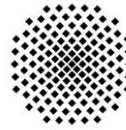




Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt
Institut für
Technische Thermodynamik



Universität Stuttgart
Fakultäten für
Umweltingenieurwissenschaften
und Energietechnik

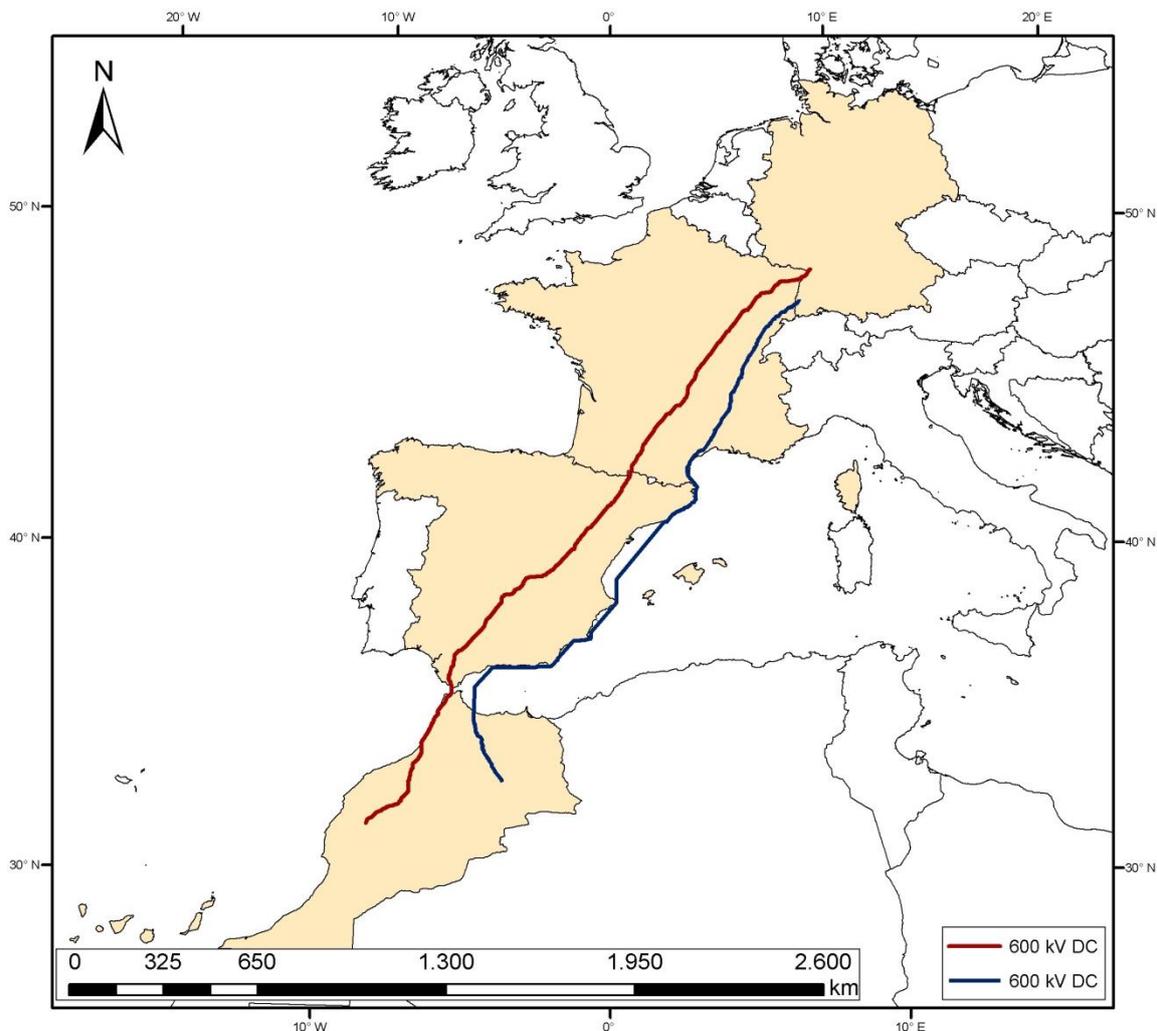
Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa

Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades Diplom-Ingenieur (Dipl.-Ing.)

vorgelegt von

Denis Hess



eingereicht: Stuttgart, den 01.07.2013

Referenten: Prof. Dr.-Ing. Stefan Siedentop
Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß

مشوار المائة ميل يبدأ بخطوة

- *Der hundert Meilen weite Weg beginnt mit einem Schritt* -
arabisches Sprichwort¹

«[...] se hace camino al andar.»

- *Man macht den Weg beim Gehen* -

A. Machado²

« Un chemin droit ne mène jamais qu'au but. »

- *Ein gerader Weg führt niemals nur ans Ziel.* -

A. Gide³

„Wege entstehen dadurch, dass man sie geht.“

F. Kafka⁴

¹ MEAINI, Amado: Spaziergang durch den Garten der arabischen Sprichwörter und Weisheiten, Hamburg: Helmut Buske Verlag, 1987. p.60

² MACHADO, Antonio. *Proverbios y cantares XXIX (1912)*, Madrid: Ediciones El País, 2003.

³ GIDE, André. *Journal 1889-1939*, Bibliothèque de la Pléiade 1951. 28 octobre 1922 p.745.

⁴ KAFKA, Franz. (1883 - 1924) *zugeschrieben*.

An meine Großfamilie,
an diejenigen die waren, sind und sein werden

Einführende Worte

Wissenschaft lebt durch den Dialog!

Für die zahlreichen internationalen Experteninterviews und Diskussionen mit Vertretern aus Industrie, Politik, Gesellschaft und Forschung, möchte ich mich herzlich bedanken.

Besonders erkenntnisreiche Beiträge konnte ich während meines Studiums seit 2009 in der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung am DLR in Stuttgart sammeln, welche stets in einer freundschaftlichen Atmosphäre Forschung zu erneuerbaren Energien ermöglichte.

Ansprechpartner der Diplomarbeit und Experteninterviews im Bearbeitungszeitraum

TRANSNET BW

Guntram Zeitler, Olaf Sener, Ulrich Pröschild und Ulrich Scherer - TransnetBW

Bruno Lorinser - Umweltministerium Baden-Württemberg



Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg

Dr. Thomas Benz, Sebastian Papapanagiotou, Raphael Görner - ABB Mannheim



Christoph Hüsgen - A. Hak Electron GmbH Hamminkeln



Marcus Lesser - Universität Hohenheim Fachbereich Rechnungswesen und Finanzierung



Prof. Dr. Dirk Westermann - Universität Ilmenau Fachbereich Elektrische Energieversorgung

Prof. Dr. Werner Nohl - Technische Universität München



Dr. Hartmut Maier und Dominik Schlipf - Enolcon Bietigheim-Bissingen



Christopher Vagn Philipsen - Drees&Sommer Stuttgart



Dr. Uwe Knauer und Lars Uhlmann - Drees&Sommer Leipzig

Dr. Veit Appelt und Dr. Klaus Tilger - A+S Consult Dresden



Gérald Sanchis - Réseau de Transport d'Électricité, Paris



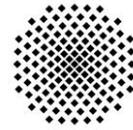
José Carlos Fernandez - Red Eléctrica de España, Madrid



Hermann Kerler - Raiffeisenbank Pfaffenhausen



Universität Stuttgart



Prof. Dr. Stefan Siedentop, Stefan Fina - Institut für Raumordnung und Entwicklungsplanung

Dr. Ludger Eltrop - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Michael Kutter - Fachbereich Mathematik

Joachim Lehner, Florian Gutekunst, Simon Rempis - Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt



Abteilung für Systemanalyse und Technikbewertung insbesondere

Dr. Franz Trieb, Dr. Uwe Pfenning, Dr. Christoph Schillings, Jürgen Kern, Massimo Moser, Tobias Fichter, Steffen Stöckler, Eva Maria Ast und alle Mitwirkenden

Teile der Arbeit wurden im Rahmen der Deutsch-Marokkanischen Energiepartnerschaft in Rabat im März 2013 in französischer Sprache vorgestellt, u.a. mit:

Abderrahimi Hafidi, MEMEE; Zakaria Naimi, IRESEN; Nabil Saimi, MASEN

Wolfdieter Böhler, BMWi; Dr. Martin Schöpe, BMU



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie



Kontaktmöglichkeit zum Autor

Kritik, Anregungen und Fragen sind herzlich willkommen!

E-mail: denis.hess@gmx.de

Disclaimer:

Die in der Arbeit beschriebenen Standorte für solarthermische Kraftwerke, der Trassenverlauf sowie die Anschlusspunkte im Übertragungsnetz sind rein theoretisch, da eine Nutzung teilweise schon anderweitig vorgesehen ist. Die Modellstudie dient nur zur wissenschaftlichen Analyse und soll keine Planung eines Projektes darstellen.

Alle verwendeten Preisangaben sind Geldwerte bezogen auf das Jahr 2010. Für zukünftige reale Kosten, die in den kommenden Jahren berechnet werden, muss die bis dahin angefallene Inflation rückwirkend bis zum Jahr 2010 berücksichtigt werden.

Die gewählten femininen bzw. maskulinen Formen beziehen immer die jeweils andere Form mit ein und sollen keine Bewertung darstellen, sondern neutral den Sachzusammenhang schildern.

Diese Arbeitsversion ist die aktualisierte Version mit eingepflegten Teilkorrekturen.

Inhaltsverzeichnis

Arbeitsschritte	I
Wesentliche Erkenntnisse	II-IV
Kurzfassung	V-XIV
0 Einleitung	1
0.1 Thematik	1
0.2 Aufgabenstellung	1
0.3 Vorgehensweise.....	2
1 Politischer Rahmen	5
1.1 Hintergrund und Initiativen.....	6
1.2 Sicherheitsrelevanz von Energie- und Stromimporten	7
1.2.1 Stromhandel.....	9
1.2.2 Offene Fragen:.....	10
1.3 Exkurs: Stromversorgung in Europa, im Mittleren Osten und in Nordafrika	10
1.3.1 Die Zusammensetzung des Energiesystems zur Stromproduktion	11
2 Erneuerbare Energien für Baden-Württemberg	15
2.1 Nutzung von erneuerbaren Energien.....	16
2.1.1 Versorgung mit regenerativen Energieträgern	16
2.1.2 Versorgungssicherheit.....	16
2.1.2.1 Mangelndes Angebot bzw. Überangebot an natürlichen Ressourcen	17
2.1.2.2 Reserve für Ausfälle, Revisionen und Systemdienstleistungen	17
2.1.2.3 Gesicherte Leistung.....	17
2.1.3 Formen der Energiebereitstellung mit erneuerbaren Energien	18
2.1.4 Auslastung	19
2.1.5 Paradigmenwechsel im Lastbereich – wesentliche Begriffe zum Verständnis der Arbeit	20
2.2 Energieverbundsysteme in Europa und Nordafrika und Voraussetzungen des Energieaustauschs	21
2.3 Lösungskonzept der Stromversorgung Baden-Württembergs mit erneuerbaren Energien.....	25
2.4 Auswirkungen auf Last und Residuallast	30
2.5 Integration von regelbarer Energie aus solarthermischen Kraftwerken im Kraftwerkspark in Baden-Württemberg	33
2.5.1 Fallbeispiel für die Integration eines solarthermischen Kraftwerks.....	33
2.5.2 Problematik der verspäteten Integration und fehlender garantierter Stromabnahme.....	38
2.6 Fazit	41
2.6.1 Offene Fragen:.....	42
3 Solarthermische Kraftwerke in Nordafrika	43
3.1 Das solarthermische Kraftwerk.....	44
3.2 Exemplarische Standortwahl und Auslegung des solarthermischen Kraftwerks	45

3.3	Exkurs: Wieso solarthermische Kraftwerke in Nordafrika und nicht in Europa?	51
3.4	Ökonomische Systemauslegung	52
3.4.1	Kosten CSP	52
3.4.2	Betriebskosten	53
3.4.3	Arbeitsplätze	54
3.4.3.1	Bau der solarthermischen Kraftwerke	54
3.4.3.2	Betrieb der solarthermischen Kraftwerke	55
3.5	Ökologische Systemauslegung des solarthermischen Kraftwerksparks	57
3.5.1	Bau	57
3.5.1.1	Auswirkungen auf Flora und Fauna	57
3.5.1.2	Flächenbedarf.....	57
3.5.1.3	CO ₂ Einsparung.....	61
3.5.1.4	Notwendige Materialien	61
3.6	Fazit	61
3.6.1	Offene Fragen:.....	62
4	Trassen	63
4.1	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	63
4.2	Anschlusspunkte im Stromnetz und Vorteile von HGÜ-Verbindungen.....	64
4.3	Auslegung der Gleichstromübertragungstechnik mit Verlustkalkulation	67
4.3.1	Kabel.....	70
4.3.2	Freileitung	71
4.3.3	HGÜ-Technologievarianten	72
4.3.4	Systemübertragungsverluste und notwendige Kraftwerksparkgröße	74
4.4	Ökonomische Systemauslegung	77
4.4.1	Investitionskosten.....	77
4.4.2	Betriebskosten	78
4.4.3	Arbeitsplätze HGÜ-Verbindung	78
4.5	Ökologische Systemauslegung der Stromtrasse	79
4.5.1	Bau	79
4.5.2	Betrieb	79
4.5.2.1	Elektrische und Magnetische Felder	79
4.5.2.2	Gesundheitliche Wirkung.....	81
4.5.2.3	Auswirkungen auf Flora und Fauna	81
4.5.2.4	Flächenbedarf.....	82
4.5.2.5	Emissionen der Stromtrasse.....	82
4.5.2.6	Notwendige Materialien	82
4.6	GIS-Analyse – Beschreibung der Stromtrasse	83
4.6.1	Ergebnis.....	84
4.6.2	Beschreibung der Stromtrassen	84

4.6.2.1	Trasse 1 Marrakesch-Daxlanden:	84
4.6.2.2	Trasse 2 Missouri-Eichstetten:	85
4.6.3	Landnutzung	86
4.6.4	Betroffene Kommunen	86
4.6.5	Trassenanteile.....	88
4.6.6	Optimierung	88
4.7	Trassenbündelung	89
4.7.1	Bestehende Trassen/Maste und Leiterseile auf freiem Mastgestänge.....	89
4.7.2	Autobahnen.....	89
4.7.3	Schienennetz	90
4.7.4	Versorgungstunnel	90
4.7.5	Brücken/Tunnel.....	91
4.7.6	Landschaftliche Leitlinien	91
4.7.7	Flüsse und Kanäle	91
4.7.8	Seekabel.....	92
4.7.9	Öl- und Gaspipeline	92
4.7.10	Nachteile bei der Bündelung	92
4.7.10.1	Ausfallrisiko/Angreifbarkeit	92
4.7.10.2	Potentielle Flächennutzung / vorausschauende Planung	92
4.7.10.3	Landschaftsästhetik	92
4.8	Fazit.....	93
4.8.1	Offene Fragen:.....	93
5	Gesamtkostenrechnung	94
5.1.1	Investitionskosten der CSP-HVDC-Anlage	95
5.1.2	Betriebskosten	96
5.2	Kompensationsmaßnahmen.....	97
5.3	Stromgestehungskosten.....	104
5.3.1	Ergebnis Stromgestehungskosten.....	107
5.3.1.1	Jährliche Zahlungen und Stromtarif der Anlage	109
5.3.2	Ersparnis gegenüber Kohle und Gas.....	110
5.4	Fazit.....	111
5.4.1	Offene Fragen:.....	111
6	Umsetzungsstrategie.....	113
6.1	Start- und Rahmenbedingungen	114
6.2	Beteiligungsverfahren im Rahmen der Projektentscheidung und des Projektzeitplans	115
6.2.1	Der partizipative Projektablauf.....	116
6.2.2	Zeitplan	120
6.2.3	Genossenschaftsmodell	121
6.2.4	Projektstruktur.....	122

6.2.5	Stromabnahmevertrag (PPA – Power Purchase Agreement)	123
6.2.6	Projektgesellschaft und Genossenschaft als Eigentümer – Aufgaben der Akteure 124	
6.3	Finanzierung	124
6.4	Fazit	127
6.4.1	Offene Fragen:	127
7	Schlusswort	128
8	Verwendete Datensätze	129
9	Literatur- und Quellverzeichnis	129
10	Anhang	135

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau der Arbeit – Gliederung.....	I
Abbildung 2: Auszug aus einer Zeitreihenanalyse für zwei Szenarien im Jahr 2050 mit jeweils 95% Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für Baden-Württemberg.....	VI
Abbildung 3: CSP-HVDC-Anlage zur Fernübertragung regelbarer Solarenergie	VIII
Abbildung 4: Modell der beiden Trassenverläufe, jeweils als exemplarische Alternative.....	IX
Abbildung 5: Gesamtkosten während der 40jährigen Betriebszeit mit ca. 360 TWh Produktion	X
Abbildung 6: Zu bezahlender Tarif der CSP-HVDC-Anlage in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer im jeweiligen Betriebsjahr (Missour-Eichstetten als Erdkabelvariante)	XI
Abbildung 7: Ampelmodell als Entscheidungsablauf.....	XIII
Abbildung 8: Ausgewählte Beispiele der Staatenbewertung (Kaufmann, et al., 2010)	8
Abbildung 9: Linientreue Azimutalprojektion von 51 exemplarischen Ländern in der Region EUMENA für die in den Studien Trans- und Med-CSP Energieszenarien erstellt wurden. Eigene Darstellung, Datensatz: (Hijmans, et al., 2013).....	10
Abbildung 10: TRANS- und MED-CSP Szenario – Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011), eigene Darstellung	11
Abbildung 11: Anteile der Energieträger an der Stromproduktion [TWh/a] in EUMENA im Jahr 2010 und 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011), eigene Darstellung.....	12
Abbildung 12: Bruttostromerzeugung in Deutschland bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012)	13
Abbildung 13: Bruttostromerzeugung in Marokko bis 2050 (Fichtner, 2011)	14
Abbildung 14: Versorgungssicherheit in Anlehnung an (Bundesnetzagentur, 2011)	16
Abbildung 15: schematische Darstellung des Anteils der gesicherten Kapazität.....	18
Abbildung 16: Mittlere Auslastung nach Kraftwerkstyp (Prognos, EWI, GWS, 2010); (Trieb, et al., 2009)	19
Abbildung 17: schematische Kategorisierung des Lastbereichs in den Jahren 2012 und 2050	20
Abbildung 18: Energieübertragung [GWh] 2011 (ENTSO-E, 2011)	21
Abbildung 19: Stromerzeugungszentren in Mitteleuropa im Jahr 2008 (Ampiron, 2010)	23
Abbildung 20: Zukünftiges Modell der Einspeisung von erneuerbaren Energien in die Netzebenen, eigene Darstellung	24
Abbildung 21:	25
Abbildung 22: Zwei Szenarien für das Jahr 2050 mit jeweils 95% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung für Baden-Württemberg	26
Abbildung 23: Zeitreihen der Stromproduktion nach Kraftwerkstyp.....	29
Abbildung 24: Ausgangssituation der Last und Residuallast in Baden-Württemberg	30
Abbildung 25: Szenarienvergleich der Residuallast in Baden-Württemberg im zeitlichen Verlauf bis 2050	31
Abbildung 26: Jahresdauerlinien Szenario 1.....	32
Abbildung 27: Jahresdauerlinien Szenario 2.....	32
Abbildung 28: Integration von regelbaren erneuerbaren Energien in einen bestehenden Kraftwerkspark	36
Abbildung 29: Beispiel der Iteration anhand der CSP-HVDC-Fernübertragung. Näheres wird in Kapitel 3.2 diskutiert.	37
Abbildung 30: Szenario 1a – ungeplanter Zubau von erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg bis 2050	38
Abbildung 31: Szenario 1a - Jahresdauerlinien des Residuallastsegments mit dem erneuerbarem Anteil des solarthermischen Kraftwerksparks	39
Abbildung 32: Szenario 2 - Jahresdauerlinien des Residuallastsegments mit dem erneuerbarem Anteil des solarthermischen Kraftwerksparks	39
Abbildung 33: zeitliche Auslastung des solarthermischen Kraftwerks mit Zufeuerung im Residuallastsegment 2025-2050 (Moser, 2013) (Trieb, et al., 2013), eigene Darstellung	40
Abbildung 34: Deckung des Residuallastsegmentes innerhalb von 24h im August 2050 nach Szenario 2 mit 3000 MW solarthermischen Kraftwerken.....	41

Abbildung 35: Anlagenschema eines solarthermischen Kraftwerks mit Parabolrinnen (DLR, 2007) (hier ohne Hybridbetriebsoption)	44
Abbildung 36: Potential für solarthermische Kraftwerke in EUMENA (Fichtner, 2011)	45
Abbildung 37: DNI Karte Marokko mit Ausschlussflächen (DLR, 2002)	46
Abbildung 38: Kraftwerksauslegung für Parabolrinnenausführung mit Speicher (1 Speicher entspricht ca. 6h Vollastbetriebsstunden) (Trieb, et al., 2012).....	47
Abbildung 39: Vereinfachte Abhängigkeit der mittleren Auslastung, DNI und Solar Multiple (SM) (Trieb, et al., 2012)	47
Abbildung 40: Einflüsse für die Standortwahl (Eck, 2011).....	48
Abbildung 41: Leistungsbilanz des elektrischen Eigenbedarfs des solarthermischen Kraftwerks mit einem SM 3,5 und 129 MW Bruttoleistung [MW]	49
Abbildung 42: Vergleich monatlicher Energieerträge eines solarthermischen Kraftwerks an Standorten unterschiedlicher Einstrahlungsangebote (DLR, Meteororm, 2005).....	51
Abbildung 43: Lernkurve von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (Trieb, et al., 2012)	52
Abbildung 44: Investitionskosten CSP [Mrd. €] bei 5284 €/kW im Jahr 2022 mit SM 3,5 und 15h Speicher (Trieb, et al., 2012), (NREL, 2011).....	53
Abbildung 45: notwendige Arbeitskräfte in Abhängigkeit von Baudauer und Baukapazität (Schwer, et al., 2004), – eigene Brechnung s. Anhang Abbildung 113	54
Abbildung 46: Arbeitskräfte für 10 x 100MW, Bauzeit 10 Jahre (Schwer, et al., 2004).....	55
Abbildung 47: Arbeitsplätze in Betrieb & Wartung (O&M) für den Typ Andasol mit 50 MW und 56 Arbeitsplätzen in Spanien (NREL, 2010)	55
Abbildung 48: Beispiel der 17 x 130 MW Kraftwerke nahe Marrakesch (Google, 2012)	58
Abbildung 49: Beispiel der 17 x 130 MW Kraftwerke nahe Missouri (Google, 2012).....	58
Abbildung 50: Grundwasser in Nordafrika und dem Nahen Osten (BGR, UNESCO, 2008) ..	60
Abbildung 51: Anzahl parallel stehender Masten um 10 GW zu übertragen (Asplund, 2005), (May, 2005).....	64
Abbildung 52: Kostenvergleich zwischen Wechsel- und Gleichstromverbindungen in Abhängigkeit der Entfernung (Hertem, et al., 2010).....	64
Abbildung 53: Deutschland am 2. April 2022 (Ampiron, 2012).....	64
Abbildung 54: heutige Kraftwerks- und Netzstruktur in einer Regelzone.....	65
Abbildung 55: zukünftige Kraftwerks- und Netzstruktur in einer Regelzone	65
Abbildung 56: Stromimporte nach Baden-Württemberg durch HGÜ ab dem Jahr 2022 (Ampiron, 2010), (Mollet, 2013), eigene Darstellung.....	67
Abbildung 57: Darstellung der Auslegung einer CSP-HVDC-Fernübertragung. Photos: Kramer Junction Kalifornien, Umrichterstation "Lista" Norwegen.....	69
Abbildung 58: Masseimprägnierte und Polyethylen vernetzte Kabel (Kliesch, 2012)	70
Abbildung 59: Kabeltrench eines bipolaren Systems mit MTLR (Ecofys, 2008)	71
Abbildung 60: Freileitungsseil.....	71
Abbildung 61: 380kV AC Donaumast mit zwei Dreipolssystemen, ±600kV DC ohne und mit MTLR (Y-Mast) (Scherer, 2012), (Kießling, 2001)	71
Eine Kombination zwischen Freileitung und Erdkabel bietet die optimale Anpassung an das vorhandene Gelände. Dies zeigt Abbildung 62 anhand eines sog. Siphons.	72
Abbildung 63: Siphon mit Freileitung - Erdkabel - Freileitung (CESI, 2008)	72
Abbildung 64: U/I-Diagramm zur Übertragungsleistungsdimensionierung (Westermann, 2012), (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012), veränderte eigene Darstellung.....	73
Abbildung 65: Vorgehensweise zur Systemauslegung durch Verlustaufschlag	74
Abbildung 66: Kapazitätsverluste in Abhängigkeit der Entfernung vom Abnahmeort und Übertragungstechnologie jeweils mit Seekabelanteil	75
Abbildung 67: Verluste der CSP-HVDC-Anlage bezogen auf die CSP-Bruttoleistung.....	76
Abbildung 68: elektrisches Feld [kV/m] (links) und magnetische Flussdichte [µT] (rechts) einer ±600kV (1 kA) bipolaren (-) und monopolarer (--) HGÜ-Freileitung am Boden im Abstand [m] zur Trassenmitte (Kim, et al., 2009).....	80
Abbildung 69: Ausschlusskarte Stromtrassen (May, 2005), aktualisierte Darstellung	83
Abbildung 70: Trassenvarianten (Schillings, et al., 2013), eigene Darstellung. Datensatz: (GeoNetwork, 2008), (Claus, et al., 2013)	84

Abbildung 71: Höhenmodell der Trasse 1 Marrakesch-Daxlanden (Google, 2012).....	85
Abbildung 72: Höhenmodell der Trasse 2 Missouri-Eichstetten (Google, 2012)	86
Abbildung 73: Trassenanteil mit Art der Landnutzung (s. Anhang Abbildung 111).....	86
Abbildung 74: Lupen der Trassenanteile mit den betroffenen Kommunen	87
Abbildung 75: Hybrid-Mast mit 1x380kV AC, 2x110kV AC und 1x 400kV DC (Ampiron, 2012)	89
Abbildung 76: Kabeltunnel am Flughafen von Barajas (Madrid)	90
Abbildung 77: Einbau von Kabeln in einem Brückenbauwerk (CESI, 2008).....	91
Abbildung 78: Landschaftsästhetik bei Bündelung von Freileitungstrassen (Nohl, 1993).....	92
Abbildung 79: Gesamtkosten während der 40-jährigen Betriebszeit mit 358 TWh.....	94
Abbildung 80: Gesamtinvestitionskosten der Trassenvarianten und des Kraftwerksparks – Details s. Anhang Tabelle 51.....	95
Abbildung 81: Heutige Entschädigung beim Bau von Freileitungen in Deutschland.....	97
Abbildung 82: Kennwerte als Basis der dauerhaften Auszahlungen an die Lasttragenden (Betroffene und Kommunen).	100
Abbildung 83: Stromgestehungskosten (LCOE)	107
Abbildung 84: Kosten im Laufe der Betriebsdauer der Anlage Missouri-Eichstetten mit Erdkabel.....	108
Abbildung 85: LCOE CSP-HVDC-Varianten mit unterschiedlicher Kapitalrückzahlungsdauer	108
Abbildung 86: Stromtarif der CSP-HVDC-Anlage Missouri-Eichstetten mit Erdkabel.....	109
Die jährlich anfallenden Kosten ergeben sich aus der Strommenge der Anlage und dem Stromtarif: Abbildung 87: Jährliche Zahlungen in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer	109
Abbildung 88: Ersparnis und Mehrkosten abhängig von der Kapitalrückzahlungsdauer	110
Abbildung 89: Ampelmodell als Entscheidungsablauf, eigene Darstellung - in Anlehnung an (Wörner, 2011).....	117
Abbildung 90: 3D-Visualisierung für die Planung des Trassenkorridors (A+S Consult, 2012)	119
Abbildung 91: Katasterdaten zweier Kommunen in Frankreich (Datensatz: IGN, 2012)	119
Abbildung 92: Zeitplan (Knauer, 2013) in Analogie zum Ampelmodell.....	120
Abbildung 93: Mehrstufenmodell einer Genossenschaft (Genossenschaftsverband Bayern, 2012).....	121
Abbildung 94: Projektablauf, eigene Darstellung	123
Es stellt sich die Frage, wie 16,3 Mrd. € an Investitionskosten bezahlt werden können? Wie im Kapitel 5.3.2 gezeigt, sollte aufgrund von Zinszahlungen die Investitionssumme möglichst in kurzer Zeitdauer zurückbezahlt werden, um den Strompreis niedrig zu halten. Abbildung 95: Stromtarif der CSP-HVDC-Anlage.....	124
Abbildung 96: Umlage der Kapitalkosten auf alle Stromkunden.....	125
Abbildung 97: Darstellung der Zusammenhänge und Vorgehensweise	136
Abbildung 98: globale CSP Vorhaben März 2011 aus CSP Today World Map 2011 (in Betrieb: 1200 MW; im Bau: 2400 MW; in Planung: 34300 MW).....	137
Abbildung 99: Installierte Kapazität in EUMENA 2010 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011).....	138
Abbildung 100: Installierte Kapazität in EUMENA 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011).....	138
Abbildung 101: Installierte Kapazität in EUMENA vom Jahr 2000 bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011).....	139
Abbildung 102: Installierte Kapazität in Deutschland vom Jahr 2000 bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012)Abbildung 103: Installierte Kapazität in Marokko vom Jahr 2000 bis 2050 (Fichtner, 2011).....	139
Abbildung 104: Verteilung der installierten Kraftwerksnettoleistungen in Deutschland Juni 2012 auf die Spannungsebenen, eigene Berechnungen basierend auf (BNetzA, 2012), (IWES, 2012).....	140
Abbildung 105: Landflächenbedarf bei 100MW Turbinennettoleistung - unter Design- Bedingungen (x=SM; y=Flächenbedarf) (Moser, 2013) eigene Berechnung.....	149

Abbildung 106: Verluste bei 100MW Turbinennettleistung - unter Design-Bedingungen (x=SM; y=Verlust) (Moser, 2013) eigene Berechnung	149
Abbildung 107: Vergleich HGÜ-Netz mit einem Einspeisekraftwerk und zwei Entnahmestellen entlang einer Übertragungsinfrastruktur	150
Abbildung 108: Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, des EE-Mixes und der Gesamtheit aller Strom erzeugenden Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A (Leitstudie, 2011)	157
Abbildung 109: Optimierungspotential des Trassenfindungsalgorithmus mit höher aufgelösten Daten. Datensatz: (Corine, 2006), eigene Darstellung	157
Abbildung 110: Modell des Trassenalgorithmus mit max. Meerestiefe von -1000m ü.NN. mit einer Auflösung von 1x1km (May, 2005)	158
Abbildung 111: Landflächenbedeckung mit 300m Auflösung (USGS, 2008) eigene Darstellung	159
Abbildung 112: Akzeptanz von Landschaftsveränderungen durch die Energiewende (BfN, 2011)	162
Abbildung 113: Durchschnittliche jährliche Arbeitsplätze pro MW in der Bauzeit [(Arbeitsplätze/MW)xJahr] (Schwer, et al., 2004), eigene Berechnung	163
Abbildung 114: Erste Schätzung der Kosten und Dauer des Ampelmodells	165

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Direkter Mehrwert der beteiligten Staaten und Betroffenen der CSP-HVDC-Anlage	XII
Tabelle 2: Gesamtübersicht (realer Geldwert im Jahr 2010)	XIV
Tabelle 3: Governance Index der betrachteten Staaten im Jahr 2011. Skala von -2,5 bis +2,5 (Kaufmann, et al., 2010)	8
Tabelle 4: Beispiele für den Capacity Credit (DLR, 2006)	18
Tabelle 5: Vergleich der Szenarien für das Jahr 2050	28
Tabelle 6: Zusammenfassung des analysierten solarthermischen Kraftwerksparks	43
Tabelle 7: Auslegungsdaten CSP	47
Tabelle 8: zeitlicher Standortvergleich und Ertragsergebnis für die Standorte bei Marrakesch und Missouri mit Isoplethendiagrammen (MACC Datensatz), (DLR, 2013)	50
Tabelle 9: Angenommene Modellparameter für die installierte Leistung (Trieb, et al., 2012)	52
Tabelle 10: Aufteilung der Arbeitsplätze in einem Kraftwerkspark mit 17 x 130MW Parabolrinnenkraftwerken (2210MW)	56
Tabelle 11: Flächenbedarf des solarthermischen Kraftwerks	57
Tabelle 12: Vergleich der anliegenden besiedelten Flächen (Haut-Commissariat au Plan Maroc, 2012)	59
Tabelle 13: Wasserbedarf und Vergleich der Kühlungssysteme (U.S. Department of Energy, 2007) (Carter, et al., 2009)	59
Tabelle 14: CO ₂ Einsparung des solarthermischen Kraftwerks (VDI, 2007)	61
Tabelle 15: Zusammenfassung der analysierten Stromtrassen	63
Tabelle 16: Heutiges und zukünftiges Netz in einer Regelzone, eigene Darstellung	65
Tabelle 17: Verluste bei der DC-Übertragung mit ±600kV, bezogen auf die Bruttoleistung (Trieb, et al., 2009), (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012)	68
Tabelle 18: AC und DC mit geometrischen Abmessungen (Südkabel, 2006), (Scherer, 2012)	72
Tabelle 19: Systemverluste jeweils bezogen auf die Gesamtbruttoleistung	75
Tabelle 20: Systemverluste jeweils bezogen auf die Gesamtbruttoleistung	76
Tabelle 21: Bau- und Materialkosten der HGÜ-Fernübertragung	77
Tabelle 22: Betriebskosten der Stromtrassen	78
Tabelle 23: Arbeitsplätze Bau und Betrieb in Personenzahlen [PA] für die Trassenvarianten	78
Tabelle 24: Beispiele für elektrische und magnetische Felder	80
Tabelle 25: Flächenbedarf der Stromtrasse abhängig nach Bauausführung	82
Tabelle 26: Betroffene Kommunen *Stand 02.12.2011 Local administrative unit (LAU) 2 (EUROSTAT, 2013)	87

Tabelle 27: Trassenanteile Marrakesch – Daxlanden	88
Tabelle 28: Trassenanteile Missouri – Eichstetten.....	88
Tabelle 29: Systemkosten	95
Tabelle 30: Anteile der Betriebskosten an der CSP-HGÜ-Anlage (Trieb, et al., 2012) (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012)	96
Tabelle 31: Einmalzahlung ca. 3000€ je Mast bei einer Fläche von 8 m x 8 m. Alle 400 m ein Mast. Aus: Sachgerechte Entschädigung beim Leitungsbau (Wolfram, 2012).....	98
Tabelle 32: Bodenrichtwerte (Eurostat, 2009, apri_ap_aland; *Stadt Stuttgart)	98
Tabelle 33: Jährliche Kompensationszahlungen an die beteiligten Staaten bei einer Erdkabelauführung inklusive des solarthermischen Kraftwerks.....	101
Tabelle 34: Flächenanteile der CSP-HVDC-Anlage als Erdkabelauführung.....	101
Tabelle 35: Jährliche Kompensationszahlungen an die beteiligten Staaten bei einer Freileitungsaufführung inklusive des solarthermischen Kraftwerks	102
Tabelle 36: Flächenanteile der CSP-HVDC-Anlage als Freileitungsaufführung	102
Tabelle 37: Gesamtbetriebskosten	103
Tabelle 38: Mehrkosten Bau- und Betrieb zwischen Freileitung und Erdkabel.....	103
Kraftwerkspark Baden-Württemberg: Tabelle 39: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2012 und 2022 (Nitsch, 2012)	141
Tabelle 40: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2025	142
Tabelle 41: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2030	143
Tabelle 42: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2050	144
Tabelle 43: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2050	145
Tabelle 44: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2050	146
Tabelle 45: Auslegung solarthermisches Kraftwerk Formeln (Moser, 2013):	148
Tabelle 46: Repräsentative Anlagen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (Westermann, 2012).....	151
Tabelle 47: Installationsbasis und Übertragungslängen von VSC und LCC (Westermann, 2012).....	151
Tabelle 48: Angenommene Parameter für die Modellierung der HGÜ Verbindung (Preise real 2010) (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012) (Trieb, et al., 2009)	152
Tabelle 49: Investitionskosten der CSP-HVDC Anlage je Variante	154
Tabelle 50: Betriebskostenparameter (Trieb, et al., 2009), (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012), eigene Berechnung (Kosten real 2010)	155
Tabelle 51: potentielle Trassenverlaufskriterien für HGÜ.....	160
Tabelle 52: Arbeitsplätze Bau und Betrieb einer HGÜ-Verbindung in Personenjahren [PA]164	

Abkürzungen

ABB	Asea Brown Boveri
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AKW	Atomkraftwerk
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesumweltministerium
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BW	Baden-Württemberg
CC	Capacity Credit
CSP	Concentrated Solar Power
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DNI	Direct Normal Irradiance (Direktnormalstrahlung)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
ELMOD	Elektrizitätsmarktmodell
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
EUMENA	Europe Middle East and North Africa
FFH	Flora Fauna Habitat
GHI	Diffusstrahlung
GIS	Geographisches Informationssystem
GLCC	Global Land Cover Characterization
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVDC	High Voltage Direct Current (Hochspannungsgleichstrom)
IEKK	Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
IPP	Independent Power Producer
IRESN	Institut de Recherche en Energie Solaire et Energie Renouvelables
KKW	Kohlekraftwerk
LCC	Line Commutated Converter
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MACC	Monitoring Atmospheric Composition and Climate
MASEN	Moroccan Agency for Solar Energy
MEMEE	Ministère de l'Énergie des Mines, de l'Eau et de l'Environnement
MI	masseimprägniert
MTLR	Metallic Return (Metallischer Rückleiter)
MW	Megawatt
O&M	Operation and Maintenance
PPA	Power Purchase Agreement (Stromabnahmevertrag)
PPLP	Polypropylene Laminated Paper
PRG	Partial Risk Guarantee
PV	Photovoltaik
ResKVO	Reservekraftwerksverordnung
SM	Solar Multiple
STEPS	Site Elevation for Concentrating Solar Power Systems
TA	Technische Anleitung
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VOC	Volatile Organic Compound
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter
XLPE	Cross-linked polyethylene

Arbeitsschritte

Die Modellanalyse umfasst die integrale Betrachtung eines regelbaren Solarstromtransfers von Marokko nach Baden-Württemberg. Hierbei wird eine Analyse von gesellschaftlichen, technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten dargestellt. Es wird gezeigt welche politischen Rahmenbedingungen gelten. Anhand des Beispiels Baden-Württembergs wird der Strombedarf aus erneuerbaren Energien analysiert. Als Importmöglichkeit von gut regelbaren erneuerbaren Energien bietet sich elektrischer Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika an. Für die Fernübertragung wird eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung verwendet, welche verlustarm und kosteneffizient den Strom transportiert. Eine Kostenrechnung stellt die Gesamtkosten und die potentielle Ersparnis gegenüber regelbaren fossilen Energien da. Für die Umsetzung werden Bürgerbeteiligungskonzepte erläutert und Strategien für die Finanzierung gezeigt. Der Aufbau der Arbeit ist in Abbildung 1 zu sehen.

Kapitel 1	Worin bestehen heutige internationale politische Maßnahmen für EE?	Internationaler politischer Rahmen
Kapitel 2	Braucht BW erneuerbare Stromimporte?	Bedarf für Baden-Württemberg
Kapitel 3	Woher kommt der regelbare Strom?	Erneuerbarer und gut regelbarer Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika
Kapitel 4	Wie kommt der Strom nach BW?	HGÜ - Stromtrassen
Kapitel 5	Was kostet der Import?	Gesamtkosten und potentielle Ersparnis
Kapitel 6	Wie lässt sich ein solches Projekt umsetzen?	Entwurf der Umsetzung

Abbildung 1: Aufbau der Arbeit – Gliederung

Wesentliche Erkenntnisse der Modellstudie

1. Das ursprüngliche TRANS-CSP Konzept: Das im Rahmen der Arbeit beschriebene Modell sieht vor, gut regelbaren Strom aus einem speziellen Komplex solarthermischer Dampfkraftwerke in Marokko per Punkt-zu-Punkt Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung nach Baden-Württemberg zu leiten. Dort wird der Strom an einem dafür geeigneten Netzknotenpunkt nach Bedarf in das Wechselstromnetz eingespeist, um das lokale Stromangebot aus heimischen, erneuerbaren Quellen ideal zu ergänzen. Der Ansatz folgt den Prinzipien der TRANS-CSP Studie des DLR aus dem Jahr 2006 und stellt eine Fortentwicklung und Konkretisierung derselben dar. Der Export von regelbarem Solarstrom setzt voraus, dass die Stromversorgung des Erzeugerlandes unabhängig davon bereits gesichert ist. Die für den Export verwendete Kraftwerks- und Leitungsinfrastruktur darf nicht zusätzlich für die eigene Stromversorgung gebraucht werden, da sich daraus ein Nutzungskonflikt ergäbe. Aus Sicht des Abnehmerlandes wäre damit die Regelbarkeit und Qualität des exportierten Solarstroms beeinträchtigt.
2. Solarthermische Kraftwerkstechnologie: Unter der hier getroffenen Annahme von solarthermischen Dampfkraftwerken mit Parabolrinnenkollektoren und thermischem Energiespeicher auf der Basis von Flüssigsalz ist eine installierte Leistung von etwa 2200 MW in Marokko notwendig, um eine maximale Netto-Importleistung von 1500 MW am Einspeisepunkt in Deutschland zu erzielen. Bei einer durchschnittlichen Auslastung von ca. 6200 äquivalenten Volllaststunden würden etwa 9 Mrd. kWh Solarstrom pro Jahr nach Deutschland fließen und den heimischen Energiemix mit gut regelbarem Solarstrom ergänzen. Die in einer Betriebszeit von 40 Jahren aus Nordafrika importierte Strommenge beträgt 360 Mrd. kWh. Die Solarkraftwerke mit Trockenkühlung sollen kein lokales Wasser verbrauchen, sondern stattdessen einen Teil ihrer Wasserversorgung aus entsalztem Meerwasser für die regionale Entwicklung vor Ort und für die Versorgung der bis zu 2500 benötigten Arbeitsplätze zur Verfügung stellen. Die Solarkraftwerke machen etwa 80% der Gesamtinvestition von 14-16 Mrd. € aus.
3. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ): Erdkabel sind teurer als Freileitungen, erfordern jedoch wegen ihres geringeren Flächenbedarfs niedrigere Kompensationszahlungen (s. Punkt 9). Beide Übertragungsoptionen führen damit zu ähnlichen Kosten. Die HGÜ Trasse mit ± 600 kV Nennspannung und einer Nennleistung von 1700 MW erfordert etwa 20% der gesamten Investition von ca. 14-16 Mrd. €. Die gewählte Voltage-Source-Converter (VSC)-Technologie ermöglicht neben der Übertragung von gut regelbarem Solarstrom auch Systemdienstleistungen wie z.B. Schwarzstartfähigkeit und die Bereitstellung von Blindleistung.

4. Internationale Kooperation für den Klimaschutz: Die Realisierung einer Infrastruktur für den Import bzw. Export von qualitativ hochwertigem, gut regelbarem Solarstrom – zunächst von Marokko nach Deutschland über Spanien und Frankreich, später jedoch auch in erweiterten Partnerschaften – könnte zu einer internationalen Gemeinschaft der beteiligten Länder für Klima, Energie und Ressourcenschutz auf Augenhöhe und mit gemeinsamen politischen Zielen führen.
5. Energiewende in Baden-Württemberg: Gut regelbarer Solarstrom aus solarthermischen Dampfkraftwerken in Marokko kann den zukünftigen heimischen Energiemix Baden-Württembergs ideal ergänzen, da dieser große Anteile fluktuierender Energiequellen wie Photovoltaik, Windkraft und Laufwasserkraft enthalten wird. Er ermöglicht gezielt, Differenzen zwischen Stromangebot und Stromnachfrage auszugleichen. Für den hier angenommenen Fall, dass langfristig hohe Anteile erneuerbarer Energie an der Stromversorgung erreicht werden sollen, konnte gezeigt werden, dass gut regelbare Solarstromimporte zu einer deutlichen strukturellen Entlastung der technischen Infrastruktur führen, die für die nahezu vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien benötigt wird. Es werden dadurch insgesamt deutlich weniger erneuerbare und fossile Kraftwerke, Stromspeicher und Netze gebraucht.
6. Entscheidung bereits überfällig: Vorbereitung, Planung und Bau eines solchen Projekts werden mindestens 10 – 15 Jahre beanspruchen, bis der erste Solarstrom nach Deutschland fließen kann. Bis 2025 ist mit einer Umsetzung nur dann noch zu rechnen, wenn die politische Entscheidung für solch ein Projekt noch in diesem (2013) oder spätestens im nächsten Jahr (2014) getroffen und umgehend mit der Realisierung begonnen wird. Die Verfügbarkeit gut regelbaren Solarstroms in Deutschland zur Ergänzung der bis 2020 geplanten ca. 40% heimischen, überwiegend stark fluktuierenden erneuerbaren Quellen wird sich mit jeder Verzögerung um einen entsprechenden Zeitraum in die Zukunft verschieben.
7. Hohe Investition und niedrige Betriebskosten: Die Investition verschiedener Varianten des Projekts liegt bei etwa 14-16 Mrd. €. Nach Rückzahlung der entsprechenden Kredite liegen die Betriebskosten für den Solarstrom dagegen nur noch bei ca. 4-5 €Cent/kWh. Das legt nahe, Kredite so schnell wie möglich an die Investoren zurück zu zahlen, zumal dieses Vorgehen das Investitionsrisiko und somit die erforderlichen Zinssätze reduziert. Da bei kürzerer Kreditlaufzeit entsprechend höhere Rückzahlungsraten anfallen, ist es wichtig, diese auf möglichst viele Stromkunden zu verteilen. Im Extremfall einer Rückzahlung der gesamten Investition inkl. Zinsen in nur einem Betriebsjahr durch alle deutschen Stromkunden müssten diese in besagtem Jahr zusätzlich 3 €Cent/kWh auf ihren Strompreis z.B. in Form einer Umlage akzeptieren. Dafür kämen sie aber schon im

darauf folgenden Jahr und für den Rest der Betriebszeit von 40 Jahren in den Genuss niedriger und stabiler Preise für den gesamten aus Nordafrika importierten Strom.

8. Finanzielle Absicherung gut regelbarer Leistung: Die Auslastung regelbarer Kraftwerke wird sukzessiv reduziert, wenn zunehmend fluktuierende Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik auf den Markt drängt. Deshalb fordern die Betreiber konventioneller Gas- und Kohlekraftwerke schon heute langfristige, staatlich garantierte Stromabnahmeverträge, um ihre sicher abrufbare Kraftwerksleistung kostendeckend am Netz halten zu können. Während die Erlöse fossiler Kraftwerke jedoch an volatile internationale Brennstoffpreise angepasst werden müssen und ihre Backup-Funktion damit tendenziell immer teurer wird, hat der Solarstromimport zwei Vorteile: erstens bleiben die Kosten des Solarstroms langfristig stabil, da sie überwiegend aus Kapital- und Personalkosten bestehen; zweitens muss die Auslastung der solarthermischen Kraftwerke nicht sukzessiv reduziert werden, da sie bereits erneuerbaren Strom liefern. Es ist daher von großer Bedeutung, regelbaren Solarstrom rechtzeitig in das heimische Energieportfolio zu integrieren.
9. Angemessene Kompensation für den Flächenbedarf: Anrainer des Kraftwerks in Marokko und der HGÜ-Stromtrasse in allen vier Ländern erhalten jährlich Kompensationszahlungen für den Flächenbedarf der gesamten Infrastruktur. Auf diese Weise werden die betroffenen Bürger und Kommunen dauerhaft finanziell an dem Projekt beteiligt. Die Kompensationszahlungen in Marokko von bis zu 76 Mio. € pro Jahr liegen dabei in der gleichen Größenordnung wie die derzeitigen Aufwendungen der deutschen internationalen Zusammenarbeit für dieses Land.
10. Genossenschaftliche Projektstruktur: Eine internationale genossenschaftliche Projektstruktur soll den Rahmen für eine Umsetzung als Bürgerprojekt mit demokratischer Legitimation auf kommunaler Ebene sichern. Dauerhaft Betroffene werden so zu dauerhaft Beteiligten und ggf. sogar zu Initiatoren des Projekts. Hierdurch entsteht eine Partnerschaft mehrerer Nationen auf kommunaler Ebene, die durch politische Arbeit auf Regierungsebene unterstützt werden kann.

Kurzfassung

Politische Ziele - Kapitel 1

Zunehmende Rohstoffverknappung bei weltweit steigender Nachfrage nach Energie lässt Energiekosten eskalieren und verschärft Konflikte um Ressourcen. Im Gegensatz zu fossilen Energieträgern bieten erneuerbare Energien weltweit die Chance einer nachhaltigen Nutzung und erlauben eine ökonomisch, ökologisch und gesellschaftlich vorteilhafte Entwicklung, um Gesundheit und Wohlstand heutiger und künftiger Generationen zu sichern. Umweltschäden, ungerechte Verteilung von Ressourcen und politische Unruhen können zugunsten des sozialen Friedens vermieden werden.

Eine in der Modellstudie beschriebene Solarstromtrasse, die sich über vier Länder erstreckt, schafft eine beispielhafte internationale Partnerschaft für erneuerbare Energien. Eine gleichberechtigte Kooperation auf Augenhöhe bietet Möglichkeiten, gemeinsame Ziele zu erreichen, um Energiepolitik, Klimaschutz, Bildung und Ressourcennutzung bei einer weiter wachsenden Weltbevölkerung erfolgreich und nachhaltig zu realisieren.

Bedarf für regelbare erneuerbare Energie - Kapitel 2

Infolge der Atomreaktorkatastrophe in Japan 2011 wurde in Deutschland der Weg in eine nachhaltige Energieversorgung politisch beschlossen. Seither steht die Politik vor der Herausforderung, eine Strategie nachhaltiger Stromversorgung zu entwickeln. Um das Ziel einer Stromerzeugung mit nahezu vollständig erneuerbaren Energiequellen zu erreichen, müssen wir uns heute für eine Weichenstellung zum Ausbau erneuerbarer Energien entscheiden und eine konkrete **Zielstrategie** entwerfen und verfolgen. Eine nachträgliche Korrektur führt zu hohen Investitionsrisiken. Eine Gefahr besteht z.B. darin, dass regelbare Kraftwerkskapazitäten zu wenig ausgelastet werden. Das kann zustande kommen durch den Zubau großer volatiler Energieerzeuger mit Wind- und PV-Leistung. Die regelbaren Kapazitäten würden dann einen zu geringen Ertrag erwirtschaften, um weiterhin am Netz zu bleiben.

Aufgrund der Abschaltung deutscher Atomkraftwerke 2011 ist im Süden Deutschlands eine Stromversorgungslücke entstanden, die derzeit durch Importe geschlossen werden muss. Für Baden-Württemberg wurde daher analysiert, wie erneuerbare Energien zukünftig eine sichere Stromversorgung gewährleisten können.

Zwei Szenarien für Baden-Württemberg zeigen den Ausbau bis hin zu 95% erneuerbarer Energieanteile im Jahr 2050: Sie unterscheiden sich in der Kombination von Energieträgern, dem Netz- und Speicherausbau sowie der Gesamtauslastung des Kraftwerksparks (s. Abbildung 2). Die Entscheidung für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit dem Ziel einer vollständigen Versorgung mit erneuerbaren Energien ist **heute** zu treffen, da lange Bauzeiten einzukalkulieren sind und rentable Investitionen ermöglicht werden sollen.

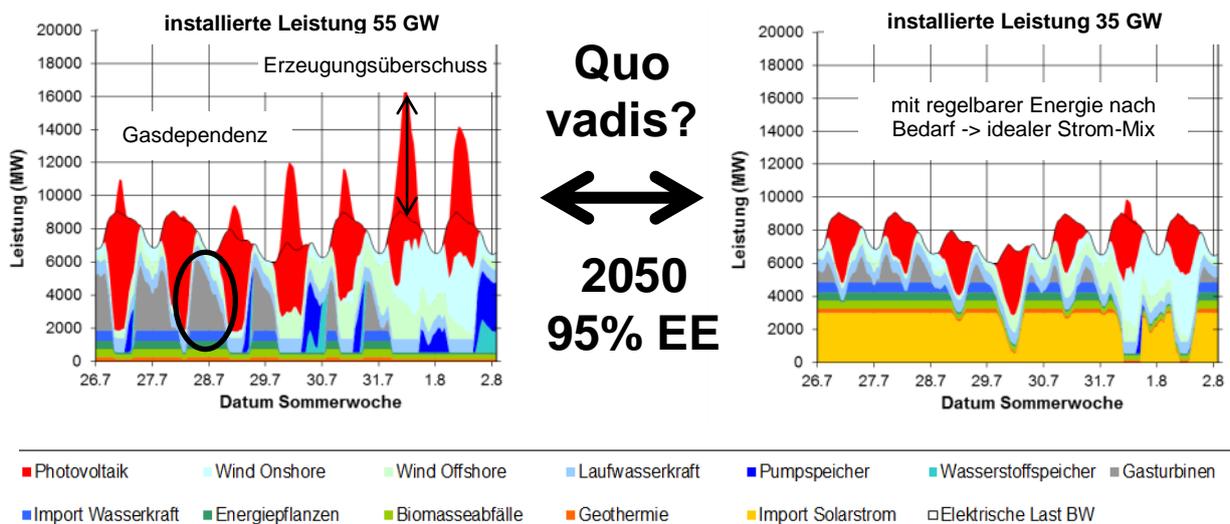


Abbildung 2: Auszug aus einer Zeitreihenanalyse für zwei Szenarien im Jahr 2050 mit jeweils 95% Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für Baden-Württemberg

Die Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen beim Import regelbarer erneuerbarer Energie aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika.

Zentrales Problem der heimischen erneuerbaren Energien ist bekanntermaßen die zeitweise Diskrepanz zwischen Energieangebot und -nachfrage in Folge der Wetter- und Klima-abhängigen Verfügbarkeit. Im Szenario Abbildung 2 (links) ist das Ziel, mit Hilfe von Speichern Überschüsse aus Phasen hoher Einspeisung lokaler erneuerbarer Energien in Zeiten zu verschieben, in denen erneuerbare Energiequellen den Bedarf nicht zu decken vermögen. Im Szenario Abbildung 2 (rechts) hingegen werden Stromüberschüsse durch die Nutzung regelbarer erneuerbarer Energiequellen vermieden. Dadurch verringern sich die gesamte benötigte Leistung und der zusätzliche Speicherbedarf für elektrischen Strom.

Ohne den Import regelbarer erneuerbarer Energie entsteht durch Fluktuationen lokaler erneuerbarer Energien eine kurzzeitige, jedoch hohe Belastung der Netze, Speicher und Reservekraftwerke. Dies droht zu einem - eigentlich unnötigen - Ausbau von Netzen, Speicherkapazität und Gasturbinenkraftwerken zu führen. Außerdem entsteht eine deutliche und vermeidbare Abhängigkeit von Gasturbinenkraftwerken in Zeiten geringer Einspeisung lokaler erneuerbarer Energien. Mit gut regelbaren erneuerbaren Importen hingegen lässt sich der fluktuationsbedingte Aufwand minimieren, und Verfügbarkeitsextreme werden nivelliert.

