1 Einleitung

Die Energiewende führt zu einem Wandel von einem verbrauchsgeführten zu einem erzeugungsgeführten Energiesystem. Die vermehrte Einspeisung von nicht steuerbaren erneuerbaren Energien erhöht den Bedarf an flexiblen Lasten und dynamisch betriebenen Lang- und Kurzzeitenergiespeichern. Abbildung 1.1 (a) zeigt den Verlauf der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Netzlast in Deutschland in einer Woche im September 2022. Bisher decken konventionelle Kraftwerke die Differenz zwischen erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch. Sollte die Klimaneutralität allerdings wie geplant bis 2045 erreicht werden, werden in Deutschland keine fossilen Erzeugungsanlagen mehr in Betrieb sein und die Netzlast sowie die Erzeugung aus erneuerbaren Energien steigt. In Abbildung 1.1 (b) ist die Hochrechnung der gleichen Woche im September 2045 dargestellt basierend auf Last- und Erzeugungsmengen aus einer Studie der Agora Energiewende [1]. Alleine in dieser Woche ergibt sich ein Energiemangel von 2.156 GWh und ein Energieüberschuss von 5.168 GWh. Ein Großteil der Residuallast sollte durch flexible Lasten und Kurzzeitspeicher kompensiert werden. Kurzzeitspeicher zeichnen sich durch eine Ausspeicherdauer von weniger als 24 h aus und umfassen u. a. Batterien und Pumpspeicher [2, S. 41]. Doch vor allem für den Nettoüberschuss von über 3.000 GWh werden Langzeitspeicher benötigt, die eine Verschiebung der Erzeugung über Wochen oder Monate ermöglichen.

Bereits für 2030 werden erhebliche Energieüberschüsse erwartet. Abbildung 1.2 zeigt die Auswertung der prognostizierten Residuallast in Deutschland im Jahr 2030. Die längste Periode mit Energieüberschuss ist ca. 10 Stunden lang mit über 60 GWh Überschuss, die gespeichert werden müssen, um sie zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen, wenn die Netzlast größer ist als die EE-Erzeugung. Zu den weiteren Einflussfaktoren des Speicherbedarfs im zukünftigen Energiesystem gehören, neben

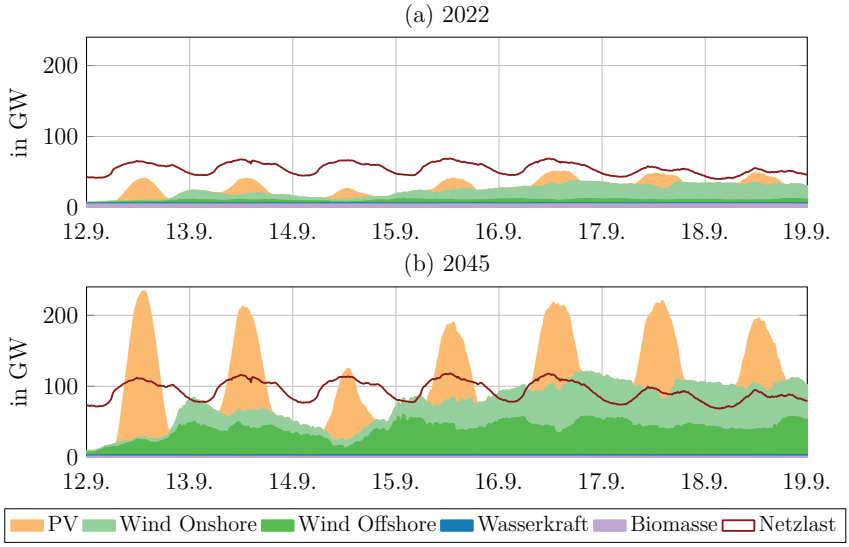

Abbildung 1.1: Verlauf der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Netzlast (a) für eine Beispielwoche im September 2022 und (b) Hochrechnung für dieselbe Woche im Jahr 2045 basierend auf prognostizierten installierten Leistungen [1] (Zeitverlauf: [3]).

der installierten Leistung von erneuerbaren Energien, auch Prognosefehler, Systemdienstleistungsbedarf und Energieaustausch mit europäischen Nachbarstaaten [2, Kapitel 3].

