien“. In Vorbereitung.
- Schriftenreihe Nr. 120**  
„Animal Traction in Africa“. 1982. 490 Seiten. Englisch. ISBN 3-88085-133-6. DM 60,-.

### **Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH**

Die GTZ ist ein bundeseigenes Unternehmen mit dem Aufgabengebiet „Technische Zusammenarbeit“. In mehr als 80 Ländern Afrikas, Asiens und Lateinamerikas realisieren 1800 Experten zusammen mit einheimischen Partnern Projekte in nahezu allen Bereichen der Sektoren Land- und Forstwirtschaft, Wirtschaft und Sozialwesen sowie institutionelle und materielle Infrastruktur.

- Auftraggeber der GTZ sind neben der deutschen Bundesregierung andere staatliche oder halbstaatliche Stellen.

### **GTZ-Leistungen u. a.:**

- Prüfung, fachliche Planung, Steuerung und Überwachung von Maßnahmen (Projekten, Programmen) entsprechend den Aufträgen der Bundesregierung oder anderer Stellen,
- Beratung anderer Träger von Entwicklungsmaßnahmen,
- Erbringung von Personalleistungen (Suche, Auswahl, Vorbereitung, Entsendung von Fachkräften; persönliche Betreuung und fachliche Steuerung durch die Zentrale),
- Erbringung von Sachleistungen (technische Planung, Auswahl, Beschaffung und Bereitstellung von Sachausrüstung),
- Abwicklung finanzieller Verpflichtungen gegenüber Partnern in Entwicklungsländern.