Die Machbarkeit einer Fernübertragung regelbarer Solarenergie aus solarthermischen Kraftwerken sollte daher näher untersucht werden, um potentielle Hürden aufzuzeigen und entsprechende Lösungsmöglichkeiten zu erarbeiten. Die für Europa naheliegenden solarthermischen Nutzungspotenziale finden sich in der Wüste Nordafrikas. Die solarthermische Energie ist hier mit nahezu ganzjährig konstanter Qualität reichlich verfügbar. Technologie und Know How für die Realisierung einer Fernübertragung regelbarer Solarenergie sind am Markt vorhanden.

Solarthermische Kraftwerke - Kapitel 3

Übersicht und Kurzbeschreibung der technischen Anlage zur Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa (s. Abbildung 3):

Solarthermische Kraftwerke (engl. Concentrating Solar Power – CSP) sind Dampfkraftwerke, die direktes Sonnenlicht mit Hilfe konzentrierender Sonnenkollektoren als Energiequelle nutzen. Diese wird als „Direct Normal Irradiance“ (DNI) bezeichnet. Mithilfe der parabolisch geformten Spiegel wird die DNI gebündelt und erhitzt ein Ölgemisch auf bis zu 390°C. Der thermische Energiespeicher des Kraftwerks und der Dampferzeuger für die Turbine werden mit dieser Wärme gespeist. Hierbei dient der Wärmespeicher als beliebig abrufbare Energiequelle für eine flexible Stromerzeugung nach Bedarf. Zusätzlich kann optional eine Zufeuerung mit Brennstoffen aller Art (ideal gespeicherter Energie) im Bedarfsfall eingesetzt werden. Somit kann das Kraftwerk mit gesicherter Leistung zu jedem Zeitpunkt Strom nach Bedarf zur Verfügung stellen. Die Turbine treibt mechanisch einen Generator an, der Wechselstrom (engl. Alternating Current – AC) erzeugt. Eine verlustarme Fernübertragung (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – engl. High Voltage Direct Current – HVDC) wird mit Hilfe von Umrichtern sowie Kabeln oder Freileitungen bis an den Übergabeort ermöglicht. Hier wird aus Gleichstrom (engl. Direct Current – DC) wieder Wechselstrom, der an einem geeigneten Netzknotenpunkt in das Wechselstromnetz eingespeist und verteilt wird.

Der solarthermische Kraftwerkspark wird mit etwa 2200 MW Bruttoleistung in Marokko installiert, um eine Netto-Importleistung von 1500 MW am Einspeisepunkt in Deutschland zu erzielen. Bei einer durchschnittlichen Auslastung von ca. 6200 Stunden im Jahr würden etwa 9,3 Mrd. kWh Solarstrom pro Jahr nach Deutschland fließen und ca. 1,5% der Stromversorgung Deutschlands abdecken. Eine übermäßige Importabhängigkeit besteht de facto nicht. Durch mehrere Energieträger im System erreicht man vielmehr Flexibilität und Unabhängigkeit und ergänzt den heimischen Kraftwerkspark durch erneuerbare Energieträger mit komplementären Eigenschaften.

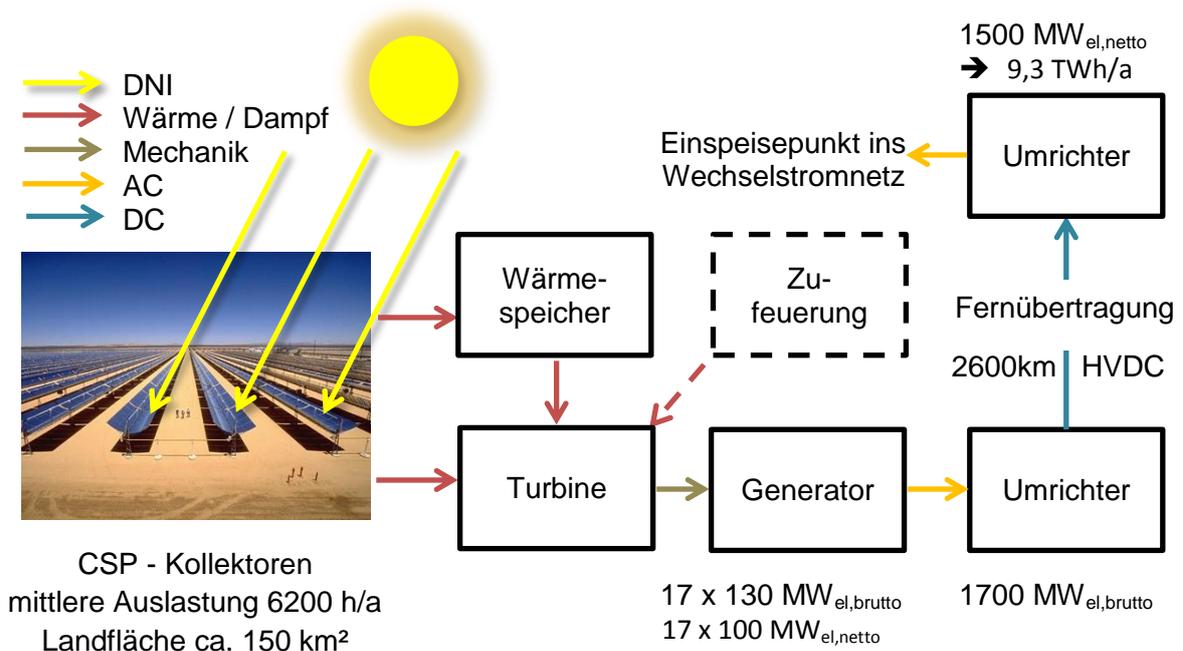


Abbildung 3: CSP-HVDC-Anlage zur Fernübertragung regelbarer Solarenergie

Die Gesamtverluste des solarthermischen Kraftwerks mit der Stromtrasse betragen ca. 30%. Hierbei werden 23% am Kraftwerk selbst verbraucht und können durch Optimierungen noch reduziert werden.

Für die technischen Komponenten der CSP-HVDC-Anlage werden überwiegend Stahl und Glas benötigt, welche gut recycelbar sind. Solarkraftwerke mit Trockenkühlung benötigen nur wenig Wasser. Die Kraftwerke werden kein lebensnotwendiges Wasser der lokalen Bevölkerung verbrauchen, sondern sogar einen Teil ihres Wasserbedarfs aus entsalztem Meerwasser für die regionale Entwicklung vor Ort und für die Versorgung der bis zu 2500 benötigten Arbeitsplätze zur Verfügung stellen. Dies erfordert einen marginalen Bruchteil der Leistung des solarthermischen Kraftwerksparks.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung / Stromtrassen - Kapitel 4

Für den Stromtransfer wird eine Gleichstromtrasse benötigt. Diese wird mit einer Nennspannung von $\pm 600\text{kV}$, einer Nennleistung von ca. 1700 MW und exemplarisch mit zwei alternativen Trassenverläufen sowie jeweils unterschiedlicher Trassenausführung mit Erdkabeln und Freileitungen betrachtet. Da Erdkabel deutlich teurer sind, jedoch wegen ihres geringeren Flächenbedarfs auch deutlich weniger kompensatorische Zahlungen (s. Kosten, Kapitel 5) erfordern als Freileitungen, ergibt sich eine weitgehende Kostenneutralität zwischen diesen beiden Übertragungsoptionen. Dies bietet im Modell die Möglichkeit einer freien Wahl der Technologie und Trassenführung.

Beide Trassen tangieren das Staatsgebiet bzw. die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) von Marokko, Spanien, Frankreich und Deutschland. Der verwendete Algorithmus zur Berechnung der exemplarischen Trassen basiert auf der Ermittlung optimaler Pfade zwischen Start- und Endpunkt. Diese sind durch Ausschluss- und Kostenkriterien auf Grundlage ökonomischer, ökologischer und sozialer Faktoren definiert. Ausgehend von Marrakesch in Marokko ist die rote Trasse in Abbildung 4 eine überwiegend über Land verlaufende Variante. Sie überquert die Meerengen von Gibraltar, Spanien, die Pyrenäen und Frankreich bis sie nach 2600 km den Zielort Daxlanden in der Nähe von Karlsruhe erreicht. Die blaue Trasse verläuft überwiegend im Meer und vermeidet so eine Überquerung der Pyrenäen. Vom Startpunkt Missouri überquert diese Trasse den hohen Atlas und mündet nach einigen hundert Kilometern ins Mittelmeer. Um tiefe Meeresgebiete zu umgehen, verläuft sie entlang der spanischen Küste bis zum Landgang in Frankreich. Die Trasse endet in Eichstetten in der Nähe von Freiburg im Breisgau mit 2300 km Länge.

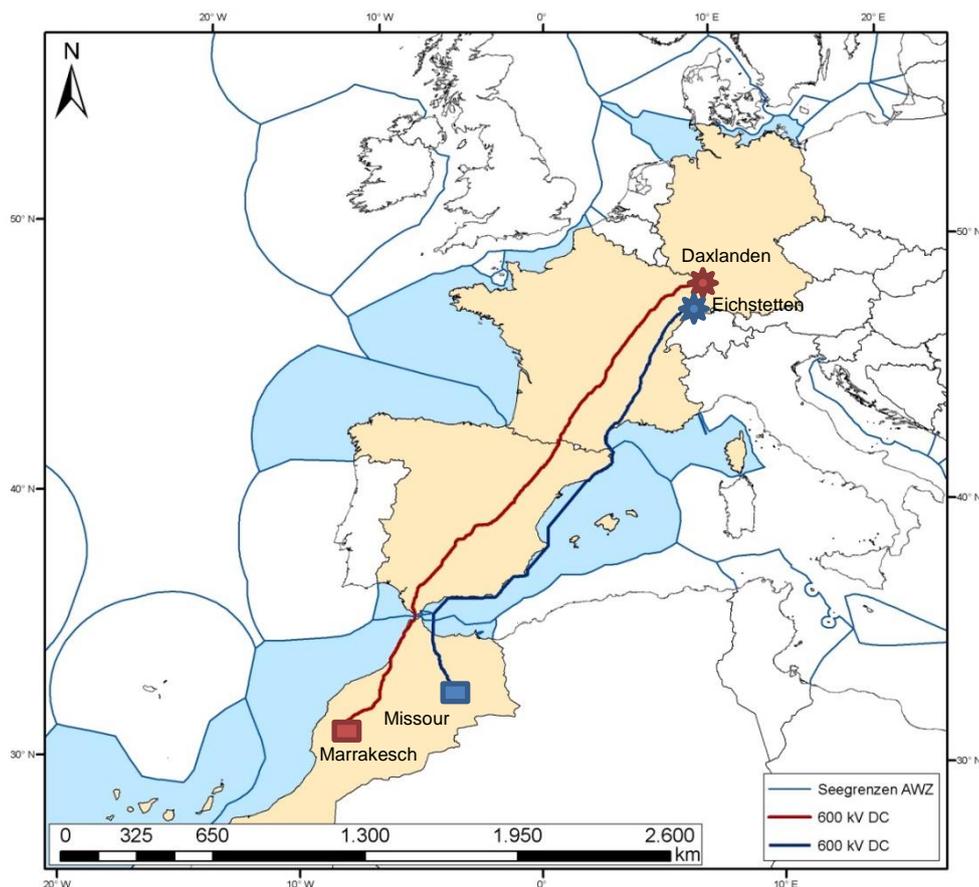


Abbildung 4: Modell der beiden Trassenverläufe, jeweils als exemplarische Alternative

Die gewählte Umrichter-Technologie Voltage-Source-Converter (VSC) ermöglicht neben der Übertragung von gut regelbarem Solarstrom auch Systemdienstleistungen wie z.B. Schwarzstartfähigkeit und die Bereitstellung von Blindleistung.

Kosten - Kapitel 5

Die Investitionskosten verschiedener Varianten des Projekts liegen bei etwa 14-16 Mrd. €. Hierbei betragen der CSP-Kostenanteil ca. 70-90% und der HVDC-Kostenanteil 10-30%. Mit dem solarthermischen Kraftwerkspark in Marokko erzielt man im Vergleich zu regelbaren fossilen Energien eine finanzielle Einsparung von bis zu 3,8 Mrd. € während der angenommenen 40jährigen Betriebszeit. Die Einsparung ist stark von der Diskontrate abhängig, welche im Beispiel bei 1,3% p.a. gewählt wurde. Die kumulierten Kosten von Kompensationszahlungen und Investitionskosten (blauer und grüner Balken in Abbildung 5) der jeweiligen Trassenvarianten unterscheiden sich am Ende der Betriebszeit nur marginal. Hierdurch kommt die oben erwähnte Kostenneutralität zwischen Erdkabeln und Freileitungen zustande.

Die Gesamtkosten über die Betriebsdauer der CSP-HVDC-Anlage (Levelized Cost Of Electricity - LCOE) liegen bei ca. 12 €Cent/kWh. Hierbei belaufen sich die Betriebskosten für den Solarstrom auf ca. 4-5 €Cent/kWh. Der Anteil der Personalkosten steigt mit 2% p.a.

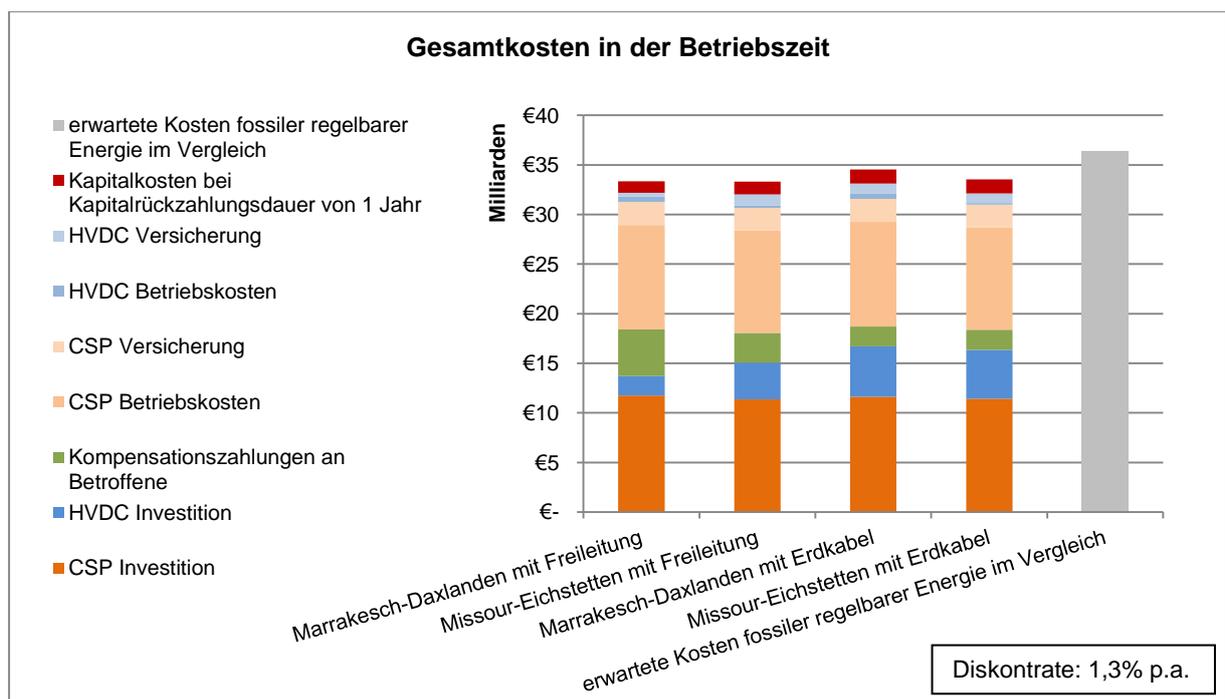


Abbildung 5: Gesamtkosten während der 40jährigen Betriebszeit mit ca. 360 TWh Produktion

Die Gesamtkosten mit LCOE von ~12 €Cent/kWh werden erreicht, wenn die Kapitalkosten niedrig gehalten werden. Dies erreicht man durch eine Minimierung des Investitionsrisikos, das mittels Gewährleistung einer staatlich garantierten Stromabnahme und einer kurzen Kapitalrückzahlungsdauer zu erzielen ist. Auch wenn eine kurze Kapitalrückzahlungsdauer einen hohen Tarif auslöst (s. Abbildung 6), profitiert man nach Ende einer kurzen Kapitalrückzahlungsdauer langfristig von niedrigen und stabilen Betriebskosten. Im Modell

könnten Kapitalkosten von 1,2 Mrd. €, bei einjähriger Kapitalrückzahlung (roter Balken in Abbildung 5) oder bis zu 36 Mrd. € bei 40jähriger Kapitalrückzahlung entstehen. Im letzten Fall (gepunktete Linie Abbildung 6) würde der Stromtarif zu keinem Zeitpunkt unter den vergleichbaren Kosten für regelbare fossile Energien (rote Linie Abbildung 6) liegen. Ein anfangs hoher Tarif führt insgesamt zu langfristig niedrigen Kosten, ein anfangs niedriger Tarif bedeutet langfristig hohe Kosten. Dies gilt unter der Annahme, dass man sich in einem unvollkommenen Markt befindet, in dem die Diskontrate mit 1,3% p.a. deutlich niedriger ist als der Projektzins von 9,9% p.a.

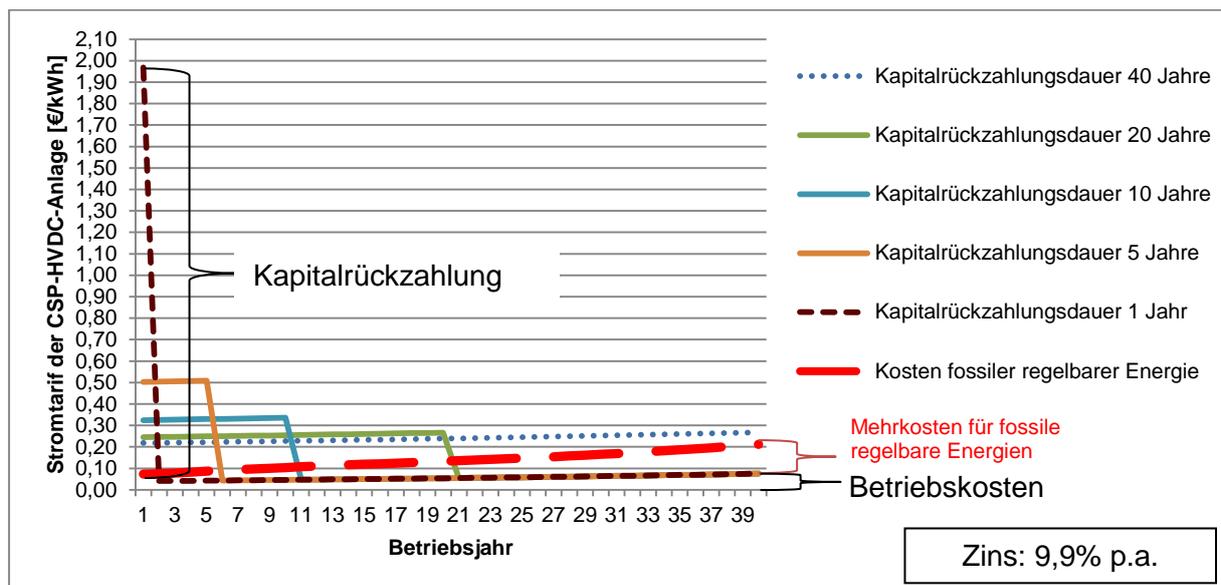


Abbildung 6: Zu bezahlender Tarif der CSP-HVDC-Anlage in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer im jeweiligen Betriebsjahr (Missour-Eichstetten als Erdkabelvariante)

Umsetzung: Verträge, Bürgerbeteiligung und Projektdauer - Kapitel 6

Die Lösung des Problems eines kurzfristig hohen Tarifes besteht in einer Umlage der Kosten auf möglichst viele Stromkunden. Die Politik könnte durch eine europaweite Regelung die Vergütung des Stroms zeitlich befristet mit einem staatlich garantierten Stromabnahmevertrag vereinbaren. Hierbei würden z.B. im Versorgungsgebiet der ENTSO-E im Fall einer einjährigen Kapitalrückzahlung auf jede Kilowattstunde 0,5 €Cent Mehrkosten kommen. Im zweiten Jahr fällt diese Umlage weg, da die Kapitalrückzahlung abgeschlossen ist. Es fallen ab dann nur noch Betriebskosten an. Der Mehrwert in einem europäischen Strommarkt entsteht für alle Stromkunden durch geringere Betriebskosten im Vergleich zu fossilen Energien. Sollte man die Umlage nur für Deutschland beschließen, würde die Vergütung für ein Jahr bei ca. 3 €Cent/kWh liegen. Danach wäre das Kapital mit Zinsen komplett zurückbezahlt.

Nach Rückzahlung der Investition zzgl. Zinsen an die Investoren fällt das Eigentum (Kraftwerk und Stromtrasse) an eine Genossenschaft. Deren Teilhaber sind die betroffenen Bürgerinnen und Bürger (Anrainer der CSP-HVDC-Anlage), Kommunen und Stromkunden. Ein solches Bürgerprojekt mit demokratischer Legitimation auf kommunaler Ebene wird dem Anspruch an eine moderne Gesellschaft mit allen Beteiligten auf Augenhöhe gerecht.

Da im Modell entlang der Infrastruktur Lasten für die Betroffenen entstehen, werden Kompensationszahlungen an die Betroffenen in den Transitländern geleistet. Den Menschen und Kommunen entlang der Anlage wird durch die Kompensationszahlung (s. Tabelle 1) ein dauerhaftes zusätzliches Einkommen ermöglicht. Eine solche Kompensationsmaßnahme hat es in der Geschichte der Stromversorgung in dieser Höhe noch nie zuvor gegeben. Sie macht dauerhaft Betroffene zu dauerhaft Beteiligten. Die Gesamtkosten der Trassenvarianten nach 40 Jahren unterscheiden sich trotz der Technologiewahl zwischen Erdkabel, Seekabel oder Freileitung kaum. Für die Betroffenen besteht hierdurch eine gute zusätzliche Möglichkeit, über die technische Ausführung mitzubestimmen. Nur im gemeinsamen Einverständnis lässt sich ein solches Vorhaben realisieren. Schließlich soll die Trasse Staaten, Menschen international auf lokaler Ebene partnerschaftlich verbinden.

In einer Gesellschaft, in der Betroffene, Verbraucher und Investoren gemeinsam profitieren, lässt sich ein solches Vorhaben mit Zuversicht realisieren. Transparenz und Qualität sind sowohl im Entscheidungsprozess als auch beim Bau wichtige Kriterien für Akzeptanz und Kostenminimierung.

Tabelle 1: Direkter Mehrwert der beteiligten Staaten und Betroffenen der CSP-HVDC-Anlage

jährlicher Benefit	Marokko	Spanien	Frankreich	Deutschland
Kompensationszahlung*	60 - 77 Mio.€	2,6 - 40 Mio.€	1,3 - 30 Mio.€	~0 - 1,3 Mio.€
Arbeitsplätze für den Betrieb*	1700 - 2500	0 - 30	20 - 30	1 - 3
Zinsen für investiertes Kapital	9,9% p.a.			

*Variiert je nach Trassenvariante sowie Ausführungsart mit Freileitung oder Erdkabel

Damit der Strom ab dem Jahr 2025 fließen und der Energietransfer Kontinente und Gesellschaften verbinden kann, müssen wir heute gemeinsam ohne weitere Verzögerung mit der Umsetzung beginnen. Das Ampelmodell in Abbildung 7 zeigt das Verfahren und die Dauer des Entscheidungsablaufs mit den betroffenen Bürgerinnen und Bürgern. Die Grundidee ist die Demokratisierung der Abstimmungsstruktur auf unterschiedlichen Ebenen, ausgehend von Bürgerinnen und Bürgern über die Betroffenen vor Ort bis zur politischen regionalen und überregionalen Ebene. Hierbei kann eine Entscheidung zugunsten des Projekts und der konkreten Umsetzung auf partizipatorischer und repräsentativer demokratischer Ebene ermöglicht werden. In einem solch umfassenden, räumlich

diversifizierten Projekt können moderne Informationstechnologien wie soziale Netzwerke, die Rolle der Mediation, der Meinungsbildung und des argumentativen Austauschs unterstützen und die Auswahl eines interaktiven Entscheidungskongresses vorbereiten.

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Projektidee durch die Medien und der Erklärung der politischen Absicht an die Öffentlichkeit befindet man sich in der roten Phase. Hier wird entschieden ob das Vorhaben zur Umsetzung kommt. In der planerischen gelben Phase des Projektes können sich betroffene Bürgerinnen und Bürger durch Deliberation (beratende Entscheidung) und partizipatorische Demokratie mit alternativen Lösungen zur Umsetzung einbringen, vor allem um spätere Konflikte zu vermeiden und über die Art und Weise der Verwirklichung zu entscheiden. Wird eine Zustimmung und akzeptable Planung des Vorhabens erreicht, kommt man in die grüne Phase der Ampel – der effektiven Umsetzung. Hier besteht Rechtssicherheit für die Projektträger und Investoren. Während der Projektdurchführung wird begleitende und bewertende (evaluative) Information an die Betroffenen als Kontrollmöglichkeit gewährleistet, um das gesamte Projekt zu evaluieren. Schließlich können zukünftige Projekte davon profitieren.

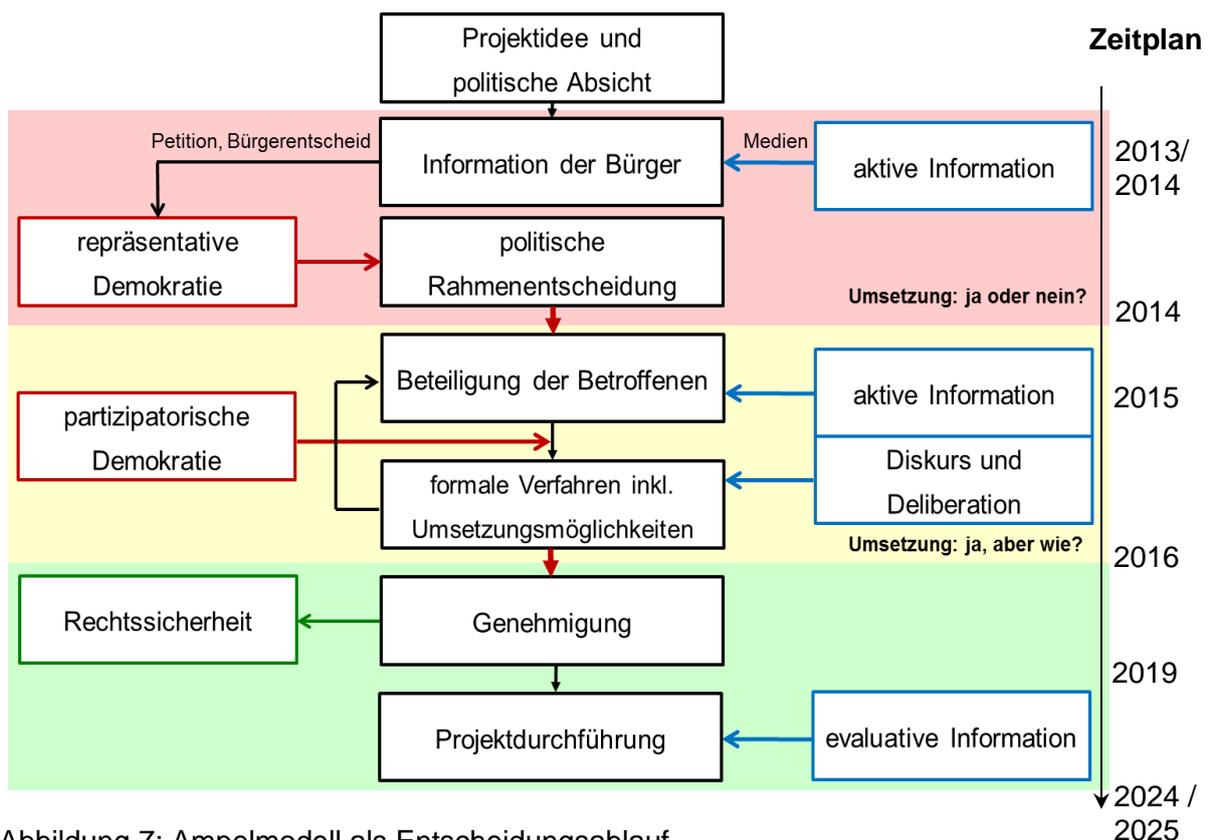
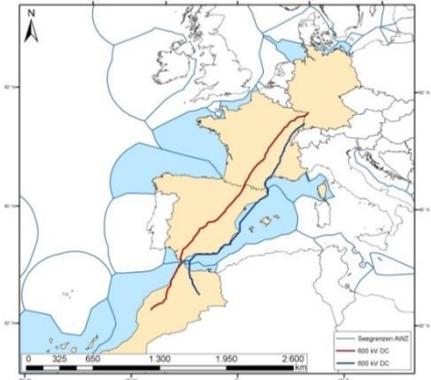


Abbildung 7: Ampelmodell als Entscheidungsablauf

Das Bündnis entlang einer Stromtrasse für regelbare, erneuerbare Energien setzt dabei ein deutliches Zeichen weg von fossilen Abhängigkeiten. Es markiert den Aufbruch in innovative, pluralistische und gleichberechtigte Zusammenarbeit in unserer Energiepolitik.

Das Informationsblatt mit Tabelle 2 fasst die wesentlichen Daten als Übersicht zusammen.

Informationsblatt - Fernübertragung regelbarer Solarenergie je Variante
Tabelle 2: Gesamtübersicht (realer Geldwert im Jahr 2010)

politisch	geographische Übersicht der beiden Varianten	
	Staaten	Marokko, Spanien, Frankreich, Deutschland
technisch	Trassenlängen	2300 – 2600 km
	Übertragungsart	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) Punkt-zu-Punkt Verbindung
	Übertragungsleistung brutto	1700 MW
	Übertragungsleistung netto	1500 MW
	Anzahl Leiterseile bzw. Kabel	3 (+ Pol; - Pol; Sicherheitsleiter)
	Kraftwerkstyp	solarthermisches Kraftwerk mit Parabolrinnen und Wärmespeicher
	Kraftwerkskapazität brutto	17 x 130 MW -> 2200 MW
	Kraftwerkskapazität netto	17 x 100 MW -> 1700 MW
	Gesamtverluste	30%
	lieferbare erneuerbare Strommenge	9,32 TWh/a -0,2% p.a.
	min. Betriebsdauer	40 Jahre
ökonomisch	Kosten Freileitung, Erdkabel	1,9 – 5,1 Mrd. €
	Kosten Kraftwerk	11,3 – 11,8 Mrd. €
	dauerhafte Arbeitsplätze	1700 – 2500
	Ersparnis gegenüber Kohle und Gas in der min. Betriebsdauer	bis zu 3,8 Mrd. €
	dabei inbegriffen Kompensationszahlungen in der min. Betriebsdauer	2,6 – 6 Mrd. €
	LCOE	min. 12 €Cent/kWh
	Gesamtbetriebskosten	~ 4,5 €Cent/kWh (3,5 €Cent/kWh CSP-HVDC und ~1 €Cent/kWh Kompensationszahlungen)
ökologisch	Flächenbedarf Kraftwerk	146 – 149 km ²
	Flächenbedarf Trasse	9 km ² bei Erdkabel – 177 km ² bei Freileitung
	Wasserbedarf Kraftwerk	4,1 Mio. m ³ /a (Trockenkühlung)
	CO ₂ Einsparungen gegenüber Kohle bzw. Gas	8,4 Mt/a bei Kohle , 4,2 Mt/a bei Gas
institutionell	Betroffene Kommunen	369 – 823
	Projektdauer von der ersten Information an die Bürger bis Inbetriebnahme	ca. 10 – 15 Jahre

0 Einleitung

0.1 Thematik

Der weltweite Ausbau hin zu einem regenerativen Energiesystem nimmt in Zeiten des Klimawandels, abnehmenden fossilen Rohstoffreserven, steigender Nachfrage nach Energie, sowie Katastrophen bei Atomkraftwerken deutlich Fahrt auf.

Für das Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung, die eine Grundlage für ein lebenserhaltendes, friedliches, sozial gerechtes, ökonomisch und ökologisch tragfähiges System heutiger und künftiger Generationen darstellt, ist es die Aufgabe, mit allen Betroffenen eine gemeinsame Strategie zu erarbeiten.

Überwiegend findet man solche Ansätze bereits in lokalen dezentralen Projekten, die z.B. durch Energiegenossenschaften zur Demokratisierung des Energieversorgungssystems beitragen. Die Frage hierzu stellt sich: Wie kann das gesamte Energiesystem mit erneuerbaren Energien funktionieren? Welche politischen, technischen und sozialen Voraussetzungen müssen erfüllt werden, damit ein Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energien gelingt? Die Bereitstellung von Strom mit erneuerbaren Energien erfordert erhebliche Anstrengungen um diese Fragen zu beantworten.

Der Anteil von erneuerbaren Energien betrug in Deutschland Ende 2012 ca. 23% am Stromverbrauch (BMU, 2013). Das Hauptproblem an den in Deutschland zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energien ist die zeitliche Abweichung zwischen Energieangebot und –bedarf. Lösungsmöglichkeiten im weiteren Ausbau nationaler erneuerbarer Energien bestehen im Ausbau von Stromspeichern, Netzen und flexiblen Kraftwerken. Als ideale Ergänzung könnte zukünftig der Import sog. regelbarer erneuerbarer Energie bedarfsgerecht zur Stromversorgung beitragen.

Die flächenmäßig größten Vorkommen regelbarer erneuerbarer Energie sind in den Wüsten der Welt (u.a. Atacama, Gobi, Mojave, Sahara) zu finden. Hier besteht eine über das Jahr nahezu konstante Sonneneinstrahlung, die eine hohe Verfügbarkeit von Strom aus solarthermischen Kraftwerken erlaubt. Diese Technologie gibt es dort bereits seit über 25 Jahren. Das erste solarthermische Kraftwerk wurde sogar schon vor 100 Jahren (im Juli 1913) von Frank Shuman in Ägypten fertiggestellt (Gazette, 1913).

0.2 Aufgabenstellung

Seit der Abschaltung einiger deutscher Atomkraftwerke im Jahr 2011 reicht die Kraftwerkskapazität Baden-Württembergs in den Wintermonaten nicht mehr aus, um ohne Stromimporte den Bedarf im Bundesland vollständig zu decken. Hierzu wird analysiert, wie

sich eine sichere Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg bis 2050 realisieren lässt. Zwei Ausbaupfade mit dem Ziel einer 95 %-igen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zeigen Vor- und Nachteile eines Ausbaus. Der Fokus der Untersuchung liegt hierbei auf folgender Unterscheidung: Wie ist ein System mit nahezu ausschließlich nationalen, erneuerbaren Energien zu beurteilen im Vergleich zu einem System, das auch regelbare Stromimporte aus Nordafrika erhält?

Gegenstand der Arbeit ist die theoretische und exemplarische Modellanalyse eines regelbaren, solarthermischen Stromtransfers von Marokko nach Baden-Württemberg. Dies geschieht im Hinblick auf Versorgungssicherheit und Notwendigkeit sowie auf eine langfristige Integrierbarkeit im Kraftwerkspark Baden-Württembergs. Dabei werden technische, sozioökonomische und ökologische Auswirkungen, potentielle Risiken, Bürgerbeteiligung, Finanzierungsmöglichkeiten und weitere Umsetzungsstrategien untersucht. Ein Flussdiagramm im Anhang Abbildung 97 zeigt die verwendete Arbeitsstruktur. Die Studie basiert nicht auf einer konkreten Projektplanung sondern vielmehr auf einer wissenschaftlichen Modellanalyse.

0.3 Vorgehensweise

Die Übersicht zeigt die Gliederung der Arbeit:

Im ersten Kapitel werden politische Maßnahmen und bereits existierende Initiativen für den Ausbau von Energiesystemen im Verbund Nordafrika und Europa gezeigt, dabei wird auf die Sicherheitsrelevanz von Energie- und Stromimporten eingegangen. Als Exkurs wird der Energiebedarf in der Region EUMENA beschrieben. An den Beispielen Deutschland und Marokko werden mögliche Wege für den Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromversorgung dargestellt.

Im zweiten Kapitel werden grundlegende Voraussetzungen und Lösungsansätze für die Stromversorgung im Zusammenhang mit der Umstellung auf erneuerbare Energien dargestellt. Am Beispiel von Baden-Württemberg wird gezeigt, welche Möglichkeiten es für eine nahezu vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien gibt und wie sich regelbare erneuerbare Energien optimal in den heutigen fossilen Kraftwerkspark integrieren lassen. Hierbei spielt die Zusammensetzung des Kraftwerksparks die entscheidende Rolle.

Im dritten Kapitel wird die Funktion eines solarthermischen Kraftwerkes beschrieben und die Standorte aufgezeigt, die Möglichkeiten bieten, einen über das Jahr nahezu konstanten Energieertrag zu erwirtschaften. Es wird die Auslegung des Kraftwerks für den Bedarf in

Baden-Württemberg analysiert und die Investitions- und Betriebskosten für den notwendigen Kraftwerkspark ermittelt. Die für den Bau und Betrieb erforderlichen Arbeitsplätze werden nach Kategorien dargestellt. Am Ende werden ökologische Auswirkungen, wie der Flächen- und Wasserbedarf sowie CO₂ Einsparungen untersucht.

Im vierten Kapitel wird erläutert, wie der Strom von Nordafrika nach Mitteleuropa kommt. Hierbei werden zuerst die Eigenschaften von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) beschrieben. Es wird eine exemplarische Auswahl von Anschlusspunkten der HGÜ in das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg getroffen. Diese beispielhafte Auswahl ermöglicht, Trassenvarianten bis zu den solarthermischen Kraftwerken in Marokko zu untersuchen. Darüber hinaus werden ökonomische und ökologische Kriterien der HGÜ-Verbindung diskutiert.

Im fünften Kapitel werden die Gesamtkosten analysiert, die durch die Trassenvarianten und den Kraftwerkspark entstehen. Die Untersuchung umfasst Betriebs-, Kompensations- und Stromgestehungskosten aus energiewirtschaftlicher Perspektive.

Im sechsten Kapitel wird dargestellt, welche Herausforderungen bei der Umsetzung eines Stromtransitprojekts zu bewältigen sind, bei dem vier Nationen beteiligt sind. Dies ist ein ambitioniertes und interdisziplinäres Vorhaben, das der Einbindung aller gesellschaftlichen Akteure bedarf. Dazu gehören Bürgerinnen und Bürger, Wissenschaftler und Politiker, ausführende Planer und Baufirmen sowie Multiplikatoren. Es wird in einem ersten Entwurf erklärt, welcher Projektablauf und welcher Zeitplan hierfür notwendig sind. Zusätzlich werden die Projektstruktur und Möglichkeiten für die Finanzierung geschildert.

Am Ende der jeweiligen Kapitel werden die offenen Fragen genannt, welche einen Ausblick auf weitere Untersuchungen ermöglichen.

1 Politischer Rahmen

Im ersten Kapitel werden politische Maßnahmen und bereits existierende Initiativen für den Ausbau von Energiesystemen im Verbund Nordafrika und Europa gezeigt, dabei wird auf die Sicherheitsrelevanz von Energie- und Stromimporten eingegangen. Als Exkurs wird der Energiebedarf in der Region EUMENA beschrieben. An den Beispielen Deutschland und Marokko werden die Wege für den Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromversorgung dargestellt.

Problematik:

Die weltweite Verflechtung der Energiemärkte wird aktuell meist mit Abhängigkeiten von fossilen Importen aus instabilen Krisenregionen verbunden. Nationale Handlungsspielräume können durch solche Abhängigkeiten eingeschränkt werden, wenn Energiepolitik eine außen- und machtpolitische Ausrichtung erhält (Ellenbeck, 2009). Wegen des fehlenden Vertrauens zwischen Import- und Exportländern besteht oft der Wunsch, das Energiesystem nationalstaatlich auszubauen. Autarkie genügt jedoch nicht dem Nachhaltigkeitsanspruch der Energieversorgung.

In den USA soll bspw. durch „Fracking“ die Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern zumindest temporär vermieden werden. Dies geschieht jedoch auf Kosten der Umwelt mit hohen human- und ökotoxikologischen Gefährdungspotenzialen (UBA, 2012).

Im Bereich der erneuerbaren Energien spielen Auswirkungen auf die Umwelt durch den strukturellen Aufwand eine wichtige Rolle. Bei einem rein nationalstaatlichen Ausbau von erneuerbaren Energien in Deutschland müssten wegen der fluktuierenden, erneuerbaren Ressourcen verstärkt Netze, Speicher und neue Kraftwerke gebaut werden (Trieb, 2012) s. Kapitel 2. Dies wird durch Proteste aufgrund stark landschaftsverändernder Maßnahmen und fehlender Beteiligung meist von den Betroffenen abgelehnt (Westfälische Nachrichten, 2012).

Ergebnis und Zusammenfassung:

Eine überregionale Diversifizierung bietet hingegen Lösungen auf Basis von primär lokal erneuerbaren Energieträgern, die ergänzt werden durch Importe aus unterschiedlichen Regionen mit hoher nachhaltiger Energiequalität s. Kapitel 2. Die Versorgungssicherheit steigt durch ein vielfältiges Angebot aus verschiedenen unkorrelierten Quellen (Europäische Kommission, 2006). Die Verwundbarkeit Europas (Checchi, et al., 2009) sinkt und die Umweltbelastung durch den strukturellen Aufwand von erneuerbaren Energien vermindert sich im Gesamtsystem (Trieb, 2012) s. Kapitel 2. Interdependenzen bestehen bei einem Stromtransfer zwischen Exporteur und Importeur aufgrund der schlechten Speicherbarkeit und Leitungsgebundenheit von Strom (Ellenbeck, 2009). Darin liegt jedoch auch eine

Chance. Nordafrika und Europa könnten beidseitig von Kooperationen durch Stromhandel und Wissensaustausch auf Basis erneuerbarer Energien profitieren. Sollten Europa und Nordafrika mit einer Stimme u.a. in der Energiepolitik in der Welt sprechen, verschafft uns dies international einen größeren Einfluss auch für Klimaschutzziele bei einer weiter ansteigenden Weltbevölkerung.

Vielfältige Initiativen warten auf ein konkretes Signal der Politik für ein überregionales Stromtransitprojekt mit regelbaren erneuerbaren Energien in EUMENA. Dabei kommt es darauf an, inwieweit die nationalen politischen Kräfte die Vorteile einer internationalen Kooperation wahrzunehmen und umzusetzen bereit sind.

1.1 Hintergrund und Initiativen

Die ersten Konzepte stammen von Dr. Gerhard Knies und Prof. Dr. Abdelaziz Bennouna im Jahr 1997: Sie zeichneten die Grundlagen für eine Kooperation von Europa und Nordafrika für eine nachhaltige Entwicklung zu beiderseitigem Vorteil. Seither entwickelten sich hierfür mehrere Initiativen. (Knies, 2013), (Desertec Foundation, 2011)

Das DESERTEC Konzept wurde erstmals in Tétouan (Marokko) im Jahr 2002 von den o.g. Akteuren vorgestellt. Hierbei spielten die fortschreitende Wüstenbildung (Desertifikation) und Lösungsmöglichkeiten mithilfe erneuerbarer Energien die entscheidende Rolle. DESERTEC gilt als humanitäres und Völker verbindendes Vorhaben für eine Menschheit im Klimawandel. Das Konzept wurde entwickelt von Akteuren aus der Zivilgesellschaft in Europa (Deutschland, Holland, Österreich), Nordafrika (Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen, Ägypten) und dem Nahen Osten (Jordanien, Jemen, Oman, Bahrein).

Der Club of Rome gründete im Jahr 2003 die *Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC)*. Dies war die Basis für Aufträge des deutschen BMU für drei Studien (2005-2007) unter Leitung von Dr. Franz Trieb (DLR). Sie beinhalteten Aspekte über die zu erwartende sozioökonomische Entwicklung im Nahen Osten und in Nordafrika, den wachsenden Bedarf an Energie für die Stromversorgung (MED-CSP, 2005), Entsalzung (AQUA-CSP, 2007) und die Bereitstellung von solarer regelbarer Energie als Ergänzung zur europäischen Stromversorgung (TRANS-CSP, 2006).

Aus dem Mittelmeer Solarplan bildete sich 2008 auf Initiative der französischen Regierung die *Union für das Mittelmeer* mit Sitz in Barcelona. Ihre Ziele sind u.a. die Säuberung des Mittelmeers, der Aufbau von Transportinfrastrukturen sowie Energie-, Bildungs- und Mittelstandsprojekte. Im Jahr 2009 geriet das Vorhaben, in Europa und Nordafrika gemeinsam Solarenergie zu nutzen, ins Stocken. Hierauf bildeten sich die gemeinnützige

Desertec Foundation und die industriebetonte *Dii GmbH*. Beide verfolgen das Ziel, DESERTEC als Grundlage des Klimaschutzes umzusetzen.

Zur weiteren Integration von DESERTEC in die Zivilgesellschaften wurde im Jahr 2010 das *DESERTEC University Network (DUN)* gegründet und das *DESERTEC Institut for Socio-Economic Development and Employment in MENA (DISEM)* ins Leben gerufen.

In Frankreich wurde in Analogie zur Dii im Jahr 2010 die Industrie-Initiative Medgrid gegründet. Hierbei begrüßt die Europäische Kommission Synergieeffekte, die sich aus der Kooperation beider Initiativen ergeben (Europäische Kommission, 2011). Im Jahr 2012 folgte in Italien das Netzwerk RES4MED.

Im Jahr 2012 wurde das Projekt TUNUR gegründet und soll als erstes Vorhaben regelbaren Solarstrom von Tunesien nach Italien bringen (TuNur, 2012).

Auf wissenschaftlicher Basis arbeitet seit 2012 das EU-Forschungsprojekt BETTER für ein verstärktes Bündnis von Staaten auf Basis erneuerbarer Energien. Möglichkeiten der internationalen Kooperation im Energiebereich zwischen der EU, der Türkei, dem Balkan und Nordafrika sollen in dem Projekt analysiert werden. Die Grundlage bildet die EU-Richtlinie 2009/28/EG mit Artikel 9 und Artikel 37 ff. als Ergänzung zum Verfahren der verstärkten Zusammenarbeit innerhalb der EU.

Aus deutscher Sicht bilden für DESERTEC auf politischer Ebene seit 2012 die vom BMWi initiierten Energiepartnerschaften einen gemeinsamen Arbeitsrahmen in der internationalen Energiepolitik. Hierbei liegt der Fokus für die Nutzung von Solarenergie in Kooperationen zu Marokko, Tunesien und evtl. auch Algerien. Die Deutsch-Marokkanische Energiepartnerschaft gilt als Vorbild, da hier schon mehrere Arbeitstreffen stattfanden und enge Kooperationen zur Zivilgesellschaft und zu industriellen Unternehmen bestehen. Deshalb wird Marokko als potentielles Stromexportland in der vorliegenden Modellstudie betrachtet.

1.2 Sicherheitsrelevanz von Energie- und Stromimporten

Global besteht eine Konzentration der wichtigsten Energiequellen in zum Teil politisch nicht-stabilen Regionen (Ellenbeck, 2009). Durch die Gründung der Internationalen Energieagentur (IEA) sollen Beiträge zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit erbracht werden (SIPRI, 2007). Für Europa hat der Gaskonflikt Russlands mit der Ukraine in den Jahren 2006 und 2009 die außenpolitische Dimension der Energiepolitik Russlands verdeutlicht (Grätz, et al., 2009). Der nationale Ausbau von erneuerbaren Energien und die

Diversifizierung von Importen sind Ziele der Europäischen Kommission, um eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung zu gewährleisten (Europäische Kommission, 2006).

Da es sich bei der Stromversorgung um ein strategisches Gut von außen- und innenpolitischem Interesse handelt (Yergin, 2006), ist dafür weniger ein funktionierender Markt relevant als die Unterstützung und Funktionsfähigkeit der Regierung und der Verwaltung (Ellenbeck, 2009). Bei großen Infrastrukturprojekten der Energieversorgung waren in der Vergangenheit maßgeblich Regierungen an der Planung, Umsetzung und Instandhaltung beteiligt (Westphal, 2008).

Als Überblick soll daher der Governance Index der Weltbank zur Staatenbewertung dargestellt werden. Die Werte beziehen sich auf einen relativen Vergleich mit einer Skala von -2,5 bis +2,5 bzw. % und unterliegen laufenden Veränderungen der politischen Situation.

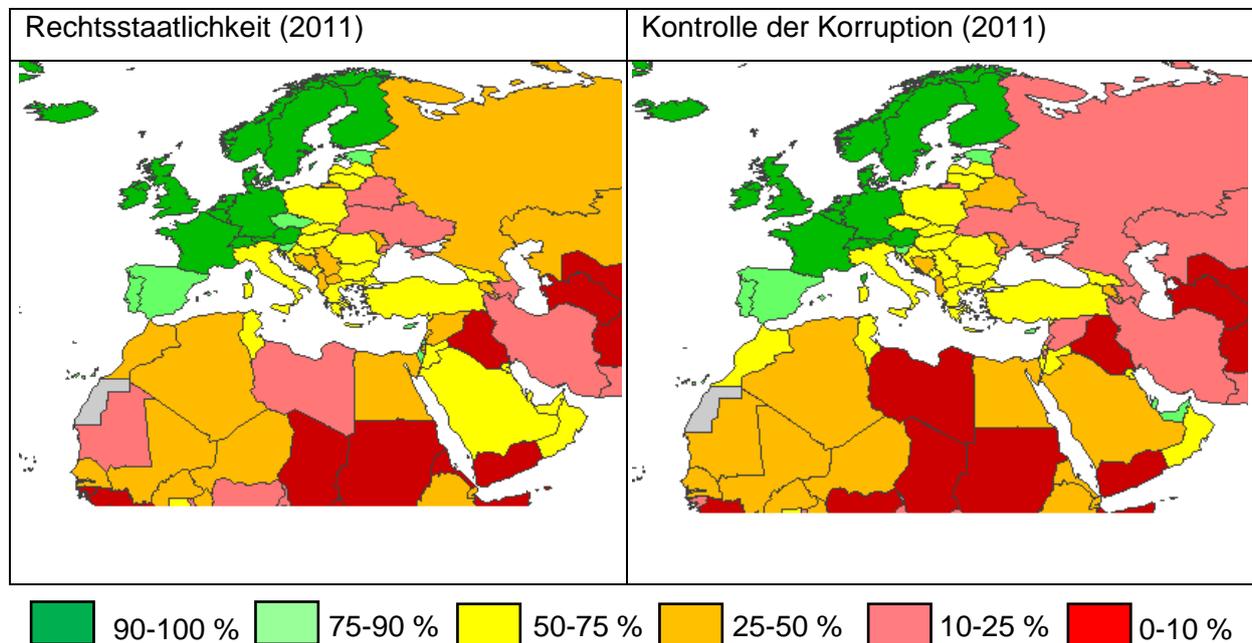


Abbildung 8: Ausgewählte Beispiele der Staatenbewertung (Kaufmann, et al., 2010)

Tabelle 3: Governance Index der betrachteten Staaten im Jahr 2011. Skala von -2,5 bis +2,5 (Kaufmann, et al., 2010)⁵

Marokko	Algerien	Tunesien
-0,71	-1,03	-0,37
Spanien	Frankreich	Deutschland
+1,10	+1,20	+1,31

⁵ Hinweis: Die „Worldwide Governance Indicators (WGI)“ sind ein Forschungs-Datensatz und eine Zusammenfassung der Ansichten über die Qualität der Regierungsführung durch eine große Zahl von befragten Unternehmen, Bürgern und Experten in Industrie- und Entwicklungsländern. Diese Daten stammen aus Umfragen von Instituten, Denkfabriken, Nichtregierungsorganisationen, internationalen Organisationen und privaten Unternehmen. Die WGI zeigen nicht die offizielle Meinung der Weltbank, der Mitglieder des Vorstands oder der Länder, die sie repräsentieren. Die WGI werden nicht von der Weltbank-Gruppe verwendet um Mittel zuzuweisen.

Der Governance Index im Jahr 2011 von ausgewählten nordafrikanischen Staaten ist vergleichbar mit der Bewertung einiger osteuropäischer Staaten (Vgl. Abbildung 8).

Die guten Bewertungen der skandinavischen Länder wie Norwegen sowie das Alpenland Schweiz legen nahe, von dort aus Strom zu importieren bzw. in Pumpspeicherkraftwerken zu speichern. Voraussetzungen bestehen - neben dem politischen Willen - in ausreichend dimensionierten Stromverbindungen und Speicherkapazitäten. Dabei würde allerdings das aktuelle Speicherpotential von ca. 44 GW in Norwegen und der Schweiz, sowie das Ausbaupotential von bis zu 25 GW in Norwegen (Vennemann, et al., 2011), nicht ausreichen, um ganz Europa (nicht einmal Deutschland – bei 80 GW Spitzenlast) im Notfall zu versorgen. Der Notfall bestünde potenziell in einem meteorologisch bedingten Engpass bei den erneuerbaren Energien. Die Diversifizierung von Speicheroptionen und Stromimporten aus unterschiedlichen Regionen bietet hierzu eine gute Lösungsmöglichkeit. Durch Solarstromimporte aus Nordafrika und somit verminderter Abhängigkeit bspw. von russischen Gas sinkt die Verwundbarkeit Europas bis zu einem Import-Schwellenwert der sicheren Reserve (Checchi, et al., 2009).

1.2.1 Stromhandel

Im Unterschied zu gut speicher- und transportierbaren fossilen Energieträgern gibt es beim Handel mit elektrischem Strom einen deutlich höheren Anspruch an die zeitliche Verfügbarkeit.

Da Strom im Erzeugungszeitpunkt verbraucht werden muss und nur teilweise durch Speicher abrufbar ist, wird eine Handelsunterbrechung für beide Seiten zum Verlustgeschäft. Durch die Bindung an die Übertragungsinfrastruktur besteht im Gegensatz zu fossilen Energieträgern nur ein Handel mit zuvor ausgewählten Partnern. Eine enge Zusammenarbeit ist daher Grundlage und Folge eines Stromhandels.

Folgendes ist zu bedenken: Der Exporteur verdient kein Geld mehr sobald er absichtlich die Einstellung der Stromlieferung vollzieht. Da der Export eng an die Infrastruktur gebunden ist, kann er nur schwer einen anderen Abnehmer finden und seine entgangenen Einnahmen ersetzen. Aufgrund der relativ hohen Einnahmen durch den Stromhandel in Nordafrika im Vergleich zum aktuellen Bruttoinlandsprodukt würde ein Abbruch des Stromhandels dort größere Auswirkungen auf die Volkswirtschaft haben als in Europa (Ellenbeck, 2009).

Vorteile bestehen hingegen in der Interdependenz zwischen Exporteur und Importeur. So können in einer gleichberechtigten Partnerschaft Gewinne entstehen. In Marokko werden benötigte Arbeitsplätze in der Wüste und neuer Lebensraum geschaffen, global sinken CO₂ Emissionen und in Europa verringert sich der strukturelle Aufwand für erneuerbare Energien

erheblich (siehe Abbildung 23). Wissensaustausch und eine gemeinsame Haltung in der Energiepolitik stärken den Einfluss eines Bündnisses für globale Klimaschutzziele.

1.2.2 Offene Fragen:

- Welche politischen Akteure und Multiplikatoren können den Entscheidungsprozess für ein konkretes überregionales Stromtransitprojekt anstoßen?
- Wie hoch ist der Import-Schwellenwert, der die Verwundbarkeit eines Staates bzw. Europas steigert?
- Was ist der Benefit einer EUMENA Region im globalen Vergleich? Welche gemeinsamen Vorteile und Risiken entstehen hierbei?