Energiespeicher können durch verschiedene Mechanismen zur Systemstabilität des Energiesystems beitragen. Hierzu gehören sowohl der Ausgleich von fluktuierender Einspeisung und die Verringerung von Erzeugungs- und Lastspitzen als auch die Frequenz- und Spannungshaltung und die Schwarzstartfähigkeit [5]. Der Einsatz von elektrischen Speichern steht allerdings in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen, wie Netzausbau, flexible Erzeugung, Lastmanagement und Abregelung. Zusätzlich trägt die Sektorenkopplung maßgeblich zur Reduzierung des elektrischen Speicherbedarfs bei [6]. Es gibt eine Reihe von Studien, die das zukünftige, klimaf-

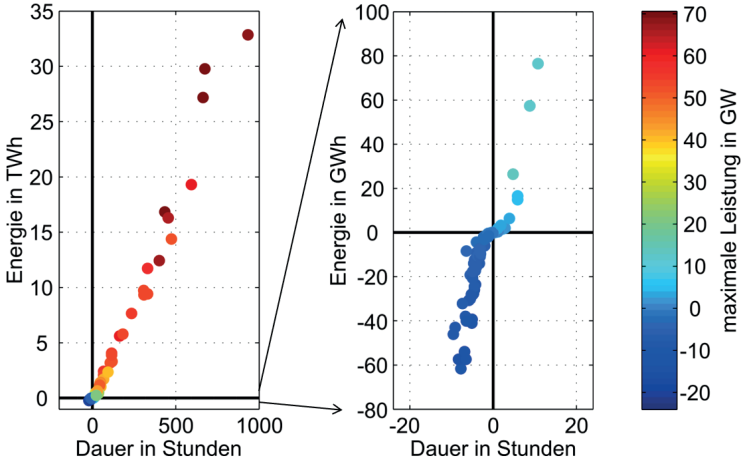

Abbildung 1.2: Abschätzung der Stromüberschüsse und -mängel in Deutschland im Jahr 2030 [4].

reundliche bzw. klimaneutrale Energiesystem skizzieren und den Speicherbedarf prognostizieren.

- Die Speicherstudie der Agora Energiewende [7] gibt an, dass für eine Energieversorgung, die zu 90 % auf Erneuerbaren basiert, ein System mit 7 GW bzw. 28 GWh an Kurzzeitspeichern und 16 GW bzw. 12 TWh an Langzeitspeichern volkswirtschaftlich optimal ist.

- Eine Studie der Energy Watch Group [8] nennt einen Speicherbedarf zwischen 20 TWh und 40 TWh, um den Stromsektor vollständig zu dekarbonisieren. Hiervon entfällt der überwiegende Teil auf Langzeitspeicher und nur ein kleiner Anteil auf Kurzzeitspeicher.

- Die Energiespeicher-Studie des VDE [9] nennt einen Speicherbedarf von 35 GW bzw. 184 GWh an Kurzzeitspeichern und 68 GW bzw. 26 TWh Langzeitspeicher für eine klimaneutrale Versorgung bis 2050.

- Die Studie der Agora Energiewende zur Klimaneutralität Deutschlands [1] [10] gibt an, dass bis 2045 insgesamt 184 GW elektrochemische Speicher und 7 GW Pumpspeicher benötigt werden. Zusätzlich soll es 50 GW flexibel betriebene Elektrolyseure und 73 GW Gaskraftwerke geben, die mit Wasserstoff betrieben werden.

- Die Studie zum klimaneutralen Energiesystem vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [11] [12] nennt einen Speicherbedarf von 227 GWh an Kurzzeitspeichern für eine klimaneutrale Energieversorgung im Jahr 2045. Je nach Szenario werden bis 2045 20 GW bis 160 GW Elektrolyse benötigt, um Wasserstoff zur Umwandlung in gasförmige und flüssige Brennstoffe und zur Wärmeversorgung zu erzeugen.