1.3 Exkurs: Stromversorgung in Europa, im Mittleren Osten und in Nordafrika

Im weiteren Verlauf wird dargelegt, wie sich die elektrische Stromversorgung in Europa, im mittleren Osten und in Nordafrika zusammensetzt. Die Region: Europa, der Nahe Osten und Nordafrika werden als EUMENA (bezeichnet (Knies, et al., 1997).

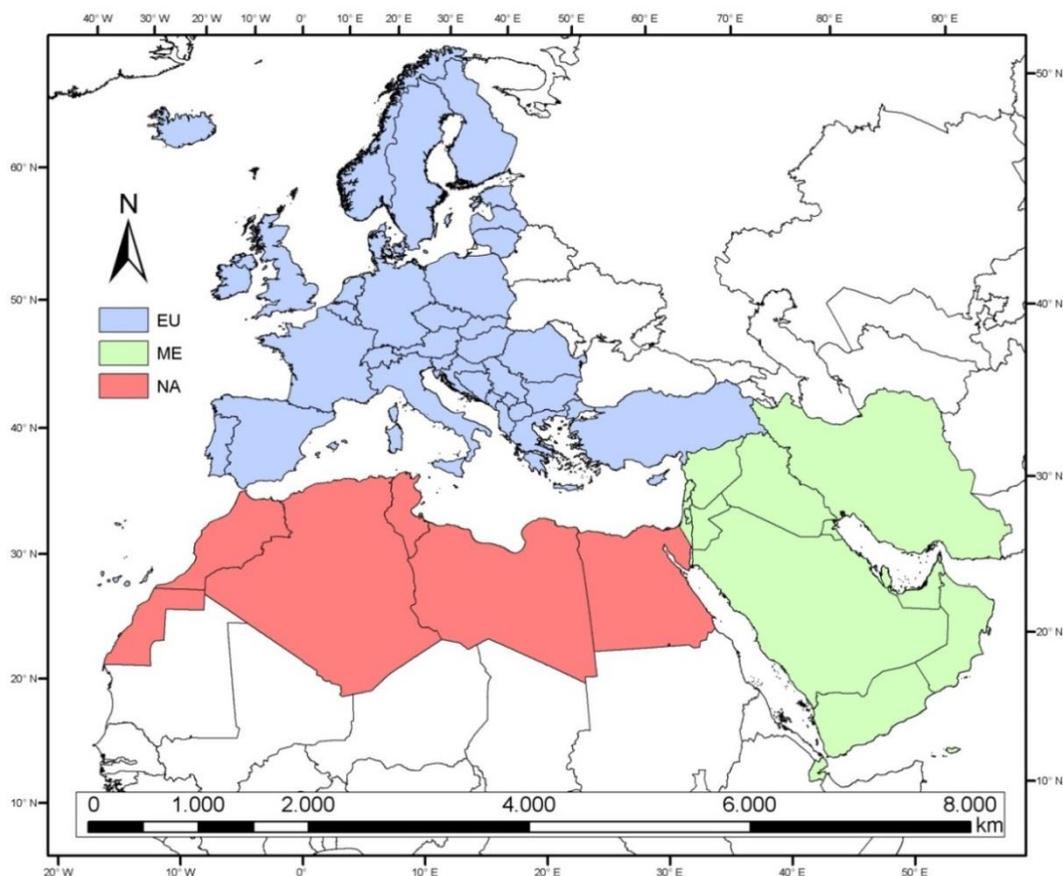


Abbildung 9: Linientreue Azimutalprojektion von 51 exemplarischen Ländern in der Region EUMENA für die in den Studien Trans- und Med-CSP Energieszenarien erstellt wurden. Eigene Darstellung, Datensatz: (Hijmans, et al., 2013)

EUMENA beschreibt eine geopolitische Region mit Ländern eines über Jahrtausende alten, vielfältigen Erbes aus Wissenschaft, kulturellem Austausch und Wachstum.

Während sich das Bevölkerungswachstum in Europa mit heute ca. 600 Mio. Einwohnern bis zum Jahr 2050 in Grenzen hält, wird sich die Bevölkerung im Mittleren Osten und in Nordafrika mit derzeit 300 Mio. Einwohnern bis 2050 verdoppeln (United Nations, 2010). Die steigende Nachfrage nach Wasser, Energie, Bildung und Wohlstand stellt uns mit Blick auf den internationalen, sozialen Frieden vor die Herausforderung, diese Aufgaben gemeinsam zu lösen. Während Europa sein Energiesystem von fossilen auf erneuerbare Energien umstellen muss, wird im Mittleren Osten und in Nordafrika ein zusätzlicher Bau von Kraftwerken zur Deckung des steigenden Bedarfs notwendig. Die wichtigste Quelle für gut regelbare erneuerbare Energien sind in dieser Region überwiegend solarthermische Kraftwerke und fossile Brennstoffe (DLR, 2005).

1.3.1 Die Zusammensetzung des Energiesystems zur Stromproduktion

Wie sich das Energiesystem bis 2050 ändern kann, wurde u.a. in den Studien TRANS- und MED-CSP (DLR, 2005) analysiert. Zusammenfassend ergibt sich aus den neusten Aktualisierungen dieser Projekte für die Region EUMENA folgendes Szenario der Stromproduktion:

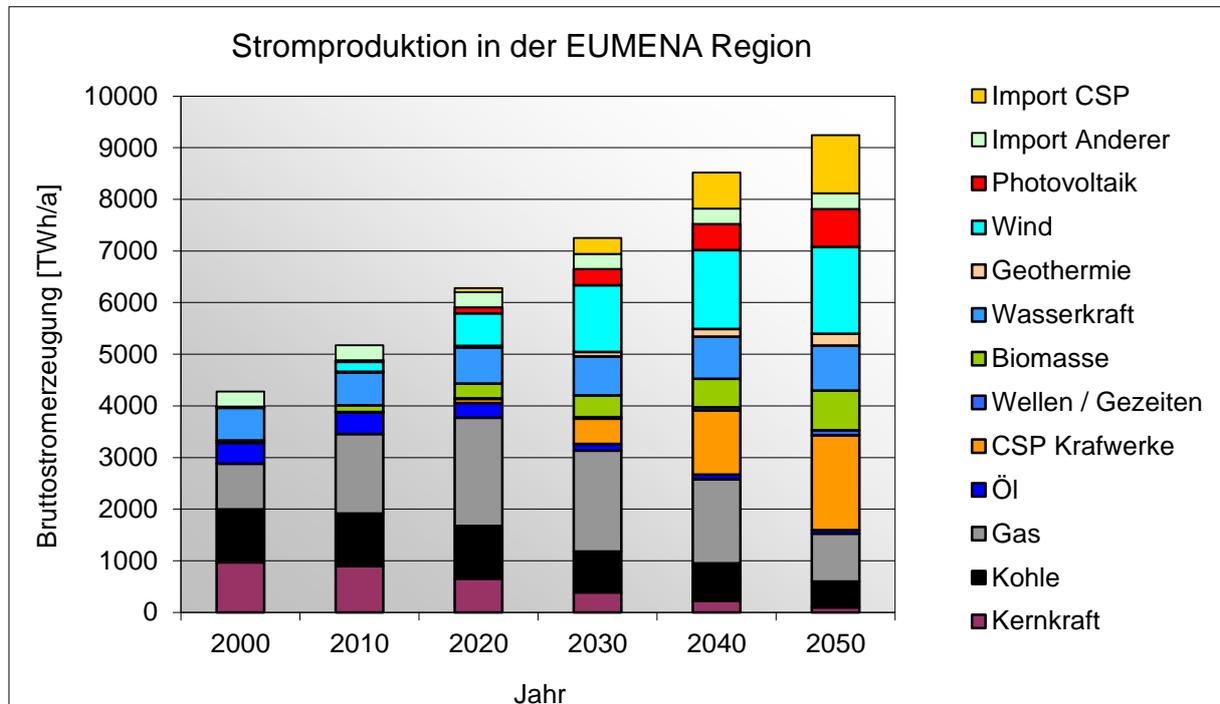


Abbildung 10: TRANS- und MED-CSP Szenario – Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011), eigene Darstellung

Die Substitution herkömmlicher Energieträger mit erneuerbaren Energien ist Voraussetzung für eine nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energieversorgung in EUMENA.

Aufgrund abnehmender fossiler Ressourcen bei gleichzeitig steigender Nachfrage nach Energie ist ein Ausbau von erneuerbaren Energien notwendig, um steigende Kosten, Abhängigkeiten von wenigen Akteuren und einen weiteren Anstieg von Treibhausgasemissionen zu vermeiden.

Die einzelnen Länder müssen heute beginnen, damit bei steigendem Bevölkerungswachstum und somit zunehmendem Energieverbrauch die Klimaschutzziele eingehalten werden können. Abbildung 11 zeigt die Stromproduktion der Länder im Jahr 2010 und die notwendige Stromproduktion im Jahr 2050 mit überwiegend erneuerbaren Energien.

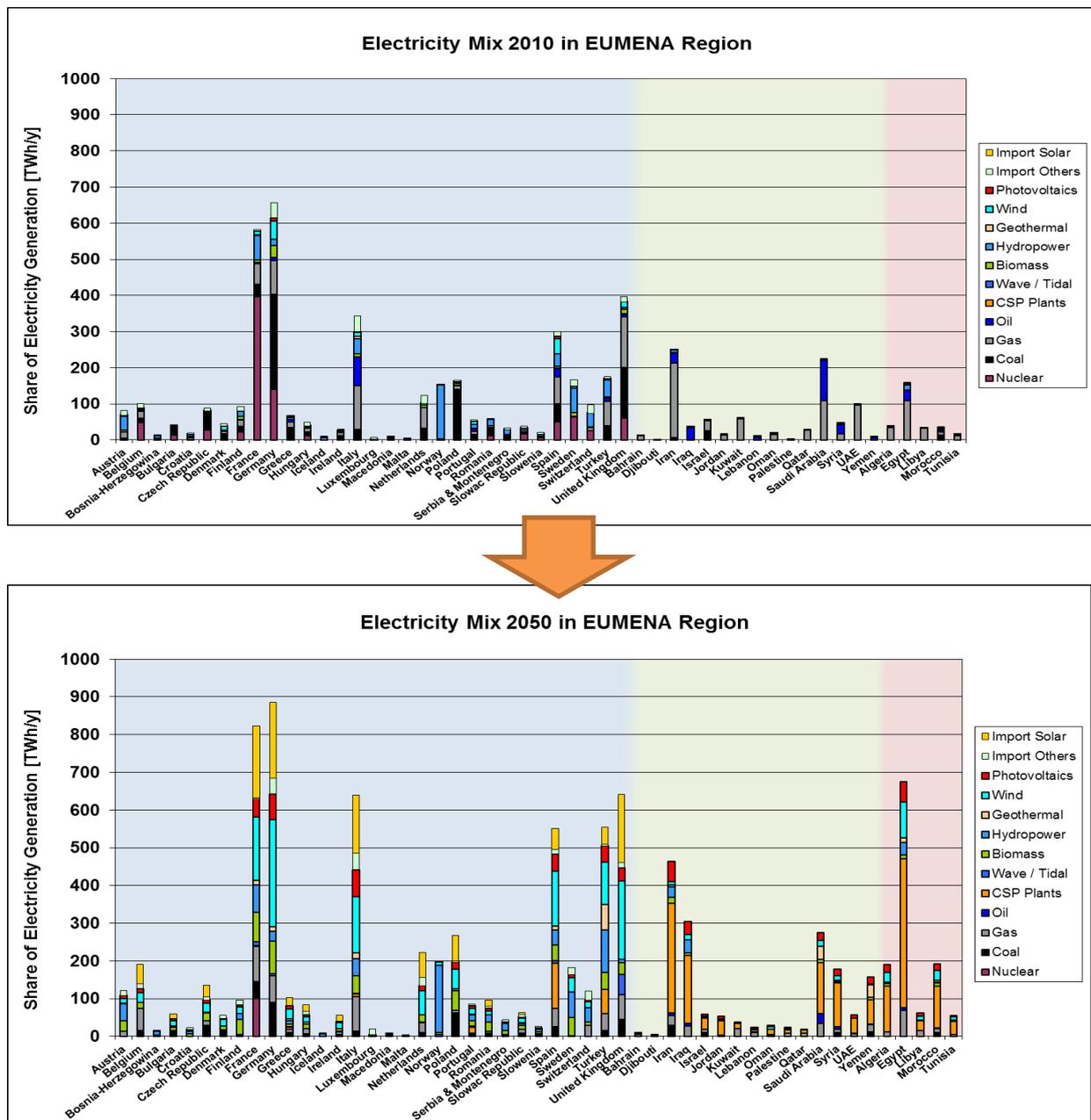


Abbildung 11: Anteile der Energieträger an der Stromproduktion [TWh/a] in EUMENA im Jahr 2010 und 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011), eigene Darstellung

Europa (blauer Hintergrund) wird weiterhin den größten Strombedarf in EUMENA haben und diesen überwiegend mit europäischer Windenergie decken. Im Nahen Osten (grüner Hintergrund) und in Nordafrika (roter Hintergrund) werden dank der lokalen Verfügbarkeit von regelbarer erneuerbarer Energie solarthermische Kraftwerke dominieren und die steigende Stromnachfrage bedienen. Der dargestellte Import in die jeweiligen Länder ist so zu verstehen, dass die notwendige Stromproduktion im Exportland zusätzlich zu den in der Abbildung 11 gezeigten Mengen erzeugt werden muss. Die Abbildung 11 stellt daher nur die Stromproduktion für das jeweilige Land dar. Die hierfür notwendigen Kapazitäten [GW] sind im Anhang ab Abbildung 99 bis Abbildung 107 dargestellt.

Am Beispiel Deutschland (s. Abbildung 12) und Marokko (s. Abbildung 13) wird gezeigt, wie sich die Stromerzeugung in den jeweiligen Ländern bis zum Jahr 2050 sukzessive zusammensetzen kann.

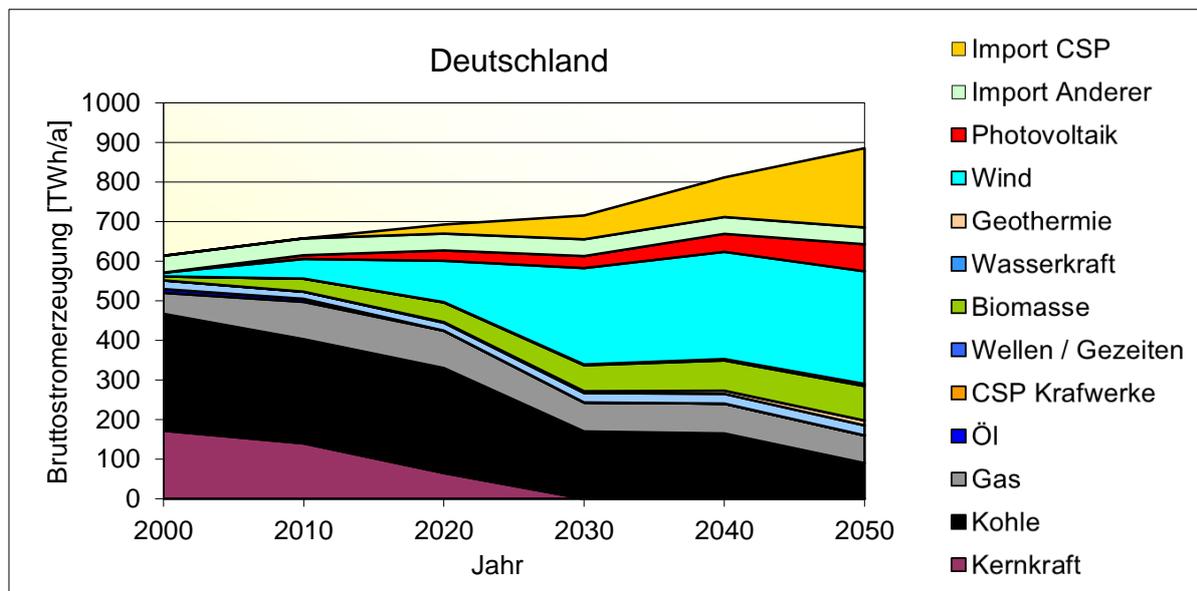


Abbildung 12: Bruttostromerzeugung in Deutschland bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012)

In Deutschland steht die Nutzung von nationalen erneuerbaren Potentialen wie Photovoltaik und Wind im Vordergrund. Die Nutzung nationaler erneuerbarer Potentiale ist u.a. Prämisse dafür, dass ein Stromimport machbar ist. Hierbei wird die Stromproduktion aus Windenergie den Hauptanteil bilden. Während die Strommengen aus Kohle und Atomenergie abnehmen bzw. komplett verschwinden, bleibt Gas als noch notwendiger „Back-up“ bestehen. Die Flexibilisierung der fossilen Energieträger für die kurzfristig und sicher zur Verfügung stehende Leistung, ist notwendiger Bestandteil, damit das Energiesystem regelbar bleibt. Der Import aus solarthermischen Kraftwerken von Nordafrika nach Deutschland steht in idealer Ergänzung zu den nationalen Energiequellen und sorgt für gut regelbare Energie und bildet im Strom-Mix eine ausgewogene Bilanz von erneuerbaren Energieträgern s. Kapitel 2.

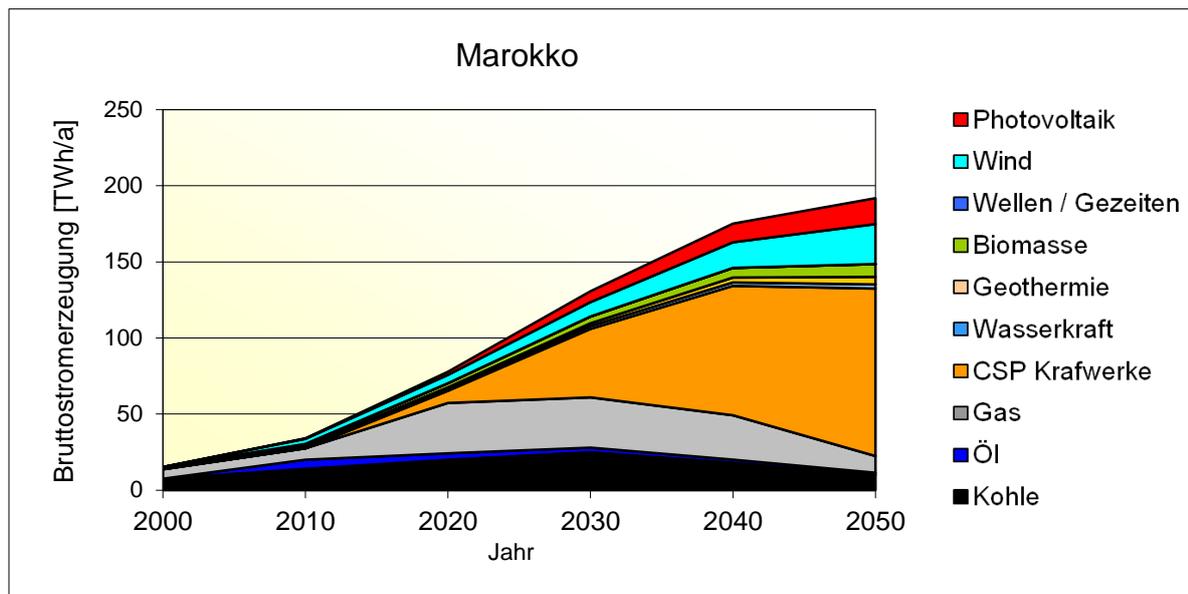


Abbildung 13: Bruttostromerzeugung in Marokko bis 2050 (Fichtner, 2011)

Aus der Tatsache, dass in Marokko eine konstantere und höhere Verfügbarkeit der Sonneneinstrahlung als in Deutschland und Europa besteht, erwächst die Möglichkeit, gut regelbare Energie aus solarthermischen Kraftwerken bedarfsgerecht vor Ort in Marokko zu nutzen. Im Jahr 2050 könnten ca. 100 TWh/a den Großteil der Stromversorgung in Marokko ausmachen. Marokko hat ein technisch nutzbares CSP-Potential von bis zu ca. 8450 TWh/a (Fichtner, 2011). Ein Export von bedarfsgerechtem Strom aus solarthermischen Kraftwerken bietet aufgrund der großen technisch umsetzbaren Ressourcen Marokkos durch solarthermische Kraftwerke Chancen für einen Handel mit nachhaltigem Strom und für neue, dauerhafte Arbeitsplätze. Nur ein sehr kleiner Teil des verfügbaren Potentials muss dafür erschlossen werden.

Bei einem Gesamtexport von regelbarer erneuerbarer Energie mit ca. 150 TWh/a nach Europa (Trieb, et al., 2012) im Jahr 2050 würden 1,8% des CSP-Potentials in Marokko benötigt. Hierdurch entsteht kein Mangel an Energie für den Exporteur.

2 Erneuerbare Energien für Baden-Württemberg

In diesem Kapitel werden grundlegende Voraussetzungen und Lösungsansätze für eine Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien dargestellt. Am Beispiel von Baden-Württemberg wird gezeigt, welche Möglichkeiten es für eine nahezu vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien gibt und wie sich regelbare erneuerbare Energien optimal in den heutigen fossilen Kraftwerkspark integrieren lassen. Hierbei spielt die Zusammensetzung des Kraftwerksparks die entscheidende Rolle.

Problematik: Seit der teilweisen Abschaltung deutscher Atomkraftwerke im Jahr 2011 reicht die Kraftwerkskapazität Baden-Württembergs in den Wintermonaten nicht mehr aus. Ohne Stromimporte kann der Bedarf im Bundesland nicht vollständig abgedeckt werden. Für die Umstellung auf erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 fehlt zudem eine optimale Zielstrategie für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks erneuerbarer Energietechnologien. Fluktuierende erneuerbare Energieressourcen sind in Baden-Württemberg reichlich vorhanden, jedoch gibt es kaum regelbare erneuerbare Energien. Hierdurch werden neue Netze, Speicher und Kraftwerke als Ergänzung der erneuerbaren Energieträger notwendig, die die Umwelt durch eine strukturelle Mehrbelastung von etwa dem 3fachen des heutigen Kraftwerksparks (Kraftwerke und Netze) in Baden-Württemberg bis 2050 verändern könnten (s. Abbildung 23, S. 29). Zudem entsteht bei zeitweise zu geringem Angebot von Photovoltaik- und Windenergie eine Abhängigkeit von Strom aus Gaskraftwerken, die durch importiertes Gas betrieben werden.

Lösungsmöglichkeit: Die durchdachte Kombination von dezentralen und zentralen Kraftwerken für die Versorgung mit erneuerbarer Energie sorgt für Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit im Bereich der Stromversorgung. Der Import von regelbaren erneuerbaren Energien z.B. aus solarthermischen Kraftwerken mit Wärmespeichern könnte bedarfsgerecht Strom liefern und Fluktuationen aus Photovoltaik- und Windenergie ausgleichen, sowie Lastüberschüsse vermindern. Hierdurch sinkt die strukturelle Mehrbelastung, da weniger Netze, Speicher und fossile Reservekraftwerke gebaut werden müssen (s. Abbildung 23, S.29). Eine Diversifizierung von erneuerbaren Energien mindert zudem die Abhängigkeiten von wenigen Energieressourcen und verbessert die Ausgleichseffekte der erneuerbaren Energien untereinander. Wenn die Politik sich heute auf eine konkrete Zielstrategie für 100% EE bis zum Jahr 2050 einigen würde, dann würde sie damit Investitionssicherheit in Kraftwerke für erneuerbare Energien bewirken, weil die Kraftwerke sowie Netze dauerhaft mit optimaler Auslastung, geringen Kosten, vertretbarem ökologischem Aufwand und gesellschaftlicher Akzeptanz betrieben werden könnten. Die Absicherung großer Investitionen in erneuerbare Energien muss durch Stromabnahmeverträge geregelt werden. Die Vergütung des Stroms gewährleistet, dass solche Kraftwerke keine finanziellen Probleme bekommen.

2.1 Nutzung von erneuerbaren Energien

2.1.1 Versorgung mit regenerativen Energieträgern

Das Energiesystem zur Stromproduktion beruht auf der Tatsache, dass zu jedem Zeitpunkt Strom nach Bedarf geliefert werden muss. Hierbei ist die Bereitstellung von Strom mit erneuerbaren Energien eine Herausforderung, da diese überwiegend nach meteorologischer Angebotslage liefern und nicht immer nach Bedarf.

In Zeiten zu geringer oder übermäßiger Produktion (u.a. bei Wind, Photovoltaik) können Speicher (Pumpspeicher, Power-to-Gas) zum Einsatz kommen. Durch die Anpassung des Verbrauchs kann die Last variiert werden, die sog. Laststeuerung. Für die flexible Bereitstellung von Strom wird momentan ideal gespeicherte Energie in Form von Öl, Kohle und Gas verwendet. In Zukunft wird dieser Bereich durch die Nutzung sog. regelbarer erneuerbarer Energien (Biomasse, Speicherwasserkraft, Geothermie, solarthermischer Energie) gedeckt werden müssen.

2.1.2 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit mit elektrischem Strom ist nur dann gewährleistet, wenn zu jedem Zeitpunkt die gesicherte zu Verfügung stehende installierte Leistung den Verbrauch (Last) inklusive ausreichender Sicherheitsmarge decken kann. Abbildung 14 stellt die Abhängigkeit von installierter Leistung und Lastdeckung da:

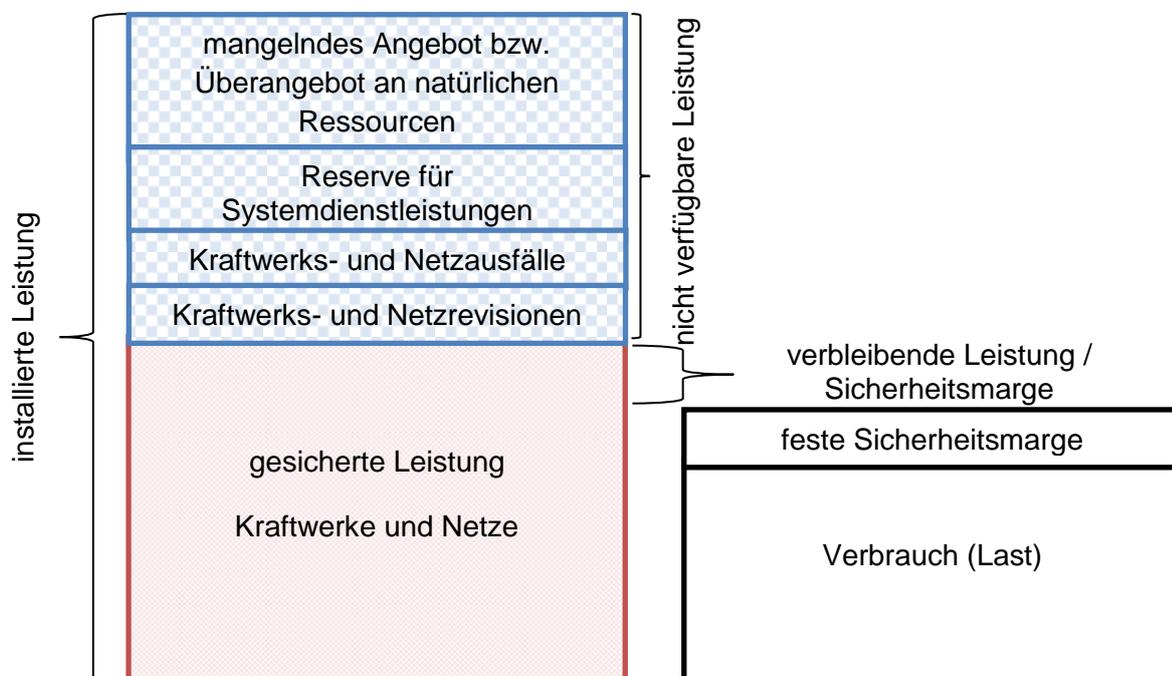


Abbildung 14: Versorgungssicherheit in Anlehnung an (Bundesnetzagentur, 2011)

Die Zusammensetzung der installierten Leistungen und deren Verfügbarkeiten spielen eine wesentliche Rolle zur vollständigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien.

2.1.2.1 Mangelndes Angebot bzw. Überangebot an natürlichen Ressourcen

Mit steigendem Ausbau von Energieträgern, die nicht zu jeder Zeit Strom liefern können, nimmt der Anteil nicht zur Verfügung stehender Leistung zu. Dies gilt insbesondere für Photovoltaik- und Windenergie. Durch die Erschließung regional unterschiedlicher Energiepotentiale versucht man dies so weit wie möglich zu kompensieren. Exakte Untersuchungen hierfür sind noch Bestandteil der Forschung.

2.1.2.2 Reserve für Ausfälle, Revisionen und Systemdienstleistungen

Aus Stabilitätsgründen muss ein Redundanzkriterium (Reserve) der installierten Leistung eingehalten werden. Das bedeutet, dass nur ein begrenzter Leistungsanteil ausfallen darf, damit das Energiesystem noch stabil bleibt. Dies beschreibt u.a. das „n-1 Kriterium“.

Im heutigen ENTSO-E Verbundnetz beträgt das Ausfallkriterium 3 GW (Operation Handbook, ENTSO-E, 2009). Dies ist vergleichbar mit dem Ausfall von 2 Atomreaktorblöcken zu je 1,5 GW. Jedoch kann durch einen Ausfall wesentlicher Schnittstellen der Übertragungs- und Verteilnetze trotzdem nicht immer eine sichere Stromversorgung an jedem Ort garantiert werden. Untersuchungen wie sich das Ausfallkriterium ändern darf und wie sich der Ausbau dezentraler Anlagen auf die Sicherheit der Stromversorgung vor Ort auswirkt, sind noch Bestandteile der Forschung (Kombikraftwerk 2, 2012).

Systemdienstleistungen sind die für die Funktionstüchtigkeit notwendigen Dienste in der Elektrizitätsversorgung. Sie werden beschrieben durch Frequenzhaltung (Momentanreserve, Regelleistung), Spannungshaltung (in den verschiedenen Spannungsebenen), Netzengpassmanagement und Versorgungswiederaufbau (Schwarzstartfähigkeit) (Kombikraftwerk 2, 2012). Diese Systemdienstleistungen erfüllt z.B. auch die später beschriebene CSP-(VSC)-HVDC Anlage. Auf Details der Systemdienstleistung wird in der Arbeit nicht näher eingegangen.

2.1.2.3 Gesicherte Leistung

Die gesicherte Leistung kann sich aus regelbaren erneuerbaren Energiequellen, dem Einsatz ideal gespeicherter Energie wie Öl, Kohle und Gas, einem Anteil an räumlich verteilten fluktuierenden Energien wie Wind, sowie der Anpassung der notwendigen Übertragungskapazität der Stromnetze zusammensetzen. Dies wird in Abbildung 15 anhand von Bereitstellungsformen der erneuerbaren Energien näher erläutert. Bei der gesicherten Leistung stellen die physikalischen Grenzen der verwendeten Baumaterialien ein Hauptproblem da, d.h. Stromleiter und Speicheranlagen sind mit begrenzter Leistung dimensioniert. Netze und Speicher können somit nur begrenzt Leistung aufnehmen und abgeben. Bei Netzen entsteht im Fall zu hoher Übertragungsleistung der sog. Netzengpass.

Speicher wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke sind durch die Leistung der installierten Pumpen und Turbinen mit deren max. möglicher Leistung begrenzt.

2.1.3 Formen der Energiebereitstellung mit erneuerbaren Energien

Der Anteil gesicherter Leistung bzw. Kapazität wird mit dem „Capacity Credit“ (CC) beschrieben (DLR, 2006) und ist in Abbildung 15 schematisch dargestellt.

Betrachtet man die Formen der Energiebereitstellung **isoliert**, so ist der CC bei Photovoltaik und Speichern gleich Null. Dies beruht auf der Tatsache, dass nachts keine Sonne scheint und Speicher Energie nicht bereitstellen können, sobald sie leer sind.

Durch die räumliche Verteilung mehrerer Windenergieanlagen kann mit einem Anteil durch statistischen Ausgleich als gesicherte Leistung gerechnet werden. Für einen aus konventionellen Kraftwerken bestehenden Kraftwerkspark kann ein CC von etwa 90% (DLR, 2006)

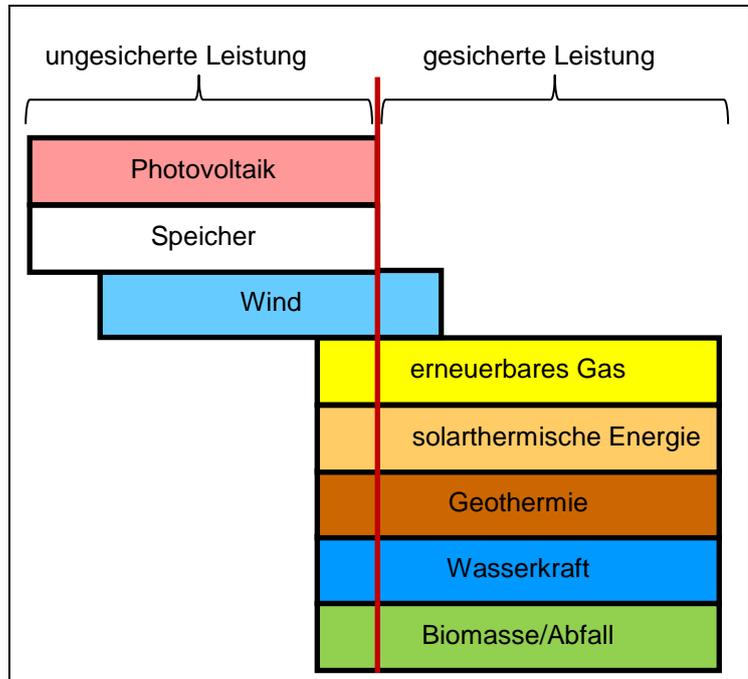


Abbildung 15: schematische Darstellung des Anteils der gesicherten Kapazität

angenommen werden. Ähnliche Werte (s. Tabelle 4) gelten für Biomasse, Lauf- und Speicherwasserkraft sowie Geothermie, wenn diese Ressourcen nicht überwiegend saisonal unterschiedlich verfügbar sind. Auch solarthermische Kraftwerke mit thermischem Energiespeicher können solch hohe CC-Werte erreichen. Die Voraussetzung hierfür ist die Verwendung eines Hybridbetriebs der Dampferzeugung mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen. Grundsätzlich gilt: Steigt der CC, so erhöht sich auch das Potential einer höheren zeitlichen Auslastung der Anlagen.

Tabelle 4: Beispiele für den Capacity Credit (DLR, 2006)

Photovoltaik	Windenergie	solarthermische Kraftwerke*	Geothermie	Wasserkraft	Biomasse
0%	0-30%	0-90%	90%	50-90%	50-90%

*abhängig nach Größe des Wärmespeichers und der Verwendung eines Hybridbetriebs

2.1.4 Auslastung

Ebenfalls charakteristisch für die verschiedenen Formen der Energiebereitstellung ist die mittlere Jahresauslastung von Anlagen. In einem Jahr mit 8760 Stunden ist das Produkt aus installierter Leistung [MW] und mittlerer Auslastung [h] die im Jahr produzierte Strommenge [MWh].

Gleichung 1: $Strommenge [MWh] = elektrische\ Leistung [MW] \cdot Zeit [h]$

bzw. $Strommenge [MWh] = \int_0^{8760} elektrische\ Leistung [MW] dt$

Abbildung 16 zeigt exemplarisch die mittlere Auslastung aus dem Jahr 2008 für den Kraftwerkspark in Deutschland und das max. Auslastungspotential für solarthermische Anlagen in Nordafrika und Spanien. Man erkennt, dass grundlastfähige Atom- und Braunkohlekraftwerke quantitativ und qualitativ von solarthermischen Kraftwerken ersetzt werden können. Im Jahr 2011 waren weltweit ca. 3600 MW solarthermische Kraftwerke in Bau oder Betrieb. Die globalen CSP Vorhaben sind in Abbildung 98 im Anhang länderspezifisch zu sehen.

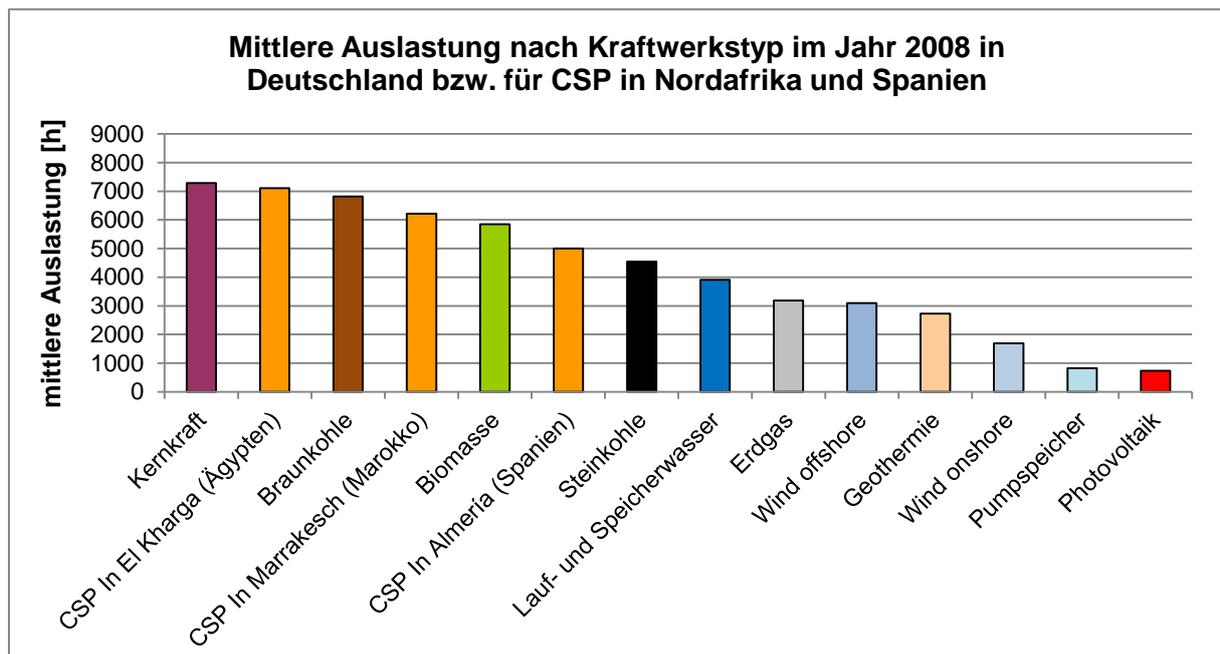


Abbildung 16: Mittlere Auslastung nach Kraftwerkstyp (Prognos, EWI, GWS, 2010); (Trieb, et al., 2009)

Die Auslastung der installierten Leistung erneuerbarer Energien ist nicht nur von der natürlichen Darbietung abhängig, sondern auch von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks sowie dem Strombedarf. Somit ist die Verfügbarkeit ungleich der Betriebszeit. Die Auslastung definiert auch, mit welcher jährlichen Strommenge sich die Investition der Anlagen rechnet.

2.1.5 Paradigmenwechsel im Lastbereich – wesentliche Begriffe zum Verständnis der Arbeit

Der Stromverbrauch wird heute mit unterschiedlichen Kraftwerkstypen gedeckt. Die Kraftwerke lassen sich je nach Auslastung heute in drei Kategorien unterteilen. Diese Kategorien sind heute **Grundlast**, **Mittellast** und **Spitzenlast** (s. Abbildung 17 links). Die Kraftwerke können je nach Lastbereich kostenoptimal den Verbrauch decken. Im Jahr 2012 sind in Deutschland im Grundlastbereich Atom- und Braunkohlekraftwerke, im Mittellastbereich u.a. Kohlekraftwerke und im Spitzenlastbereich Gas- und Pumpspeicherkraftwerke aktiv.

Bis zum Jahr 2050 werden mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nur noch **zwei Lastkategorien** vorhanden sein. Zum einen decken **fluktuierende erneuerbare Energien** die Last überwiegend mit Photovoltaik und Windkraft. Die verbleibende Last, also die Last nach der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien, wird als Residuallast bezeichnet und muss durch **regelbare Energien** wie z.B. Biomasse, Geothermie, Gaskraftwerke mit erneuerbarem Gas, solarthermische Importe oder fossile Brennstoffe gedeckt werden, die sicher zur Verfügung stehen. Für die Deckung der Residuallast sind somit flexible Kraftwerke notwendig. Heutige Grundlastkraftwerke wie Atom- und Braunkohlekraftwerke können zukünftig diesen Bereich aufgrund träger Anfahrvorgänge nur schlecht bedienen (Konstantin, 2009). Die Flexibilisierung des Verbrauchs wird von Großverbrauchern behindert, die konstante Grundlast benötigen. Sie besetzen den Bereich der Last, der mit regelbaren EE gedeckt werden muss.

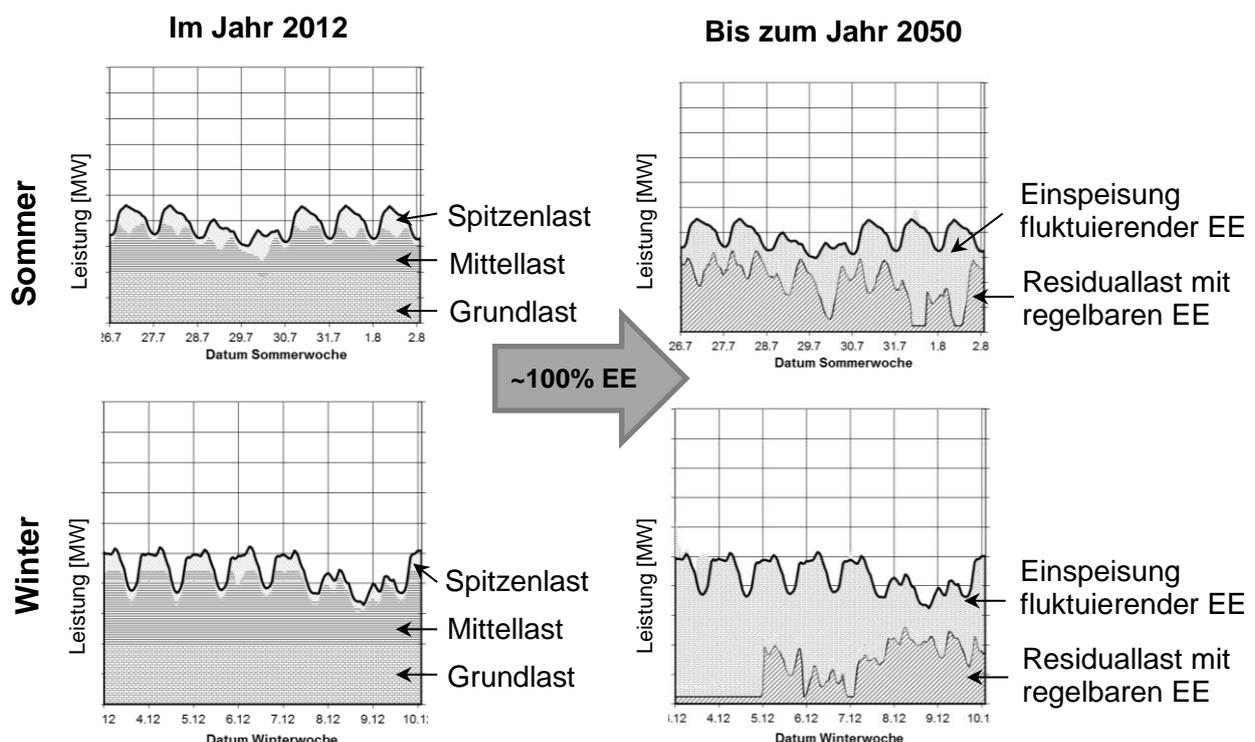


Abbildung 17: schematische Kategorisierung des Lastbereichs in den Jahren 2012 und 2050

Durch die steigende Einspeisung von fluktuierenden EE wird die Auslastung der Residuallast gesenkt. Die regelbaren EE, welche meist höhere Investitionskosten im Vergleich zu fluktuierenden EE haben, bekommen durch die geringere Auslastung der zu deckenden Residuallast eine verminderte Vergütung und das kann sie in finanzielle Schwierigkeiten bringen. Für sinnvolle Investitionen in regelbare EE ist es daher wichtig, deren Auslastung durch Stromabnahmeverträge abzusichern. Wo genau der Schnittpunkt zwischen den installierten Leistungen und Strommengen fluktuierender und regelbarer EE für eine optimale Kostenbilanz im Strom-Mix liegt, muss je nach Kraftwerkspark kalkuliert werden. Hierbei sollte nach Möglichkeit allen Kraftwerken eine feste Vergütung zugesichert werden, damit das Investitionsrisiko gering bleibt, dadurch der Eigenkapitalzins minimal und somit auch die Kosten für den Stromkunden gering gehalten werden können.

2.2 Energieverbundsysteme in Europa und Nordafrika und Voraussetzungen des Energieaustauschs

Eine internationale energiewirtschaftliche Zusammenarbeit besteht in Europa seit Beginn des 20. Jhdt. mit anfangs bilateralem Stromaustausch zwischen benachbarten Ländern und Unternehmen.

Durch Zusammenschlüsse, welche das Ziel einer optimalen Nutzung der vorhandenen Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungsinfrastruktur hatten, wuchs der Verbund zur heutigen ENTSO-E mit über 40 Übertragungsnetzbetreibern heran.

In den Mitgliedsländern der ENTSO-E betrug im Jahr 2011 die installierte Kapazität 930 GW bei einer Stromproduktion von 3300 TWh, davon sind 370 TWh Stromaustausch zwischen den Mitgliedsländern. Hinzu kommen weitere 40 TWh mit nicht ENTSO-E Mitgliedern (ENTSO-E, 2011).

Der Stromaustausch ist durch begrenzte Kapazitäten im

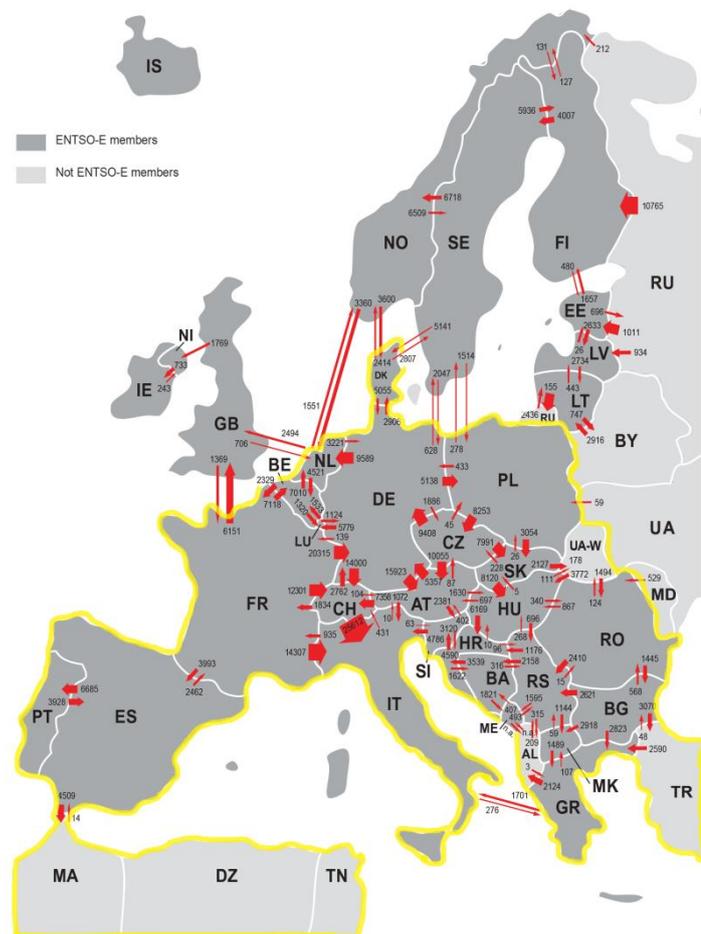


Abbildung 18: Energieübertragung [GWh] 2011 (ENTSO-E, 2011)

Übertragungsnetz und an den Übergabestationen an den Staatsgrenzen beschränkt.

In der Abbildung 18 erkennt man, dass Frankreich überwiegend Stromexporteur ist, während Italien einen großen Importanteil hat. Andere Staaten weisen eine eher ausgeglichene Bilanz auf.

Ein frequenzsynchroner Betrieb in Abbildung 18 (gelb umrandete Gebiete) mit 50 Hertz besteht zwischen ENTSO-E Regional Group Continental Europe (RG CE) mit der westlichen Ukraine, Marokko, Algerien, Tunesien und der Türkei.

Weitere Verbundsysteme innerhalb der ENTSO-E sind RG Nordic, RG Baltic, RG UK und RG Ireland. Diese sind über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an RG CE angeschlossen und somit nicht frequenzsynchron. Ein Ringschluss um das Mittelmeer wurde im Mai 2010 erprobt, jedoch verschlechterte sich das Abklingverhalten der Frequenz im Störfall und die Verbindung wurde daher wieder aufgelöst (Lehner, 2012).

Die wesentlichen Vorteile im Verbundbetrieb mit einem gemeinsamen Stromhandel sind:

- Belastungs- und Erzeugungsausgleich
 - ➔ Einsparung von Kraftwerksleistung
- Anschlussmöglichkeiten großer Einheitsleistungen (auf Verbraucher- und Erzeugerseite)
 - ➔ Kostendegression
- Gemeinsame Reservehaltung
 - ➔ Einsparung von Reserveleistung

(Scherer, 2012)

Bei frequenzsynchronem Verbundbetrieb:

- Gemeinsamer Ausgleich von Störungen, da die relative Größe der Störung abnimmt
 - ➔ insgesamt ruhigeres Frequenzverhalten führt zu einem stabileren Netzbetrieb

Nachteile:

- Zubau von Netzkapazitäten
- Große Ausdehnung kann zu dynamischen Stabilitätsproblemen führen

(Lehner, 2012)

Der Verbundbetrieb verbessert die Versorgungsqualität technisch, ökonomisch und ökologisch durch den Austausch von Wirkleistung.

Neben technischen Voraussetzungen wie Netzen, Kraftwerken und Regelungen sind u.a. notwendig: politische Willensbildung, Abstimmung und Koordination, Verträge für mittel- und langfristige Aktivitäten, sowie der Kostenausgleich für Transitbelastungen.

Der Zubau von erneuerbaren Energien nach meteorologischer Angebotslage stellt den Verbundbetrieb vor eine neue Herausforderung. Die heutigen Bedarfszentren werden mit lokalen Großkraftwerken versorgt, die ideal gespeicherte Energie wie Atomenergie, Öl, Kohle und Gas zur Stromproduktion vor Ort nutzen (s. Abbildung 19).

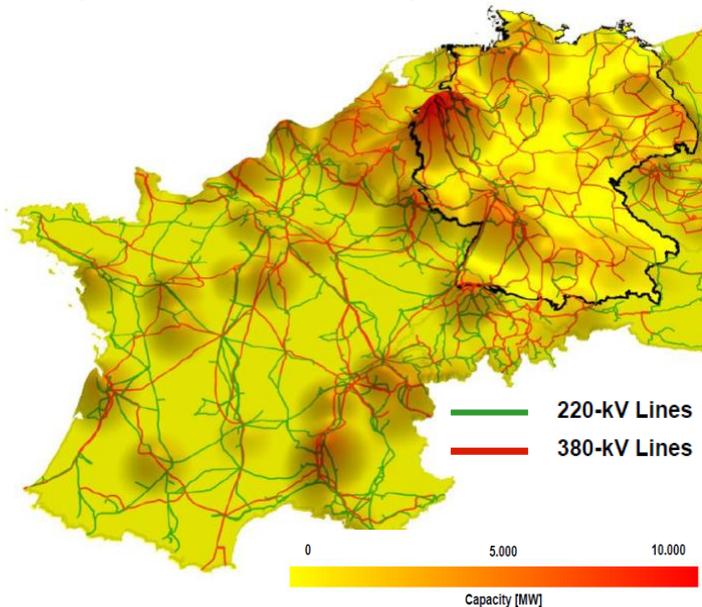


Abbildung 19: Stromerzeugungszentren in Mitteleuropa im Jahr 2008 (Ampiron, 2010)

Zukünftig sollen jedoch zentrale und dezentrale regelbare und fluktuierende erneuerbare Energien

die Stromversorgung gewährleisten. Für die Nutzung von regelbaren erneuerbaren Energien muss die erneuerbare Ressource wie Speicherwasserkraft oder solarthermische Energie über das Jahr nahezu konstant verfügbar sein. Die größten erneuerbaren regelbaren Ressourcen sind der Sahara zu finden. Von hier aus muss der Strom über eine Fernübertragung in die Bedarfszentren gebracht und verteilt werden. Die Einspeisung am Bedarfszentrum in das Übertragungsnetz sorgt dafür, dass der Strom die Abnehmer verlustarm erreichen kann.

Mit hoher Spannung kann Strom weiträumig verlustarm transportiert werden. Eine Faustregel für das Wechselstromnetz besagt, dass per Kilovolt Strom effektiv über einen Kilometer transportiert werden kann. Die heutige Stromproduktion wird durch Großkraftwerke dominiert. Atom- und Kohlekraftwerke speisen in die Höchstspannungsebene ein. Der Stromfluss findet von der Höchstspannungsebene in die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene statt, um zuerst Großverbraucher und dann Haushalte mit Strom zu versorgen. Die Einspeisung findet somit vom Übertragungs- ins Verteilnetz, also **von oben nach unten** statt. Die Verteilung der installierten Leistung auf die Spannungsebenen in Deutschland im Juni 2012 ist im Anhang in Abbildung 104 dargestellt.

Zukünftig wird mit dezentralen erneuerbaren Energien die Einspeisung vermehrt auch **bidirektional** stattfinden. Durch die Einspeisung erneuerbarer Energien in das Verteilnetz wird das Übertragungsnetz bis zu einem Schwellenwert entlastet (Zeitler, 2012). Die

Substitution von fossilen und nuklearen Großkraftwerken sowie die Aufrechterhaltung des Verbundbetriebs werden durch Fernübertragung regelbarer erneuerbarer Energien gewährleistet. Speicherwasserkraft, solarthermische Energie und ergänzend Off-Shore Windenergie sorgen dafür, dass das Übertragungsnetz stabil gehalten wird und auch Großverbraucher sicher Strom zur Verfügung gestellt bekommen. Ein Schema der Einspeisung in die Netzebenen mit erneuerbaren Energien ist exemplarisch in Abbildung 20 dargestellt.

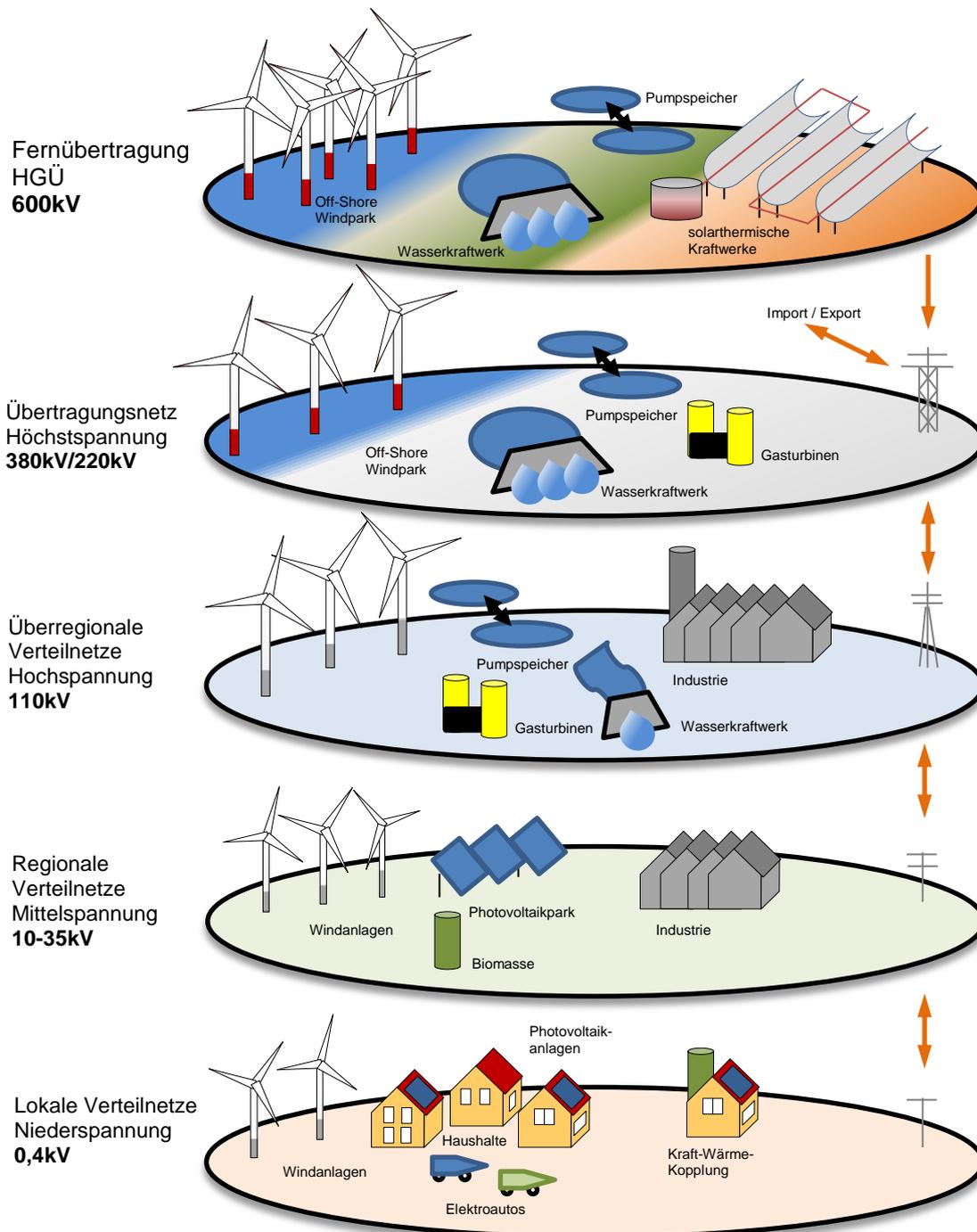


Abbildung 20: Zukünftiges Modell der Einspeisung von erneuerbaren Energien in die Netzebenen, eigene Darstellung

2.3 Lösungskonzept der Stromversorgung Baden-Württembergs mit erneuerbaren Energien

In Deutschland beträgt der Bevölkerungsanteil des Bundeslandes Baden-Württemberg, mit ca. 10,8 Mio. Einwohnern (2012), ca. 13 %. Mit einem jährlichen Stromverbrauch von ca. 80 TWh (Statistisches Landesamt, 2012) verbraucht Baden-Württemberg 13% des Strombedarfs Deutschlands (600 TWh). Das Bundesland entspricht einer der vier Regelzonen in Deutschland, die in Baden-Württemberg durch TransnetBW geleitet wird. Aufgrund des beschlossenen Atomenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 muss der entsprechende Bedarf mit anderen Energieformen gedeckt werden. In Baden-Württemberg müssen die seit 2011 verbleibenden Atomkraftwerke mit ca. 2,7 GW ersetzt werden. Ziel ist es einen möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energien hierfür zu nutzen (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW, 2012), die Stabilisierung des Strompreises und die Vermeidung von hohen externen Kosten bei fossilen und nuklearen Energieträgern wie Subventionen, Verschmutzung (CO₂), langwirkende Betriebsunfälle sowie Abbau- und Endlagerkosten (ExternE, 2006).



Abbildung 21:

Baden-Württemberg in Deutschland (TUBS, 2009)

Bis zum Jahr 2022 werden fossile Importe, ein Zubau von flexiblen Gaskraftwerken, sowie ein Ausbau an Photovoltaik und Windkraft Baden-Württemberg eine sichere Energieversorgung gewährleisten (Nitsch, 2012). Dies behandelt das integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept IEKK für Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW, 2012). Langfristig muss jedoch der Bereich der Residuallast, der heute mit fossilen Energieträgern gedeckt wird, mit erneuerbaren Energien geregelt werden, um das Ziel einer vollständigen erneuerbaren Energieversorgung zu erreichen. Erneuerbare Energien, die zusätzlich noch durch ihre Regelbarkeit charakterisiert sind, können zur Deckung dieses Bereichs beitragen, indem sie fossile Energien ersetzen (Prognos, EWI, GWS, 2010).

Für den Ausbau mit erneuerbaren Energien gibt es nun zwei Möglichkeiten, für die sich die Politik **heute** entscheiden muss:

A: Rein nationaler Ausbau mit überwiegend fluktuierenden erneuerbaren Energien und Speichern, sowie hoher gesicherter und flexibler Leistung aus Gaskraftwerken

B: Nationaler Ausbau ähnlich wie in A und zusätzlichem Stromimport aus gut regelbaren erneuerbaren Kraftwerken

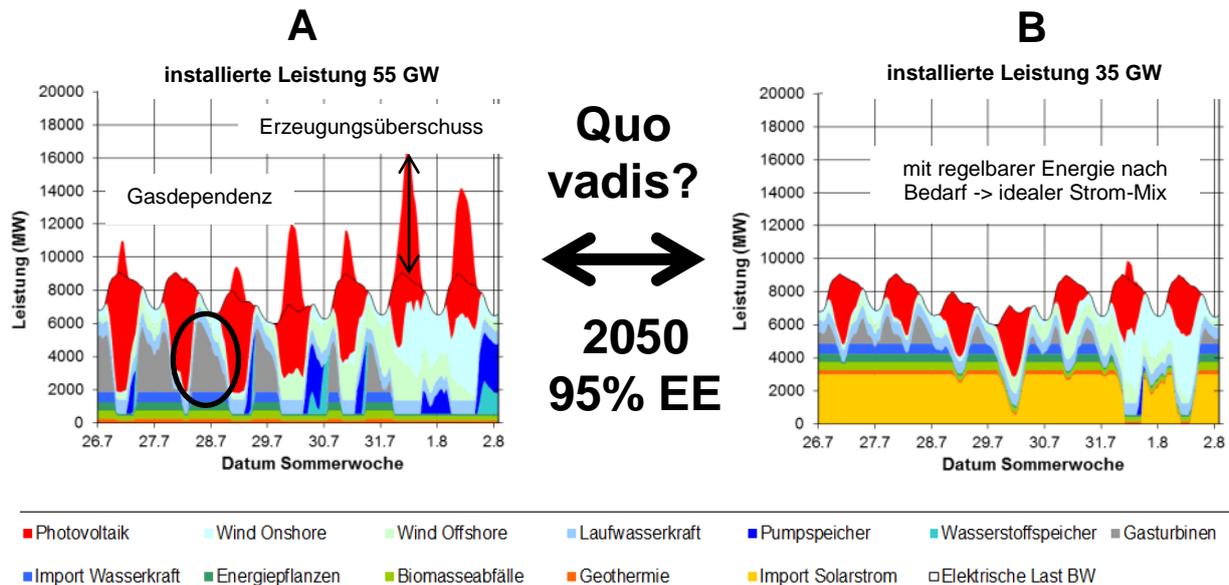


Abbildung 22: Zwei Szenarien für das Jahr 2050 mit jeweils 95% erneuerbaren Energien an der Stromversorgung für Baden-Württemberg

In Schaubild A in Abbildung 22 muss der Lastüberschuss zu einem Speicher transportiert und am Speicher verarbeitet werden. Der Transport im Netz ist durch die Übertragungskapazität der Leitungen begrenzt und müsste entsprechend der anfallenden Überschussleistung ausgebaut werden. An Pumpspeicherkraftwerken befinden sich Pumpen und Turbinen mit fest installierter Leistung. Die Pumpen müssten für den zu speichernden Lastüberschuss mit adäquater Leistung neu dimensioniert werden, um die gesamte Leistung speichern zu können. In Zeiten zu geringer Einspeisung von Photovoltaik und Windkraft müssen z.B. flexible Gasturbinenkraftwerke fast ausschließlich den Bedarf decken. Im kritischen Fall eines Angebotsmangels von EE entsteht durch zu wenige Alternativen hier eine deutliche Abhängigkeit von Gas. Diese Problematik verstärkt sich durch Gasimporte aus wenigen Ländern, die hierdurch politischen Einfluss geltend machen könnten.

In Schaubild B wird ebenfalls eine Stromversorgung zu 95% mit erneuerbaren Energien erreicht. Durch einen ausgewogenen Mix zwischen fluktuierenden und regelbaren erneuerbaren Energien entstehen kaum Lastüberschüsse, die gespeichert werden müssen. Hierdurch verringert sich der Zubau von Speichern und Netzen. Durch die sichere Leistung der regelbaren erneuerbaren Energien entsteht eine Alternative zu Gas.

Die Wege für den Ausbau nach Schaubild A und B sind schematisch in Abbildung 23 anhand eines Bilanzierungsmodells (Trieb, et al., 2013) für die Regelzone Baden-Württemberg bis zum Jahr 2050 dargestellt. Hierbei wird nur auf den Stromsektor und nicht auf eine Verknüpfung der Energiesektoren untereinander (Strom, Wärme, Kraftstoffe) eingegangen. Genauere Daten zur installierten Leistung, Strommengen und Auslastung sind im Anhang ab Tabelle 39 zu finden. Die Darstellung der jeweiligen Sommer- und Winterwochen von 2012 bis 2050 basiert auf einer stündlichen Zeitreihe des Verbrauchs (Last) über ein Jahr mit 8760 Stunden sowie auf lokalen Potentialen (Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung, Flusspegelstände, etc.) von erneuerbaren Energien im Untersuchungsraum für Baden-Württemberg und Wind Off-Shore Gebieten in der Nordsee (Scholz, 2012). Durch die Potentiale ist zu erkennen, dass im Sommer mehr Photovoltaik Strom produziert, im Winter liefert Windenergie den größeren Anteil.

Für das Jahr 2012 wurden Daten aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur verwendet und die Lastkurve in Kooperation mit TransnetBW (Zeitler, 2013) erstellt. Bis zum Jahr 2050 wird vereinfacht angenommen, dass sich die zeitliche Charakteristik der Last nicht verändert. Deutlich zu erkennen ist, dass die Leistung aus Kraftwerken für Baden-Württemberg in den Wintermonaten in 2012 nicht ausreicht und die Last nur durch zusätzliche Importe gedeckt werden kann. Bis zum Jahr 2022 richtet sich das Szenario nach dem integrierten Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK) (Nitsch, 2012), welches der Landesregierung vorliegt. Für die Regelzone BW wird vorausgesetzt, dass ca. 105% an gesicherter Leistung zur Verfügung stehen muss – im Jahr 2012 waren es ca. 83%. Die Wege für die Möglichkeiten A und B trennen sich ab 2022, sobald der Anteil der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien bei ca. 40% liegt. Für beide Szenarien wird angenommen, dass der jährliche Strombedarf von 80 TWh im Jahr 2012 sich auf 71 TWh bis zum Jahr 2050 durch Effizienzsteigerung reduziert (Nitsch, 2012).

Mit steigender Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Kraftwerken sinkt die Auslastung der fossilen Kraftwerke, da erneuerbare Energien gesetzlichen Einspeisevorrang und geringe Marginalkosten⁶ haben. Dadurch vermindert sich der Erlös für die fossilen Kraftwerke, die mit geringerer Auslastung sukzessiv abgeschaltet werden. Systemrelevante Kraftwerke, die am Markt nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können, sind als Reservekraftwerke vorgesehen (ResKVO, 2013). Ein Zubau von flexiblen Kraftwerken ist notwendig, da heutige Kraftwerke nur mit einer vergleichbar langer Anfahrzeiten Strom zur Verfügung stellen können (Konstantin, 2009).

⁶ Kosten die bei der Produktion einer zusätzlichen Einheit entstehen

Im Folgenden soll nun ein Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt werden:

Tabelle 5: Vergleich der Szenarien für das Jahr 2050

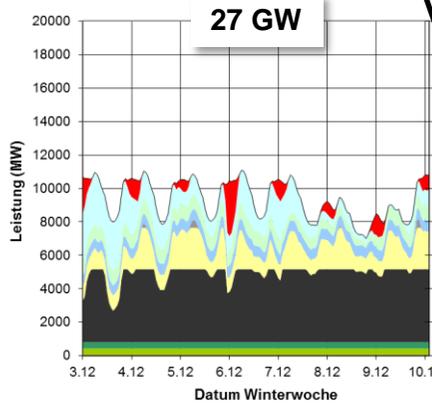
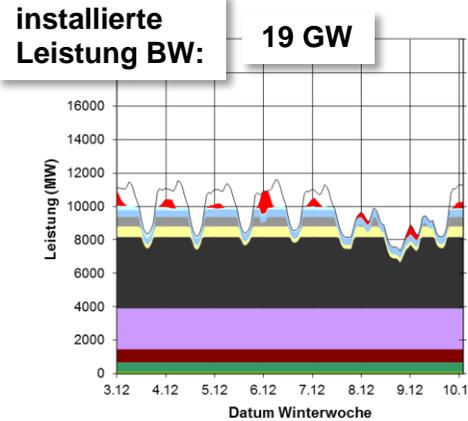
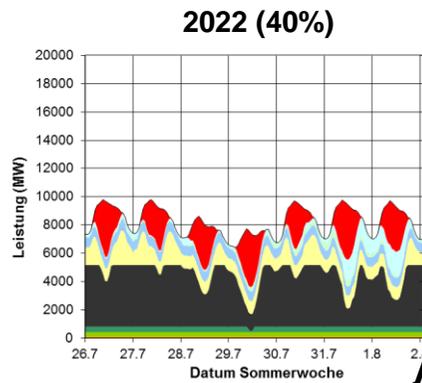
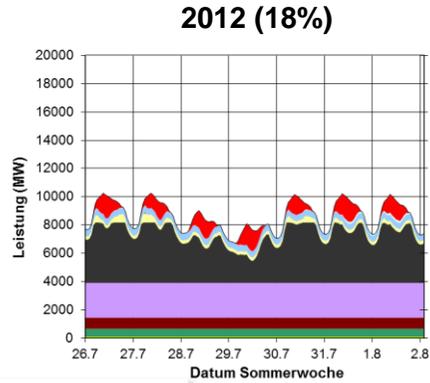
Eigenschaft	Szenario 1	Szenario 2
Ausbaupolitik	stark national	national + regelbare Importe
Anteil an EE im Jahr 2050	95%	95%
struktureller Aufwand von Kraftwerken, Speichern und Netzen im Jahr 2050	56 GW	35 GW
durchschnittliche Auslastung des Kraftwerksparks, Netzen und Speichern im Jahr mit 8760 Stunden	1280 Stunden	2050 Stunden
Anteil fluktuierender Energien	90%	60%
Anteil regelbarer Energien	10%	40%
Strombedarf	71 TWh	71 TWh
min. Last (im Sommer)	5700 MW	5700 MW
max. Last (im Winter)	10400 MW	10400 MW
max. Erzeugungsüberschuss	11200 MW	4400 MW

Im Szenario 1 entstehen im Jahr 2050 kurzfristig innerhalb weniger Stunden hohe Lastüberschüsse, die das Netz zusätzlich zur Last verarbeiten muss. Der Kraftwerkspark von 56 GW entspricht dem 3fachen der heute installierten Leistung in Baden-Württemberg. Bei einer Auslastung von ca. 1280 Stunden im Jahr liegt nahe, dass durch konstante Wartung und geringen Betrieb hohe Stillstandkosten anfallen. Ein großer Kraftwerkspark kann einen hohen Ressourcenverbrauch und somit eine hohe ökologische Belastung bedeuten. Eine exakte ökonomische Betrachtung erfordert eine noch genauere Betrachtung, die in dieser Arbeit nicht dargestellt wird. Man kann jedoch davon ausgehen, dass auf zukünftig national autarke Lösungen auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien erhöhte Kosten durch hohen Materialaufwand zukommen, die durch steigende Rohstoffpreise noch höher ausfallen können.

Überschussexporte sind aufgrund von Netzengpässen bei gleichzeitiger, ähnlicher Stromerzeugung verschiedener Länder in andere Regelzonen nicht sinnvoll. Es wurde bereits erwähnt, dass die Importabhängigkeit von Gas, das aus Stabilitätsgründen zu jeder Zeit nahezu die Spitzenlast decken müsste, verschärft werden würde. Die zusätzliche Infrastruktur für dessen nationale Erzeugung (Power-to-Gas) hätte zur Folge, dass durch Energiewandlungsverluste nur noch ca. 30% der eingesetzten Energie übrig bleibt. Somit würde man z.B. für 100 kWh bezahlen und nur 30 kWh bekommen. Elektrolyse und Methanisierungsanlagen verbrauchen heute überwiegend Strom bei konstanter Last. Untersuchungen wie kurzfristige Überschüsse effektiv genutzt werden können, sind noch Bestandteil der Forschung (Specht, 2012).

**Wege in die nahezu vollständige Energieversorgung
mit erneuerbaren Energien für Baden-Württemberg:**

Jahr (Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion)



stark nationaler Ausbau (Szenario 1)

mit regelbaren Importen (Szenario 2)

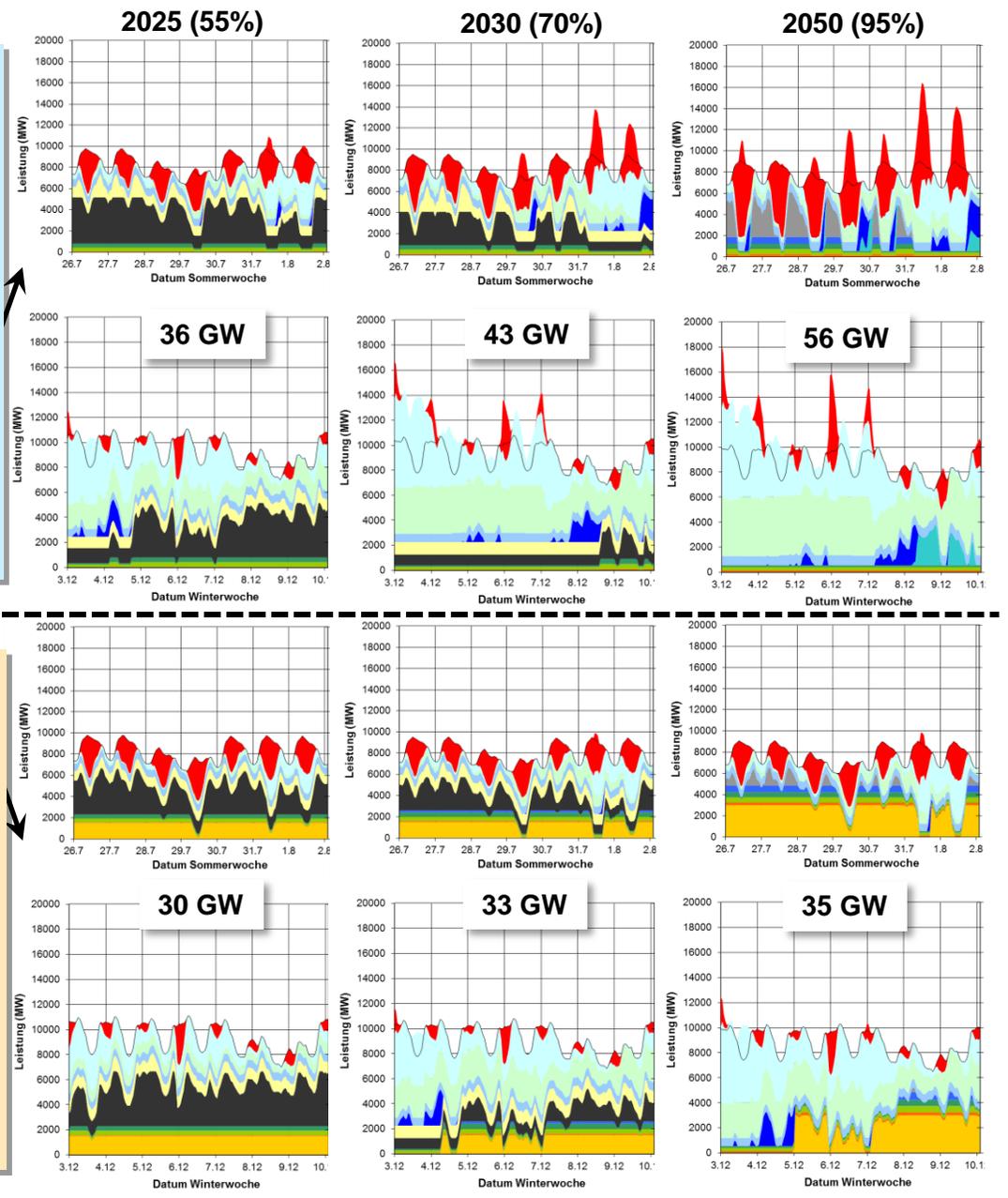


Abbildung 23: Zeitreihen der Stromproduktion nach Kraftwerkstyp 29

Im Szenario 2 können durch geringere Lastüberschüsse Kraftwerke, Speicher und das Netz ruhiger gehalten werden. Mit vergleichsweise niedrigerer installierter Leistung von 35 GW entspricht der Kraftwerkspark der doppelten installierten Leistung wie im Jahr 2012. Durch eine höhere Auslastung von 2050 Stunden im Jahr ist die Auslastung um ca. 60% höher als im Szenario 1.

Festzustellen ist außerdem, dass für Stromimporte regelbarer erneuerbarer Energie z.B. aus solarthermischen Kraftwerken von Nordafrika eine relativ große und neue Infrastruktur außerhalb der Regelzone notwendig ist. Der Transit über eine Stromtrasse erfordert finanzielle, technische, ökologische und große sozialwissenschaftliche Anstrengungen. Dies wird in der Arbeit im Einzelnen dargelegt.

2.4 Auswirkungen auf Last und Residuallast

Bei einem starken Zubau von fluktuierenden erneuerbaren Energien steigen die Lastüberschüsse und es sinkt die Residuallast (auch auf und unter null MW), s. Abbildung 24 und Abbildung 25. Dadurch verringert sich die Auslastung der verbleibenden regelbaren Kraftwerke und somit steigen deren Stromgestehungskosten aufgrund verbleibender Fixkosten. Dies kann dazu führen, dass systemrelevante Kraftwerke unwirtschaftlich betrieben werden müssen und Einsparungen durch günstigere fluktuierende erneuerbare Energien sich im Strom-Mix volkswirtschaftlich ausgleichen könnten.

Um den optimalen ökonomischen Schnittpunkt (Trade-off) zwischen fluktuierenden erneuerbaren (u.a. Photovoltaik und Wind) Energien und gut regelbaren erneuerbaren Kraftwerken (Biomasse, Speicherwasserkraft, Geothermie, solarthermischer Energie) zeitlich und mengenmäßig herauszufinden, bedarf es detaillierterer Datenanalysen in Untersuchungen über diese Arbeit hinaus.

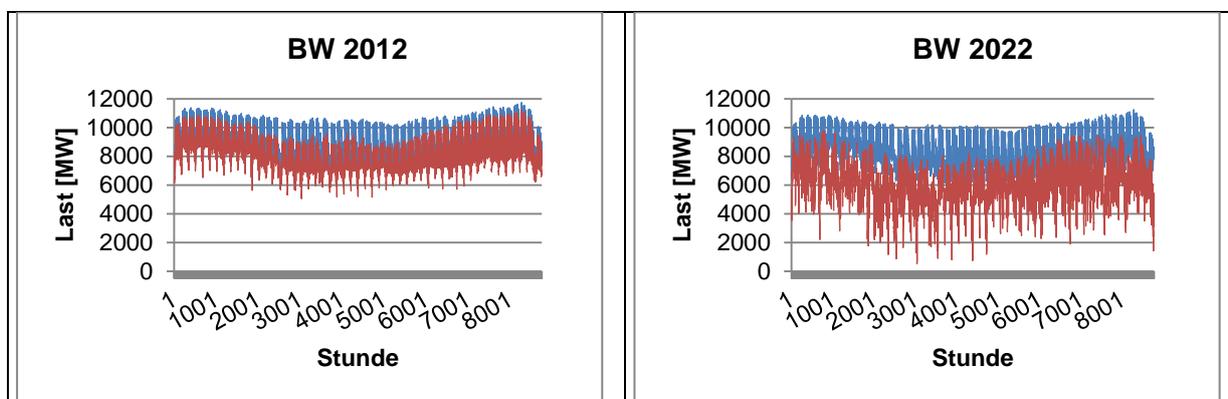


Abbildung 24: Ausgangssituation der Last und Residuallast in Baden-Württemberg
Legende s. Abbildung 25

Der Vergleich der beiden Szenarien in Abbildung 25 stellt die Last und Residuallast dar. Deutlich zu erkennen ist, dass die Residuallast in Szenario 1 deutlich höhere Schwankungen aufweist. Dies liegt an der Einspeisung der deutlich höheren Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien.

Durch die Schwankungen können Netzengpässe oder eine Gesamtüberlastung entstehen, sobald zu viele Speicheranlagen und Transitleitungen überlastet sind.

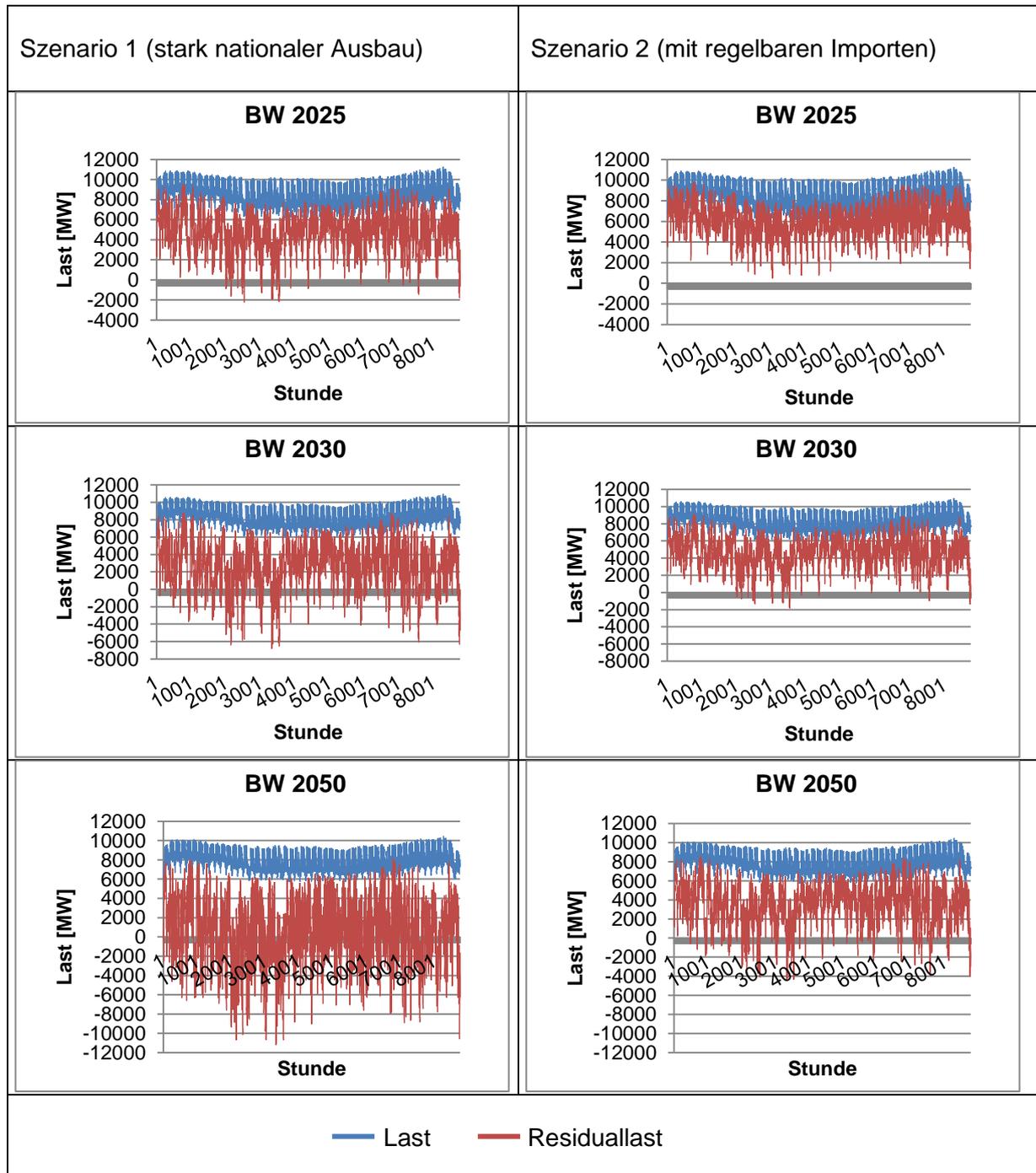


Abbildung 25: Szenarienvergleich der Residuallast in Baden-Württemberg im zeitlichen Verlauf bis 2050

Die geordneten Jahresdauerlinien stellen für beide Szenarien die Stunden im Jahr für den jeweiligen Last- bzw. Residuallastanteil dar. Sinkt die Residuallast unter 0, so entstehen Lastüberschüsse, die gespeichert, exportiert oder vernichtet werden müssen. Im Szenario 1 im Jahr 2050 liegt die Residuallast mit 5500 Stunden über 0 MW. Im Szenario 2 im Jahr 2050 sind es 8000 Stunden. Somit entstehen Im Szenario 2 ca. 30% weniger Lastüberschüsse als im Szenario 1. Die Lastüberschüsse sind wie o.g. zudem wesentlich geringer in ihrer Intensität:

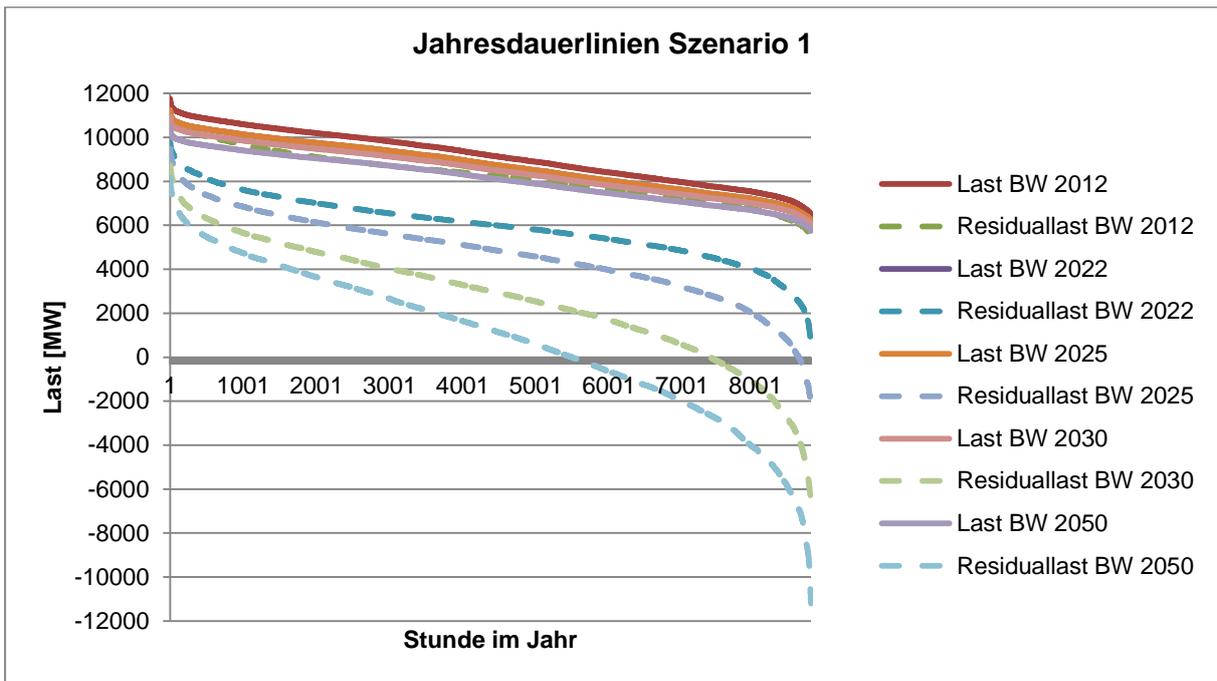


Abbildung 26: Jahresdauerlinien Szenario 1

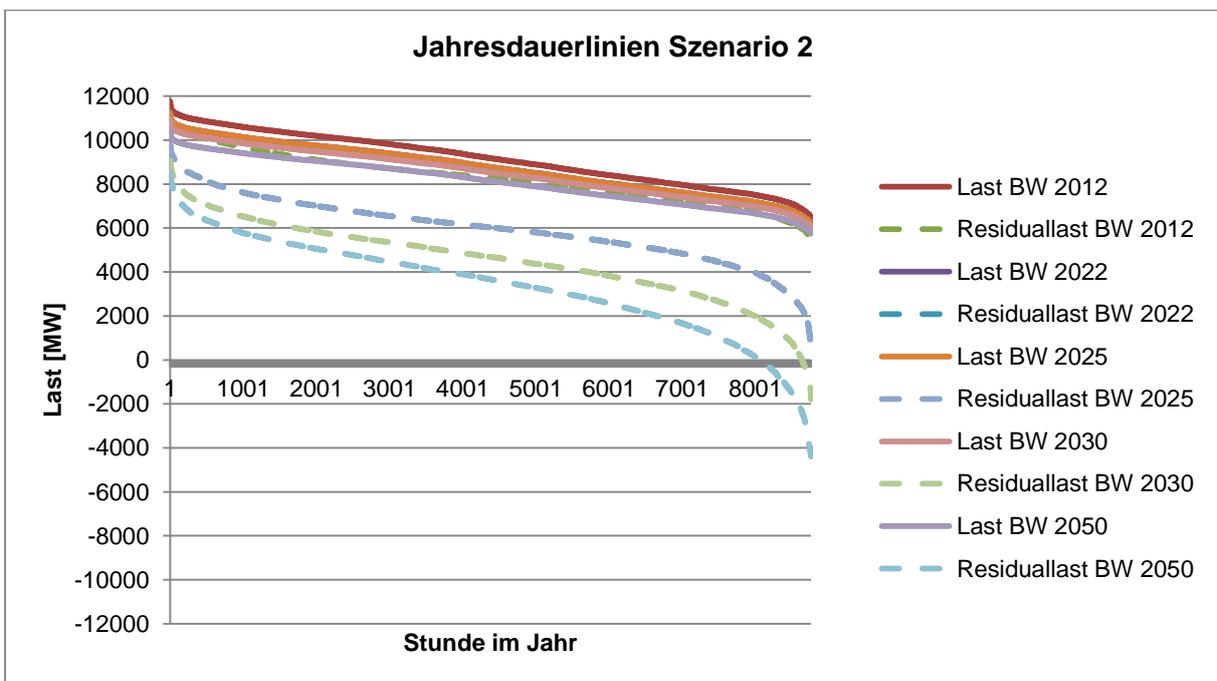


Abbildung 27: Jahresdauerlinien Szenario 2

2.5 Integration von regelbarer Energie aus solarthermischen Kraftwerken im Kraftwerkspark in Baden-Württemberg

Die Integration von verhältnismäßig teurer erneuerbarer regelbarer Energie im Kraftwerkspark ist nur dann sinnvoll, wenn eine Mindestauslastung dieser Anlagen garantiert wird und somit deren Vergütung die Wirtschaftlichkeit noch ermöglicht.

Für die Integration von regelbarer Energie aus solarthermischen Kraftwerken ist wichtig, dass die Residuallast eine optimale Auslastung für die solarthermischen Kraftwerke gewährleistet. Dies bedeutet, dass die Residuallast ein möglichst großes Integrationsfenster bieten muss. Sollte das Fenster des Residuallastanteils mit steigendem Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien verkleinert werden, wird die Auslastung des Residuallastanteils vermindert und eine optimale Auslegung des solarthermischen Kraftwerks wird erschwert und verteuert. Dies kann dazu führen, dass eine Integration sich volkswirtschaftlich nicht mehr lohnt.

Wie im Kapitel 2.3 beschrieben, hat der Import von regelbarer erneuerbarer Energie die Vorteile eines flexiblen Kraftwerks. Dadurch kann bei entsprechender Auslegung des Kraftwerks die Residuallast nach Bedarf gedeckt werden. Das Potential von regelbaren erneuerbaren Energieträgern in Baden-Württemberg reicht dafür nicht aus (Scholz, 2012). Für die Bereitstellung von regelbarer erneuerbarer Energie wird somit ein Import nach Baden-Württemberg notwendig sein.

Eine effizientere Erzeugung von erneuerbarer Energie durch größeren Ertrag an weit entfernten Standorten steht nicht im Vordergrund, sondern vielmehr die flexible Leistung nach Bedarf.

2.5.1 Fallbeispiel für die Integration eines solarthermischen Kraftwerks

Es soll nun gezeigt werden, wie solarthermische Kraftwerke in den Kraftwerkspark von Baden-Württemberg integriert werden können und welche Probleme entstehen, wenn ihre Integration bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien stattfindet.

Für die erfolgreiche Integration sind zu berücksichtigen: Kraftwerksparkzusammensetzung zum Integrationszeitpunkt und die Analyse der Residuallast, um ein solarthermisches Kraftwerk in der Auslastung optimal auszulegen. Hierbei ist außerdem die Dauer der Planung und Erbauung von entscheidender Bedeutung. Ist der ausgewählte Residuallastanteil nicht groß genug, um mit einer hohen dauerhaften Auslastung gedeckt zu werden, lohnt es sich nicht, das Kraftwerk zu integrieren. Man spricht in diesem

Zusammenhang auch von dem Integrationsfenster, welches den Residuallastanteil beschreibt. Dies ist der Fall beim Stromimport von solarthermischen Kraftwerken, die ökonomisch am besten bei hoher Auslastung Strom liefern. Ab welcher Auslastung das Kraftwerk sich nicht mehr für eine Integration eignet, muss noch genauer überprüft werden und wird in der Arbeit nicht analysiert. Die Problematik die durch eine verspätete Integration entsteht wird im Kapitel 2.5.2 diskutiert.

Im Fallbeispiel wird das Kraftwerk im Jahr 2025 in den Kraftwerkspark nach Szenario 2 integriert. Hierbei soll das solarthermische Kraftwerk nun in Analogie zu einem abgeschalteten Atomreaktorblock mit 1500 MW einen ähnlichen, jedoch zeitlich flexibleren Residuallastanteil, decken.

Der Residuallastanteil bestimmt sich aus der ökonomischen Rangfolge der Einspeisung der Energieträger. Dies wird als Merit-Order (Roon, et al., 2010) bezeichnet. Sie bestimmt sich mit Marginalkosten sowie Einspeiseverträgen und setzt sich im Beispiel mit Vorrang von oben nach unten wie folgt zusammen:

1. Photovoltaik, Wind Onshore, Wind Offshore, Laufwasserkraft – je nach Angebotslage
2. Pumpspeicher und andere Speicher
3. Import aus solarthermischen Kraftwerken
4. Geothermie
5. Biomasseabfälle, Müll
6. Holz, Energiepflanzen, Biogas
7. Import aus Speicherwasserkraftwerken
8. Braunkohlekraftwerke
9. Kernkraftwerke
10. Kohlekraftwerke
11. GuD-Kraftwerke
12. Gasturbinen

Die nationalen erneuerbaren Energien können vorrangig nach Angebotslage eingespeist werden. Bei den regelbaren erneuerbaren Energien richtet sich der Zeitpunkt der Einspeisung nach den Marginalkosten. Die exakte Merit-Order ist über die Arbeit hinaus noch genauer zu analysieren, auch da sich erneuerbare Energien an einem reinen Marginalkostenmarkt nicht refinanzieren können (Agora Energiewende, 2013), da sie kaum Marginalkosten haben. Die mittlere Auslastung des analysierten Residuallastanteils liegt bei ca. 8300 Stunden im Jahr 2025 im Szenario 2. Sie bildet den Rahmen für die maximal mögliche Einspeisung des solarthermischen Kraftwerksparks und ist in Abbildung 33 dargestellt. Eine dauerhafte Verfügbarkeit von einem sog. solarthermischen Hybridkraftwerk kann bedarfsgerecht mit der Zufeuerung jeglicher Art von Brennstoffen erreicht werden. Der

max. Anteil der Zufeuerung ist politisch zu entscheiden und im Beispiel bei 25% gewählt. Somit sind 75% der mittleren Auslastung des Residuallastanteils erneuerbar zu decken. Dies entspricht ca. 6200 Stunden mittlerer Auslastung und somit den Betriebsstunden des Anteils aus erneuerbarer Energie. Bei 1500 MW installierter Leistung am Übergabeort in Baden-Württemberg ergibt sich nach Gleichung 3 eine Strommenge von ca. 9,32 TWh/a. Mit diesen Daten wird ein Standort mit passender Direktnormaleinstrahlung mithilfe von Satellitendaten bestimmt s. Kapitel 3. Für die dauerhafte Absicherung der verfügbaren Strommenge wird ein Stromabnahmevertrag abgeschlossen (s. Kapitel 6.2.5). Bei einem Stromabnahmevertrag gilt nun Vorrang der Einspeisung für die vereinbarten Strommengen bzw. deren Bezahlung trotz Nichtabnahme – „take or pay“ (Leser, 2001). Dies führt dazu, dass aufgrund vorgegebener Stromabnahme sich das Kapazitätsfenster eines Zubaus für erneuerbare Energien schließt. Auch aus ökonomischer Sicht können zeitlich konkurrierende EE nicht mehr einspeisen, da keine bzw. eine verminderte Nachfrage zu diesem Zeitpunkt in der betrachteten Last herrscht.

Ein Flussdiagramm mit dem Ablaufplan der Integration regelbarer erneuerbarer Energie, aus solarthermischen Kraftwerken sowie ein Auslegungsbeispiel anhand von CSP-HVDC-Fernübertragung zeigen Abbildung 28 und Abbildung 29.

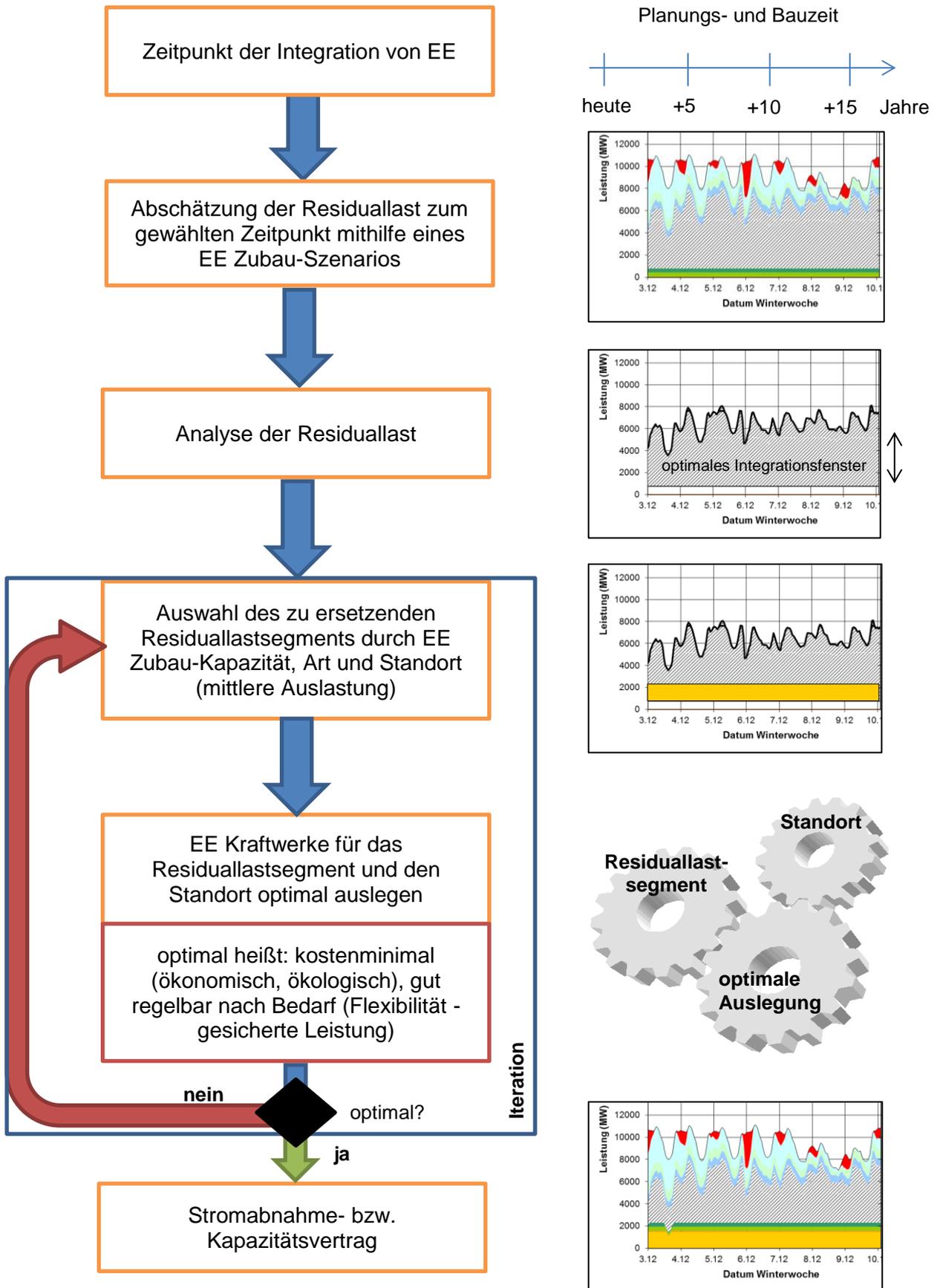
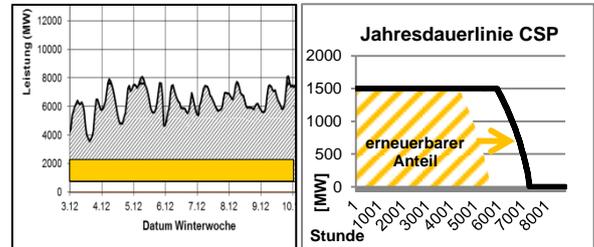
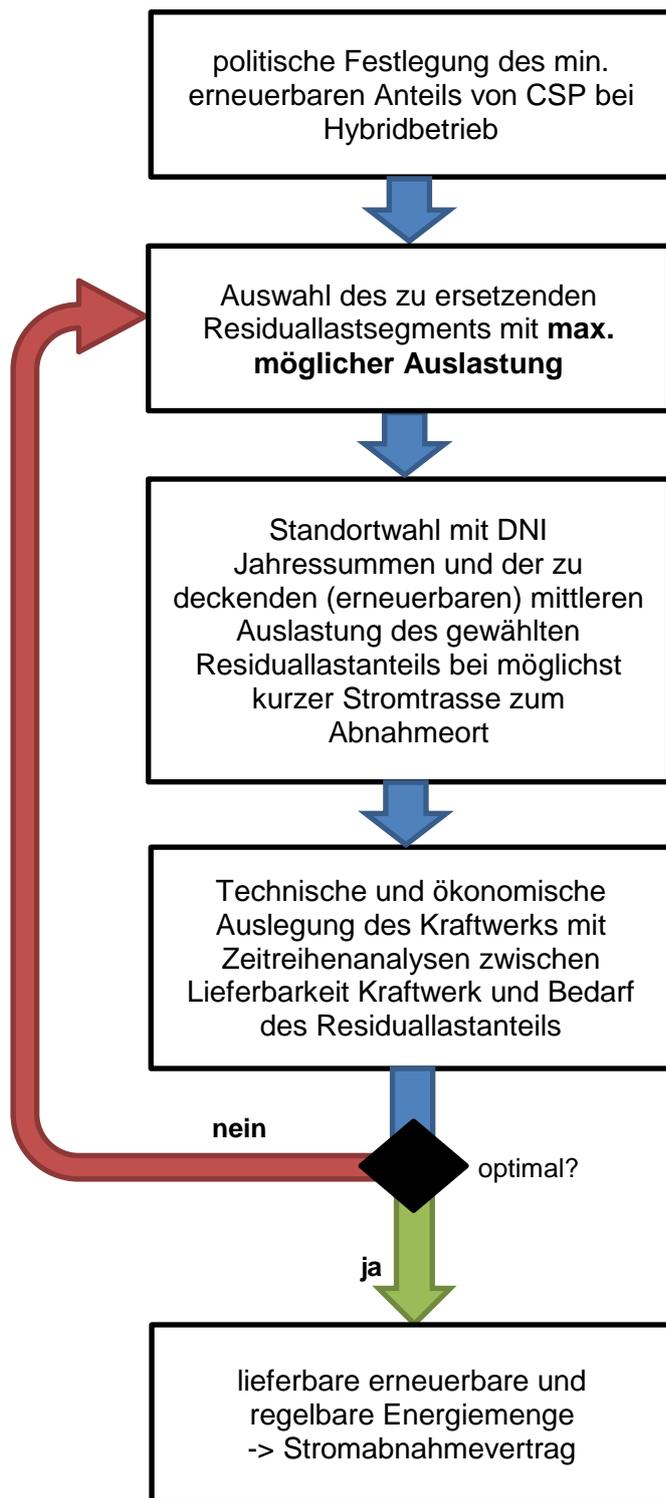


Abbildung 28: Integration von regelbaren erneuerbaren Energien in einen bestehenden Kraftwerkspark



Gleichung 2: $\text{mittlere Auslastung} \left[\frac{h}{a} \right] = (2,5717 \text{ DNI} + 694) \cdot (-0,0317 \text{ SM}^2 + 0,4171 \text{ SM} - 0,0744)$

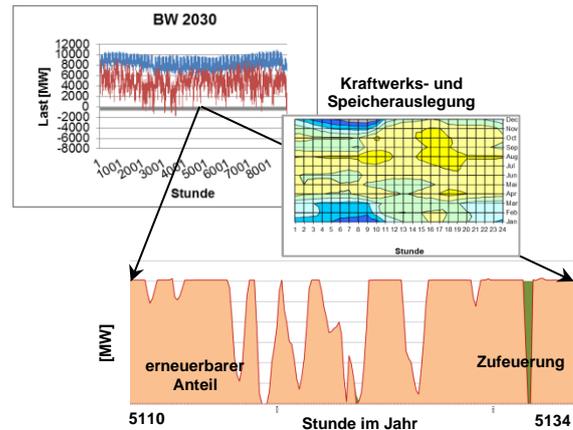
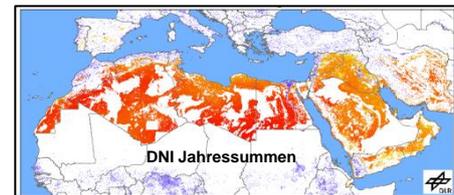


Abbildung 29: Beispiel der Iteration anhand der CSP-HVDC-Fernübertragung. Näheres wird in Kapitel 3.2 diskutiert.

2.5.2 Problematik der verspäteten Integration und fehlender garantierter Stromabnahme

Unter einer verspäteten Integration von Energie aus solarthermischen Kraftwerken in den Kraftwerkspark versteht man den verpassten Zeitpunkt einer Substitution des Residuallastbereichs mit hoher Auslastung. Hierdurch wird es erschwert, das Kraftwerk mit max. möglicher Auslastung zu betreiben (s. Abbildung 30). Sollte die Auslastung unter einen Schwellenwert fallen, so ist die Nutzung dieser Energie nicht mehr wirtschaftlich.

Bei einem nicht kalkulierten Ausbau von erneuerbaren Energien erhöht sich das Risiko einer verspäteten Integration. Zudem kann keine optimale Auslegung des solarthermischen Kraftwerks erfolgen, da der zukünftige Residuallastbereich sich nur schwer abschätzen lässt.

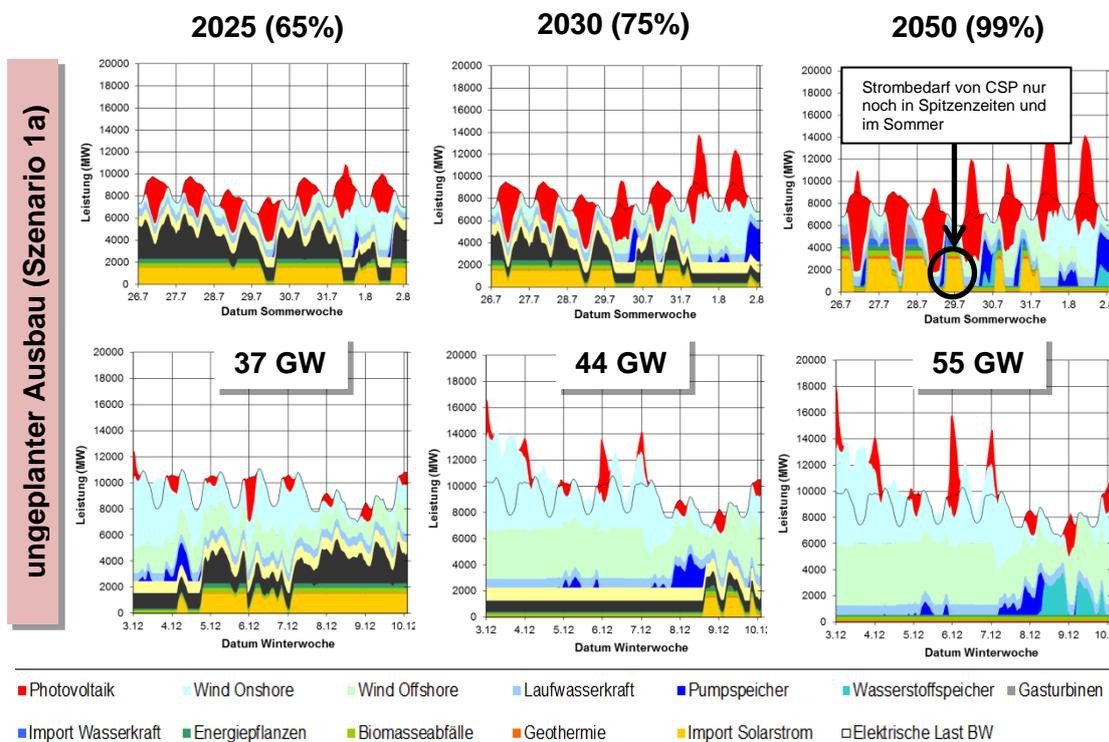


Abbildung 30: Szenario 1a – ungeplanter Zubau von erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg bis 2050

Der Stromabnahmevertrag dient zur Sicherung von Investition und niedrigen Zinsen. Er führt somit durch geringe Kapitalkosten zu günstigen volkswirtschaftlichen Kosten für den Verbraucher. Sollte man keinen Stromabnahmevertrag vereinbaren, würde der weitere Ausbau von fluktuierenden Energien mit vorrangiger Einspeisung die Auslastung von regelbaren Energien vermindern. Durch die sich immer weiter verringernde Auslastung sinkt der Erlös des Kraftwerks und der Anlagenbetreiber wird von Insolvenz bedroht. Investoren gehen ohne Abnahmevertrag ein hohes Risiko ein. Bei hohem Risiko werden hohe Zinsen verlangt, die der Stromkunde zu bezahlen hätte.