Es wird deutlich, dass der Untersuchungsrahmen und der prognostizierte Speicherbedarf im zukünftigen Energiesystem innerhalb der Studien sehr unterschiedlich ist. Ein gemeinsames Ergebnis ist jedoch, dass der Speicherbedarf mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch steigen wird und dass Wasserstoff eine zentrale Rolle als Langzeitspeicher im zukünftigen Energiesystem spielen wird. Alle genannten Studien untersuchen die volkswirtschaftliche Kostenminimierung des zukünftigen Energiesystems. Das volkswirtschaftliche Optimum entspricht allerdings nicht automatisch der betriebswirtschaftlichen Gewinnmaximierung für den Betreiber des Speichers. In einem zukünftigen Energiesystem ergibt sich somit die Fragestellung, ob der Einsatz eines Speichers für den Betreiber profitabel ist. Diese Fragestellung ist für Langzeitspeicher aufgrund von hohen Investitionskosten besonders relevant. Eine gewinnbringende Betriebsführung erhöht die Attraktivität der Projektierung und vermeidet außerdem die Notwendigkeit von komplizierten Anreizsystemen oder Subventionen. Die Analyse der Wirtschaftlichkeit von Langzeitspeichern gliedert sich in mehrere Aspekte, die sich zusätzlich gegenseitig beeinflussen (vgl. [13]): die Kosten für Energiespeicher, die optimale Speicherauslegung und der optimale Speicherbetrieb in Abhängigkeit von verschiedenen Szenarien.

Für die langfristige Speicherung von elektrischer Energie bieten sich untertägige Salzkavernen an, die vor allem in Norddeutschland in ausreichender Menge vorkom-

men. Salzkavernen werden derzeit vorrangig zur Erdgas- und Erdöl-Speicherung genutzt, sie eignen sich aber auch zur Speicherung von Druckluft oder Wasserstoff. Kavernen-basierte Speicherkraftwerke haben gegenüber Kurzzeitspeichern wie Batterien den Vorteil, dass die Ein- und Ausspeicherleistung nicht von der Speicherkapazität der Kaverne abhängt. In Niedersachsen wird schon seit 1978 ein Druckluftspeicherkraftwerk betrieben, das eine Salzkaverne zur Speicherung der Druckluft nutzt.

Die Speicherung von elektrischer Energie mithilfe von diabaten oder adiabaten Druckluftspeichern ist seit vielen Jahren Gegenstand der Forschung. Budt at al. [14] klassifizieren und vergleichen verschiedene Druckluftspeicherkonzepte, einschließlich diabater, adiabater und isothermischer Speicherung, mit dem Fokus auf Exergie. In einer Studie von Succar et al. [15] heißt es, dass die Kombination von Windkraftanlagen und einem Druckluftspeicherkraftwerk Investitionskosten in einer Höhe aufweist, die mit anderen Grundlastkraftwerken mit geringen Emissionen vergleichbar sind. Das Forschungsprojekt ADELE-ING [16] zeigt, dass die theoretischen Investitionskosten von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken, die bisher nicht realisiert wurden, auf dem gleichen Niveau liegen wie die von Pumpspeicherkraftwerken. Bullough et al. [17] kommen zu dem Schluss, dass ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk die Integration von fluktuierendem Windstrom in das Energiesystem verbessert und die Windenergieausnutzung erhöht. Nabil et al. [18] fügen der Liste der möglichen Anwendungen von Druckluftspeicherkraftwerken neben der Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, auch Spitzenlastabdeckung und Demand-Side-Management hinzu. Lund et al. [19] führen eine volkswirtschaftliche Analyse eines Druckluftspeicherkraftwerks durch mit dem Fazit, dass das Druckluftspeicherkraftwerk weniger attraktiv ist als andere Ansätze zum Lastausgleich. Drury et al. [20] stellen fest, dass die Teilnahme an Energie- und Regelleistungsmärkten diabate Druckluftspeicherkraftwerke je nach Marktdesign profitabel machen kann, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke jedoch weitere Erlösmöglichkeiten brauchen. Die betriebswirtschaftliche Analyse von Lund et al. [21] zeigt, dass die Umsetzbarkeit von Druckluftspeicherkraftwerken stark von der Struktur der Märkte für Systemdienstleistungen abhängt.