Mit der Darstellung der Jahresdauerlinien (Abbildung 31 und Abbildung 32) wird der Rückgang der Auslastung im Szenario 1 deutlich erkennbar. Im Szenario 2 sinkt die Auslastung nur minimal.

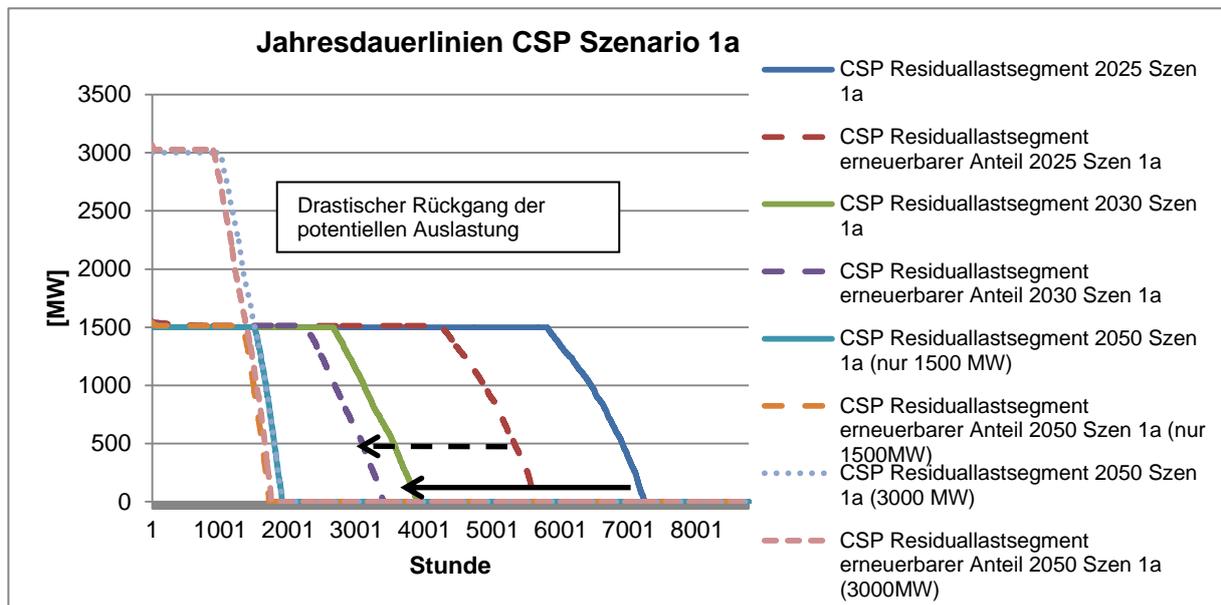


Abbildung 31: Szenario 1a - Jahresdauerlinien des Residuallastsegments mit dem erneuerbarem Anteil des solarthermischen Kraftwerksparks

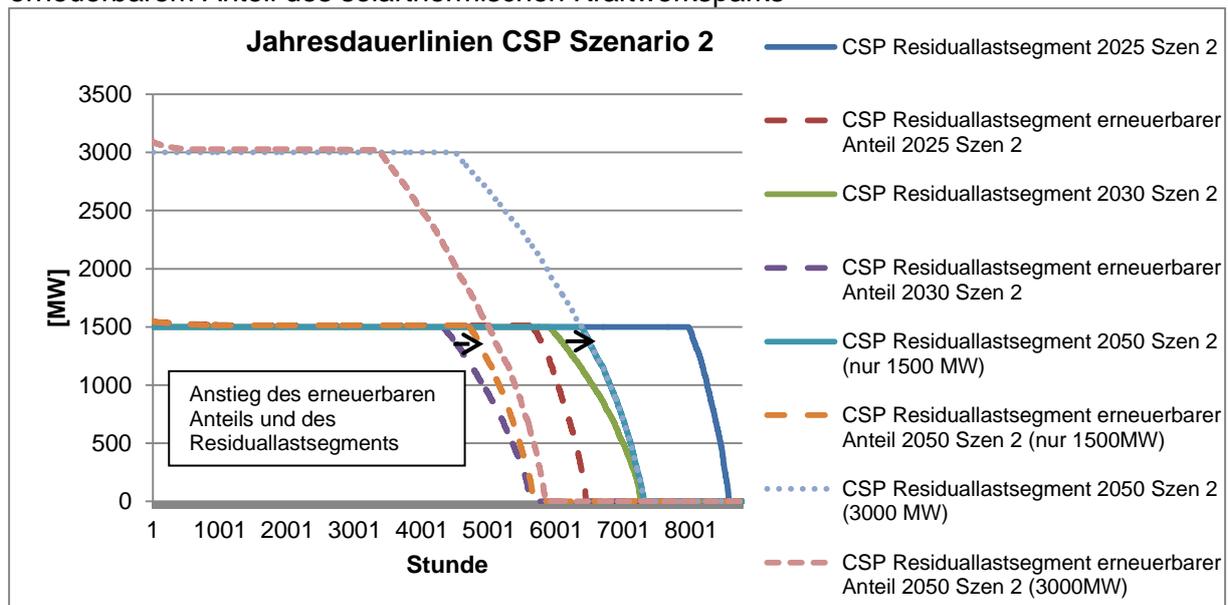


Abbildung 32: Szenario 2 - Jahresdauerlinien des Residuallastsegments mit dem erneuerbarem Anteil des solarthermischen Kraftwerksparks

Je geringer die Auslastung desto höher ist der erneuerbare Anteil von CSP im Hybridbetrieb, da im Winter mehr Wind in Baden-Württemberg zur Stromproduktion beiträgt und der solarthermische Kraftwerkspark hier eher mit Zufeuerung Strom liefern würde.

Ab dem Jahr 2030 steigt die potentielle Auslastung wieder an, da die Mindestleistung der fossilen Kraftwerke schlagartig frei wird und somit der Residuallastanteil steigt. Die potentielle Auslastung des solarthermischen Kraftwerksparks lässt sich für ein Jahr in den

Isoplethendiagrammen des Residuallastsegments darstellen. Hierbei wird die potentielle Auslastung je Stunde im jeweiligen Monat gemittelt.

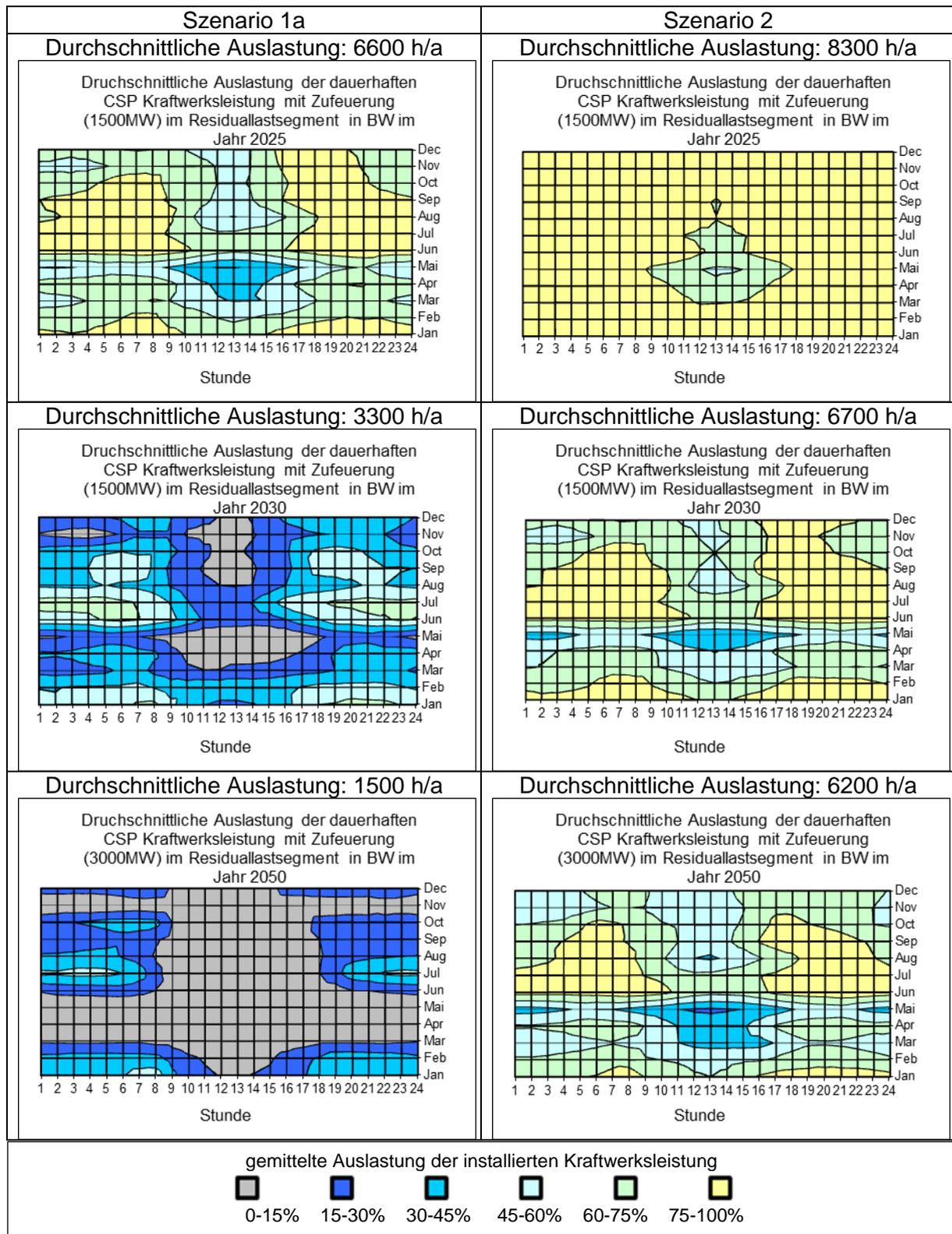


Abbildung 33: zeitliche Auslastung des solarthermischen Kraftwerks mit Zufeuerung im Residuallastsegment 2025-2050 (Moser, 2013) (Trieb, et al., 2013), eigene Darstellung

Im Szenario 2 (Abbildung 33) erkennt man, dass die Residuallast durch die Einspeisung von Photovoltaik in den Mittagsstunden gemindert wird. Im Szenario 1a verstärkt sich dies so sehr, dass kaum noch Strom aus solarthermischen Kraftwerken in der Last Spielraum findet. Das Kraftwerk kann im Szenario 2 auf Morgen- und Abendstunden mit Speicherbetrieb langfristig ausgelegt werden, damit ein hoher erneuerbarer Anteil erzielt wird. Der solarthermische Kraftwerkspark läuft somit unter einer Betriebsstrategie zur Residuallastdeckung mit einem möglichst hohen erneuerbaren Anteil und einer Zufeuerung im Bedarfsfall.

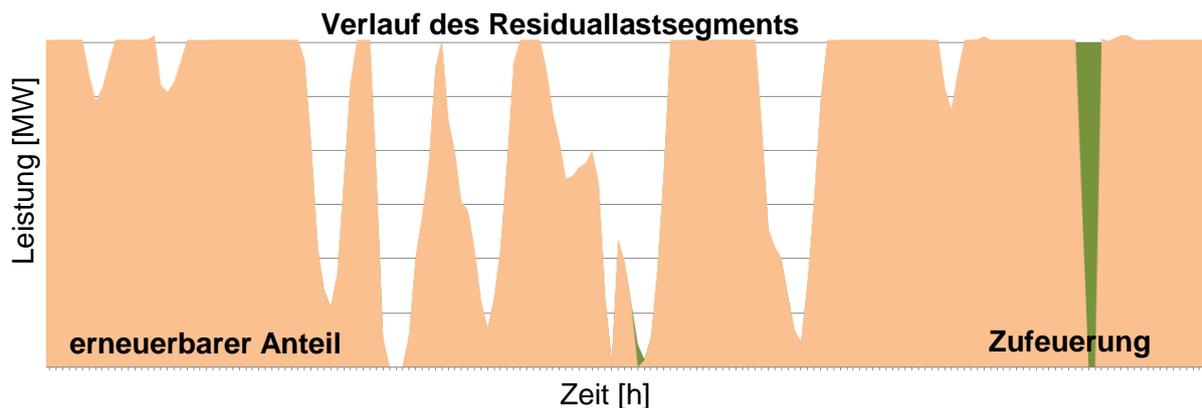


Abbildung 34: Deckung des Residuallastsegments innerhalb von 24h im August 2050 nach Szenario 2 mit 3000 MW solarthermischen Kraftwerken

Auf die Kraftwerksauslegung wird im folgenden Kapitel detaillierter eingegangen und gezeigt, wo Standorte eine hohe und konstante Auslastung ermöglichen.

2.6 Fazit

Durch den Verbundbetrieb gibt es eine ideale Ergänzung von dezentralen, zentralen nationalen und internationalen Energieversorgungssystemen, da eine Diversifizierung von Energieträgern und Versorgungsstrukturen eine zunehmende Unabhängigkeit und eine bessere Versorgungsqualität schafft.

Der Stromimport von regelbaren erneuerbaren Energien aus solarthermischen Kraftwerken steht in idealer Ergänzung zu den nationalen erneuerbaren Energien. Durch die Einspeisung am Abnahmeort mit hoher Spannung ins Übertragungsnetz stabilisiert er den Verbundbetrieb. Der strukturelle Aufwand für eine vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien reduziert sich und die Auslastung des gesamten Kraftwerksparks sowie der Stromnetze ist um 60% höher als mit stark fluktuierenden Energien. Die Lastüberschüsse fallen 30% geringer und weniger intensiv aus. Um die Kosten für Verbraucher niedrig zu halten muss ein Stromabnahmevertrag geschlossen werden (s. Kapitel 6.2.5). Die Integration von Stromimporten aus solarthermischen Kraftwerken ist nur möglich, solange

die Residuallast eine hohe Auslastung garantiert. Aufgrund von Bau- und Planungszeit von min. 10 Jahren (s. Kapitel 6.2.2) müssen wir uns heute entscheiden, damit das Integrationsfenster mit hoher Auslastung bis 2025 genutzt werden kann, bevor es sich schließt. In diesem Fall wäre die Option eines regelbaren Solarstromimports nicht mehr wirtschaftlich realisierbar und verbleibende Lücken müssten durch Strom aus flexiblen Gaskraftwerken ersetzt werden.

2.6.1 Offene Fragen:

- Wie ist die Kostenbilanz durch Stromimporte im Vergleich von Szenario 1 und 2? Welche exakten ökonomischen und ökologischen Unterschiede entstehen hierbei?
 - ➔ Besteht eine ökonomische und technische Notwendigkeit für die Integration von solarthermischen Kraftwerken?
 - ➔ Welche Ökobilanz erhält man für die Szenarien?
- Welche externen Kosten (CO₂, Verschmutzung, Stilllegung und Abbau, Versicherung, Speicher, Back-up, Netzausbau, Preisschwankungen, Entsorgung) entstehen für fossile und erneuerbare Energien?
- Wie hoch ist der Schwellenwert der Auslastung für CSP Importe im Strom-Mix, damit eine wirtschaftliche Nutzung noch möglich ist? Wann schließt sich das Integrationsfenster für Baden-Württemberg?
- Wie wirken sich regelbare Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken auf die Netzstabilität und Systemführung einer Regelzone exakt aus?

3 Solarthermische Kraftwerke in Nordafrika

Im diesem Kapitel werden die Funktion eines solarthermischen Kraftwerkes beschrieben und die Standorte aufgezeigt, an denen es möglich ist, eine über das Jahr möglichst konstante Verfügbarkeit zu erreichen. Ferner werden die Auslegung des Kraftwerks für den Bedarf in Baden-Württemberg und die Investitions- und Betriebskosten für den notwendigen Kraftwerkspark ermittelt. Die durch den Bau und Betrieb erforderlichen Arbeitsplätze werden nach Kategorien dargestellt. Schließlich werden der Flächen- und Wasserbedarf sowie CO₂-Einsparungen untersucht, die auch ökologische Auswirkungen implizieren.

Tabelle 6: Zusammenfassung des analysierten solarthermischen Kraftwerksparks

Kategorie	Wert
exemplarische Standorte als jeweilige wissenschaftliche Untersuchungsvarianten	Marrakesch, Missouri
DNI	~ 2300 kWh/m ² a
Solar Multiple	3,5
Mittlere jährliche Auslastung	6225 Stunden
Bruttoleistung Kraftwerkspark* ca.	2210 MW = 17 x 130 MW
Bruttostrommenge des Solaranteils	13,7 TWh/a
Degression der Strommenge	0,2 % pro Jahr
Nettoleistung Kraftwerkspark* ca.	1700 MW = 17 x 100 MW
Verluste durch Eigenbedarf bezogen auf die Bruttoleistung	23%
Speicherdauer	15 Stunden
Investitionskosten*	11,3 -11,8 Mrd. €
Betriebskosten*	~3,1 €Cent/kWh
Steigerung der Betriebskosten	2 % pro Jahr (Personalkosten)
Baudauer	4-5 Jahre
Betriebsdauer	40 Jahre
Arbeitsplätze für den Aufbau*	innerhalb von 5 Jahren 86.000 – Spitze: 25.000
Arbeitsplätze für den Betrieb*	1500 - 2100
Flächenbedarf*	146 - 149 km ²
Wasserbedarf*	4,1 Mio. m ³ pro Jahr
CO ₂ Einsparungen	4,2 – 8,4 Mt/a

* abhängig nach Trassenvariante s. Kapitel 4

3.1 Das solarthermische Kraftwerk

Wie in der schematischen Darstellung des solarthermischen Kraftwerks in Abbildung 35 dargestellt, erzeugt das Kraftwerk einen Wärmestrom im Trägerfluid (Öl) durch Absorption von DNI im Kollektorfeld, hier mit den Parabolrinnen und Pumpen. Das erhitze Fluid wird zur Stromerzeugung über eine Dampfturbine verwendet. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, einen Wärmespeicher z.B. für den Nachtbetrieb oder bei mangelnder Stromnachfrage einzusetzen. Über eine Trockenkühlung wird dem Kreislauf die benötigte Wärmeabfuhr bereitgestellt (DLR, 2007). Das Kraftwerk hat zudem den Vorteil einer Schwungmassenreserve⁷, welche als Systemdienstleistung eingesetzt werden kann.

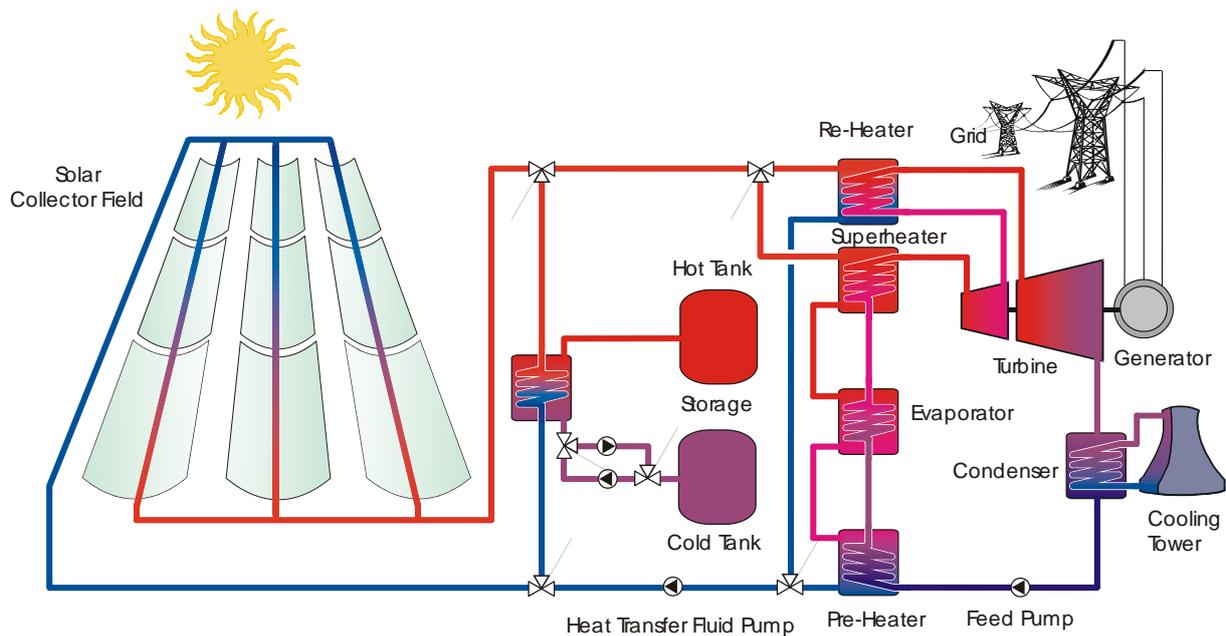


Abbildung 35: Anlagenschema eines solarthermischen Kraftwerks mit Parabolrinnen (DLR, 2007) (hier ohne Hybridbetriebsoption)

Neben der reinen Stromerzeugung für den lokalen Bedarf und den Export kommen weitere Einsatzmöglichkeiten solarthermischer Kraftwerke in Betracht: Meerwasserentsalzung für Wiederaufforstung und Landwirtschaft in der Wüste oder Wasserstoff- und synthetische Kraftstoffproduktion. Vor Ort können die Wärmeströme aller Komponenten ideal genutzt werden, wie die genauere Analyse der Systemauslegung im Folgenden beschreibt. Ein Potential der wirtschaftlich nutzbaren Flächen (ab einer DNI von $1800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$) für solarthermische Kraftwerke in EUMENA zeigt Abbildung 36.

⁷ Die Schwungmasse wird bei Kraftwerken zur Primärregelung eingesetzt und stellt eine Systemdienstleistung da.

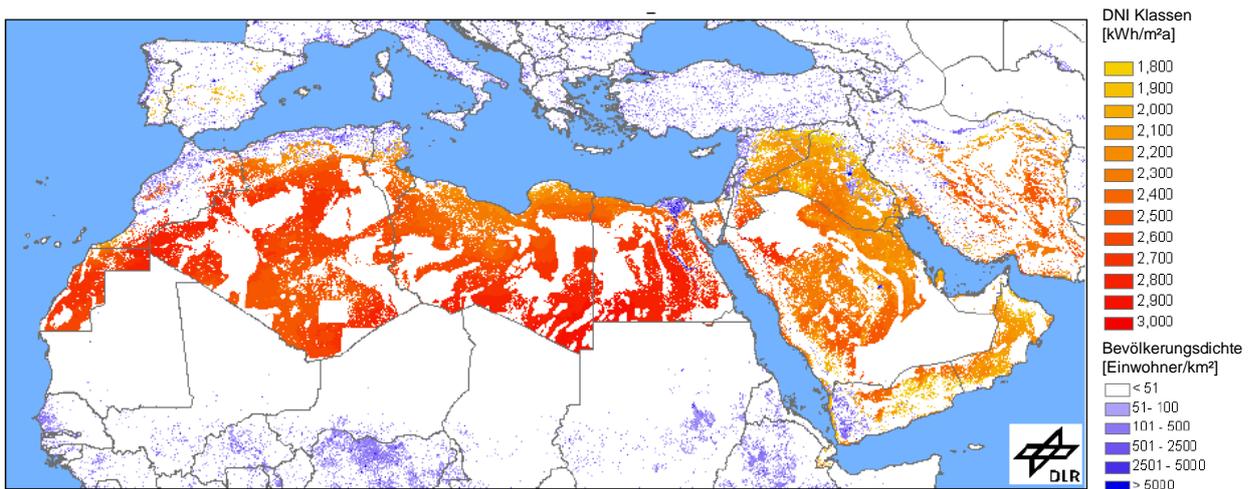


Abbildung 36: Potential für solarthermische Kraftwerke in EUMENA (Fichtner, 2011)

3.2 Exemplarische Standortwahl und Auslegung des solarthermischen Kraftwerks

Für Marokko wurden Ausschlussflächen mit einer Auflösung von 1 x 1 km definiert (Fichter, 2013). Diese sind Siedlungen, Schutzgebiete, Gewässer, Agrar- und Waldflächen, Geländesteigung (2%) und Geomorphologie (z.B. Sanddünen). Mit der Ausschlussmaske und Einstrahlungsdaten ergibt sich eine Karte für potentielle Standorte solarthermischer Anlagen in Abbildung 37.

Bei einer mittleren Auslastung von 6225 Stunden ist u.a. nach Gleichung 3 bei einer hohen Flexibilität des Kraftwerks eine DNI von ca. 2300 kWh/m²a notwendig. Die mittlere Auslastung wurde durch das Residuallastsegment in Kapitel 2.5 mit einem erneuerbarem Anteil von exemplarisch 75% gewählt ($0,75 \times 8300$ Stunden = 6225 Stunden).

Hierdurch ergeben sich folgende exemplarische Standorte:

Standort 1: Marrakesch

- ausreichendes Potential
- nahe Siedlungszentrum Marrakesch
- Versorgungsinfrastruktur

Standort 2: Missouri

- ausreichendes Potential
- kürzere Verbindung zu Europa jedoch mit Transit über hohen Atlas
- wenig Infrastruktur und Bevölkerung

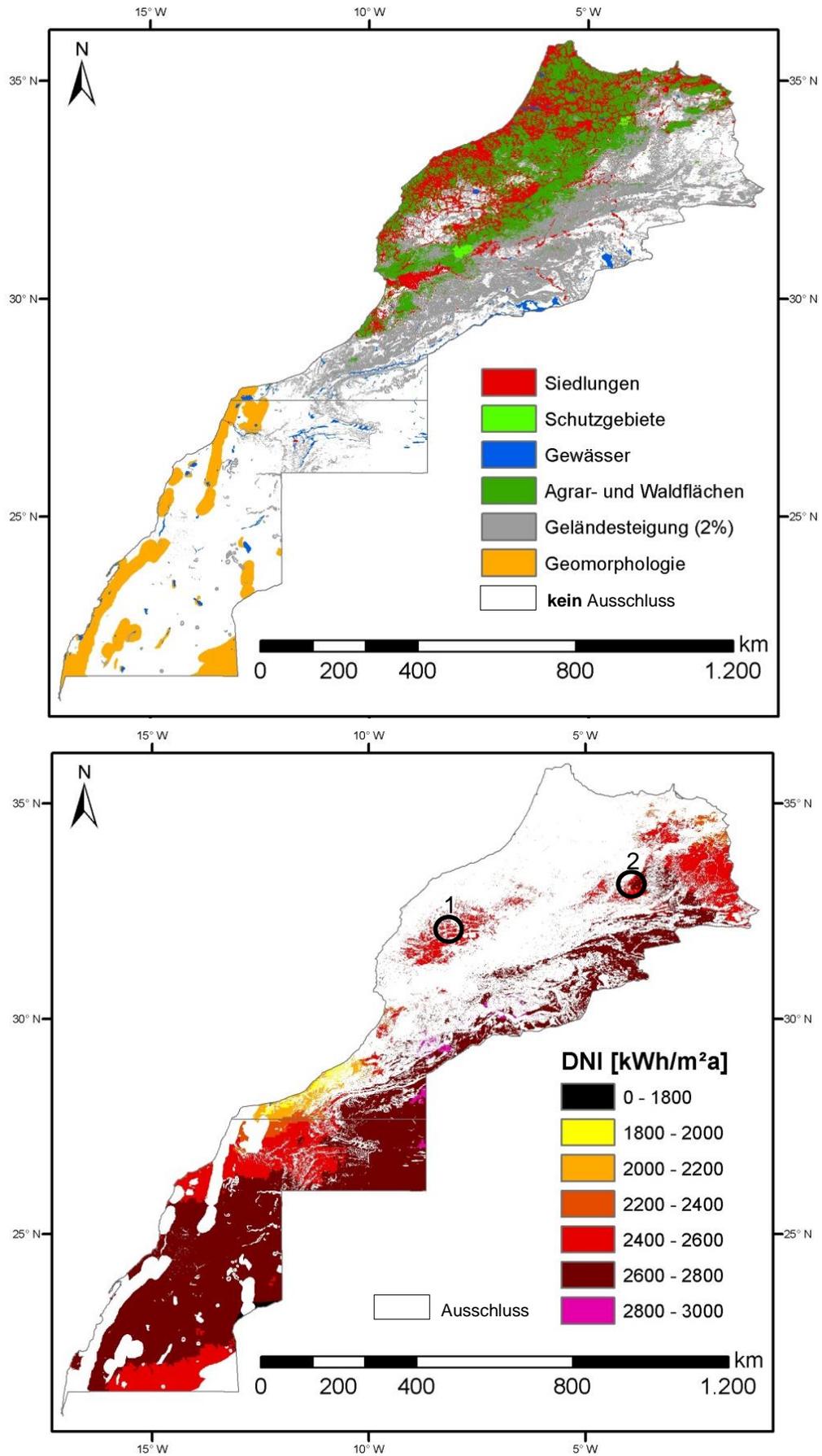


Abbildung 37: DNI Karte Marokko mit Ausschlussflächen (DLR, 2002)

Das solarthermische Kraftwerk wird als Parabolrinnenausführung in Anlehnung des Typs ANDASOL auf 100 MW Nettoleistung ausgelegt. Die Berechnungsmethode für Bruttoleistung, Flächenbedarf, Trockenkühlung und Verluste ist im Anhang auf S. 148 aufgezeigt. Für die exakte Auslegung benötigt man u.a. Zeitreihen von DNI, Residuallast und den Solar Multiple (SM) (hier: 3,5). Der Solar Multiple (s. Abbildung 38) beschreibt die Anzahl zusätzlicher Solarfelder mit Speicher. Beispielsweise kann mit einem SM 2 tagsüber eines der Solarfelder die Turbine antreiben, während das zweite Solarfeld den Speicher mit seinem Tagesertrag für den späteren Nachtbetrieb füllt. Die somit steigenden Volllaststunden mit steigendem SM und DNI beschreiben Abbildung 39 und Gleichung 3. Im Bedarfsfall kann durch einen integrierten Dampferzeuger auf Brennstoffbasis zusätzlich Energie für die Stromerzeugung bereitgestellt werden (Hybrid-Betrieb) (Trieb et al., 2009).

Tabelle 7: Auslegungsdaten CSP

Bezeichnung	Wert
Bruttoleistung	129 MW
Nettoleistung	100 MW
Solar Multiple	3,5
Bruttolandfläche	8,7 km ²
Gesamtspeicherdauer	15 h
Gesamtspeichermenge	1500 MWh _{el}

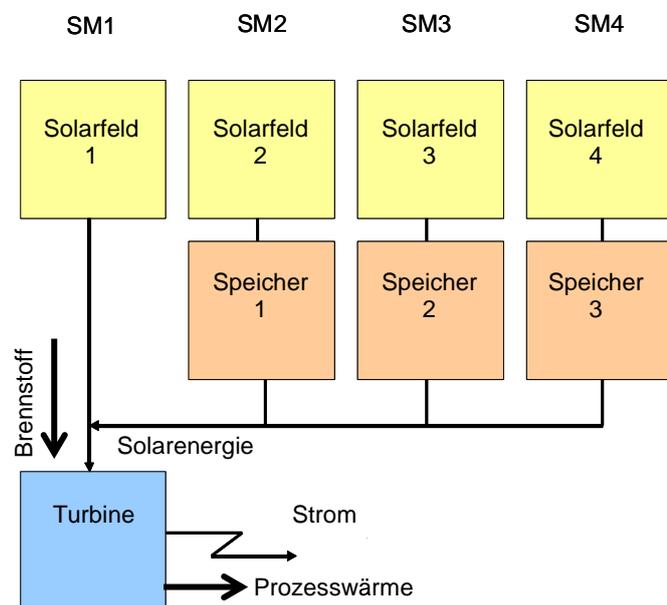


Abbildung 38: Kraftwerksauslegung für Parabolrinnenausführung mit Speicher (1 Speicher entspricht ca. 6h Volllastbetriebsstunden) (Trieb, et al., 2012)

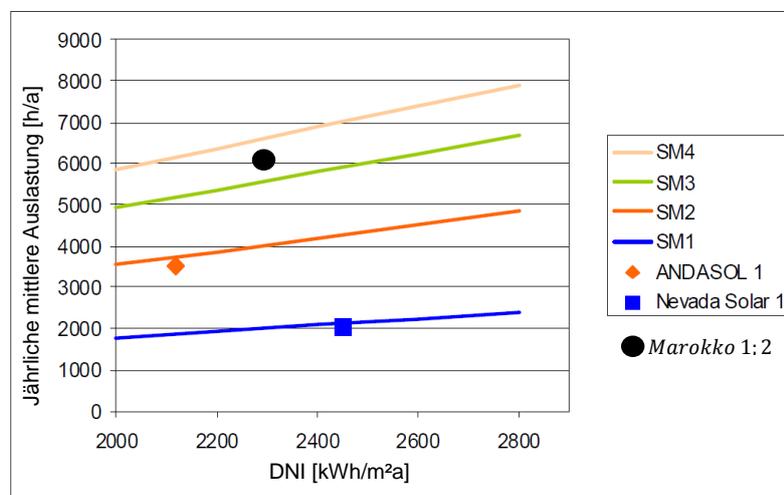


Abbildung 39: Vereinfachte Abhängigkeit der mittleren Auslastung, DNI und Solar Multiple (SM) (Trieb, et al., 2012)

Gleichung 3:

$$\text{mittlere Auslastung} \left[\frac{h}{a} \right] = (2,5717 \text{ DNI} + 694) \cdot (-0,0317 \text{ SM}^2 + 0,4171 \text{ SM} - 0,0744)$$

(Trieb, et al., 2012)

Für die Dimensionierung wurden vielfach vereinfachte Annahmen getroffen. Die Auslegung wird zu Design-Bedingungen durchgeführt, da hier das Kraftwerk zu jedem Zeitpunkt bei entsprechender Einstrahlung die mögliche Turbinennettoleistung liefern könnte. Die Systemverluste im Kraftwerk mit einem SM 3,5 liegen bei ca. 23% der Bruttoleistung. Ausgehend von 100 MW Nettoleistung benötigt man 129 MW Bruttoleistung. Bei standortspezifischer Auslegung können durch Optimierungen die Verluste reduziert werden. Standortabhängige Einflüsse wie Einstrahlungswinkel, DNI, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit bilden die Grundlagen für eine optimale Auslegung des Kraftwerks, sie sind in Abbildung 40 beschrieben.

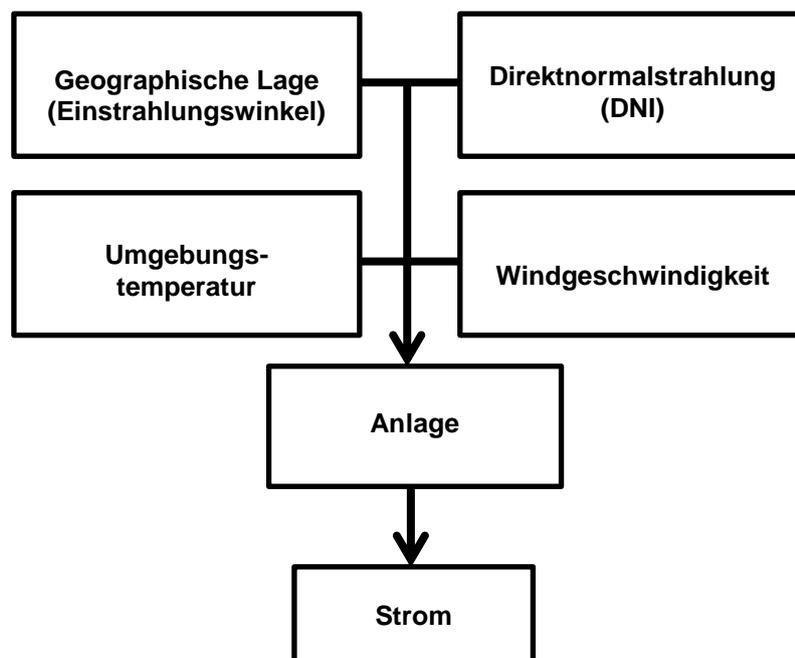


Abbildung 40: Einflüsse für die Standortwahl (Eck, 2011)

Eine exakte Anpassung des Kraftwerks an die zu deckende Last im Strom-Mix mit erneuerbaren Energien schafft weiteres Optimierungspotential. Dies wurde in der Arbeit untersucht. Die Abschätzung ist jedoch schwierig, da die verbleibende Residuallast sich aktuell in einem Abbaustadium in BW und Deutschland befindet. Es kann heute nicht exakt kalkuliert werden, welche Residuallast in einem vollständigen, noch ungeplanten Strom-Mix aus erneuerbaren Energien dauerhaft verfügbar sein wird. Es wurden Szenarien (siehe Anhang: Kraftwerkspark Baden-Württemberg: Tabelle 39) entworfen, in denen

Residuallastsegmente betrachtet werden. Die Hauptproblematik besteht in der zeitlich konkurrierenden Einspeisung nationaler Photovoltaik (PV) und CSP-Importe in den Mittagsstunden, vor allem in den Sommermonaten (s. hen Kraftwerken gelten sollten).

Tabelle 8). Eine Synergie der beiden Energiebereitstellungsformen würde sich ergeben, wenn z.B. die Pumpen im CSP-Kraftwerk mit Photovoltaik betrieben werden könnten, denn zum Zeitpunkt der Direkteinstrahlung sind die Pumpen des Solarfeldes aktiv. GHI (PV-Betrieb) ist im Vergleich zur DNI (CSP-Betrieb) konstanter verfügbar (Fichtner, 2011). Durch die Deckung des Eigenbedarfs mit PV kann die teure CSP-Anlage verkleinert werden und der Flächenbedarf sowie die Kosten des Systems nehmen ab. Ein Win-Win-Effekt für beide Technologien ergibt sich, da die Leistung für die Pumpen (18MW - Abbildung 41) vollständig mit PV gedeckt werden kann. Damit wird die PV garantiert genutzt (Moser, 2013). Weitere Untersuchungen für verschiedene CSP-Konfigurationen (Rinne, Turm und Fresnel) sind hierfür noch notwendig.

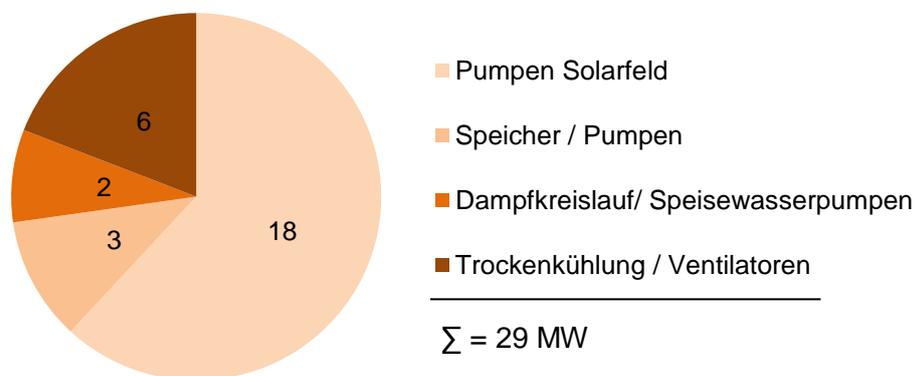


Abbildung 41: Leistungsbilanz des elektrischen Eigenbedarfs des solarthermischen Kraftwerks mit einem SM 3,5 und 129 MW Bruttoleistung [MW]

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Parabolrinnenkraftwerksauslegung graphisch mit Isoplethendiagrammen in hen Kraftwerken gelten sollten.

Tabelle 8 dargestellt. Die beiden Standorte in Marokko wurden mit meteorologischen Satellitendaten charakterisiert (Brösamle, 2000), (ECMWF, 2010). Daraus wurde das stündliche DNI Potential für das Jahr 2009 errechnet (Stöckler, 2013). Messungen der DNI am Boden über mehrere Jahre sind zusätzlich notwendig, um die Standortqualität abzusichern. Im Auslegungsfall (SM 3,5 mit 15 Stunden Speicher) erreicht das Solarfeld einen Solarertragsanteil von ca. 75% mit 6225 Stunden pro Jahr. Dies bedeutet, dass man z.B. mit Kohle oder erneuerbaren Brennstoffen im Durchschnitt zu 25% zufeuern müsste, damit das Residuallastsegment im Jahr 2025 mit 8300 Stunden pro Jahr zu 100% sicher gedeckt werden könnte. Dies ist jedoch bedarfsabhängig zusammen mit dem Strom-Mix aus erneuerbarer Energie und mit dem Ausbau erneuerbarer Energien je Regelzone (hier Baden-Württemberg) zu kalkulieren. Die Zufeuerung lässt sich entweder mit einem größeren

Speicher, SM oder einem besseren Standort verringern. **Daher wird im Folgenden das System nur auf die erneuerbare Nettostrommenge von ca. 9,32 TWh/a ausgelegt und stellt somit nicht die optimale Auslegung für den zu deckenden Residuallastanteil dar. Weitere Iterationen sind hierfür notwendig. In der Arbeit wird darauf verzichtet, um ihren Umfang nicht zu sprengen. Es ist eine politische Entscheidung, welche Mindestgrenzen für den jährlichen Solarertragsanteil für Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken gelten sollten.**

Tabelle 8: zeitlicher Standortvergleich und Ertragsergebnis für die Standorte bei Marrakesch und Missouri mit Isoplethendiagrammen (MACC Datensatz), (DLR, 2013)

Standort 1: Marrakesch	Standort 2: Missouri
Längengrad : 31.71 ; Breitengrad: -8.45	Längengrad : 33.09 ; Breitengrad: -3.77
repräsentatives Jahr: 2009	repräsentatives Jahr: 2009
Jahressolareinstrahlung DNI: 2354 kWh/m ² a	Jahressolareinstrahlung DNI: 2371 kWh/m ² a
Zu deckender Bedarf: Residuallastsegment BW im Jahr 2025 aus Szenario 2	
Solarertragsanteil im Auslegungsfall: 72,8%	Solarertragsanteil im Auslegungsfall: 74,0%
<p>Stündliche Monatsmittel der DNI [W/m²], in Marrakesch</p> <p style="text-align: center;">Stunde</p>	<p>Stündliche Monatsmittel der DNI [W/m²], in Missouri</p> <p style="text-align: center;">Stunde</p>
<p>stündliche Monatsmittel des Solarenergieanteils [MW] in Abhängigkeit der Last (Bedarf BW) im Jahr 2025, mit CSP 100 MW netto (SM 3.5; Speicher 15h), in Marrakesch</p> <p style="text-align: center;">Stunde</p>	<p>stündliche Monatsmittel des Solarenergieanteils [MW] in Abhängigkeit der Last (Bedarf BW) im Jahr 2025, mit CSP 100 MW netto (SM 3.5; Speicher 15h), in Missouri</p> <p style="text-align: center;">Stunde</p>
<p>stündliche Monatsmittel der Zufueerung [MW] in Abhängigkeit der Last (Bedarf BW) im Jahr 2025, CSP 100 MW netto (SM 3.5; Speicher 15h), in Marrakesch</p> <p style="text-align: center;">Stunde</p>	<p>stündliche Monatsmittel der Zufueerung [MW] in Abhängigkeit der Last (Bedarf BW) im Jahr 2025, CSP 100 MW netto (SM 3.5; Speicher 15h), in Missouri</p> <p style="text-align: center;">Stunde</p>

Tabelle 8 beschreibt den Standortvergleich. Hierbei unterscheiden sich Marrakesch und Missouri in der geographischen Lage, der DNI und deren zeitlicher Intensität. Beide Standorte können das Residuallastsegment für Baden-Württemberg aus Szenario 2 (s. Kapitel 2.3) für das Jahr 2025 mit knapp 75% durch erneuerbare Energie decken. Hierbei ist der Standort bei Missouri durch den höheren Solarertragsanteil etwas besser. Besonders im Sommer erzielt man einen hohen erneuerbaren Anteil. Die Zufeuerung wird meist in den Morgenstunden in den Wintermonaten gebraucht. Die Zufeuerung kann entweder am Kraftwerk selbst oder durch Backup Kraftwerke in Baden-Württemberg stattfinden. Genauere Analysen sind hierfür noch notwendig. Durch die Integration von Windenergie in Baden-Württemberg kann die Zufeuerung gemindert werden, da Windenergie meist in den Wintermonaten einen guten Stromertrag in Europa liefert (s. Abbildung 23, S. 29).

3.3 Exkurs: Wieso solarthermische Kraftwerke in Nordafrika und nicht in Europa?

Die Standorte in Europa wie z.B. Madrid und Freiburg können keinen saisonal konstanten Energieertrag liefern. Aufgrund weniger Sonnenstunden und kleinerem Einstrahlungswinkel zur Sonne bieten europäische Standorte keine optimale Nutzung von solarthermischen Kraftwerken, da sie selbst in den Sommermonaten keine vollständige Auslastung erreichen (s. Abbildung 42). Je näher man dem Äquator kommt, desto günstiger ist der Einstrahlungswinkel und desto gleichmäßig verteilt ist die Verfügbarkeit der direkten Sonneneinstrahlung über das Jahr.

Beim Standort El Kharga (Ägypten) liegt der Energieertrag nur in den Wintermonaten unter der sonst beinahe konstanten Auslastung. Der Energieertrag von den beiden Standorten in Marokko liegt zwischen dem potentiellen Ertrag von Madrid und El Kharga. Die wesentlichen Parameter für den Energieertrag sind neben der DNI der Breitengrad, der Solar Multiple und die Speichergröße. Diese unterscheiden sich in den dargestellten Beispielen und sind daher nur bedingt vergleichbar.

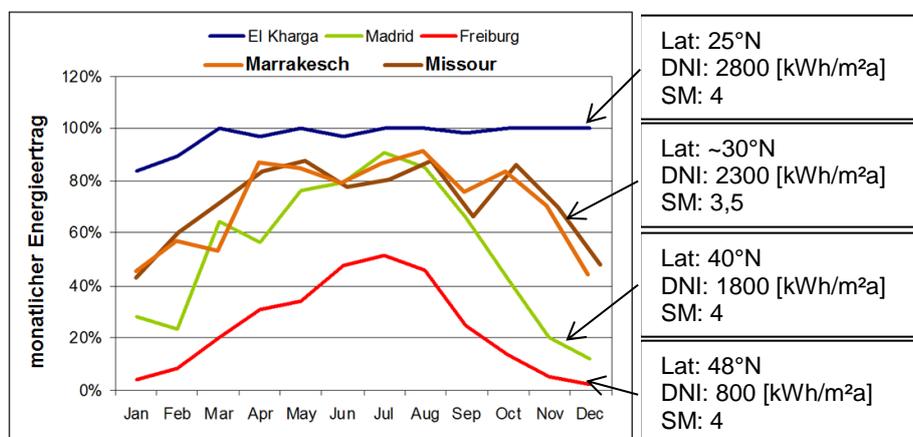


Abbildung 42: Vergleich monatlicher Energieerträge eines solarthermischen Kraftwerks an Standorten unterschiedlicher Einstrahlungsangebote (DLR, Meteororm, 2005)

3.4 Ökonomische Systemauslegung

In diesem Kapitel wird auf die Investitions- und Betriebskosten des solarthermischen Kraftwerks eingegangen.

3.4.1 Kosten CSP

Für die Kraftwerksauslegung sind der SM und der Speicher wesentliche Größen. Deren ökonomische Auslegung ist politisch durch den erneuerbaren Anteil begründet, da sich mit den derzeit noch wettbewerbsfähigen fossilen Brennstoffen (exkl. externe Kosten) heute keine Einsparung ergibt. Aufgrund der Preissteigerung von fossilen Energien (s. Anhang Abbildung 108) könnte sich langfristig eine Einsparung von ca. 3,8 Mrd. € (s. Kapitel 5.3.2) durch den solarthermischen Kraftwerkspark ergeben. Ein weiterer Faktor ist die Kostendegression der CSP-Technik, da deren Lernkurve noch großes Potential zeigt. Diese hängt von der Menge der global installierten Leistung ab. Bei zunehmender installierter Leistung von CSP sinken die spezifischen Investitionskosten. Sollte die global installierte Leistung nicht im angenommenen Maße wie in Tabelle 9 zunehmen, verschiebt sich die Lernkurve mit ähnlicher Charakteristik nach rechts in die Zukunft.

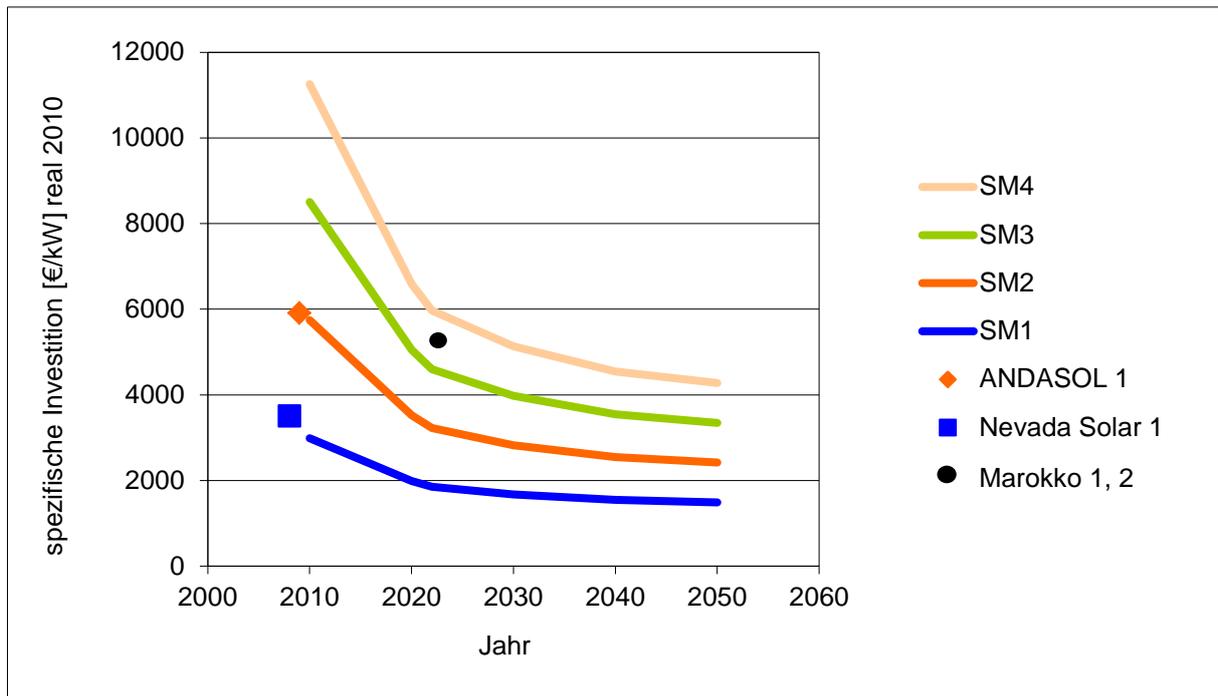


Abbildung 43: Lernkurve von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken (Trieb, et al., 2012)

Tabelle 9: Angenommene Modellparameter für die installierte Leistung (Trieb, et al., 2012)

Modelljahr	2010	2020	2030	2040	2050
globale installierte Leistung [MW]	1.000	39.000	240.000	595.000	950.000
spezifische Kosten Solarfeld [€/m ²]	350	178	127	108	99
spezifische Kosten Speicher [€/kWh]	60	39	31	28	26
spezifische Kosten Dampfkreislauf [€/kW]	1200	1078	1023	996	983

Die spezifischen Kosten des solarthermischen Kraftwerks mit einem SM 3,5 und 15h Speicher liegen nach diesen Schätzungen im Jahr 2022 bei einer weltweit installierten Leistung von ca. 50.000 MW bei ca. 5284 €/kW (Material und Baukosten - Geldwert 2010). Für die nominalen Preise im Jahr 2022 muss die Inflation ab dem Jahr 2010 miteinbezogen werden.

Da die später beschriebenen Trassen unterschiedliche Längen und Technologien haben, entstehen unterschiedliche Transitverluste, die durch das Kraftwerk mit dieser Verlustleistung kompensiert werden müssen. Dadurch ergeben sich jeweils andere Gesamtkosten für den Kraftwerkspark. Auf die Verluste und Berechnungsmethode wird im Kapitel 4.3.4 eingegangen. Eine Kostenaufteilung für den Kraftwerkspark der unterschiedlichen Trassenvarianten zeigt Abbildung 44. Bei Gesamtkosten zwischen 11,3 und 11,8 Mrd. € fallen über 50% der Kosten für Material und Bau des Solarfelds an. Der Speicher liegt bei ca. 3 Mrd. € und der Dampfkreislauf bei ca. 2,2 Mrd. €.

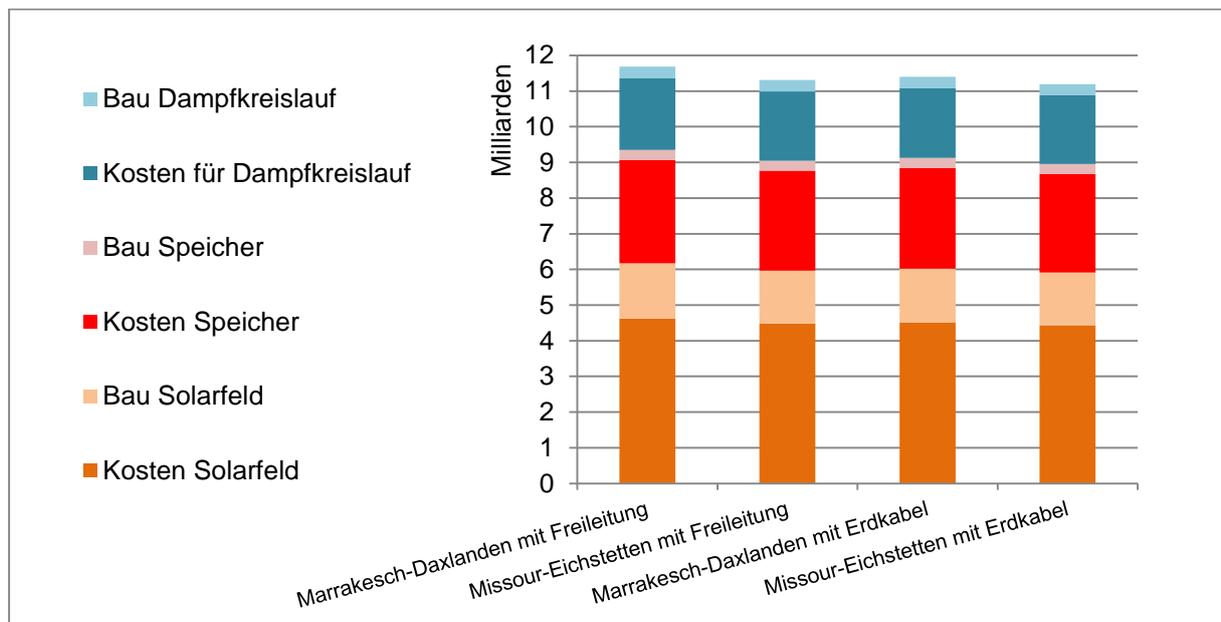


Abbildung 44: Investitionskosten CSP [Mrd. €] bei 5284 €/kW im Jahr 2022 mit SM 3,5 und 15h Speicher (Trieb, et al., 2012), (NREL, 2011)

3.4.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten (O&M) liegen bei ca. 2,5 €Cent/kWh (2 % der Investitionskosten / 9,32 TWh). Die Versicherungskosten betragen ca. 0,6 €Cent/kWh (0,5 % der Investitionskosten/ 9,32 TWh) und werden aufgrund der Lernkurve (s. Abbildung 43) real sinken. Somit entstehen Betriebskosten des Kraftwerks von ca. **3,1 €Cent/kWh**. Die jeweiligen Prozentwerte sind nach (Trieb, et al., 2009) angenommen. Die Betriebskosten (nur O&M) steigen aufgrund der Lohnentwicklung real um 2 % pro Jahr (ISE, 2012) bis zum Betriebsende nach 40 Jahren.

3.4.3 Arbeitsplätze

Beim Bau und Betrieb des solarthermischen Kraftwerks entstehen direkte, indirekte und hervorgerufene⁸ Arbeitsplätze (AP). Diese sind von der zu bauenden Kraftwerkskapazität und Baudauer abhängig und variieren in den einzelnen Baujahren. Die Arbeitsplätze könnten je nach Qualifikation zuerst lokal vergeben werden. Die lokale Wertschöpfung beim Bau des Kraftwerks in Marokko ist bis zum Jahr 2025 eher gering (World Bank, 2011). Nach Bauende sind nur noch Arbeitsplätze für Betrieb und Wartung notwendig. Die für den Konstruktionsaufbau benötigten Arbeitsplätze werden somit nach Bauende frei.

3.4.3.1 Bau der solarthermischen Kraftwerke

Für den Bau von solarthermischen Kraftwerken gibt es Erfahrungen aus der Vergangenheit. So lässt sich bspw. für ein 300 MW CSP im US-Bundesstaat Nevada mit 4 Jahren Baudauer ein negativer Effekt in der Bilanz für den Arbeitsmarkt Nevada's für die nachfolgenden drei Jahre nach Bauende feststellen. Dieser erholt sich jedoch durchaus wieder. Wie sich der Arbeitsmarkt in Marokko bzw. für internationale Bauteams und deren Folgeaufträge entwickeln wird, ist noch genauer zu untersuchen und in Abbildung 45 in Anlehnung an kleinere Bauvorhaben (Schwer, et al., 2004) dargestellt.

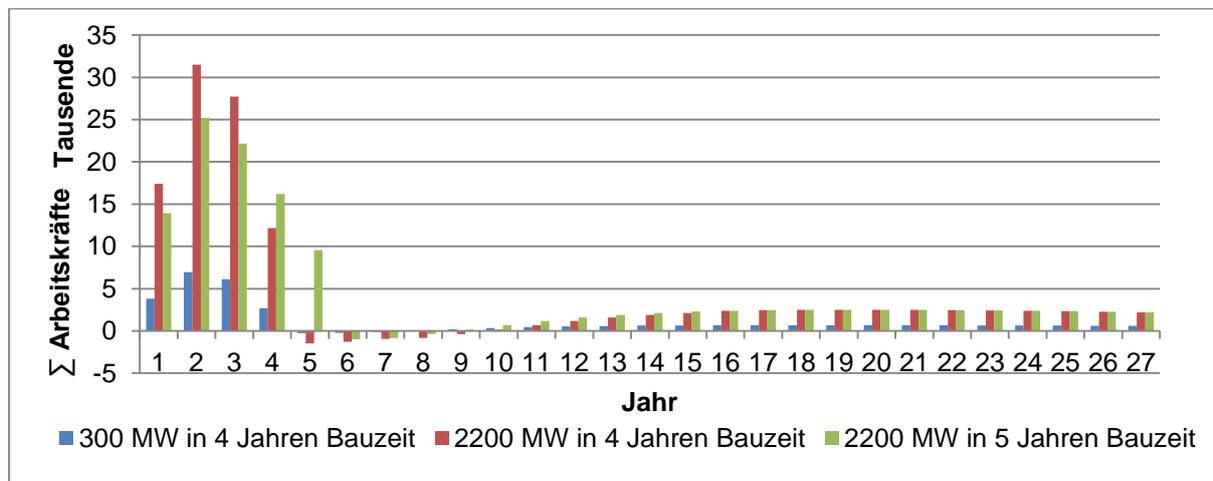


Abbildung 45: notwendige Arbeitskräfte in Abhängigkeit von Baudauer und Baukapazität (Schwer, et al., 2004), – eigene Berechnung s. Anhang Abbildung 113

Bei einer längeren Bauphase z.B. von 10 Jahren in Abbildung 46 ist der Effekt nach Bauende deutlich kleiner. Bei einer längeren Bauzeit entstehen weniger Bedarfsspitzen für Arbeitsplätze. Dies ist in der Wüste von Vorteil, da für weniger Menschen eine Versorgungsinfrastruktur zu errichten ist. Der logistische Aufwand für eine kurzzeitige Großbaustelle und die dafür notwendige Versorgungsstruktur stellt das Vorhaben vor eine besondere Herausforderung. Eine genaue Planung vor Baubeginn ist deshalb notwendig.

⁸direkt: AP am CSP Kraftwerk; indirekt: AP in vorgelagerten Prozesskette z.B. für die Herstellung der Baumaterialien; hervorgerufen: AP z.B. durch die Versorgung der direkten AP mit Lebensmitteln

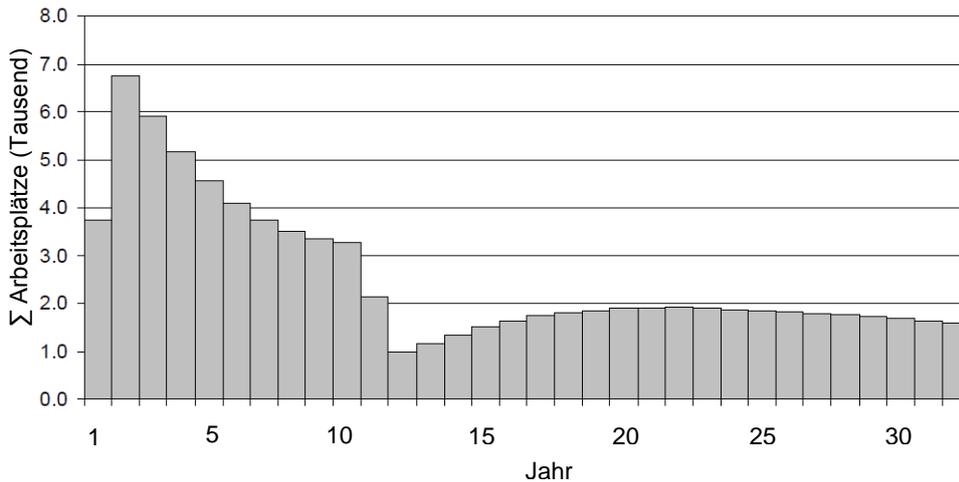


Abbildung 46: Arbeitskräfte für 10 x 100MW, Bauzeit 10 Jahre (Schwer, et al., 2004)

Auf sozialwissenschaftlicher Ebene sind Untersuchungen für die Lebens- und Arbeitsweise der Menschen in isolierten Wüstengebieten mit unbehaglichen Bedingungen noch zu erforschen. Dies gilt für alle Regionen mit hohen erneuerbaren und technisch nutzbaren Energiepotentialen (z.B. Wind-Offshore).

3.4.3.2 Betrieb der solarthermischen Kraftwerke

Die dauerhaften Arbeitsplätze für Betrieb und Wartung des Kraftwerks sind nach Themengebiet in Abbildung 47 aufgeteilt. Für die heutigen solarthermischen Kraftwerke ist charakteristisch, dass ca. ein Arbeitsplatz je installiertem MW benötigt wird.

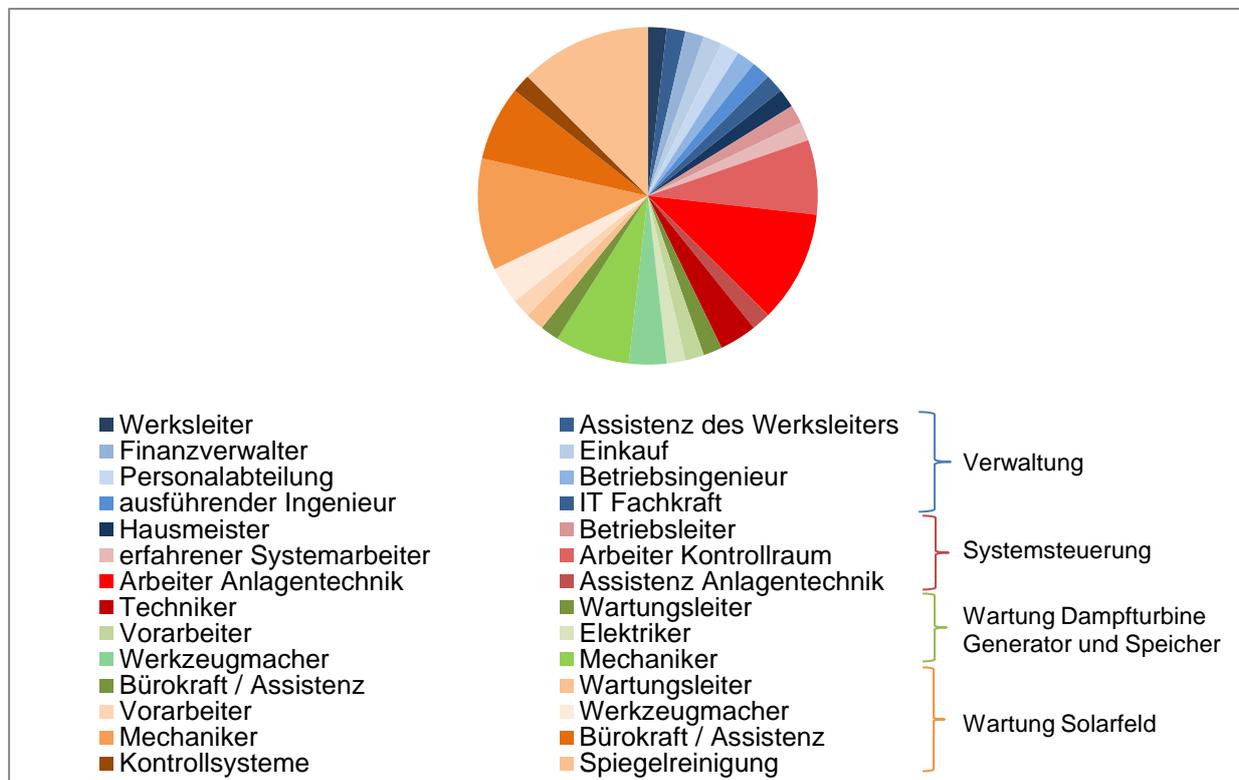


Abbildung 47: Arbeitsplätze in Betrieb & Wartung (O&M) für den Typ Andasol mit 50 MW und 56 Arbeitsplätzen in Spanien (NREL, 2010)

Bei einer vereinfacht angenommenen, linearen Fortschreibung für ein 130 MW brutto Parabolrinnenkraftwerk in einem Kraftwerkspark mit 17 x 130 MW-Kraftwerken ergibt sich eine Aufteilung der Arbeitsplätze nach Tabelle 10. In zukünftigen Parabolrinnenkraftwerken mit erleichterter Wartung und Betrieb kann eine Reduzierung der Arbeitskräfte von 30% angenommen werden (World Bank, 2011).

Tabelle 10: Aufteilung der Arbeitsplätze in einem Kraftwerkspark mit 17 x 130MW Parabolrinnenkraftwerken (2210MW)

Dauerhafte Arbeitsplätze in 17 x 130 MW Parabolrinnenkraftwerken		ohne Reduktion in Anlehnung an 50 MW	mit Reduktion um 30%
Verwaltung	Werksleiter	44 ⁺	31 ⁺
	Assistenz des Werksleiters	44 ⁺	31 ⁺
	Finanzverwalter	44 ⁺	31 ⁺
	Einkauf	44 ⁺	31 ⁺
	Personalabteilung	44 ⁺	31 ⁺
	Betriebsingenieur	44 ⁺	31 ⁺
	ausführender Ingenieur	44 ⁺	31 ⁺
	IT Fachkraft	44 ⁺	31 ⁺
	Hausmeister	44 ⁺	31 ⁺
Systemsteuerung	Betriebsleiter	44 ⁺	31 ⁺
	erfahrener Systemarbeiter	44	31
	Arbeiter Kontrollraum	176	123
	Arbeiter Anlagentechnik	264	185
	Assistenz Anlagentechnik	44	31
	Techniker	88	62
Wartung Dampfturbine, Generator und Speicher	Wartungsleiter	44 ⁺	31 ⁺
	Vorarbeiter	44 ⁺	31 ⁺
	Elektriker	44 ⁺	31 ⁺
	Werkzeugmacher	88 ⁺	62 ⁺
	Mechaniker	176 ⁺	123 ⁺
	Bürokraft / Assistenz	44	31
Wartung Solarfeld	Wartungsleiter	44 ⁺	31 ⁺
	Vorarbeiter	44 ⁺	31 ⁺
	Werkzeugmacher	88 ⁺	62 ⁺
	Mechaniker	264 ⁺	185 ⁺
	Bürokraft / Assistenz	176	123
	Kontrollsystem	44 ⁺	31 ⁺
	Spiegelreinigung	308 ⁺	216 ⁺
Summe		2464	1725

Wie sich die Arbeitsplätze in einem Kraftwerkspark durch Synergie- oder Skaleneffekte z.B. durch gemeinsame Administration ergeben, ist zukünftig noch genauer zu betrachten. Es wird der Trend erwartet, dass weniger Arbeitsplätze in der Verwaltung, jedoch mehr Wartungsarbeiter notwendig werden (Legende: ⁺ Reduktion; ⁺ Zunahme).

3.5 Ökologische Systemauslegung des solarthermischen Kraftwerksparks

Die Berücksichtigung von Einflüssen auf die Umwelt ist die Grundlage für eine akzeptable und genehmigungsfähige Umsetzung des solarthermischen Kraftwerks. Schutzgüter werden kategorisiert in biotische und abiotische Bestandteile und umfassen Landschaftsbild, Klima, Flora, Fauna, Böden, Gewässer und Mensch. Im Folgenden wird vereinfacht beschrieben, wie sich der Bau und Betrieb auf die Umwelt auswirken.

3.5.1 Bau

Beim Bau des Kraftwerks sind Flurschäden unvermeidbar. Diese können irreparable Bodenveränderungen hervorrufen (Verdichtungen, Kontamination des Grundwassers durch Kraftstoffe) mit der Folge verminderter Vegetation (Wolfram, 2012).

Im Allgemeinen gilt, dass in der Brut- und Regenerationszeit auf die ortstypische Flora und Fauna besonders geachtet werden muss und Bauabschnitte dementsprechend eingeplant werden sollten. Zudem sind Lärmemissionen nahe Siedlungs- und Erholungsgebieten innerhalb von Zeitfenstern zu berücksichtigen (nach TA Lärm).

Beim Bau des solarthermischen Kraftwerks ist zu unterstellen, dass die größte Umweltauswirkung von der Versorgung der Arbeitskräfte mit lebensnotwendigen Gütern ausgeht, da es in manchen Wüstenregionen bisher wenig bis keine Versorgungsinfrastruktur gibt.

3.5.1.1 Auswirkungen auf Flora und Fauna

Im solarthermischen Kraftwerk mit Parabolrinnenausführung kann es unter Verwendung toxischer Wärmeträgerfluide zu einer Kontamination des Bodens kommen (EASAC, 2011). Die Lebensraumeinschränkung für Tiere ist durch die Wüstenumgebung gering einzuschätzen. Das Kraftwerk bietet andererseits Refugien und Lebensraum für Tiere und Pflanzen durch beschattete Gebiete und Nahrung hervorgerufen durch die Spiegelreinigung.

3.5.1.2 Flächenbedarf

Das Kraftwerk nutzt Wüstenflächen, die nicht besiedelt und sonst kaum nutzbar sind. Der Flächenbedarf des solarthermischen Kraftwerks wird in Tabelle 11 dargestellt und dient als Grundlage für Kompensationsmaßnahmen (s. Kapitel 5.2). Die Abhängigkeit von Flächenbedarf und Solar Multiple ist im Anhang in Abbildung 105 zu sehen.

Tabelle 11: Flächenbedarf des solarthermischen Kraftwerks

Flächenbedarf nach Übertragungsauslegung	Marrakesch-Daxlanden (~2600 km)	Missour-Eichstetten (~2300 km)
solarthermisches Kraftwerk SM 3,5	149 km ² (Abbildung 48)	146 km ² (Abbildung 49)



Abbildung 48: Beispiel der 17 x 130 MW Kraftwerke nahe Marrakesch (Google, 2012)



Abbildung 49: Beispiel der 17 x 130 MW Kraftwerke nahe Missouri (Google, 2012)

Tabelle 12: Vergleich der anliegenden besiedelten Flächen (Haut-Commissariat au Plan Maroc, 2012)

Vergleich:	besiedelte Fläche [km ²]	Einwohner (im Jahr)
Marrakesch	145	910.000 (2010)
Sid Zouine	1	11.000 (2004)
Missour	2,3	21.000 (2004)
Outat el Haj	2	13.000 (2004)

Der Kraftwerkspark hat in etwa den gleichen Flächenbedarf wie das besiedelte Gebiet der Stadt Marrakesch mit Umland (s. Tabelle 12). Bei ca. 2500 dauerhaften Arbeitsplätzen könnte jeder fünfte Einwohner der Stadt Sid Zouine oder jeder zehnte Einwohner der Stadt Missour einen direkten Arbeitsplatz finden und dadurch weitere Arbeitsplätze schaffen.

Die Deckung des Wasserbedarfs für das Kraftwerk in der Wüste ist machbar. Zu bevorzugen ist eine Trocken- bzw. Luftkühlung gegenüber der Nasskühlung, weil der Gesamtwasserbedarf für die Spiegelreinigung, Kraftwerk und Personal bei ca. 0,3 m³/MWh nur einem Zehntel der Nasskühlung entspricht. Mit einer Nasskühlung des solarthermischen Kraftwerks würde ein Wasserverbrauch ähnlich einer Stadt mit 600.000 Menschen entstehen.

Tabelle 13: Wasserbedarf und Vergleich der Kühlungssysteme (U.S. Department of Energy, 2007) (Carter, et al., 2009)

Kühlungsart mit spezifischem Wasserverbrauch	Spiegelreinigung, Kraftwerk und Personal	Wasserbedarf bei 13,7 TWh/a Bruttostromerzeugung
Nasskühlung ~ 3 m ³ /MWh	~ 0,3 m ³ /MWh	~ 45 Mio. m ³ /a
Luftkühlung ~ 0 m ³ /MWh		~ 4,1 Mio. m ³ /a
kombiniert ~ 1 m ³ /MWh		~ 18 Mio. m ³ /a

Für den Wasserbedarf des Kraftwerks wird eine Umkehrosmose (DLR, 2007) betrieben. Sie bereitet das Wasser auf - entweder durch Meerwasserentsalzung oder durch Nutzung von regenerativem Grundwasser (s. Abbildung 50) vor Ort. Bei ca. 13,7 TWh/a Bruttostromerzeugung benötigt das Kraftwerk ca. 4,1 Mio. m³ Wasser pro Jahr (s. Tabelle 13). Die Umkehrosmose hat einen Strombedarf von ca. 4-6 kWh/m³ (DLR, 2007) und ist abhängig vom Salzgehalt des Wassers. Bei einer mittleren Auslastung des solarthermischen Kraftwerks von 6225 Stunden pro Jahr wird für die benötigte, aufzubereitende Wassermenge

eine installierte Leistung von ca. 3-4 MW benötigt. Dies entspricht ca. 0,2% des Kraftwerksparks (2210 MW) und kann daher als marginaler Verlust betrachtet werden.

Das Wasser könnte bei einem benötigten Volumenstrom von umgerechnet 130 l/s und einer Meereswasserentsalzung von der Atlantik- oder Mittelmeerküste durch eine Pipeline zum Kraftwerkspark gelangen. Als Synergieeffekt könnte die Wasserpipeline je nach Auslegung umliegende Siedlungen mitversorgen und somit Landwirtschaft und Lebensraum in der Wüste schaffen, die Desertifikation stoppen und von der Wüste sogar Land zurückgewinnen. Die Landflächenbedeckung ist im Anhang in Abbildung 111 dargestellt.

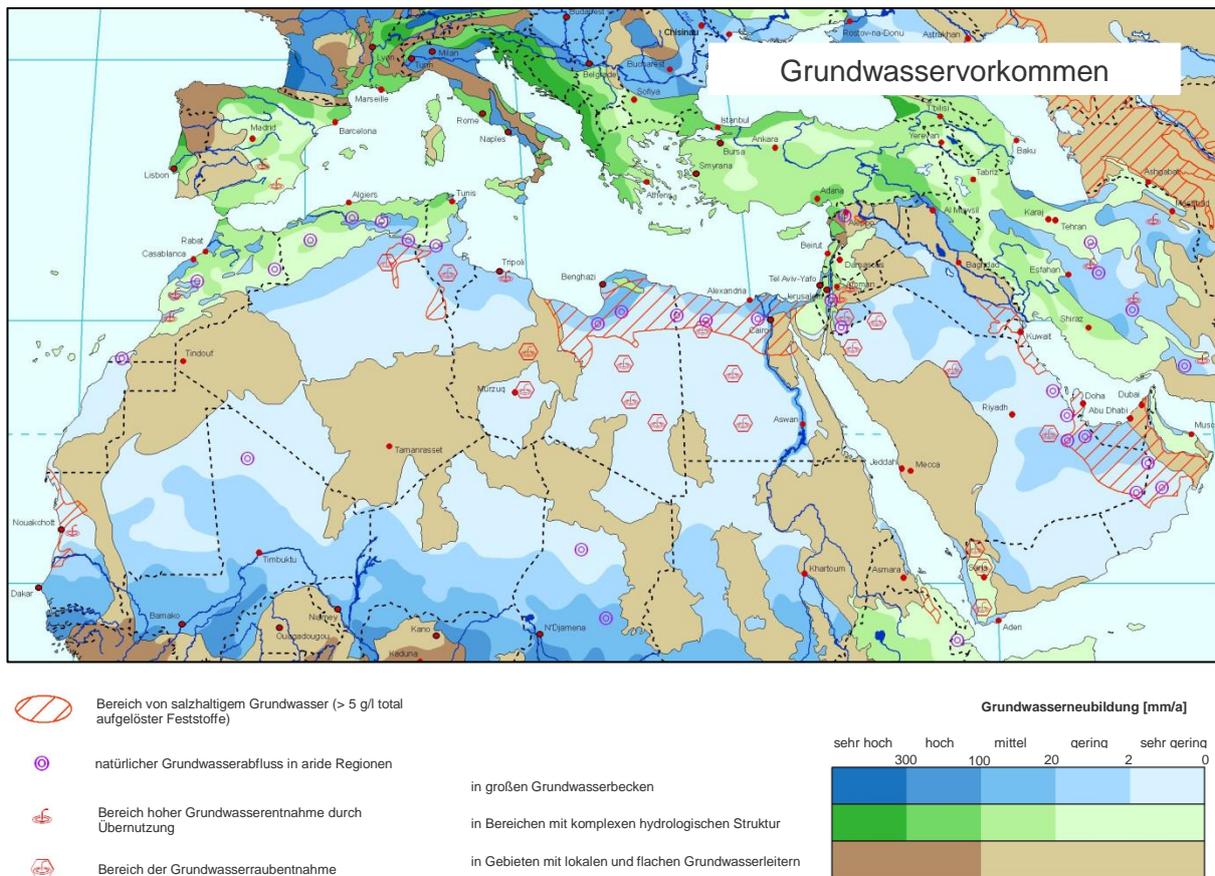


Abbildung 50: Grundwasser in Nordafrika und dem Nahen Osten (BGR, UNESCO, 2008)

Mit zunehmender Bevölkerung steigt der Energie- und Wasserbedarf. In Marrakesch lag der Trinkwasserbedarf im Jahr 2010 bei 65 Mio m³. Bis zum Jahr 2030 wird sich der Bedarf auf ca. 114 Mio. m³ steigern (La Vie éco, 2010). Für den Wasserbedarf der Bevölkerung und von solarthermischen Kraftwerken wäre es sinnvoll, eine gemeinsame Versorgungsinfrastruktur zu nutzen und somit Kräfte zu bündeln. Eine Bereitstellung dieser Wassermengen würde zukünftig nur ca. 2% Prozent der Kraftwerksleistung erfordern.

3.5.1.3 CO₂ Einsparung

Da die solarthermisch erzeugte Energie vergleichbar gut regelbar ist wie die aus Kohle und Erdgas, erreicht man die in der Tabelle 14 dargestellte globale Einsparung infolge direkter Substitution.

Tabelle 14: CO₂ Einsparung des solarthermischen Kraftwerks (VDI, 2007)

CO₂ Produktion bei fossilen Kraftwerken mit vergleichbarer Stromqualität	CO₂ Einsparung bei 9,32 TWh/a Solarstrom
900 g/kWh Kohle	~ 8,4 Mt/a
450 g/kWh Erdgas	~ 4,2 Mt/a

Bei CSP beträgt der CO₂ Ausstoß: 9–55 g CO₂-eq/kWh (IPCC, 2011).

Weitere Einsparungen sind im Vergleich zu fossilen Kraftwerken bei VOC, Stickoxiden, Kohlenmonoxiden und Feinstaub möglich (L. Stoddard, et al., 2006) (Viebahn, et al., 2008).

3.5.1.4 Notwendige Materialien

Im Wesentlichen werden Beton, Stahl, Glas, Kupfer und Aluminium als Materialien verwendet. Auf die exakt benötigten Mengen wird in der Arbeit nicht eingegangen. Sollte man von 2020 bis 2050 ca. 100 GW Solarstromimporte nach Europa realisieren, würde der durchschnittliche jährliche Materialbedarf, gemessen an der Weltproduktion, bei ca. 0,1% - 0,4% liegen (Glas ca. 1,6%) (Trieb, et al., 2012). Alle weiteren verwendeten Materialien sollten nicht toxisch und leicht recycelbar sein.

3.6 Fazit

Solarthermische Kraftwerke bieten durch den integrierten Wärmespeicher und den Hybrid-Betrieb an guten Standorten in Nordafrika die Möglichkeit der bedarfsgerechten Stromlieferung. Aufgrund des Kostenreduktionspotentials sind diese Kraftwerke zukünftig günstiger als heute. Die Kraftwerksverluste durch Eigenbedarf von 23% können über die Hälfte mit PV gedeckt werden. Dadurch wird die Anlage kostengünstiger. Durch die Verwendung der Trockenkühlung braucht das Kraftwerk nur 0,2% der Leistung, um das benötigte Wasser durch Meerwasserentsalzung zur Verfügung zu stellen bzw. ca. 2% um Marrakesch zukünftig mit zu versorgen. Mit dem Betrieb des Kraftwerks werden in Marokko bis zu 2500 neue Arbeitsplätze geschaffen bzw. gebunden. Es entsteht neuer Lebensraum in bisher nicht nutzbarer Umgebung.

3.6.1 Offene Fragen:

- Welche konkrete technische und ökonomische Optimierung ist möglich, damit sich das Kraftwerk mit höchstmöglichem, erneuerbarem Energieanteil in den Kraftwerkspark von Baden-Württemberg integrieren lässt?
- Welche Kraftwerkskonfigurationen (Rinne, Turm, Fresnel) unterstützen dies auf bestmögliche Weise?
- Wie und wo kann die Zufeuerung im Notfall eingesetzt werden?
- Wie entwickelt sich die Lernkurve für diese Technologien?
- Wie lässt sich PV und Windenergie am CSP-Kraftwerk einsetzen um kosteneffektiv die Verluste durch Eigenbedarf zu decken?
- Können Bodenmessungen die DNI Ressourcendaten bestätigen?
- Wie hoch sind die Kosten für ein Projekt mit Umkehrosmose und Wasserpipeline?
- Welche Auswirkungen könnte eine Grundwasserentnahme nach sich ziehen?
- Welche Arbeitsmarkteffekte entstehen bei dem Bau großer CSP-Kraftwerksparks?
- Wie ist die Qualität der Lebensverhältnisse beim Anlagenbau und Betrieb in der Wüste?

4 Trassen

In diesem Kapitel wird erläutert, wie der Strom von Nordafrika nach Mitteleuropa kommt. Hierbei werden zuerst die Eigenschaften von HGÜ beschrieben. Es wird eine exemplarische Auswahl von Anschlusspunkten der HGÜ in das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg getroffen. Diese beispielhafte Auswahl ermöglicht verschiedene Trassenvarianten bis zu den solarthermischen Kraftwerken in Marokko zu untersuchen. Darüber hinaus werden ökonomische und ökologische Kriterien der HGÜ-Verbindung diskutiert.

Tabelle 15: Zusammenfassung der analysierten Stromtrassen

Kategorie	Wert	
	exemplarische Anschlusspunkte als jeweilige wissenschaftliche Untersuchungsvariante	Daxlanden
Trassenlängen* ca.	2600 km	2300 km
Trasstechnologie	Freileitung, Erdkabel, Seekabel	
Anzahl Leiterseile bzw. Kabel	3 (+ Pol; - Pol; MTLR)	
Umrichtertechnologie	Voltage Source Converter (VSC)	
Bruttoleistung*	1670 – 1710 MW	1640 – 1660 MW
Nettoleistung am Anschlusspunkt	1500 MW	
Netto Strommenge	9,32 TWh/a	
Verluste bezogen auf die Bruttoleistung*	10,2 – 12,2 %	8,5 – 9,6 %
Verluste bezogen auf die Bruttoleistung CSP*	7,9 – 9,6 %	6,6 – 7,3 %
Investitionskosten*	1,9 – 5,1 Mrd. €	3,7 – 4,9 Mrd. €
Betriebskosten*	0,24 – 0,40 €Cent/kWh	0,27 – 0,34 €Cent/kWh
Steigerung der Betriebskosten	2 % pro Jahr (Personalkosten)	
Baudauer	4-5 Jahre	
Betriebsdauer	40 Jahre	
jährliche Arbeitsplätze für den Aufbau (PA)*	2150 - 2660	1520 - 1730
jährliche Arbeitsplätze für den Betrieb (PA)*	100 - 152	42 - 63
Gesamter Flächenbedarf*	10 – 182 km ²	9 – 161 km ²
Betroffene Kommunen*	823	369

* abhängig von Trassenvariante

4.1 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

In Deutschland wird heute ein Stromtransit von großen Off-Shore Windenergiepotentialen in der Nordsee zu den Verbrauchszentren im Süden und Westen geplant (Ampiron, 2012).

Zwischen Norwegen und Deutschland ist beabsichtigt, eine Leitung für Strom aus Wind- und Wasserkraft über HGÜ (NorGer, Nord.Link) (Statnet, 2010) zu errichten. Zwischen Norwegen und den Niederlanden besteht bereits eine HGÜ-Verbindung seit 2008 (NorNed, 2008).

Diese Ausbauten sind notwendig, damit regelbare Energie dort ankommt, wo sie gebraucht wird. Bei weiten Distanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch (>600 km) wird eine Übertragung wirtschaftlich und mit geringer ökologischer Eingriffsintensität nur mittels separater HGÜ möglich sein, da mit Wechselstrom zu hohe Verluste und Kosten entstehen würden (s. Abbildung und Abbildung). Weitere Fernübertragungsmöglichkeiten von Energie sind bspw. LNG, Wasserstoff; Hochfrequenz-Mikrowellen-Übertragung, Laser etc. Sie werden in dieser Arbeit nicht behandelt.

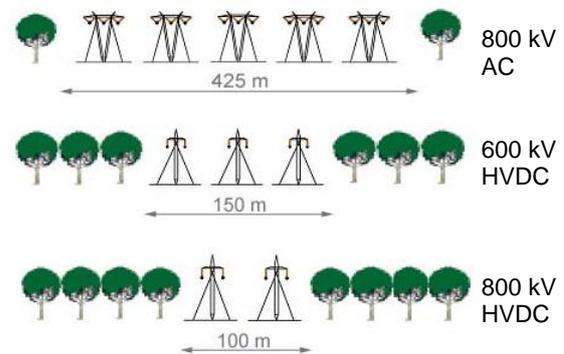
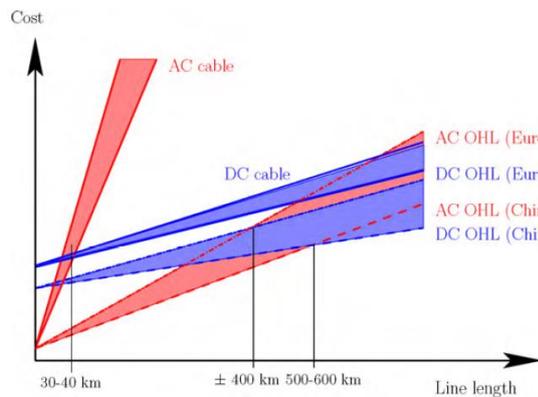


Abbildung 52: Kostenvergleich zwischen Wechsel- und Gleichstromverbindungen in Abhängigkeit der Entfernung (Hertem, et al., 2010)

Abbildung 51: Anzahl parallel stehender Masten um 10 GW zu übertragen (Asplund, 2005), (May, 2005)

4.2 Anschlusspunkte im Stromnetz und Vorteile von HGÜ-Verbindungen

Heute befinden sich die Stromproduktionszentren nah an den Bedarfszentren. Dies wird ermöglicht durch die gute Transporteigenschaft ideal gespeicherter Energie (Kohle, Öl, Gas und nukleare Energie). Diese Energieformen haben eine hohe Energiedichte. Zukünftig werden die Verbrauchszentren u.a. mit erneuerbarer regelbarer Energie von weit entfernten Erzeugungszentren versorgt. Abbildung 53 zeigt die Verbrauchssenkten (grün) in Ballungsgebieten und die Lastflüsse (schwarze Pfeile) in Deutschland.

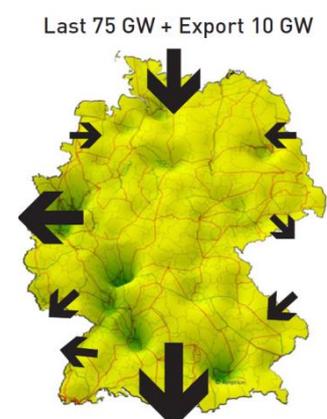
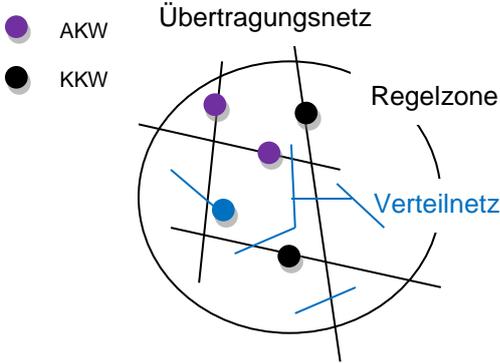
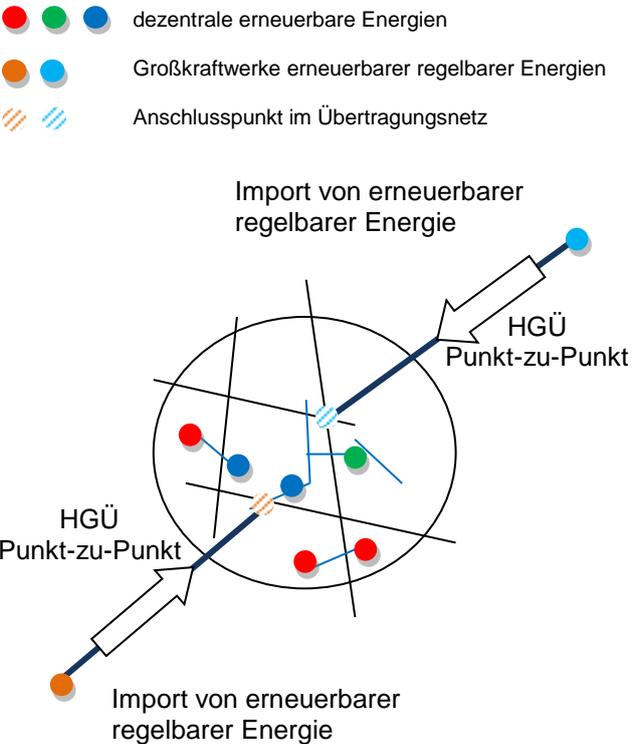


Abbildung 53: Deutschland am 2. April 2022 (Ampiron, 2012)

Tabelle 16: Heutiges und zukünftiges Netz in einer Regelzone, eigene Darstellung

<p>Heute:</p> <ul style="list-style-type: none"> fossile und nukleare Großkraftwerke am Übertragungsnetz nah an den Bedarfszentren wenige fossile und erneuerbare Kraftwerke am Verteilnetz <p>-> Einspeisung vom Übertragungsnetz ins Verteilnetz s. Abbildung 20 in Kapitel 2.2.</p>	 <p>Abbildung 54: heutige Kraftwerks- und Netzstruktur in einer Regelzone</p>
<p>Zukünftig:</p> <ul style="list-style-type: none"> viele lokale erneuerbare Energiequellen direkt am Verteilnetz Großkraftwerke mit erneuerbaren regelbaren Energien u.a. via HGÜ Punkt-zu-Punkt Verbindung am Übertragungsnetz <p>-> gegenseitige Einspeisung im Übertragungsnetz und Verteilnetz</p> <p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> Diversifizierung gesicherter Leistung mit erneuerbaren regelbaren Stromimporten innerhalb der Regelzone wird durch die Einspeisung ins Übertragungsnetz die Netztransitkapazität im Verteilnetz entlastet, da für eine flächendeckende Stromverteilung weniger vom Verteilnetz ins Übertragungsnetz eingespeist werden muss. durch die Einspeisung ins Übertragungsnetz kann Strom weiträumiger verteilt werden und die Netztransferkapazität in andere Regelzonen wird erhalten. <p>-> Erhöhung der Systemstabilität</p>	 <p>Abbildung 55: zukünftige Kraftwerks- und Netzstruktur in einer Regelzone</p>

HGÜ-Verbindungen kommen heute zum Einsatz u.a. bei Verbindungen asynchroner Stromnetze, Erd- und Seekabelverbindungen sowie bei Energieübertragung über weite Distanzen. Letzteres wurde mit Freileitungen bisher nur außerhalb Europas realisiert. Eine Übersicht von realisierten HGÜ-Systemen ist im Anhang in Tabelle 46 zu finden. Besonders China hat seit 2009 mehrere solcher Verbindungen für die Fernübertragung regelbarer erneuerbarer Energie in seine Ballungszentren geschaffen. Ein Exkurs zu HGÜ-Netzen ist im Anhang mit Abbildung 107 beschrieben und wird in der Arbeit nicht näher behandelt.

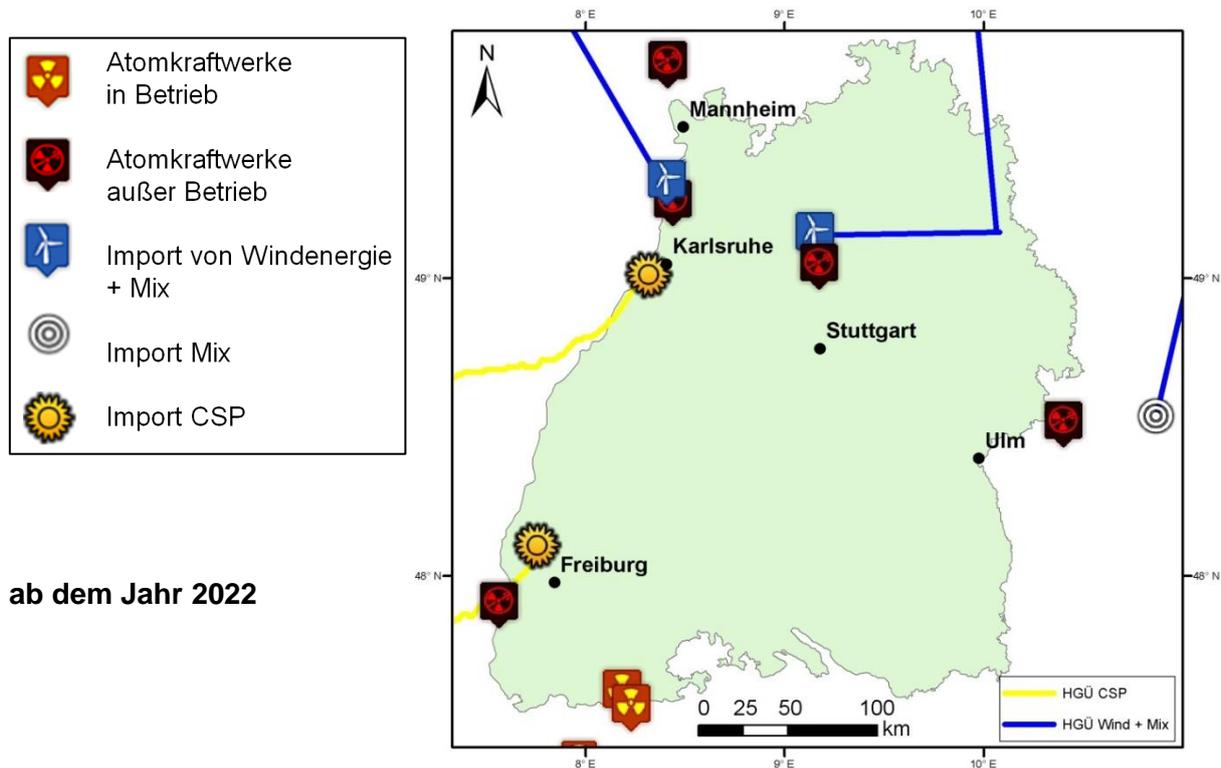
Die in der Arbeit gewählten Punkt-zu-Punkt HGÜ-Verbindungen kann man sich nach Abbildung 55 so vorstellen, dass das Kraftwerk fiktiv in der Regelzone vor Ort steht, wie z.B. heutige Atom- oder Kohlekraftwerke. De facto steht die Anlage jedoch am weit entfernten Ende der Übertragungsinfrastruktur.

Für die Auswahl der exemplarischen HGÜ-Anschlusspunkte im Übertragungsnetz sollen die stark vereinfachten Randbedingungen gelten:

- Netz-Knotenpunkt
- örtliche Nähe zu Verbrauchszentren/ Lastschwerpunkte (heutige AKW-Standorte)
- für gute Regelung der Lastflüsse: gewisse Distanz der HGÜ-Anschlusspunkte (Zeitler, 2012)

Für Baden-Württemberg finden sich die exemplarischen Anschlusspunkte, die diese Randbedingungen erfüllen würden in Daxlanden (bei Karlsruhe) und Eichstetten (bei Freiburg im Breisgau).

Die Abbildung 56 zeigt diese beiden Alternativen mit den in Deutschland bisher geplanten HGÜ-Trassen für den Import von Off-Shore-Windenergie aus dem Norden Deutschlands. Der genaue Verlauf der nationalen Trassen wird in den kommenden Jahren noch konkretisiert (Ampiron, 2010). Die Trassenverläufe für den CSP-Import werden in der GIS-Analyse (s. Kapitel 4.6) näher betrachtet.



ab dem Jahr 2022

Abbildung 56: Stromimporte nach Baden-Württemberg durch HGÜ ab dem Jahr 2022 (Ampiron, 2010), (Mollet, 2013), eigene Darstellung

Eine weitere Möglichkeit zur Netzentlastung in Europa ist ein CSP-HVDC-Anschlusspunkt in Norditalien. Dieser würde zur Entlastung des Stromtransits über den Alpenhauptkamm führen, der einen Engpass darstellt (Zeitler, 2012).

4.3 Auslegung der Gleichstromübertragungstechnik mit Verlustkalkulation

Gleichstrom fließt im Stromleiter mit gleichbleibender Stromstärke immer in eine Richtung. Die Übertragungsleistung wird nur durch den ohmschen Widerstand in Form von Wärmeverlusten (s. Tabelle 17) und somit durch den Spannungsabfall mit zunehmender Länge limitiert. Dies hat bei Fernübertragung von Energie im Vergleich zu Wechselstromübertragung bedeutende technische, ökonomische und ökologische Vorteile, da deutlich weniger Verluste entstehen. Die Verlustberechnung wird im Folgenden betrachtet.

Der elektrische Widerstand R [Ω] ergibt sich aus der Division von Spannung U [V] und Stromstärke I [A] nach dem ohmschen Gesetz:

Gleichung 4
$$R = \frac{U}{I} \quad (\text{Ohm, 1881})$$

Der spezifische elektrische Widerstand ρ bzw. $\frac{\rho}{A \cdot m}$ [$\frac{\Omega}{\text{mm}^2 \cdot \text{m}}$] charakterisiert das gewählte Leitermaterial bei 20°C. Je geringer die Querschnittsfläche ist, desto größer ist der Widerstand, da die Elektronen öfter die Leiterwand tangieren. Der Widerstand erhöht sich ebenfalls mit zunehmender Leiterlänge. Der Widerstandsbelag R' [$\frac{\Omega}{\text{m}}$] bei einer Betriebstemperatur ϑ [°C] ergibt sich mit der Gleichung:

$$\text{Gleichung 5} \quad R' = 1000 \cdot \frac{\rho}{A \cdot m} \cdot [1 + \alpha_{20}(\vartheta - 20^\circ\text{C})] \quad (\text{Ohm, 1881})$$

Die elektrische Leistung P [W] ist das Produkt aus Spannung und Stromstärke:

$$\text{Gleichung 6} \quad P = U \cdot I \quad (\text{Watt})$$

Der Leiterverlust P_V [W] ist das Produkt von Widerstandsbelag R' [$\frac{\Omega}{\text{m}}$], Leiteranzahl n [-], Leiterlänge l [m] und der potenzierten Stromstärke I^2 [A]. In Abhängigkeit der dargestellten Gleichungen ergibt sich bei gleicher Übertragungsleistung folgender Zusammenhang: Je größer die Spannung desto kleiner ist die Stromstärke und somit der Leiterverlust.

$$\text{Gleichung 7} \quad P_V = R' \cdot n \cdot l \cdot I^2 \quad (\text{Watt})$$

Aufgrund der Materialeigenschaften der Seekabelisolation ist die Spannung mit $\pm 600\text{kV}$ begrenzt. Um mit höheren Spannungen Verluste zu minimieren, könnten an Land höhere Spannungen erzeugt werden. Dies macht im Fallbeispiel aufgrund zu hoher Gesamtverluste jedoch keinen Sinn, da durch Umspannungen zusätzliche Verluste entstehen. Dies wirkt sich im Fallbeispiel auf die Bilanz negativ aus. Je nach Trassenlänge könnten jedoch Umspannungen für geringere Gesamtverluste sinnvoll werden, da mit höheren Spannungen verlustärmer längere Strecken überwunden werden können und die Umspannungsverluste sich nur unwesentlich in der Bilanz auswirken.

Tabelle 17: Verluste bei der DC-Übertragung mit $\pm 600\text{kV}$, bezogen auf die Bruttoleistung (Trieb, et al., 2009), (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012)

Technologie $\pm 600\text{kV DC}$	Verluste %/1000km
Freileitung	4,3
Erdkabel	3,4
Seekabel	2,6
Umrichter	1,0% je Umrichter

Im Auslegungsfall wird die HGÜ-Fernverbindung als symmetrische bipolare Ausführung mit metallischem Rückleiter (MTLR) gewählt. Die Fernverbindung besteht somit aus zwei Stromleitern (+Pol und -Pol) und einem Sicherheitsleiter. Dies hat u.a. den Vorteil einer höheren Übertragungsleistung im Vergleich zur monopolen Konfiguration mit nur einem Stromleiter. Mit dem metallischen Rückleiter werden bei langen Übertragungsstrecken Redundanzkriterien gewährleistet, da z.B. durch Seilpendeln an einer Freileitung polseitige Fehler entstehen können. Im Störfall kann hier immer noch 50% Wirkleistung der Anlage übertragen werden. Erdrückleiter gewähren dies nur kurzfristig und sind aus ökologischen Gründen nicht empfehlenswert (Westermann, 2012). Die Abbildung 57 zeigt die schematische Darstellung der Auslegung.

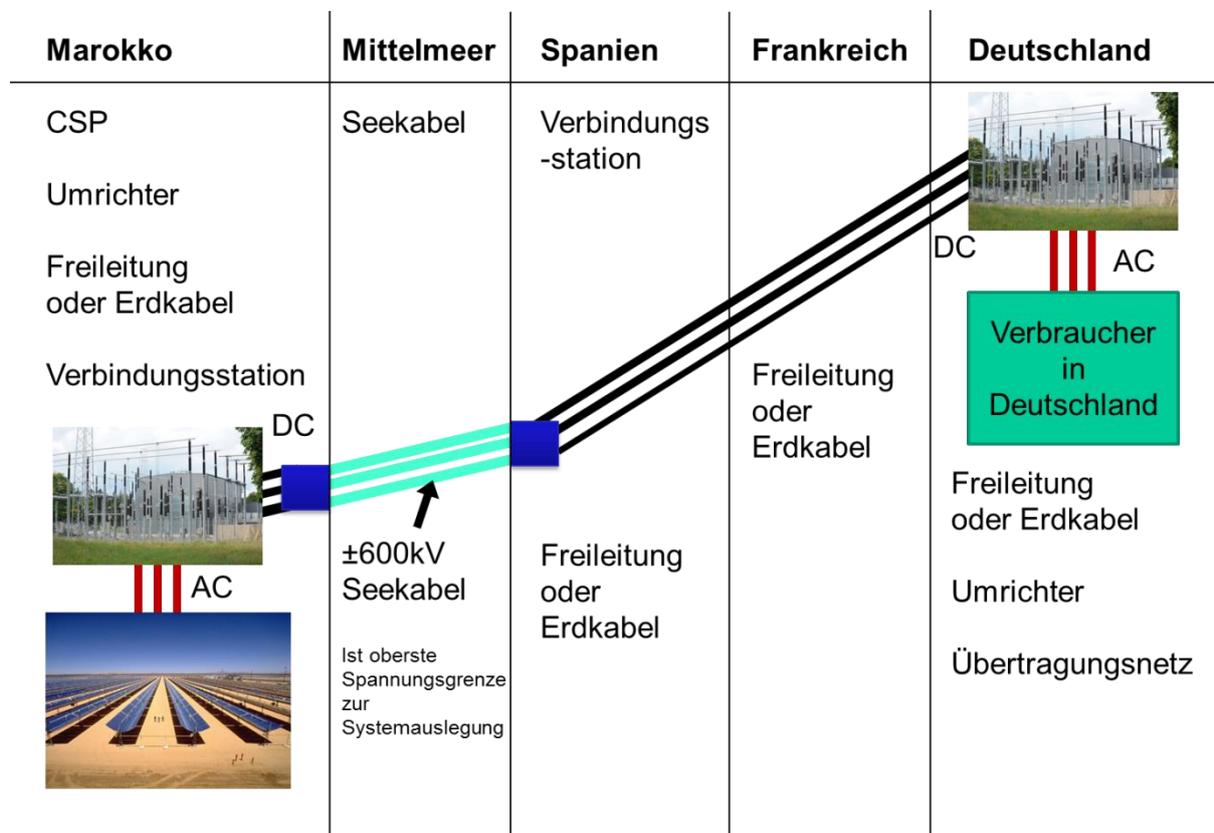


Abbildung 57: Darstellung der Auslegung einer CSP-HVDC-Fernübertragung. Photos: Kramer Junction Kalifornien, Umrichterstation "Lista" Norwegen

Die Bauauslegung sowie der Flächenbedarf werden im Kapitel 4.5 näher beschrieben.

4.3.1 Kabel

Erdkabel können nur auf Trommeln geliefert werden. Dies limitiert deren Längen. Die Trommeln können nur mit begrenzter Größe an die Baustelle geliefert werden, da die vorhandene Transportinfrastruktur mit geometrischen Grenzen dimensioniert ist. Somit sind Verbindungsmuffen notwendig, die einen hohen Installationsaufwand für die Wasserdichtigkeit erfordern. Bei masseimprägnierten Kabeln (MI-Kabel) ist der Aufwand größer als bei Polyethylen- vernetzen Kabeln (VPE, XLPE-Kabel). Dies ist durch die derzeit höhere Komplexität der Verbindungsmuffen bei MI-Kabeln begründet.

Kabel mit einem Aluminiumkern haben einen größeren Biegeradius und Widerstand, sind kostengünstiger als Kabel mit Kupferkern (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012).

Bei Kabeln begrenzt die Betriebstemperatur durch ihre Wärmeabfuhr ins Erdreich die Stromstärke. In Abbildung 59 ist das Tiefenprofil für die Erdkabelverlegung dargestellt. Für die einfachere Wartung, Kühlung und Trassenbündelungsmöglichkeit (s. Kapitel 4.7) können Erdkabeltunnel aus Beton oder kunststoffverstärkter Glasfaser zum Einsatz kommen.

Die Verlegetiefe bei Seekabeln wurde im Beispiel auf 1000 m Meerestiefe limitiert (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012). Größere Tiefen sind bis 1450 m (Informelles Treffen mit Red Electrica de España, 2013) realisierbar, jedoch steigt der Bauaufwand der Kabelverlegung. Ebenfalls könnten der Widerstand und somit die Verluste aufgrund von Haarrissen in den Seekabeln bei größerer Tiefe zunehmen. Sollte sich ein neues Kabel mit einem bereits verlegten Kabel kreuzen, ist auf die Betriebstemperatur der Kabel zu achten, da hier „Hot-Spots“ entstehen können. In der Nähe von Schifffahrtswegen ist theoretisch ein Eingraben der Seekabel auf 15-20m notwendig, um der Gefahr eines Ankerwurfs zu entgehen (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012).



Abbildung 58: Masseimprägnierte und Polyethylen vernetzte Kabel (Kliesch, 2012)

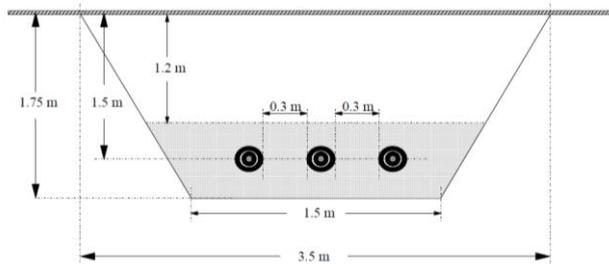


Abbildung 59: Kabeltrench eines bipolaren Systems mit MTLR (Ecofys, 2008)

Eine Bodenbewirtschaftung über den Erdkabeln ist möglich, jedoch dürfen keine tiefwurzelnenden Pflanzen und keine Überbauung im Kabelschutzstreifen vorkommen (VDEW, 2001). Letzteres ist insbesondere beim Straßenbau zu berücksichtigen.

4.3.2 Freileitung

Bei Freileitungen werden häufig Aluminium-Stahlseile verwendet. Der Stahlkern sorgt für Stabilität und Zugfestigkeit, da das Aluminium alleine zu duktil wäre und sich mit der Zeit stark verformen würde. Aluminium hat eine gute Korrosionsbeständigkeit und eine größere elektrische Leitfähigkeit als Stahl.

Aufgrund von Feldstärken bei hoher Spannung treten bei Einzelleitern Korona-Effekte auf. Sie verursachen u.a. Geräusentwicklung, Funkstörungen und Ozonbildung. Diese werden durch Bündelleiter mit veringerteter Randfeldstärke limitiert (Oeding, 2004). Die Auslegung der Maste auf Wind- und Eislast ist



Abbildung 60: Freileitungsseil

eine wesentliche Randbedingung für die Systemstabilität. Es ist darauf zu achten, dass der Mast wenig Windangriffsfläche bietet bzw. nicht in Hauptwindrichtung steht (Zeitler, 2012). Es kann jedoch als statistische Seltenheit vorkommen, dass die Tragfähigkeit bei Extremwetterereignissen überbeansprucht wird. Eine beispielhafte Auslegung der Maste ist in der Abbildung 61 gezeigt.