Der Vergleich von (adiabaten) Druckluftspeicherkraftwerken mit anderen Speicherkraftwerkskonzepten ist ebenfalls Gegenstand aktueller Forschungen. Hierbei steht vor allem das Wasserstoff-Speicherkraftwerk im Fokus: Wasserstoff wird mit elektrischer Energie produziert, in untertägigen Salzkavernen gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zurück in elektrische Energie umgewandelt. Der Vergleich von Wasserstoff-Speicherkraftwerken mit anderen Speichertechnologien beschränkt sich allerdings bisher auf techno-ökonomische Parameter. Klumpp [22] vergleicht Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher auf der Grundlage von Effizienz, Speicherkapazität und spezifischen Investitionskosten. AlShafi und Bicer [23] analysieren mehrere Energiespeicherkonzepte mit nur 100 kW Entladeleistung wie Pumpspeicher, Druckluft, Wasserstoff und Batterien auf der Grundlage der Energie- und Exergieeffizienz. Schmidt et al. [24] prognostizieren die zukünftigen Speicherkosten für Pumpspeicher, Druckluft, Schwungrad, verschiedene Batterietechnologien, Wasserstoff und Superkondensatoren. Yu et al. [25] führen einen Vergleich von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeichern, Wasserstoffspeichern und Wärmespeichern zur Verbesserung der Integration von Windenergie durch. Zakeri et al. [26] machen eine vergleichende Lebenszykluskostenrechnung von elektrischen Energiespeichersystemen wie Pumpspeicher, Druckluft, Batterien und Wasserstoff. Pérez et al. [27] führen eine Lebenszyklusanalyse von großtechnischen unterirdischen Speicherkonzepten durch. Der Kohlenstoffdioxid-Fußabdruck von Energiespeicherkonzepten einschließlich Wasserstoff, Druckluft und Batterien wird von Mostert et al. in [28] berechnet. Astiaso Garcia at al. [29] analysieren das Potenzial der Wasserstoffspeicherung in Europa auf der Grundlage potenzieller Standorte, überschüssiger erneuerbarer Energie und rechtlicher Rahmenbedingungen.

Vor diesem Hintergrund ist das Prinzip des Wasserstoff-Druckluft-Speicherkraftwerks von hoher Relevanz, da durch die kombinierte Speicherung von Druckluft und Wasserstoff direkte CO_2-Emissionen vermieden werden. Das hier untersuchte Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk ist allerdings ein neuartiges Konzept, das in bisherigen Vergleichen in der Literatur nicht berücksichtigt wird. Es basiert auf dem Prinzip des diabaten Druckluftspeicherkraftwerks, das um eine Elektrolyse und einen Wasserstoffspeicher erweitert wird. Der Wasserstoff wird im Generatorbetrieb genutzt, um die Druckluft vor der Entspannung zu erwärmen. Hierdurch wird im

Vergleich zum klassischen Druckluftspeicherkraftwerk die Nutzung von Erdgas vermieden. Das Konzept weist außerdem eine deutlich höhere Speicherkapazität auf als das klassische Druckluftspeicherkraftwerk und einen höheren Wirkungsgrad als ein Wasserstoff-Speicherkraftwerk. Bisherige Untersuchungen zum Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk beschränken sich zum Einen auf den Vergleich mit einem diabaten und adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk von Safaei [30] und Kaiser [31] anhand des (exergetischen) Wirkungsgrads. Zum Anderen wird von der Autorin der vorliegenden Arbeit die Ergänzung des Druckluftspeicherkraftwerks Huntorf um eine Elektrolyse und einen Wasserstoffspeicher im Rahmen des Forschungsprojekt *Huntorf 2020* in [32] untersucht.