Abbildung 61: 380kV AC Donaumast mit zwei Dreipolssystemen, $\pm 600\text{kV}$ DC ohne und mit MTLR (Y-Mast) (Scherer, 2012), (Kießling, 2001)

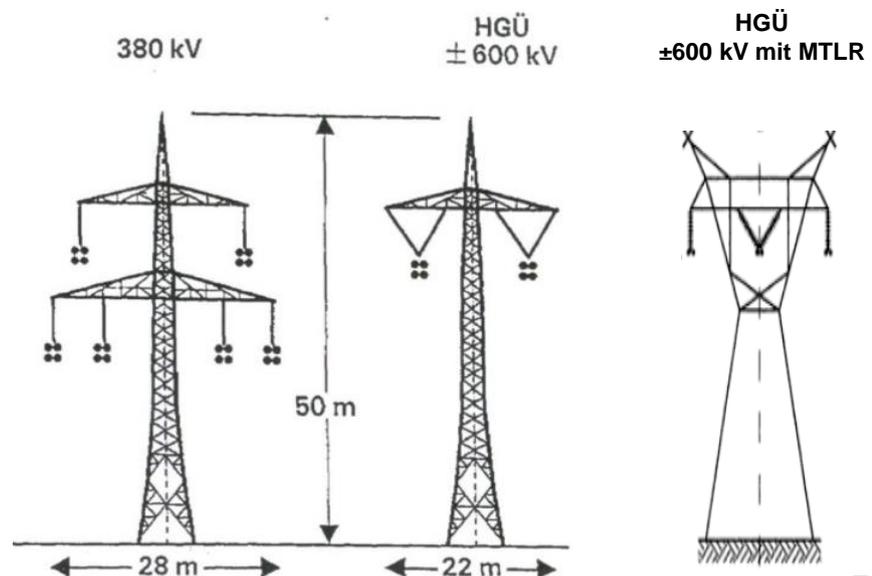


Tabelle 18: AC und DC mit geometrischen Abmessungen (Südkabel, 2006), (Scherer, 2012)

	380kV AC	±600kV DC ohne MTLR	±600kV DC mit MTLR
Anzahl der Stromleiterbündel	6	2	2 + 1
Beseilung je Bündel Al1/St1A (DIN EN 50182)	4x265/35	4x560/50	4x560/50
Masthöhe	50m	50m	~50m
Mastbreite	28m	22m	~30m
Breite des Schutzstreifens	70m	56m	70m
max. gesicherte Übertragungsleistung *	1200MW	2160MW (mit IGBT) 4800 MW (Beseilung)	2160MW (mit IGBT) 4800 MW (Beseilung)
Redundanz	ja, durch zwei Stromkreise	nein	ja, durch MTLR

*Bei DC ist mit anderer Beseilung, Masttyp und Umrichter eine höhere Übertragungsleistung möglich.

Die exakte geometrische Projektierung muss nach EN DIN 50341-1 erfolgen.

Der Abstand der Maste beträgt durchschnittlich 400 m und hängt u.a. von der Masthöhe, Geländeeigenschaften und Beseilung ab (Oeding, 2004).

Eine Kombination zwischen Freileitung und Erdkabel bietet die optimale Anpassung an das vorhandene Gelände. Dies zeigt Abbildung 62 anhand eines sog. Siphons.



Abbildung 63: Siphon mit Freileitung - Erdkabel - Freileitung (CESI, 2008)

4.3.3 HGÜ-Technologievarianten

Betrachtet man die HGÜ-Technologievarianten, so unterscheidet man selbstgeführte (Voltage Source Converter - VSC) und netzgeführte Umrichter (Line Commutated Converter - LCC). Ein vereinfachter Vergleich ist im Anhang ab Tabelle 46 zu finden. Die LCC-Technik

erfordert ein stabiles Drehstromnetz (Westermann, 2012) und ist im Gegensatz zu VSC nicht schwarzstartfähig, d.h. sie kann im Falle eines Netzausfalls nicht zum Netzwiederaufbau verwendet werden. Mit LCC lassen sich jedoch größere Kapazitäten übertragen. Die Netzstruktur begründet die vorherrschende Meinung, dass in Europa zukünftig der HGÜ Ausbau $\leq 3\text{GW}$ überwiegend mit VSC realisiert werden sollte, wohingegen auf anderen Kontinenten LCC $> 3\text{GW}$ zum Einsatz kommen wird (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012). Masseimprägnierte Kabel (MI) und Polyethylen vernetzte Kabel (VPE, XLPE) können grundsätzlich beide mit VSC betrieben werden. Mit LCC ist ein Betrieb nur mit öl-impregnierten MI-Kabeln und nicht mit XLPE sinnvoll realisierbar. Die Ursache ist der Polaritätswechsel bei Leistungsflussumkehr (Westermann, 2012). Auf die Regelungstechnik einzugehen würde den vertretbaren Umfang dieser Arbeit sprengen.

Das U/I-Leistungsdiagramm in Abbildung 64 zeigt die beiden Technologien mit dem aktuellen Stand der Übertragungsleistung in einem symmetrisch bipolaren System.

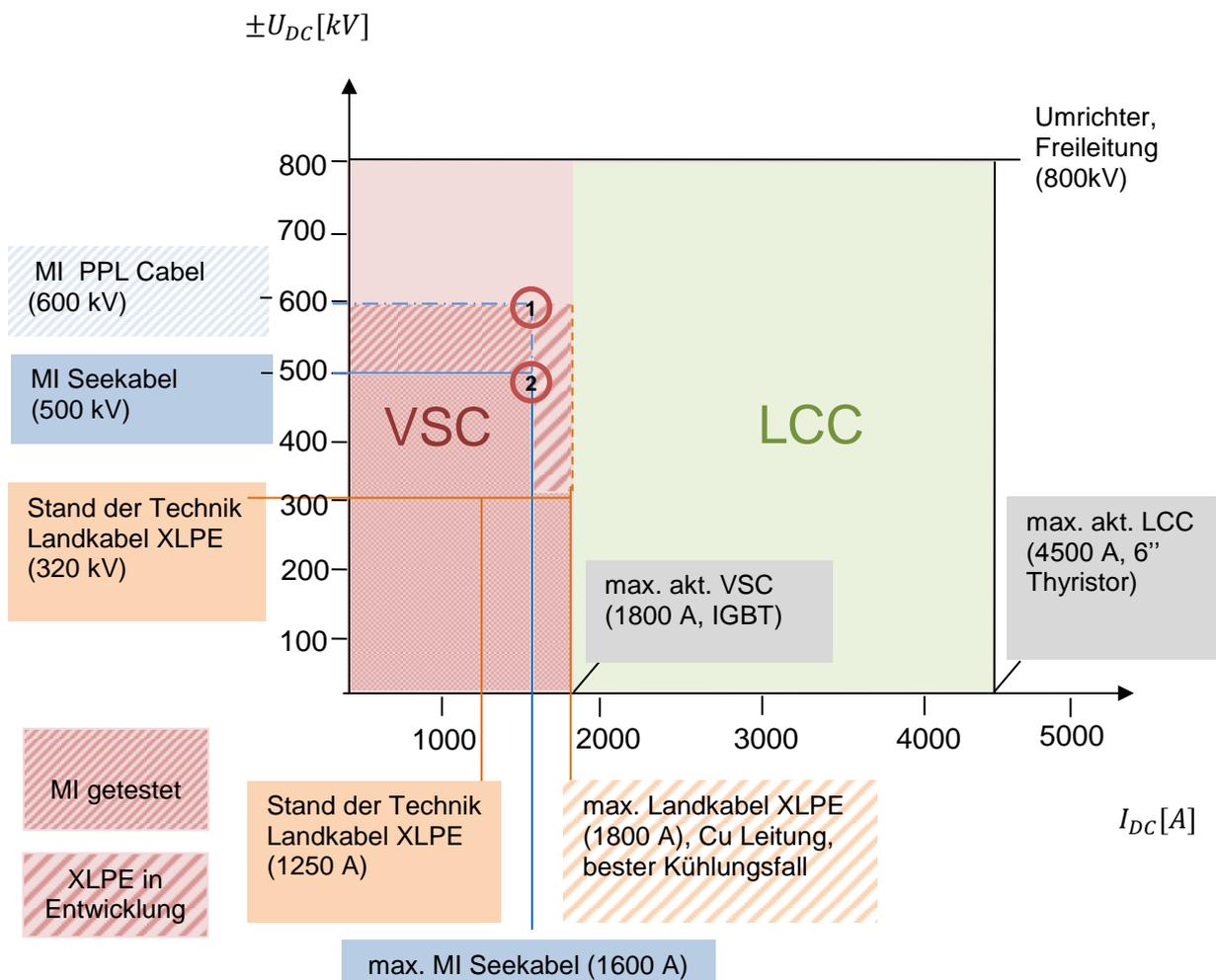


Abbildung 64: U/I-Diagramm zur Übertragungsleistungsdimensionierung (Westermann, 2012), (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012), veränderte eigene Darstellung
Für die Auslegungspunkte 1 und 2 s. Berechnung 1 auf der nächsten Seite.

In der Ausführung eines einzelnen, symmetrisch-bipolaren Systems (+ Pol, - Pol, zzgl. MTLR) wird die max. Stromstärke des Seekabels aufgrund von Betriebstemperaturgrenzen sowie dessen aktuelle und getestete Spannungsgrenze betrachtet. Hierdurch ergibt sich mit Gleichung 6 ein Machbarkeitsbereich eines einzelnen, symmetrisch-bipolaren Systems für die Auslegungspunkte:

Punkt 1: $2 \times 600\text{kV} \times 1600\text{A} = 1920 \text{ MW}$; **Punkt 2:** $2 \times 500\text{kV} \times 1600\text{A} = 1600 \text{ MW}$

(Berechnung 1)

Sollte die einfache symmetrisch-bipolare Stromtrasse aufgrund von Verlusten am Anfang eine größere Leistung als 1920 MW benötigen, so würden ab dem solarthermischen Kraftwerk in Nordafrika Freileitungen zum Einsatz kommen. Benötigt man eine geringere Leistung als 1920 MW, wäre eine freie Technologiewahl auch mit Kabeln technisch machbar. Eine andere Möglichkeit besteht im Einsatz mehrerer paralleler Kabel, welche eine höhere erforderliche Leistung übertragen können. Im Fallbeispiel werden max. 1710 MW benötigt.

4.3.4 Systemübertragungsverluste und notwendige Kraftwerksparkgröße

Für die Systemauslegung wurde die Bruttoleistung des solarthermischen Kraftwerks berechnet. Dabei wurde von der notwendigen Nettoleistung am Abnahmeort mit den anfallenden Transit- und Kraftwerksverlusten ausgegangen. Es wurden auf die Nettoleistungen der jeweiligen Komponenten die spezifischen Verluste iterativ addiert.

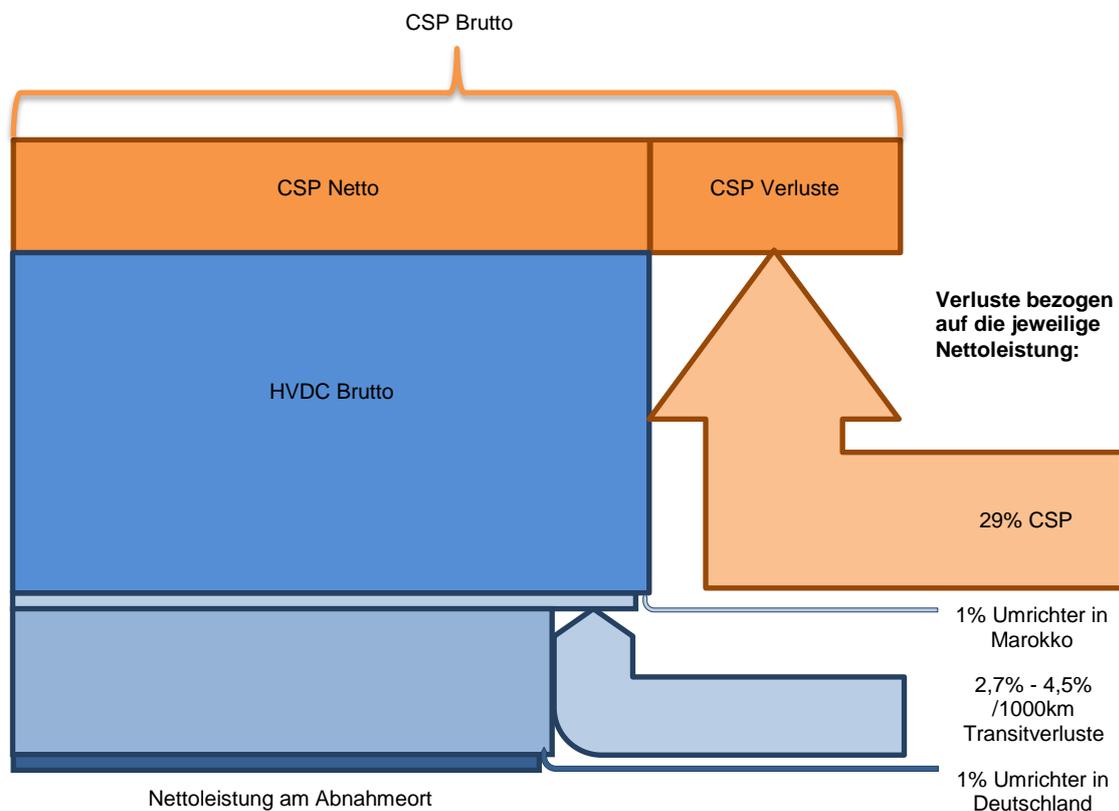


Abbildung 65: Vorgehensweise zur Systemauslegung durch Verlustaufschlag

Ausgehend vom Abnahmeort in Baden-Württemberg mit 1500 MW sind in der Abbildung 66 die Systemübertragungsverluste bis zum solarthermischen Kraftwerk in Marokko dargestellt. Man erkennt, dass die notwendige HVDC-Bruttoleistung zwischen 1640 MW und 1710 MW liegen muss. Dies entspricht der Nettoleistung des solarthermischen Kraftwerksparks. Für die Trassenauslegung ist nach Abbildung 64 die Übertragungskapazität des symmetrisch bipolaren Systems ausschlaggebend. Die HVDC-Bruttoleistung liegt aufgrund der Verlustaufschlagsberechnung zwischen Punkt 1 und Punkt 2 (Berechnung 1) und somit im Machbarkeitsbereich eines einzelnen symmetrisch bipolaren Systems (jeweils eine Leitung/Kabel als + Pol, -Pol und MTLR).

Nach der Berechnung der CSP-Nettoleistung sind ca. 16 bis 17 solarthermische Anlagen à 100 MW Nettoleistung zu bauen. Bei einem Verlustaufschlag von ca. 30% ergibt sich eine Bruttoleistung von 130 MW je Kraftwerk. Insgesamt liegt die Bruttoleistung des Kraftwerksparks zwischen 2118 MW bis 2212 MW. Die Leistung des Kraftwerksparks hängt von den Transitverlusten ab und variiert mit Trassenlänge und Trassentechnologie:

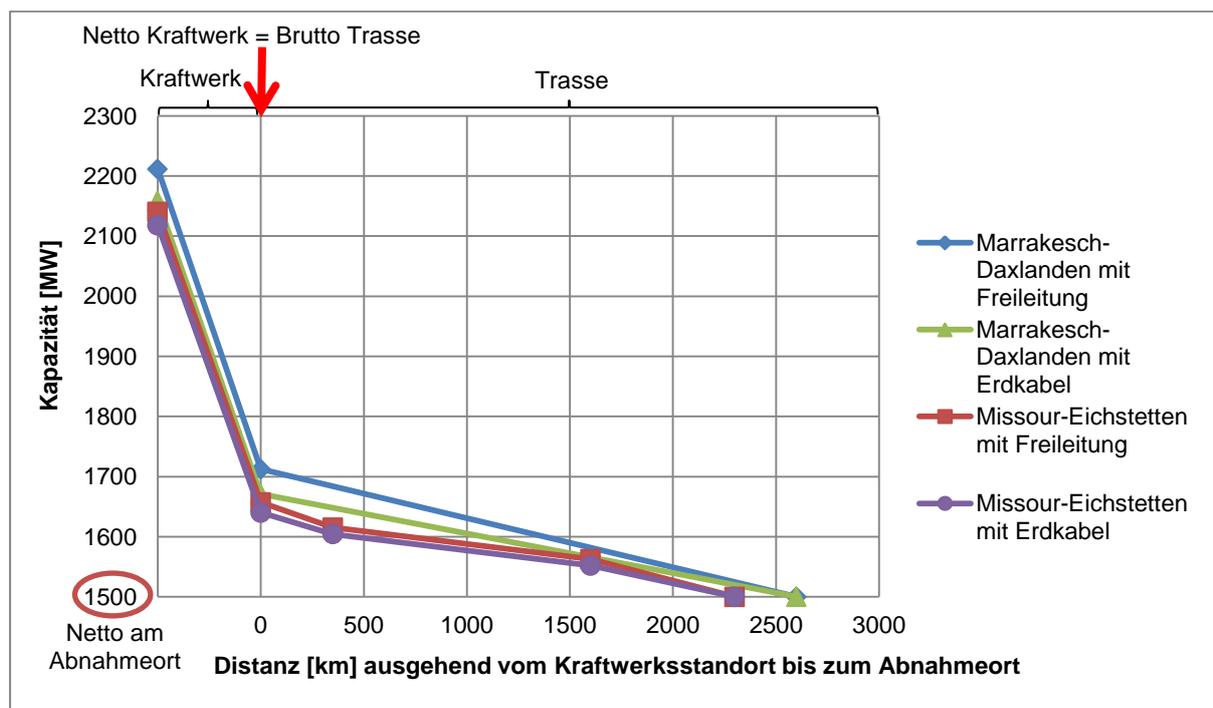


Abbildung 66: Kapazitätsverluste in Abhängigkeit der Entfernung vom Abnahmeort und Übertragungstechnologie jeweils mit Seekabelanteil

Tabelle 19: Systemverluste jeweils bezogen auf die Gesamtbruttoleistung

Trasse	Technologie	Länge	Verluste HVDC	Verluste CSP	Σ Verluste
Marrakesch-Daxlanden	Freileitung	2600 km	9,6 %	22,6 %	712 MW
Marrakesch-Daxlanden	Erdkabel	2600 km	7,9 %	22,6 %	658 MW
Missour-Eichstetten	Freileitung	2300 km	7,3 %	22,6 %	640 MW
Missour-Eichstetten	Erdkabel	2300 km	6,6 %	22,6 %	618 MW

Im System Marrakesch-Daxlanden mit Freileitung müssten somit 1500 MW + 712 MW = 2212 MW gebaut werden, damit 1500 MW am Abnahmeort in Daxlanden ankommen.

Für die anderen Trassenvarianten ergibt sich die Bruttoleistung:

Tabelle 20: Systemverluste jeweils bezogen auf die Gesamtbruttoleistung

Trasse	Technologie	Länge	Verluste Σ %	Verluste Σ MW	Bruttoleistung
Marrakesch-Daxlanden	Freileitung	2600 km	32,2 %	712 MW	2212 MW
Marrakesch-Daxlanden	Erdkabel	2600 km	30,5 %	658 MW	2158 MW
Missour-Eichstetten	Freileitung	2300 km	29,9 %	640 MW	2140 MW
Missour-Eichstetten	Erdkabel	2300 km	29,2 %	618 MW	2118 MW

Das Energieflussdiagramm (nach Sankey, 1898) in Abbildung 67 zeigt, welche Verluste ausgehend von der Bruttoleistung des solarthermischen Kraftwerks entstehen. Bezieht man alle Verluste auf die Bruttoleistung des Kraftwerks, so entsteht ein Verlust von 23% am Kraftwerk selbst und 6,6 - 9,6% durch die Fernübertragung. Die Gesamtverluste der Anlage liegen bei 29,2 - 32,2%.

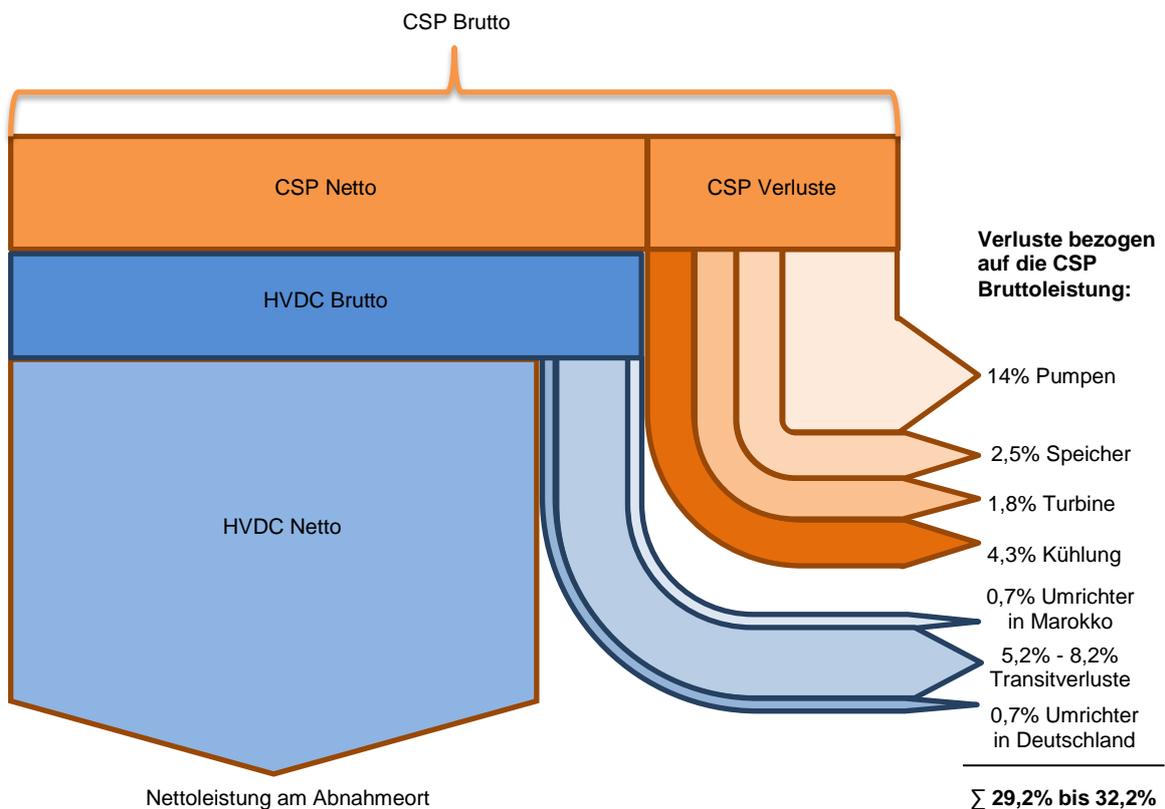


Abbildung 67: Verluste der CSP-HVDC-Anlage bezogen auf die CSP-Bruttoleistung

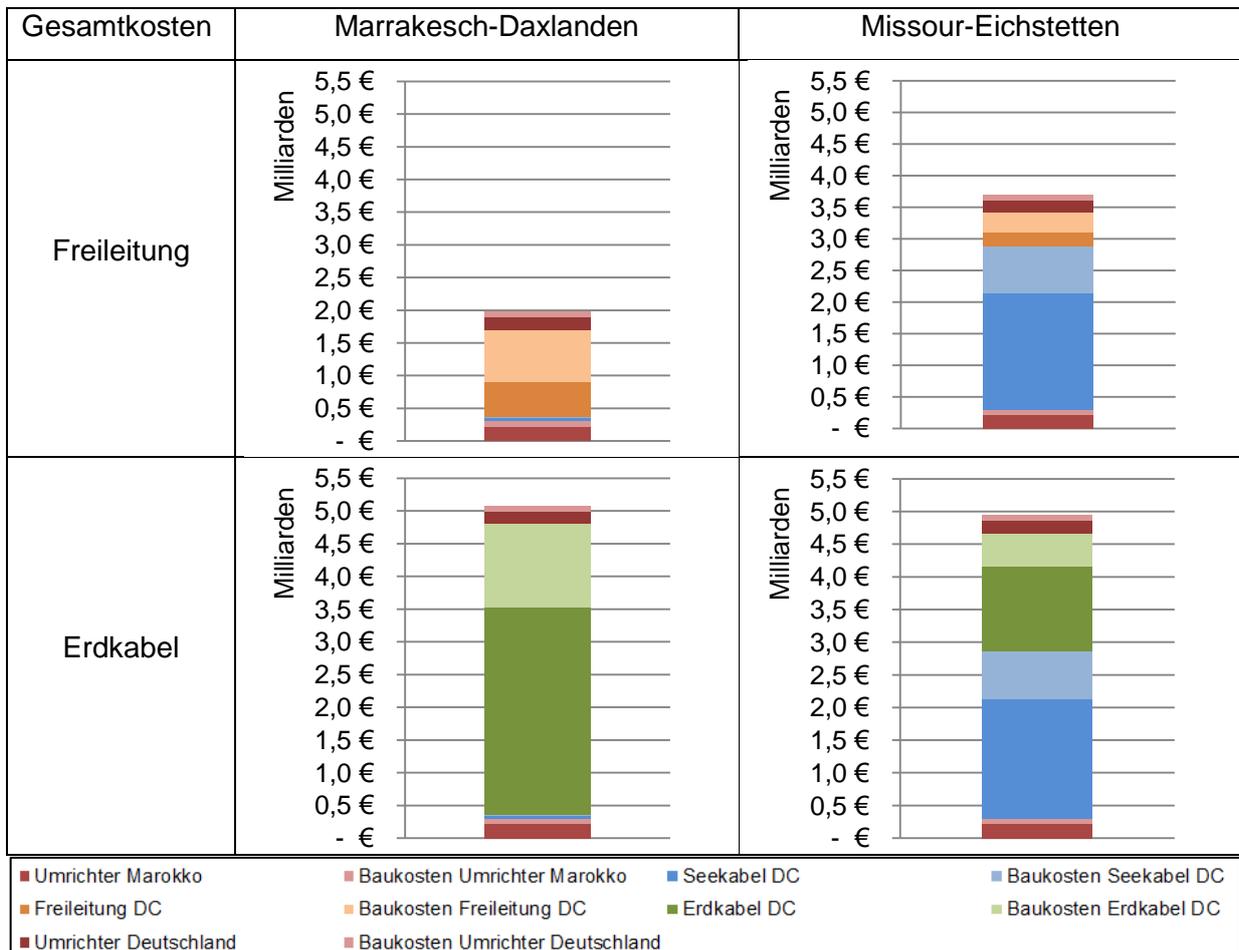
4.4 Ökonomische Systemauslegung

In diesem Kapitel werden Investitions- und Betriebskosten der Stromtrasse beschrieben.

4.4.1 Investitionskosten

Für eine exakte Auslegung müssen die Baukosten noch genauer und Trassen-bezogen analysiert werden. Kostensteigerungen können aufgrund potentieller Risiken entlang der Trasse entstehen, z.B. durch geologische Hindernisse (Informelles Treffen mit Red Electrica de España, 2013). Durch fehlende langjährige Betriebserfahrung (Westermann, 2012) ist zudem nur bei Freileitungen die angenommene Lebensdauer gewährt. Die kostengünstigste Trassenvariante stellt die Freileitungstrasse von Marrakesch nach Daxlanden mit 1,9 Mrd. € dar. Aufgrund hoher Montage- und Materialkosten sind die Erd- und Seekabeltrassen mit über doppelt so hohen Investitionskosten die teuersten Varianten in Höhe von bis zu 5,1 Mrd. €. Die Kosten für den Umrichter mit ca. 2 x 300 Mio. € je Trasse verursachen nur marginale Kostenunterschiede. Die Modellparameter für die Investitionskostenaufteilung in Tabelle 21 sind im Anhang in Tabelle 48 dargestellt.

Tabelle 21: Bau- und Materialkosten der HGÜ-Fernübertragung



4.4.2 Betriebskosten

Die laufenden Kosten der Stromtrassen für Wartung und Betrieb sind durch den begrenzten Wartungsaufwand gering. Die Versicherung der Trassen verursacht über 70% der Betriebskosten (s. Tabelle 22).

Tabelle 22: Betriebskosten der Stromtrassen

Wartung und Betrieb Umrichter	1300 €/MW	0,04 – 0,05 €Cent/kWh
Wartung und Betrieb Trasse	3000 €/km	0,03 – 0,08 €Cent/kWh
Versicherung	0,5% der Investition	0,11 – 0,27 €Cent/kWh

Die laufenden Kosten liegen somit bei **0,24 - 0,40 €Cent**. Die Kosten für Wartung und Betrieb steigen jährlich um 2 % bis zum Betriebsende nach 40 Jahren aufgrund real steigender Personalkosten. Die Versicherungskosten werden als real konstant angenommen und werden aufgrund von Lernkurven tendenziell sinken. Nominal werden Versicherungskosten in Deutschland mit dem gleitenden Neuwertfaktor berechnet, welcher nach Geldwert den entsprechenden Neuwert im aktuellen Jahr angibt (GDV, 2013).

4.4.3 Arbeitsplätze HGÜ-Verbindung

Für den Bau und den Betrieb sind folgende Arbeitsplätze in Tabelle 23 für die beiden Trassenvarianten notwendig. Diese könnten mit lokaler Präferenz entlang der Trasse vergeben werden, wobei Qualifikationen des Personals zu berücksichtigen sind. Für das Seekabel und den Umrichter werden durch den nahezu wartungsfreien Betrieb keine dauerhaften Arbeitsplätze benötigt.

Tabelle 23: Arbeitsplätze Bau und Betrieb in Personenjahren [PA] für die Trassenvarianten

Direkte Arbeitsplätze		Marrakesch-Daxlanden	Missour-Eichstetten
Freileitung	Bau	2150 PA	1520 PA
	Betrieb	152 PA	63 PA
Erdkabel	Bau	2660 PA	1730 PA
	Betrieb	100 PA	42 PA

4.5 Ökologische Systemauslegung der Stromtrasse

Schonende Einflüsse auf die Umwelt sind die Voraussetzung für eine akzeptable und genehmigungsfähige Umsetzung der Stromtrasse. Im Folgenden wird vereinfacht beschrieben, wie sich der Bau und Betrieb auf die Umwelt auswirken.

4.5.1 Bau

Beim Leitungsbau ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in Europa Pflicht (85/337/EWG - Novellierung geplant). Hierbei wird auf die Schutzgüter (Landschaftsbild, Klima, Flora, Fauna, Böden, Gewässer und Mensch) eingegangen und mögliche Risiken werden untersucht, die sich wesentlich auf biotische und abiotische Bestandteile auswirken könnten.

Beim Bau der Stromtrasse treten Flurschäden auf. Diese können irreparable Bodenveränderungen hervorrufen (Verdichtungen, Kontamination des Grundwassers durch Kraftstoffe) mit der Folge verminderter Vegetation (Wolfram, 2012).

Bei Freileitungen kann es zu Biotopverlusten durch Landschaftszerschneidungen u.a. bei Waldrodungen kommen. Waldgebiete werden deshalb häufig überspannt. Das Landschaftsbild kann durch niedrigere, jedoch häufigere Maste mit geringerem Leiterdurchhang vermindert beeinflusst werden.

Bei Erdkabeln ist auf einen getrennten Bodenaushub zwischen der Humusschicht und tiefer liegenden Böden zu achten, damit der Vegetation nach Bauende an der obersten Schicht wieder ein Nährboden zur Verfügung steht. Eine Verlegung mittels Erdraketen, die ein großflächiges Aufgraben verhindern, ist mit dem verwendeten Kabeldurchmesser nicht möglich.

Bei Seekabeln ist aufgrund von Eingrabungen mit einer Beeinträchtigung der lokalen Meereslebewesen zu rechnen. Aufgrund von Sedimentaufspülungen kommt es beim Bau zu einer erhöhten Trübung des Wassers.

Im Allgemeinen gilt, dass in der Brut- und Regenerationszeit auf die ortstypische Flora und Fauna (auch Unterwasser) besonders geachtet werden muss und Bauabschnitte dementsprechend eingeplant werden sollten. Zudem sind Lärmemissionen nahe Siedlungs- und Erholungsgebieten innerhalb von Zeitfenstern zu berücksichtigen (TA Lärm).

Die Arbeit „Ökobilanzierung eines Solarstromtransfers“ (May, 2005) befasst sich detaillierter mit Umweltauswirkungen des Baus und Betriebs der Stromtrasse. Im Rahmen dieser Arbeit wird hierauf nicht intensiver eingegangen.

4.5.2 Betrieb

4.5.2.1 Elektrische und Magnetische Felder

Bei getrennt vorhandenen elektrischen Ladungen (z.B. zwischen Erde und einer Freileitung) entstehen elektrische Felder [V/m] und bei der Bewegung elektrischer Ladungen entstehen magnetische Felder [A/m] bzw. eine magnetische Flussdichte [μT]. Im Folgenden wird nur auf Gleichfelder der Gleichstromübertragung eingegangen.

Die Basisgrenzwerte für elektrische und magnetische Felder orientieren sich an den natürlichen Körperstromdichten und an den Schwellenwerten für nachgewiesene gesundheitliche Wirkungen (BfS, 2012); sie sind in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Beispiele für elektrische und magnetische Felder

	elektrisches Feld [V/m]	magnetische Flussdichte [μT]	Quelle
Grenzwert (0Hz)	20.000	21.220	DIN VDE
Grenzwert (0Hz)	-	40.000	ICNIRP
Bügeleisen	120	0,3	Schlick, 2010
elektrisches Feld der Erde	130		Demtröder, 2008
Erdmagnetfeld		47	LfU, 2002
± 600 kV HGÜ	max. ~ 19.000	max. ~ 22	Chan-Ki Kim, 2009

Das elektrische Feld hängt u.a. von der Geometrie der Maste, von der Spannung und auch von Korona-Verlusten⁹ ab. Diese sind nicht exakt kalkulierbar und treten u.a. wetterbedingt auf (Kim, et al., 2009).

Ein Beispiel für die räumliche Verteilung elektrischer und magnetischer Felder zeigt Abbildung 68.

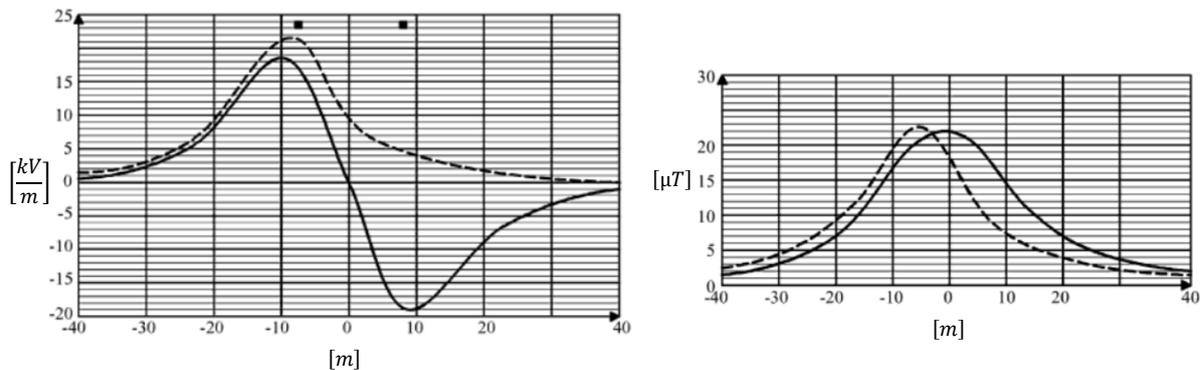


Abbildung 68: elektrisches Feld [kV/m] (links) und magnetische Flussdichte [μT] (rechts) einer ± 600 kV (1 kA) bipolaren (-) und monopolaren (--) HGÜ-Freileitung am Boden im Abstand [m] zur Trassenmitte (Kim, et al., 2009).

Beide Felder sind direkt unter den Stromleitern bei der Freileitung am größten. Eine effektive Abschirmung des elektrischen Feldes ist z.B. durch eine Gebäudewand möglich. Die

⁹ Verluste die bei Koronaentladung entstehen. Koronaentladungen sind elektrische Entladungen, die durch Ionisation z.B. der Luft entstehen, wenn diese einen elektrischen Leiter umgibt.

elektrischen Felder werden durch die Kabelisolierung und das Erdreich fast vollständig abgeschirmt (BfS, 2012).

Die Abschirmung von magnetischen Feldern stellt sich jedoch schwieriger dar. Direkt über einer Erdkabelleitung ist die magnetische Flussdichte ähnlich hoch wie unter der Freileitung. Durch die kompaktere Installation im Vergleich zur Freileitung nimmt diese schneller mit seitlichem Abstand ab.

4.5.2.2 Gesundheitliche Wirkung

Elektrische und magnetische Felder können durch influenzierende Wirkung die natürlichen Ströme im Körper von Lebewesen beeinflussen. Bei hohen Werten können sie Zellen schädigen. Die Einhaltung der Grenzwerte aus Tabelle 24 schließen Gesundheitsgefahren jedoch aus (BfS, 2012).

Eine Wahrnehmung von elektrischen Ladungen bedingt durch Aufladung der Körperhaare kann von 1,5 - 3% der Bevölkerung ab 1 kV/m bemerkt werden. Für diese Personen ist eine störende Wirkung unter Hochspannungsleitungen nicht auszuschließen (LfU, 2002).

Potentielle Wirkungsmechanismen, die bei einer erhöhten Feldexposition z.B. Morbus Alzheimer in bestimmten Berufsgruppen oder Leukämie bei Kindern auslösen könnten, sind noch Bestandteil von Untersuchungen (BfS, 2012).

4.5.2.3 Auswirkungen auf Flora und Fauna

Während des Baus ist der Einfluss auf die Tier- und Pflanzenwelt am größten. Außerdem wird die Trassenanlage in Abhängigkeit von der Dimensionierung der Maste sichtbar. Besonders Jungvögel können mit ungekennzeichneten Freileitungen kollidieren. Sie sterben nicht wegen eines Stromschlags, sondern an den Aufprallverletzungen am Hindernis. Studien zeigen, dass manche Vogelarten einen Abstand ihres Brutgebiets zur Freileitung von 100 m einhalten. Greif- und Rabenvögel nutzen jedoch die Maste teilweise als Brutstätte (Schumacher, 2002). Die elektromagnetischen Felder zeigten auf Tiere keine Wirkung. Bei einer elektrischen Feldstärke zwischen 3 – 15 kV/m wurde bei Bienen eine Kommunikationsstörung und dadurch eine geringere Honigproduktion nachgewiesen (APG, 2004).

Wärmeverluste entstehen durch den ohmschen Widerstand. Die exakten Auswirkungen auf die Bodenerwärmung der dargestellten Trassenvarianten mit Erdkabeln sind noch zu klären. Erwärmungen des Bodens können zu Austrocknungen führen. Dadurch sinkt die Möglichkeit der weiteren Wärmeabgabe, auch die Betriebssicherheit des Kabels könnte beeinträchtigt werden. Nicht alle Einflüsse auf die Mikrobiologie, Flora und Fauna sind bis dato bekannt (May, 2005).

Der Einsatz eines Erdrückleiters oder einer Seeelektrode ist aus ökologischen Gründen u.a. wegen Chlor-Freisetzung und Störung der Orientierung von Meereslebewesen nicht mehr genehmigungsfähig (Cigré, 2012). Bezüglich der Wahrnehmung, Nutzung des Erdmagnetfeldes und potentieller störender Einflüsse auf submarine Lebewesen besteht Forschungsbedarf (Kullnick, et al., 2000). Es ist darauf zu achten, dass das Risiko von Kollisionsunfällen z.B. durch Hubschrauber, landwirtschaftliche Fahrzeuge und Schiffsanker, minimiert wird.

4.5.2.4 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf der Stromtrasse wird in der Tabelle 25 dargestellt und dient als Grundlage für Kompensationsmaßnahmen (s. Kapitel 5.2). Der Schutzstreifen der Freileitung beträgt 70 m, der Schutzstreifen bei Erd- und Seekabel jeweils 4m. Die Trassenanteile in den Ländern werden in Tabelle 27 und Tabelle 28 dargestellt.

Tabelle 25: Flächenbedarf der Stromtrasse abhängig nach Bauausführung

Flächenbedarf nach Übertragungsauslegung	Marrakesch-Daxlanden (~2600 km)	Missour-Eichstetten (~2300 km)
Seekabelanteil (fix)	0,10 km ²	5 km ²
bei 100% Freileitung überspannt	177 km ²	78 km ²
Fundamente Maste	0,13 km ²	0,05 km ²
Anzahl Maste	6300	2600
bei 100% Erdkabel	10 km ²	4 km ²
∑ reine Freileitungsausführung	~177 km ²	~83 km ²
∑ reine Erdkabelauführung	~10 km ²	~9 km ²

4.5.2.5 Emissionen der Stromtrasse

Durch Korona-Entladungen entsteht Ozon $4 \times 10^{-9} \text{kg} \frac{\text{O}_3}{\text{MJ}_{el} \cdot \text{km}}$ (40ppb) (Knoepfel, 1995) und Distickstoffmonoxid $0,4 \times 10^{-9} \text{kg} \frac{\text{N}_2\text{O}}{\text{MJ}_{el} \cdot \text{km}}$ (4ppb) (Pehnt, 2002) welche beide unter dem jeweils zulässigen Grenzwert liegen (APG, 2004). Die akustische Beeinflussung liegt ca. bei 25dB (GOURZNI, 2001) und ist vergleichbar mit einem menschlichen Atemgeräusch.

4.5.2.6 Notwendige Materialien

Die verwendeten Materialien bestehen zum Großteil aus Beton, gefolgt von Stahl, Kupfer und Aluminium. Auf die exakt benötigten Mengen für die jeweiligen Trassenvarianten wird in der Arbeit nicht eingegangen. Eine vereinfachte Lebenszyklusanalyse findet sich bei (Viebahn, et al., 2008).

4.6 GIS-Analyse – Beschreibung der Stromtrasse

Der verwendete Algorithmus zur Berechnung der exemplarischen Tassen basiert auf Widerstandsdaten zwischen Start- und Endpunkt. Diese sind durch Ausschluss- und Kostenkriterien auf Grundlage ökonomischer, ökologischer und sozialer Faktoren definiert (May, 2005). Die Ausschlussmaske in Abbildung 69 zeigt die Tabuflächen. Der computerbasierte Algorithmus sucht damit die optimale Route. Die Auflösung beträgt 1 x 1 km.

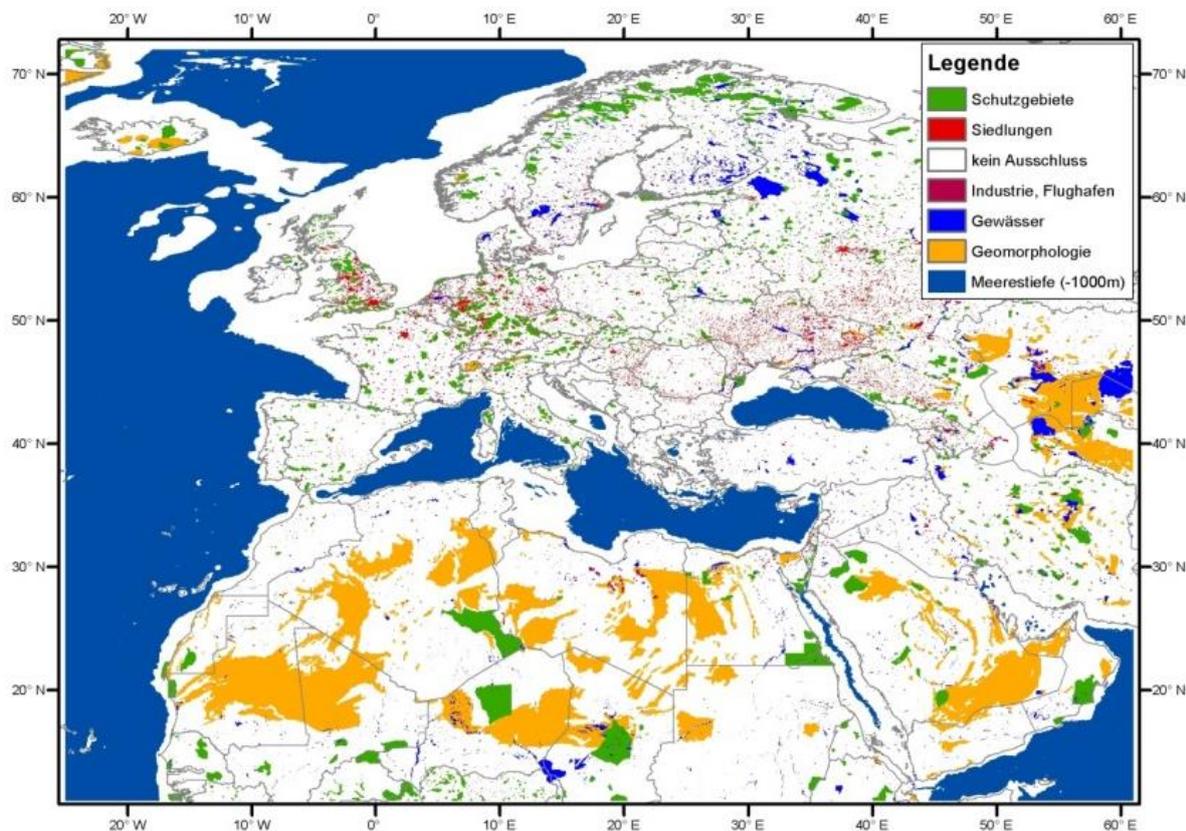


Abbildung 69: Ausschlusskarte Stromtrassen (May, 2005), aktualisierte Darstellung

In der Arbeit sind zwei exemplarische Routenvarianten berechnet:

- Landtrasse über Marokko, Spanien, Frankreich und Deutschland (Marrakesch-Daxlanden)
- Landtrasse über Marokko, Frankreich und Deutschland mit einem hohen Seekabelanteil durch das Mittelmeer und einem Landgang in Frankreich (Missour-Eichstetten)

4.6.1 Ergebnis

Beide Trassen betreffen das Staatsgebiet bzw. die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Länder Marokko, Spanien, Frankreich und Deutschland. Dies zeigt Abbildung 70.

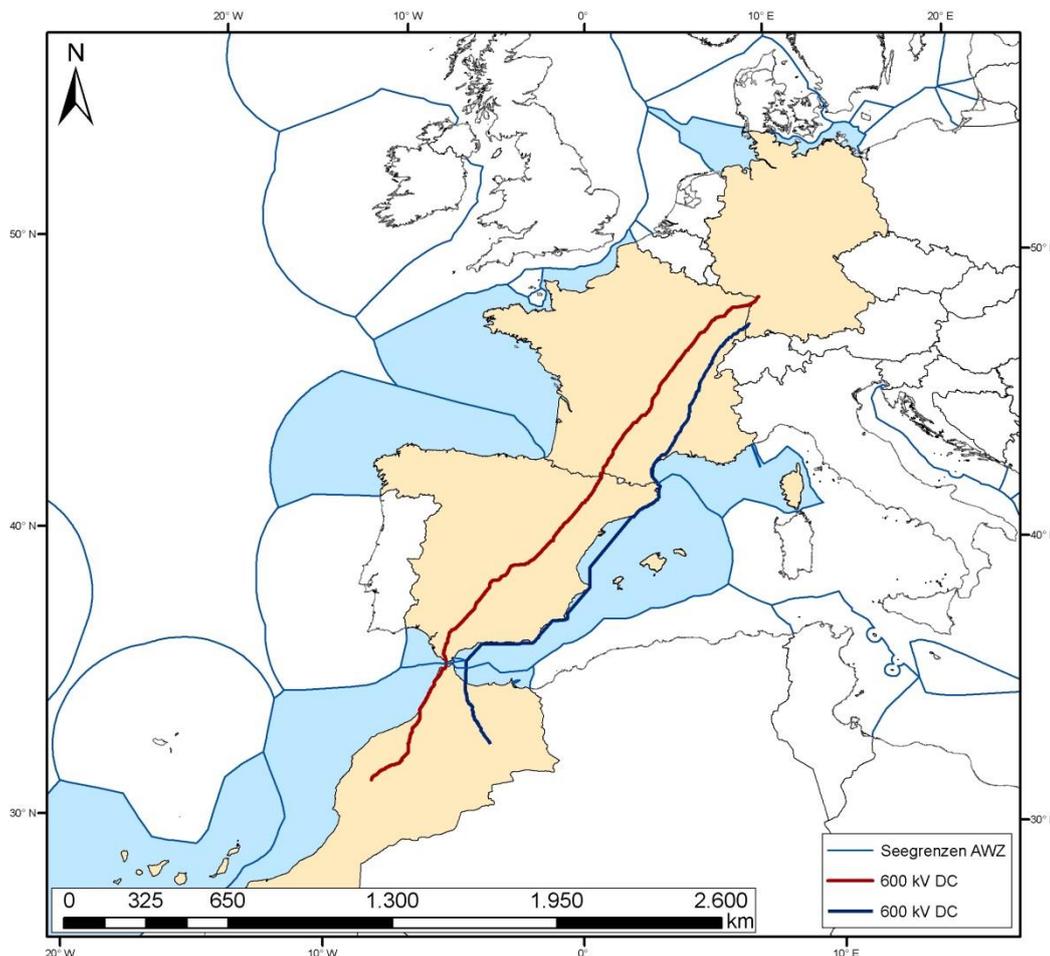


Abbildung 70: Trassenvarianten (Schillings, et al., 2013), eigene Darstellung. Datensatz: (GeoNetwork, 2008), (Claus, et al., 2013)

4.6.2 Beschreibung der Stromtrassen

4.6.2.1 Trasse 1 Marrakesch-Daxlanden:

Nordöstlich von Marrakesch beginnt die Fernübertragung in Richtung Tanger und überquert dort als Seekabel die Meeresenge von Gibraltar. Vorbei an den Nationalparks Andalusien überquert sie Acker-, Busch- und Grasland auf der Iberischen Halbinsel. Frankreich erreicht sie nach der Pyrenäenüberquerung mit einer Höhe von 2600 m ü. NN. Ab hier verläuft die Trasse überwiegend durch Ackerland bis sie nach 2560 km am Zielort Daxlanden in Deutschland ankommt.



Abbildung 71: Höhenmodell der Trasse 1 Marrakesch-Daxlanden (Google, 2012)

4.6.2.2 Trasse 2 Missouri-Eichstetten:

Noch auf der Hochebene des Atlasgebirges startet diese Trasse nördlich der Stadt Missouri und überquert das Gebirge auf einer Höhe von 2500 m ü. NN. Nahe der marokkanischen Stadt Aarhob verlässt sie das Festland und beginnt die Meeresdurchquerung entlang der spanischen Küste, um tiefe Meeresbereiche zu umgehen. Auf der Höhe von Morvedre kreuzt sie ein bestehendes Seekabel und kommt bei Saint-Cyprien wieder an Land. Danach verläuft die Trasse überwiegend auch auf Acker- und Grasland durch Frankreich und erreicht nach 2294 km Eichstetten.

Ein alternativer Landgang wäre bei Fos-sur-Mer denkbar, da im Anschluss eine Trassenbündelung mit Abstand zur Südeuropäischen Pipeline (SEPL) oder entlang des Rhône-Tals mit vorhandenen Freileitungstrassen vorteilhaft sein könnte.

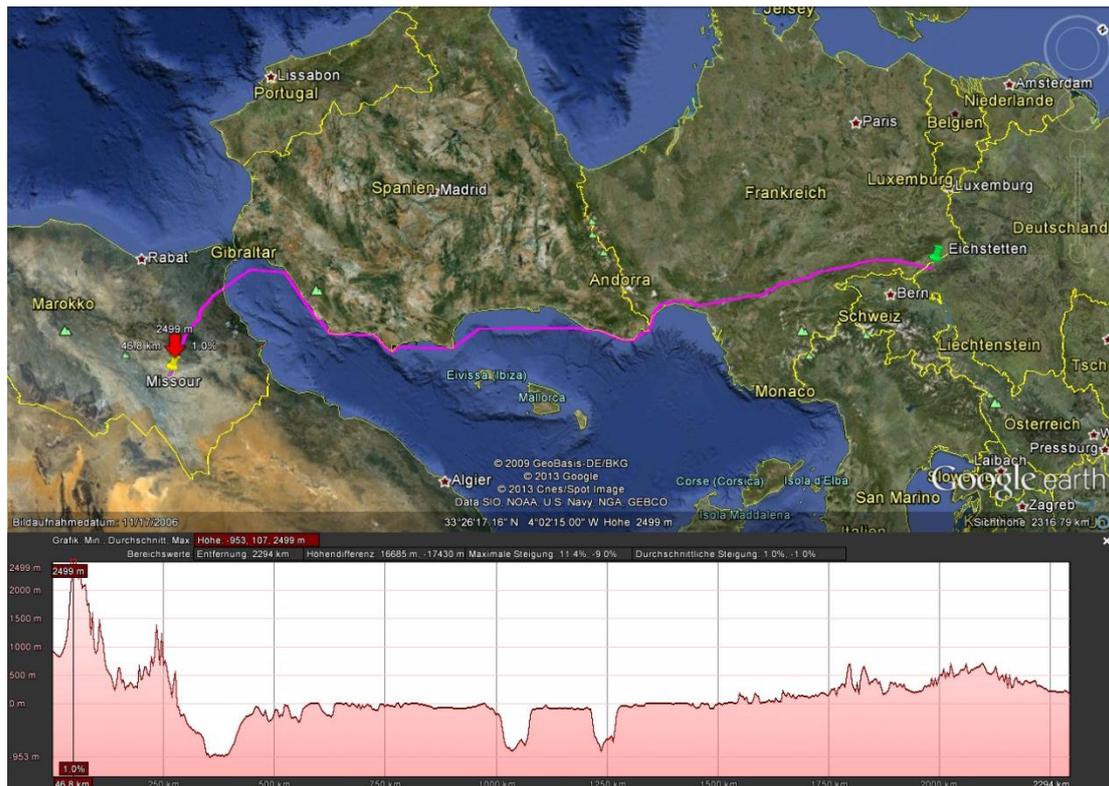


Abbildung 72: Höhenmodell der Trasse 2 Missouri-Eichstetten (Google, 2012)

4.6.3 Landnutzung

Beide Trassen verlaufen im Schutzsteifen auf Land überwiegend auf Ackerflächen. Die Beschaffenheit des Meeresbodens wurde nicht analysiert. Dies ist jedoch mit der Seekabelverlegung sowie geeigneten Daten notwendig.