Kern der folgenden Untersuchungen ist die Fragestellung, ob ein Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk unter heutigen und zukünftigen Marktbedingungen gewinnbringend betrieben werden kann. Die Beantwortung dieser Frage wird durch verschiedene Aspekte beeinflusst:

- **Konzeptionierung:** Die Anzahl Kompressor- und Turbinenstufen sowie Betriebsparameter wie Druck und Temperatur haben Einfluss auf die Speicherkapazität, die Brennstoffausnutzung und den Wirkungsgrad des Speicherkraftwerks.
- **Optimale Dimensionierung:** Die Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten hinsichtlich Nennleistung und Speicherkapazität innerhalb geeigneter Grenzen beeinflusst sowohl die Erlösoptionen an verschiedenen Energiemärkten als auch die Investitionskosten.
- **Einfluss zukünftiger Marktentwicklungen:** Die Energiemärkte unterliegen im Rahmen der Energiewende weitreichenden Änderungen, die die Erlösoptionen des Speicherkraftwerks beeinflussen.
- **Optimale Betriebsführung:** Teillastverhalten und Startkosten der Speicherkraftwerkskomponenten beeinflussen die optimale Betriebsführung. Ein begrenzter Prognosehorizont sowie Prognosefehler reduzieren zusätzlich die Erlöse des Speicherkraftwerks.
- **Vergleich:** Die Bewertung der Ergebnisse erfolgt im Vergleich zu anderen Speicherkraftwerkskonzepten zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie.

Ein potentiell gewinnbringender Betrieb des Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerks führt dazu, dass auch heute schon solche Projekte geplant und umgesetzt werden, die im Rahmen der fortschreitenden Energiewende in Zukunft aus systemischer Sicht unerlässlich sind. Andernfalls müssen gegebenenfalls Subventionen oder Anreizsysteme genutzt werden, um den rechtzeitigen Bau von notwendigen Langzeitspeichern zu garantieren.

1.1 Grundlagen der Modellierung

Die Betriebsführung von Speicherkraftwerken ist komplex. Im Gegensatz zu reinen Erzeugungsanlagen, deren Leistung nur vom Dargebot der Primärenergie abhängt, ist der aktuelle und zukünftige Betrieb eines Speichers durch den Speicherinhalt begrenzt. Der Speicherinhalt wiederum ergibt sich aus dem Betrieb in der Vergangenheit. Es gibt verschiedene Ansätze zur Modellierung von Speicher [13]:

- **Atemporale Modelle** simulieren den Effekt eines Speichers auf das System, ohne die ein- und ausgespeicherte Energie zu berechnen.
- **Modelle mit perfekter Prognose** nutzen verschiedene Algorithmen, um den Betrieb des Speichers unter perfekten Bedingungen zu simulieren. Obwohl die in der Realität auftretenden Unsicherheiten, z. B. beim Strompreis, hiermit nicht abgebildet werden können, eignen sich diese Modelle zur Abschätzung des maximal möglichen Nutzens des Speichers.
- **Modelle mit unsicherer Prognose** bilden die Realität in der Hinsicht besser ab, dass sie von unsichereren zukünftigen Bedingungen, z. B. hinsichtlich des Strompreises, ausgehen. Die Algorithmen sind häufig so aufgebaut, dass der optimale Speicherbetrieb zum jetzigen Zeitpunkt anhand von Prognosen für einen gewissen Zeitraum in der Zukunft bestimmt wird und die Berechnung für die kommenden Zeitpunkte wiederholt wird.
- **Strategische Betriebsmodelle** berücksichtigen den Effekt des Speicherbetriebs auf den Markt bzw. das Energiesystem und sind dadurch sehr komplex.

Modelle mit perfekter und unsicherer Prognose werden häufig als mathematische Optimierungsprobleme formuliert. Die mathematische Optimierung wird seit Beginn der Digitalisierung der Energiewirtschaft für die Kraftwerkseinsatzplanung eingesetzt [33]. Hierbei gibt es verschiedene Zielsetzungen, die die Komplexität und den Zeithorizont der Optimierung beeinflussen, wie beispielsweise die Kraftwerkszubauplanung, die Revisionsplanung und die Kraftwerkseinsatzplanung. Die Einsatzplanung kann für einen Kraftwerkspark oder ein einzelnes Kraftwerk erfolgen. Bei der Einsatzplanung eines Kraftwerksparks beschreibt die Zielfunktion die Minimierung der Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks. Bei der Einsatzplanung eines einzelnen Kraftwerks steht häufig die Gewinnmaximierung im Vordergrund [34].

Die lineare Optimierung oder auch lineare Programmierung (LP) ist eine Unterkategorie der mathematischen Optimierung. Sie beschreibt die Identifizierung eines Minimums oder Maximums einer linearen Zielfunktion in Bezug auf eine Reihe von linearen Nebenbedingungen. Die Nebenbedingungen können mit Gleichungen, Ungleichungen oder Grenzen dargestellt werden [33, S. 14f].

Eine Erweiterung der linearen Programmierung ist die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (engl. *mixed integer linear programming*, MILP). Hierbei sind alle oder einige der Zielvariablen ganzzahlig oder binär, wodurch nicht-lineare Zusammenhänge wie Null-Eins-Entscheidungen oder schrittweise lineare Zusammenhänge dargestellt werden können. Ein Vorteil der linearen Programmierung gegenüber der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung ist, dass die Lösungszeit lediglich polynominal mit der Komplexität des Problems steigt. Bei MILP-Modellen steigt die Rechenzeit exponentiell mit der Problemgröße [33, S. 15f].

Die im Folgenden beschriebenen Modelle wurden in Matlab R2020b implementiert und mit der Matlab Toolbox *CPLEX Optimization Studio 12.10* von IBM gelöst. CPLEX verwendet vornehmlich das Simplex-Verfahren zur Lösung von linearen Optimierungsproblemen und das Branch-and-Cut-Verfahren für gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme [35].

1.2 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist in drei Teile aufgeteilt. Teil A beinhaltet die Entwicklung, Parametrierung und den Vergleich verschiedener (neuartiger) Speicherkraftwerkskonzepte. In Teil B steht die Dimensionierung von ausgewählten Speicherkraftwerken anhand der installierten Leistungen und Speicherkapazitäten im Vordergrund. Die Ergebnisse werden in Teil C verwendet, um die optimale Betriebsführung des Speicherkraftwerks zu untersuchen.

Teil A: Konzeptionierung, Parametrierung und Vergleich von Speicherkraftwerken In Kapitel 2 werden fünf Speicherkraftwerkskonzepte entwickelt basierend auf der Speicherung von Wasserstoff und Druckluft in untertägigen Salzkavernen. Der Vergleich der Konzepte erfolgt in Kapitel 3 anhand der techno-ökonomischen Kriterien Wirkungsgrad, Speicherkapazität, Investitionskosten, Technology Readiness Level (TRL), Speicherverluste, Flächen- und Ressourcenbedarf sowie Entwicklungspotential. Für jedes Kriterium wird eine Rangfolge der Konzepte mithilfe eines paarweisen Vergleichs erstellt.

Teil B: Dimensionierung von Speicherkraftwerken Die erste Stufe der Modellierung umfasst ein vereinfachtes Modell eines Speicherkraftwerks basierend auf der Gewinnmaximierung an verschiedenen Energiemärkten. Das Ergebnis ist die optimale Dimensionierung des Speicherkraftwerks (Nennleistungen der Komponenten und Speicherkapazität der Salzkavernen), wobei Investitionskosten und variablen Betriebskosten den Erlösen gegenübergestellt werden. Es handelt sich um ein lineares Optimierungsprogramm mit perfekter Prognose, somit stellen die Ergebnisse der Gewinnmaximierung eine theoretische Obergrenze dar. Die Modellierung erfolgt für das Wasserstoff-Druckluftspeicherkraftwerk und das Wasserstoff-Speicherkraftwerk mit Gasturbine aus Teil A. Anhand von historischen Preis- und Einspeisedaten wird ein Basisjahr aus den Jahren 2015 bis 2021 gewählt, auf dessen Grundlagen die Eingangsdaten variiert werden, um den Einfluss zukünftiger Preisentwicklungen auf die Dimensionierung des Kraftwerks zu untersuchen. Zum Schluss wird die