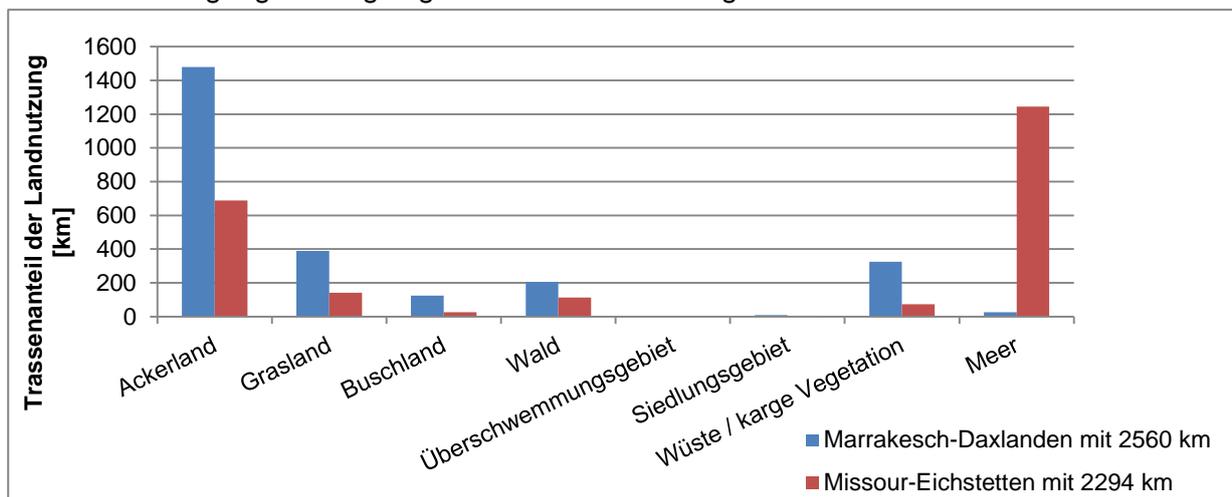


Abbildung 73: Trassenanteil mit Art der Landnutzung (s. Anhang Abbildung 111)

4.6.4 Betroffene Kommunen

Die Analyse in Abbildung 74 und Tabelle 26 zeigt die betroffenen Kommunen für den Stromtransit und die wichtigsten Gebiete mit potentiellen Konfliktkriterien.

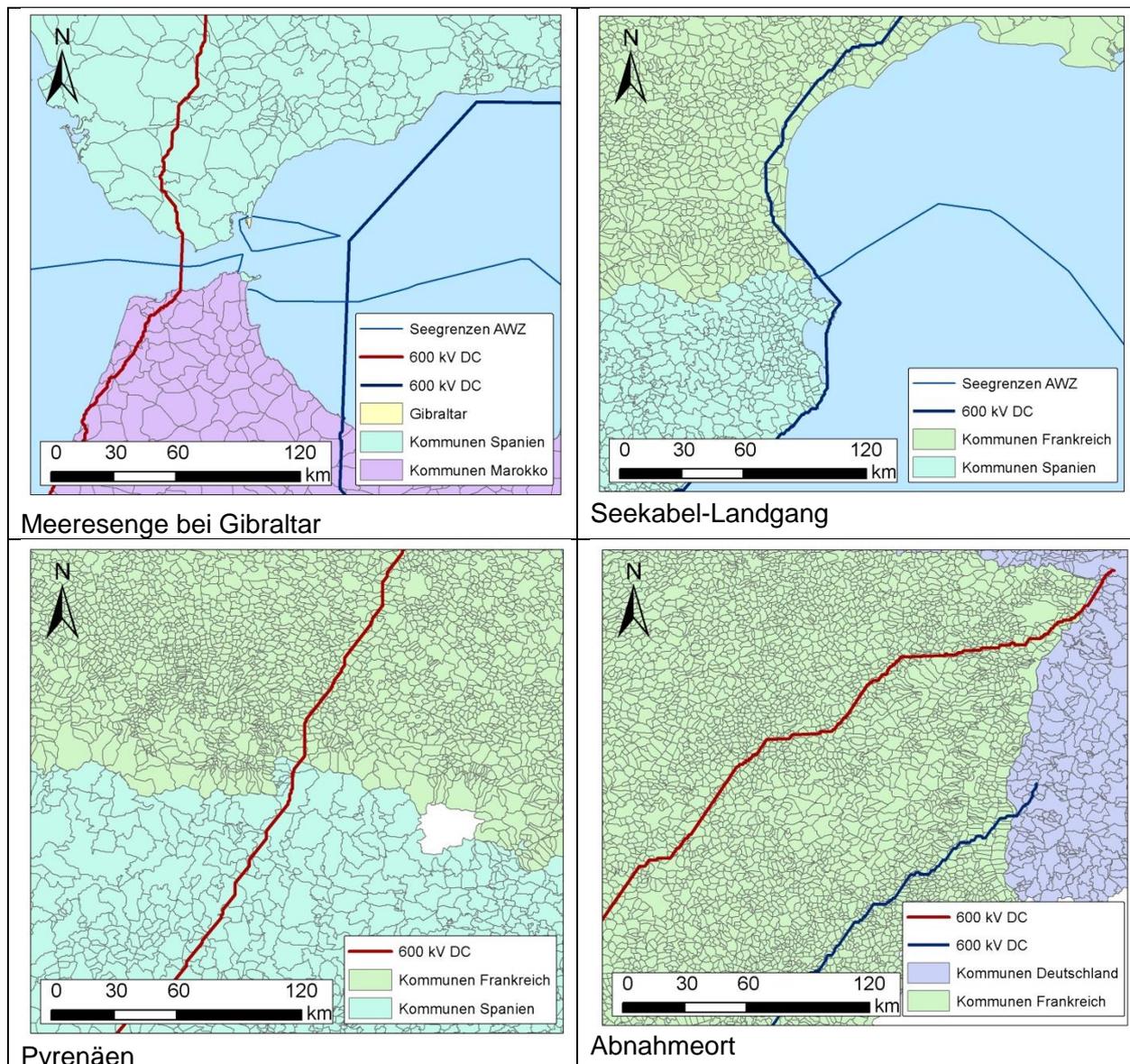


Abbildung 74: Lupen der Trassenanteile mit den betroffenen Kommunen

Tabelle 26: Betroffene Kommunen *Stand 02.12.2011 Local administrative unit (LAU) 2 (EUROSTAT, 2013)

Anzahl der Kommunen	Marrakesch-Daxlanden	Missour-Eichstetten	Kommunen gesamt*
Marokko	55	29	1.514
Spanien	130	0	8.116
Frankreich	332	334	36.680
Deutschland	6	6	12.066
Summe	823	369	58.376

Besonders die Gesamtanzahl der Kommunen in Frankreich ist auffallend. Frankreich besitzt mangels einer Gemeindereform, wie sie in den 1970er Jahren in Deutschland durchgeführt wurde, mit 36.680 die europäische Rekordzahl an politischen Kleinsteinheiten (Riescher, et al., 2010).

4.6.5 Trassenanteile

Frankreich und Spanien stellen den Hauptanteil der Übertragungstrecke zu Verfügung. Hierbei ist auf eine geeignete Kompensation bzw. geeignete Mitnutzung zu achten. Dies wird im Kapitel 5.2 beschrieben.

Tabelle 27: Trassenanteile Marrakesch – Daxlanden

Trasse 1				
Marrakesch - Daxlanden	Längenanteil [km]			
Staaten	Festland	Meer	Summe	Anteil
Marokko	560	13	573	22%
Spanien	1010	13	1023	40%
Frankreich	940	0	940	37%
Deutschland	24	0	24	1%
Summe	2534	26	<u>2560</u>	100%

Tabelle 28: Trassenanteile Missouri – Eichstetten

Trasse 2				
Missour - Eichstetten	Längenanteil [km]			
Staaten	Festland	Meer	Summe	Anteil
Marokko	350	70	420	18%
Spanien	0	1150	1150	50%
Frankreich	678	25	703	31%
Deutschland	21	0	21	1%
Summe	1049	1245	<u>2294</u>	100%

4.6.6 Optimierung

Aufgrund der Datenlage für die Landnutzung ist eine Optimierung mit den Datensätzen GLCC (300 m Auflösung) für Marokko und Corine (100 m Auflösung) für Europa möglich, jedoch braucht man für eine Planung genaue geologische, topographische, Nutzungs- und Eigentumsdaten. Politische Ausschlussgebiete waren für die Arbeit nicht verfügbar. Für das Höhenmodell können SRTM-Daten und weitere Satellitendaten von QuickBird sowie TanDEM-X verwendet werden, damit für die Planer das Gelände in einer dreidimensionalen Auflösung besser dargestellt wird. Für eine konkrete Planung sind auch Überflugsdaten mit einer exakten Auflösung erforderlich. Ein noch zu optimierendes Streckenabschnittsbeispiel ist - ähnlich wie bei Übertragungsnetzbetreibern - im Anhang in Abbildung 109 dargestellt. Zusätzliche Trassenverlaufskriterien sind im Anhang in Tabelle 51 aufgelistet.

4.7 Trassenbündelung

Ein Grundsatz in der Planung ist die Verkehrs- und Versorgungswegebündelung (§1 BNatSchG). Diese bewirken weniger intensive Eingriffe und eine geringere optische Last durch reduzierte Flächenzerschneidung bei Linienführung entlang bereits vorhandener Infrastruktur. Eine Beschleunigung der formalen Verfahren ist durch den Vorbelastungsgrundsatz mit Grenzen der Zumutbarkeit gegeben (Uni Leibniz, TU Dresden, TU Clausthal, 2012). Dieser sagt aus, dass durch Vorbelastung die Schutzwürdigkeit betroffener Grundstücke gemindert werden kann. Bei neuen Nutzungsrechten sind immer Entschädigungen zu leisten.

Da sich die bestehenden Drehstrom-Hochspannungsleiterseile infolge physikalischer Grenzen der notwendigen Übertragungskapazität nicht nutzen lassen, muss eine separate Übertragungsinfrastruktur gebaut oder mit anderen Infrastrukturen gebündelt werden. Nachfolgend werden diese Möglichkeiten diskutiert:

4.7.1 Bestehende Trassen/Maste und Leiterseile auf freiem Mastgestänge

Ein Ausbau der Maste ist aufgrund von Materialalter, Statik und Sicherheitsabstände der Leiterseile meist schwer oder nur auf Teilabschnitten zu realisieren. Das ENTSO-E Ausfallkriterium von 3 GW ist bei Trassenbündelung zu beachten. Eine zusätzliche HGÜ-Beseilung kann im Einzelfall nach EN DIN 50341-1 geprüft werden und mit sog. Hybrid-Masten (Abbildung 75) realisiert werden. Beim Neubau von Masten wird die Auslegung meist überdimensioniert, damit das Genehmigungsverfahren kürzer ausfällt und einfacher neue Leiterseile nachgerüstet werden können (Cova, 2008). Der Hybrid-Mast in Abbildung 75 zeigt ein Beispiel mit mehreren Stromkreisen.

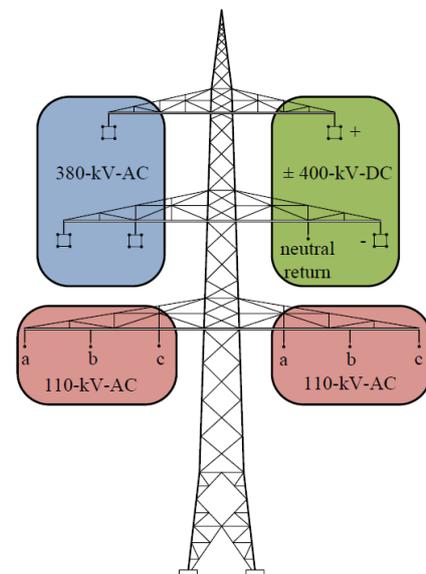


Abbildung 75: Hybrid-Mast mit 1x380kV AC, 2x110kV AC und 1x 400kV DC (Ampiron, 2012)

4.7.2 Autobahnen

Bei einer vorhandenen Verkehrswegebauinfrastruktur muss in Deutschland ein Abstand von 40 m zu Bundesautobahnen und 20 m zu Bundesstraßen eingehalten werden (Bundesfernstraßengesetz § 9). Der Bau von HGÜ-Freileitungstrassen und Erdkabeln an Autobahnen wäre in paralleler Ausführung machbar. Es empfiehlt sich jedoch, die Masthöhe als Abstand zu wählen, um Gefahren bei Versagen der Masten zu vermeiden. Für die Verlegung von Erdkabeln (Tunnel) könnten der Standstreifen und die Erweiterungsflächen der Autobahn mitbenutzt werden (Pokojski, 2012). In Frankreich spielen privatrechtliche

Interessen der Eigentümer der Autobahnen eine Rolle. Diese können in Abstimmung mit den zuständigen Planungsbüros (z.B. Scetauroute) vereinbart werden.

4.7.3 Schienennetz

Eine Bündelung von Bahnstromfreileitungen und HGÜ-Erdkabeln ist in Teilabschnitten möglich. Der Vorteil in der Parallelführung von Erdkabeln mit Bahnstromtrassen liegt beim Bau im Weiterbetrieb der Bahnstromversorgung, Unabhängigkeit bei Wartungsaufgaben und kürzeren Planungs- und Zulassungsverfahren. Durch Siedlungskreuzungen und Talüberspannungen auf felsigem Gebiet gibt es allerdings Grenzen der Machbarkeit. Im Projekt „Inelfe“ in den Pyrenäen wird der Versorgungsschacht eines Zugtunnel-Neubaus zur Verlegung von HGÜ-Kabelsystemen mitgenutzt.

Mit Blick auf den Raumbedarf ist die Ausführung mit HGÜ-Freileitungen mit Kompaktmastgestängen als eine Gemeinschaftsanlage mit Bahnstrom sinnvoll. Hierbei müssen vorhandene Bahnstromfreileitungsmasten ersetzt werden. Dies beschränkt den Weiterbetrieb der Bahnstromversorgung (Uni Leibniz, TU Dresden, TU Clausthal, 2012).

Bei sämtlichen Ausführungen bedarf es der Einbeziehung der betroffenen Bahngesellschaften.

4.7.4 Versorgungstunnel

Ein nachträglicher Ausbau von Erdkabelsystemen lässt sich am einfachsten in der Nutzung von bereits vorhandenen Kabeltunneln (s. Abbildung 76) durchführen. Hierbei lassen sich auch weitere Versorgungsstrukturen bündeln. Weitere Vorteile durch leichteren Zugang bestehen bei Reparatur- und Wartungsarbeiten.



Abbildung 76: Kabeltunnel am Flughafen von Barajas (Madrid)

Bisher waren für die Anwendung von Erdkabeltunneln der Materialaufwand und die Kosten die größten Hürden. Letztere vermindern sich in der effizienten Nutzung mit möglichst vielen

Kabelsystemen. Entwicklungen von vorgefertigten und glasfaserverstärkten Plastikbauteilen versprechen eine Kostenreduktion (Hoffmann, et al., 2007). Weitere Grenzen sind durch die vorliegende Geologie, Topographie, sowie Naturschutzgebiete gegeben (Ecofys, 2008).

4.7.5 Brücken/Tunnel

In Teilbereichen lassen sich Brücken, Tunnel (Bahn), und Viadukte bei vorheriger und passender Auslegung auf Kabelsysteme (s. Abbildung 77) mitnutzen. Dieser Synergieeffekt sollte jedoch nicht auf Kosten der Sicherheit erzielt werden, da Störungsbeeinträchtigungen bei Ausfall und Reparatur die gesamte Infrastruktur beeinflussen können.



Abbildung 77: Einbau von Kabeln in einem Brückenbauwerk (CESI, 2008)

4.7.6 Landschaftliche Leitlinien

Um die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes zu minimieren, sollte die Trasse entlang von landschaftlichen Leitlinien verlaufen. Diese werden z.B. von Waldrändern, Siedlungskanten, Gebirgszügen, Bergflanken, Hügelketten gebildet. Eine Schrägführung oder Querüberspannung sollte vermieden werden. Insbesondere sollten Freileitungen nicht auf Hangkämmen oder anderen exponierten Standorten, sondern am Mittelhang oder in Geländeeinschnitten geführt werden, da hier die stärksten Sichtverschattungen möglich sind (Nohl, 1993).

4.7.7 Flüsse und Kanäle

Die Verlegung von Seekabeln in Flüssen ist wegen des Kühlungseffekts vorteilhaft, erfolgt jedoch auf Kosten der Erwärmung umliegender Flächen. Ein Temperaturanstieg bei einem in 1 m tief vergrabenen, bipolaren 600 MW Seekabel ist im Umkreis von 50 cm um bis zu 3°C möglich. Die Folge ist ein erhöhter Bakterienstoffumsatz und die potentielle Ansiedlung wärmeliebender Organismen (Wirtz, et al., 2003). Problematisch ist die Umgehung von Schleusen und die Unfallgefahr in der Schifffahrt. Bei Freileitungen sollten die Fundamente nicht im Überschwemmungsgebiet des Flusses stehen.

4.7.8 Seekabel

Wie bei Erdkabeln muss auch bei Seekabeln im Rahmen einer Neuverlegung auf bereits bestehende Trassen in der Planung geachtet werden. In Häfen ist insbesondere auf anliegende Schiffe zu achten, da diese mit Ankern einen Kabelausfall hervorrufen können. Eine Bündelung kann das Risiko durch erhöhte Aufmerksamkeit sensibler Stellen verringern.

4.7.9 Öl- und Gaspipeline

Die Bündelung mit anderen Linieninfrastrukturen wie etwa einer Öl- oder Gaspipeline, ist noch zu untersuchen, da hier Sicherheitsabstände einzuhalten sind. Eine genaue Auslegung ist unter Berücksichtigung von EN DIN 50341 möglich.

4.7.10 Nachteile bei der Bündelung

4.7.10.1 Ausfallrisiko/Angreifbarkeit

Der Ausfall von Infrastrukturen bei nicht sachgerechter Auslegung der Trassenbündelungsoptionen stellt ein Risiko dar. Daneben, verringern sich die angestrebten Redundanzen der Versorgungssicherheit im Falle von Naturkatastrophen oder Sabotage.

4.7.10.2 Potentielle Flächennutzung / vorausschauende Planung

Bei der Planung von Trassenverläufen an Autobahnen und Schienen sollte darauf geachtet werden, dass Ausbauoptionen wie z.B. von vier auf sechsspurige Autobahnen, erhalten bleiben. Eine vorausschauende Planung verhindert vermeidbare nachträgliche Eingriffe und Kosten. Gleiches gilt für den gestalterischen Ausbau von Industrie- und Neubaugebieten, jedoch auch für Wälder, Seen, Biotopflächen und Naturschutzgebiete.

4.7.10.3 Landschaftsästhetik

Ein übermäßiger Ausbau gebündelter Infrastrukturen kann auch zu Nachteilen im Landschaftsbild führen (s. Abbildung 78)

Der Ausbau ist in Anbetracht der Verhältnismäßigkeit auf die Schutzgüter bereits belasteter Gebiete abzuwägen.

Wo die Grenzen des negativen Bündelungseinflusses liegen, ist im Einzelnen zu untersuchen.

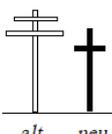
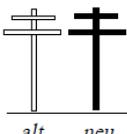
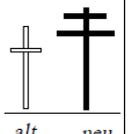
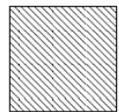
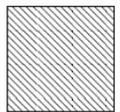
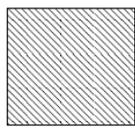
	Fall A	Fall B	Fall C
<i>Eingriffssituation</i>	 alt neu	 alt neu	 alt neu
<i>Ästhetische Erheblichkeit bei Abwesenheit einer Vorlast</i>			
<i>Ästhetische Erheblichkeit bei Anwesenheit einer Vorlast</i>			
	<i>Bündeln ist i.A. sinnvoll</i>	<i>Bündeln ist i.A. problematisch</i>	<i>Bündeln ist i.A. sinnvoll</i>

Abbildung 78: Landschaftsästhetik bei Bündelung von Freileitungstrassen (Nohl, 1993)

4.8 Fazit

Eine Herausforderung für die Modellstudie sind 2600 km Trassen und die Beteiligung von bis zu 823 Kommunen in vier Ländern und zwei Kontinenten. Es entstehen Investitionskosten von bis zu 5 Mrd. € und Betriebskosten von ca. 0,4 €Cent/kWh. Die Verluste, die durch den Transit entstehen, sind im Vergleich zum solarthermischen Kraftwerk geringer als die Hälfte und belaufen sich auf bis zu 9,6%. Durch den geringen Wartungs- und Arbeitsaufwand entstehen nur wenige Arbeitsplätze für den Unterhalt der Trasse. Für den Bau entstehen jedoch kurzfristig jedoch deutlich mehr Arbeitsplätze.

Die Trassenbündelung ist nur begrenzt auf langen Distanzen möglich. Da Stromtrassen potentiell andere Start und Zielpunkte haben als Verkehrswege, ist ein Synergieeffekt einer Bündelung nur in Teilabschnitten erreichbar. Wenn man einer Linienparallelführung Vorrang einräumt, könnten neben höheren Kosten u.U. größere ökologische und visuelle Lasten entstehen, wenn dabei gleichzeitig die zurückzulegenden Strecken vergrößert werden. Genauere Untersuchungen müssen projektspezifisch durchgeführt werden, um Eingriffe auf Schutzgüter zu minimieren.

4.8.1 Offene Fragen:

- Welche sinnvollen Anschlusspunkte im Übertragungsnetz für eine CSP-HVDC-Anlage gibt es in Europa?
- Welche Überflugsdaten sind notwendig, um eine exakte Trassenfindung mit einer Geländeanalyse zu ermöglichen?
→ Wo sind Erdkabel möglich?
- Welche Kriterien sind insbesondere bei Kabelkreuzungen zu beachten (Land, Meer)?
- Welche Mehrkosten können zu den angenommenen Baukosten entstehen?
- Welche Kosten entstehen bei einer Tunnelvariante mit Trassenbündelung?
- Mit welcher Bodenerwärmung ist zu rechnen? Welche Kühlungsmaßnahmen erfordert dies?
- Welche genauen Auswirkungen auf Meereslebewesen könnte das Seekabel verursachen?
- Welche andere sinnvollen Fernübertragungsmöglichkeiten gibt es und wie sind sie vergleichbar (LNG, H₂, Mikrowellen)?

5 Gesamtkostenrechnung

In diesem Kapitel werden die Gesamtkosten analysiert, die durch die Trassenvarianten und den Kraftwerkspark entstehen. Die Untersuchung umfasst Betriebs-, Kompensations- und Stromgestehungskosten aus energiewirtschaftlicher Perspektive.

Zusammenfassung:

Gerade bei den Stromgestehungskosten sind erhebliche Einsparungen generierbar, sofern das geliehene Kapital an die Investoren schnellstmöglich zurückbezahlt wird. Bei angenommener Diskontrate von 1,3% ergibt sich eine deutliche Einsparung bei den Kapitalkosten und eine Gesamtersparnis der CSP-HVDC Anlage von ca. 3,8 Mrd. € gegenüber regelbaren fossilen Energien.

Es werden Maßnahmen für dauerhafte Kompensationszahlungen analysiert, damit „dauerhaft Betroffene zu dauerhaft Beteiligten“ werden und die Anlage für sie ein Einkommen generiert. Aufgrund der geringeren Flächeninanspruchnahme der Erdkabel im Vergleich zu Freileitungen werden die Kompensationszahlungen bei Verwendung von Erdkabeln geringer. Dadurch ergibt sich während der Betriebsdauer ein Gesamtkostenvorteil von Erd- gegenüber Freileitungen, obwohl die Investitionskosten der Erdkabel zunächst höher sind. Trotzdem ist die Trasse Marrakesch-Daxlanden als Freileitungsausführung während der 40-jährigen Betriebszeit die kostengünstigste Variante, dicht gefolgt von Missouri-Eichstetten als Erdkabelausführung. Die Gesamtbetriebskosten liegen zwischen 4,07 – 4,91 €Cent/kWh.

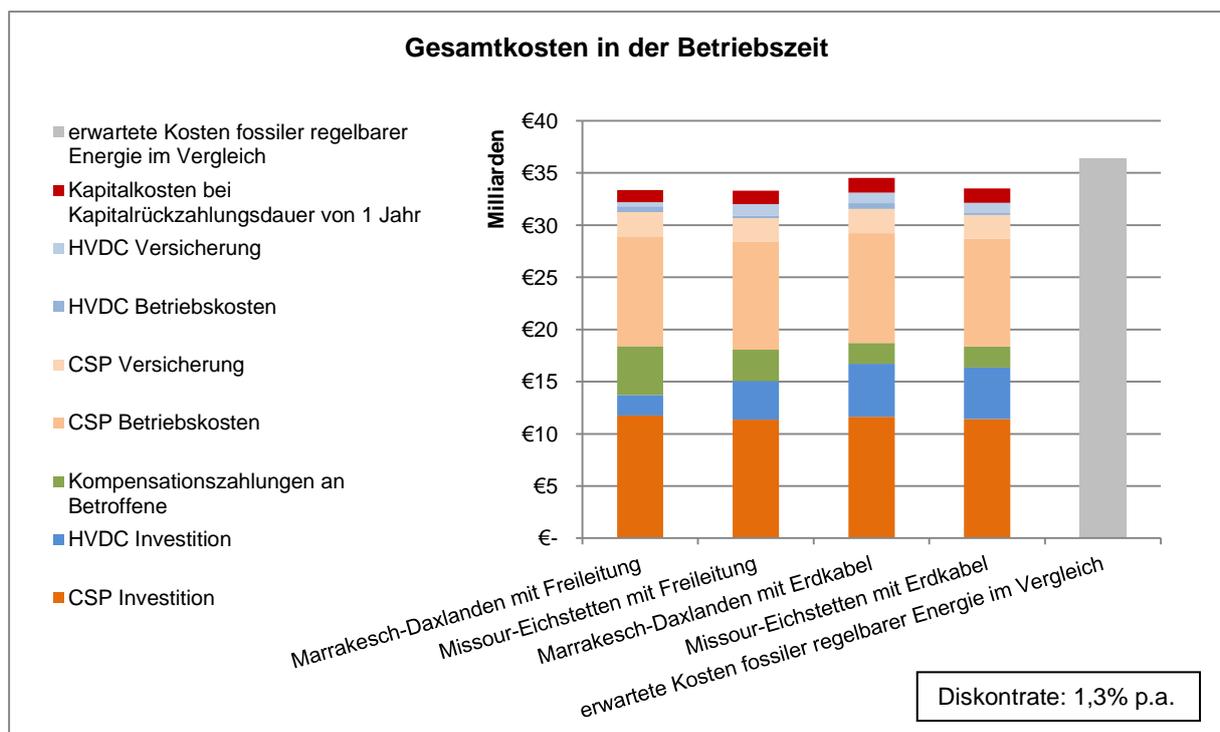


Abbildung 79: Gesamtkosten während der 40-jährigen Betriebszeit mit 358 TWh

5.1.1 Investitionskosten der CSP-HVDC-Anlage

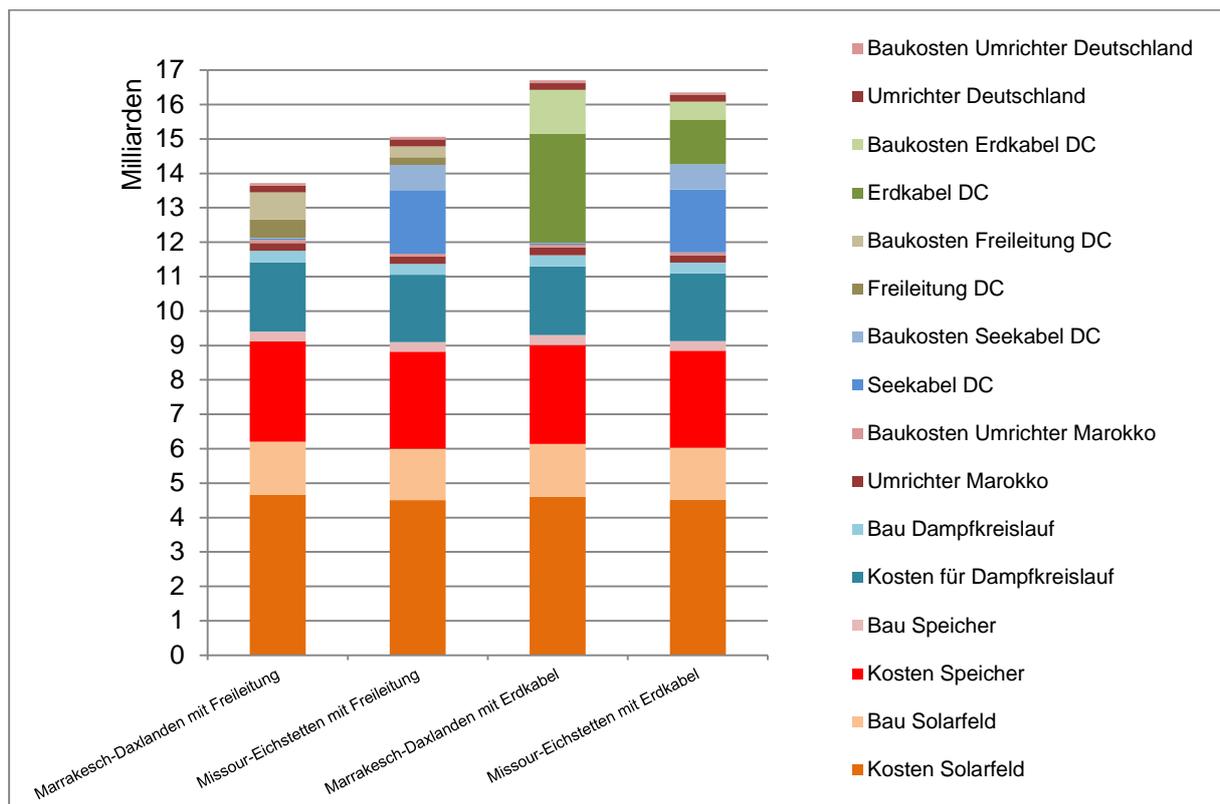


Abbildung 80: Gesamtinvestitionskosten der Trassenvarianten und des Kraftwerksparks – Details s. Anhang Tabelle 49

Tabelle 29: Systemkosten

Trasse	Technologie	Länge	Kosten CSP	Kosten HGÜ	Σ Kosten
Marrakesch-Daxlanden	Freileitung	2600 km	11,8 Mrd.€	1,9 Mrd.€	13,7 Mrd.€
Marrakesch-Daxlanden	Erdkabel	2600 km	11,6 Mrd.€	5,1 Mrd.€	16,7 Mrd.€
Missouri-Eichstetten	Freileitung	2300 km	11,4 Mrd.€	3,7 Mrd.€	15,1 Mrd.€
Missouri-Eichstetten	Erdkabel	2300 km	11,3 Mrd.€	4,9 Mrd.€	16,3 Mrd.€

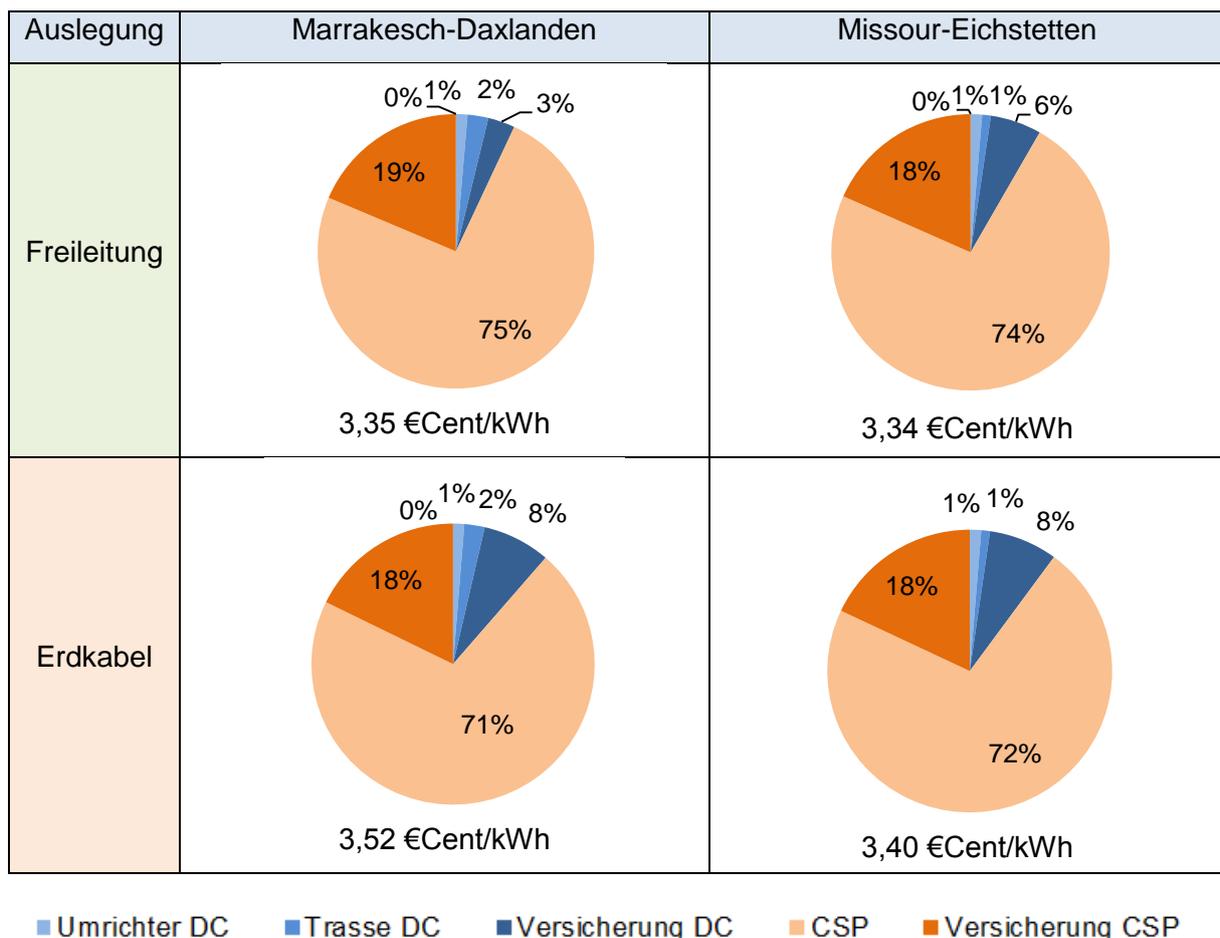
Aufgrund von geringeren Leistungsverlusten bei Erd- und Seekabel muss am Kraftwerksstandort weniger Kraftwerkskapazität gebaut werden. Dies verringert die CSP-Kosten. Die Systemkosten sind jedoch höher. Im Ergebnis ist festzustellen, dass die Entfernung vom Kraftwerk zum Abnahmeort entscheidend ist. Die Kostenersparnis aufgrund der Verlusteinsparungen durch Erdkabel bzw. Seekabel haben nur einen kleinen Einfluss.

Aus der Abbildung 80 und Tabelle 29 sind die Kostenunterschiede zwischen Erdkabel, Seekabel und Freileitung ersichtlich. Dies ist die Basis für einen Variantenvergleich der Gesamtbetriebskosten (Betriebskosten + Kompensationszahlungen) über die Betriebsdauer der Anlage.

5.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten können je nach Trassenvariante variieren. Sie betragen für die Strommenge aus erneuerbarer Energie von 9,32 TWh zwischen 3,34 – 3,52 €Cent/kWh (s. Tabelle 30) für den Betrieb und die Wartung zzgl. dauerhafter Kompensationszahlungen. Auf letztere wird in Kapitel 5.2 eingegangen. Da das solarthermische Kraftwerk den Hauptteil der Betriebskosten ausmacht, und die Betriebskosten mit der Zeit aufgrund von Reparaturarbeiten und Personalkosten ansteigen (hier um 1,4%), ist es wichtig, beim Bau auf hohe Qualität und somit lange Lebensdauer der Anlagenteile zu achten. Für die Trasse als Freileitungs- oder Erdkabelausführung wird eine Wartung durch Vegetationsfreischnitt notwendig. Das Seekabel wird als wartungsfrei angenommen (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012).

Tabelle 30: Anteile der Betriebskosten an der CSP-HGÜ-Anlage (Trieb, et al., 2012) (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012)



5.2 Kompensationsmaßnahmen

Neben den kompensatorischen Aufwendungen zum Ausgleich für Kompensationsmaßnahmen, Eingriffe in die Natur und Einmalzahlungen an die Eigentümer können weitere, dauerhafte Zahlungen aufgrund dauerhafter Nutzung und Belastung der beanspruchten Flächen zu leisten sein. Ein auf diese Weise garantiertes Einkommen für die Betroffenen wäre eine Grundvoraussetzung für die Akzeptanz einer Stromtrasse, da die Lasttragenden keinen unmittelbaren Nutzen vom Strom haben.

Dies wirft die Frage auf, wie die dauerhaften Kompensationsaufwendungen sachgerecht für den Stromverbraucher und für den Lasttragenden bemessen werden?

Im ersten Schritt werden Bodenrichtwerte¹⁰ für eine Entschädigung beim Anlagenbau herangezogen. Eine einmalig zu entschädigende Wertminderung beträgt 20% des Bodenrichtwertes für überspannte Flächen mit Schutzstreifen durch eine Freileitung in Deutschland, da sie Einschränkungen der Bewirtschaftung mit sich bringt. Zusätzlich fallen Enteignungszahlungen für den Maststandort an, sowie Wertminderungszahlungen für die geringere landwirtschaftliche Nutzbarkeit durch den Masten (Wolfram, 2012). Dies zeigen Abbildung 81 und Gleichung 8.

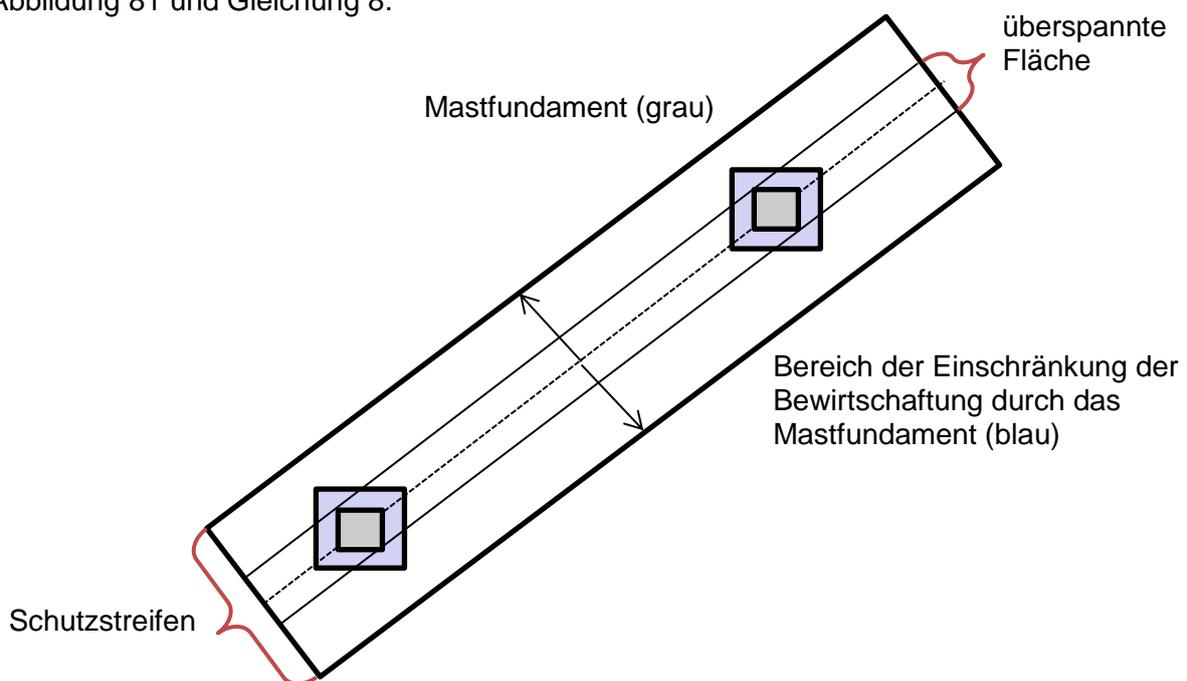


Abbildung 81: Heutige Entschädigung beim Bau von Freileitungen in Deutschland

Gleichung 8:

$$\text{Wertminderungszahlung} = \text{Pauschalzahlung} + \text{jeweiliger Bodenrichtwert} \cdot 20\% \left[\frac{\text{€}}{\text{m}^2} \right]$$

¹⁰ Der Bodenrichtwert ist ein durchschnittlicher Lagewert für den Boden unter Berücksichtigung des unterschiedlichen Entwicklungszustands (BauGB, 1997).

Für das Beispiel der CSP-HVDC Anlage werden die heutigen Einmalzahlungen für benötigte Mastfundamentflächen zu den Investitionskosten addiert. Tabelle 31 zeigt diese Zahlungen für die Masten mit Wertminderung der umliegenden Flächen.

Tabelle 31: Einmalzahlung ca. 3000€ je Mast bei einer Fläche von 8 m x 8 m. Alle 400 m ein Mast. Aus: Sachgerechte Entschädigung beim Leitungsbau (Wolfram, 2012).

Marrakesch-Daxlanden			Missour-Eichstetten		
Maste	Einmalzahlung	umzäunte Fläche	Maste	Einmalzahlung	umzäunte Fläche
6335	19,0 Mio. €	405.000m ²	2623	7,9 Mio. €	168.000m ²

Für Erdkabel werden heute in vielen europäischen Ländern keine Kompensationsmaßnahmen gezahlt, jedoch wird eine Grunddienstbarkeit für den Betrieb und die Wartung vertraglich vereinbart (ENTSO-E, 2010). Für die dauerhaften Zahlungen für bestehende Stromnetze an Flächeneigentümer bzw. Kommunen in Deutschland gibt es bisher nur Konzessionsabgaben im Verteilnetz (Zeitler, 2012). Im Übertragungsnetz wird keine dauerhafte Zahlung und somit kein Nutzen generiert.

Im Folgenden soll mit den getroffenen Annahmen gezeigt werden, wie sich dauerhafte Zahlungen zukünftig ergeben könnten: Die Grundannahme soll gelten, dass je übertragener Strommenge [kWh] aus erneuerbarer Energie auf eine beanspruchte Fläche [m²] eine Zahlung erfolgt. Diese Definition hat den Vorteil, dass die Stromkunden nur zahlen, sobald der Strom übertragen wird und dass der ökologische und visuelle Einfluss der Anlage in Abhängigkeit zur Strommenge steht. Z.B. nimmt bei einer Freileitung der Schutzstreifen bzw. die Masthöhe bei konventionellen Masten mit steigender Strommenge tendenziell zu. Die Zahlungen für die beanspruchten Flächen sollen sich nach dem jeweiligen Bodenrichtwert orientieren. Für ein Projekt auf Augenhöhe aller Beteiligten (Eigentümer und Kommunen), sowie als Motivation für die Einrichtung der Übertragungsinfrastruktur, soll zusätzlich eine Anreizzahlung erfolgen. Diese richtet sich nach dem höchsten Bodenrichtwert entlang der Infrastruktur. Für eine Art Konzession der Kommunen wird eine Einnahme erzielt, die sich an der Steuereinnahme durch Verpachtung des Grundstücks mit dem höchsten Bodenrichtwert auf der Strecke orientiert. Folgende Werte bilden hierfür die Grundlage.

Tabelle 32: Bodenrichtwerte (Eurostat, 2009, apri_ap_aland; *Stadt Stuttgart)

Ackerfläche bzw. Wüste	Bodenrichtwerte	höchster Bodenrichtwert*	höchste Pacht
Marokko	0,1 €/m ²	-	-
Spanien	1 €/m ²		
Frankreich	0,5 €/m ²		
Deutschland	2 €/m ²	18 €/m ²	2,9 €Cent/m ²

Die einmal gezahlte Wertminderung von 20% soll dann jährlich mit den übertragenen Strommengen bezahlt werden. Die Anreizzahlung orientiert sich mit jährlich 2% von 18€/m² und wird zwischen Eigentümer und Kommune paritätisch aufgeteilt. Hierbei sollte eine Analyse der staatlichen bzw. privaten Eigentümer erfolgen, damit nicht nur einige wenige oder nur der Staat von den Einnahmen profitieren. Die jährliche Konzession soll mit 20% von 2,9 €Cent/m² der höchsten Pachteinnahme auf der Strecke erfolgen.

Es gilt:

$$\text{Gleichung 9: } \mathbf{Wertminderungszahlung} = \frac{\text{jeweiliger Bodenrichtwert} \cdot 20\%}{9,32 \text{ TWh/a}} \left[\frac{\text{€Cent}}{\text{TWh} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a}} \right]$$

$$\text{Gleichung 10: } \mathbf{Anreizzahlung} = \frac{\text{höchster Bodenrichtwert} \cdot 2\%}{9,32 \text{ TWh/a}} \left[\frac{\text{€Cent}}{\text{TWh} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a}} \right]$$

$$\text{Gleichung 11: } \mathbf{Konzession} = \frac{\text{höchste Pachteinnahme} \cdot 20\%}{9,32 \text{ TWh/a}} \left[\frac{\text{€Cent}}{\text{TWh} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a}} \right]$$

Der Wert der Kompensation wird je kWh (s. Beispiel 1+2) fest vereinbart. Sinkt die übertragene Strommenge, so bleibt die Zahlung je kWh konstant, die Gesamtzahlung nimmt jedoch ab. (Modellhintergrund: Der Kompensationswert [€Cent/(TWh·m²·a)] würde bei einer nicht fest vereinbarten Kompensation je kWh im Modell sonst ansteigen. Für die Systemauslegung bedeutete letzteres, dass, je weniger Strom übertragen wird, die Kompensationszahlung je kWh zunehmen würde). Im Falle der Zustimmung der Betroffenen, haben diese somit ein Interesse daran, dass die CSP-HVDC-Anlage funktioniert.

Die Beträge werden an die betroffenen Eigentümer und Kommunen ausbezahlt. Diese Einnahmen der Kommunen könnten zur Finanzierung lokaler Infrastruktur, Bildung, Ausbau von erneuerbaren Energien oder von Mikrokrediten eingesetzt werden. Betroffene lokale Bürgerinnen und Bürger, welche aufgrund fehlenden Eigentums nicht direkt materiell profitieren, könnten bei der Vergabe der Kompensationsmittel der Kommune mitbestimmen und so indirekt materiell und ideell profitieren.

Das Vorverkaufs- bzw. Investitionsrecht, welches das eingebrachte Kapital auf eine gewisse Laufzeit sicher verzinst, bietet den Betroffenen eine weitere Möglichkeit, an Gewinnen beteiligt zu werden.

Es ergeben sich folgende Kennwerte (s. Abbildung 82) für die Infrastruktur und Auszahlungsstruktur der dauerhaften Zahlungen (Wertminderungszahlung, Anreizzahlung

und Konzession) sowie für den Kapitalgewinn durch Investitionsmöglichkeiten (gelb). Letzteres wird im Kapitel 6.2.3 durch die Organisations- und Eigentümerstruktur beschrieben.

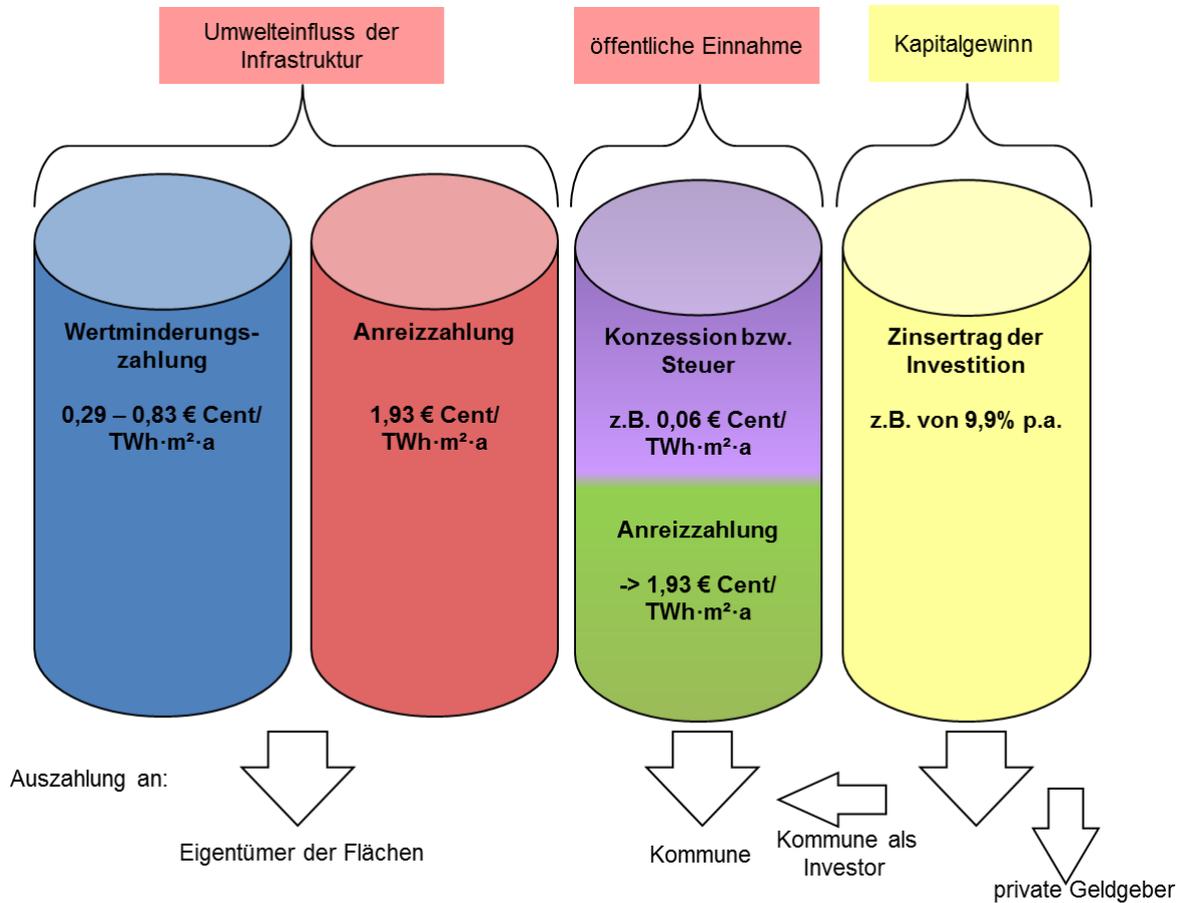


Abbildung 82: Kennwerte als Basis der dauerhaften Auszahlungen an die Lasttragenden (Betroffene und Kommunen).

Durch den hohen Zins entsteht für die Bürgerinnen und Bürger ein hoher Anreiz, in die Anlage zu investieren.

Beispiel: Für eine Kommune in Frankreich mit einem Trassenanteil von 3 km als Freileitung (70m Schutzstreifen) ergibt sich mit 9,32 TWh/a eine jährliche Einnahme von ca. 37.800 €. Für die einzelnen Staaten ist dies in den folgenden Abbildungen nach Übertragungstechnologie und den Mehrkosten für den Verbraucher dargestellt. Da die beanspruchte Fläche mit Erd- und Seekabeln kleiner ist als mit Freileitungen, fällt die Kompensationszahlung dabei geringer aus.

Beispiel 1: Trassenauslegung auf dem Festland: 0% Freileitung, 100% Erdkabel

Tabelle 33: Jährliche Kompensationszahlungen an die beteiligten Staaten bei einer Erdkabelausführung inklusive des solarthermischen Kraftwerks

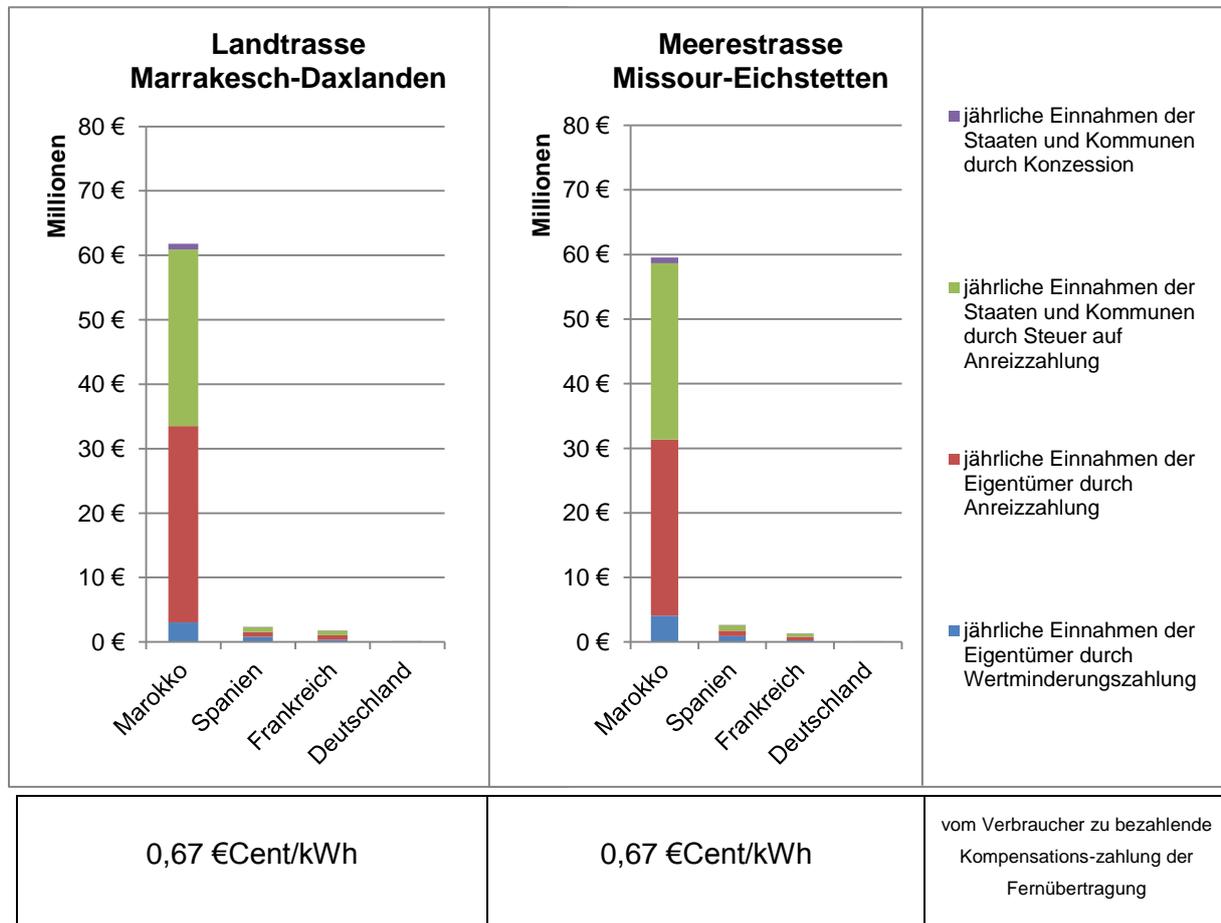


Tabelle 34: Flächenanteile der CSP-HVDC-Anlage als Erdkabelausführung

Flächenanteile der Anlage mit 4 m Schutzstreifen	Marokko	Spanien	Frankreich	Deutschland
Marrakesch-Daxlanden	~150 km ² Kraftwerk + 2 km ² Trasse	4 km ²	4 km ²	0,1 km ²
Missour-Eichstetten	~150 km ² Kraftwerk + 2 km ² Trasse	5 km ² (Seekabel)	2 km ²	0,1 km ²

Durch die von Marokko eingebrachte Fläche für das solarthermische Kraftwerk erzielt das Land Einnahmen von ca. 60 Mio. € **pro Jahr**. Dabei wird ca. die Hälfte an die Eigentümer und die andere Hälfte an die Kommunen ausbezahlt. In Deutschland wird momentan im Leitungsbau nur der Betrag der Wertminderungszahlung (blau) von ca. 3 Mio. € einmalig ausbezahlt (s. Gleichung 8). Spanien und Frankreich erzielen Einnahmen von ca. 1 - 3 Mio. € **pro Jahr**.

Beispiel 2: Trassenauslegung auf dem Festland: 100% Freileitung, 0% Erdkabel

Tabelle 35: Jährliche Kompensationszahlungen an die beteiligten Staaten bei einer Freileitungsausführung inklusive des solarthermischen Kraftwerks

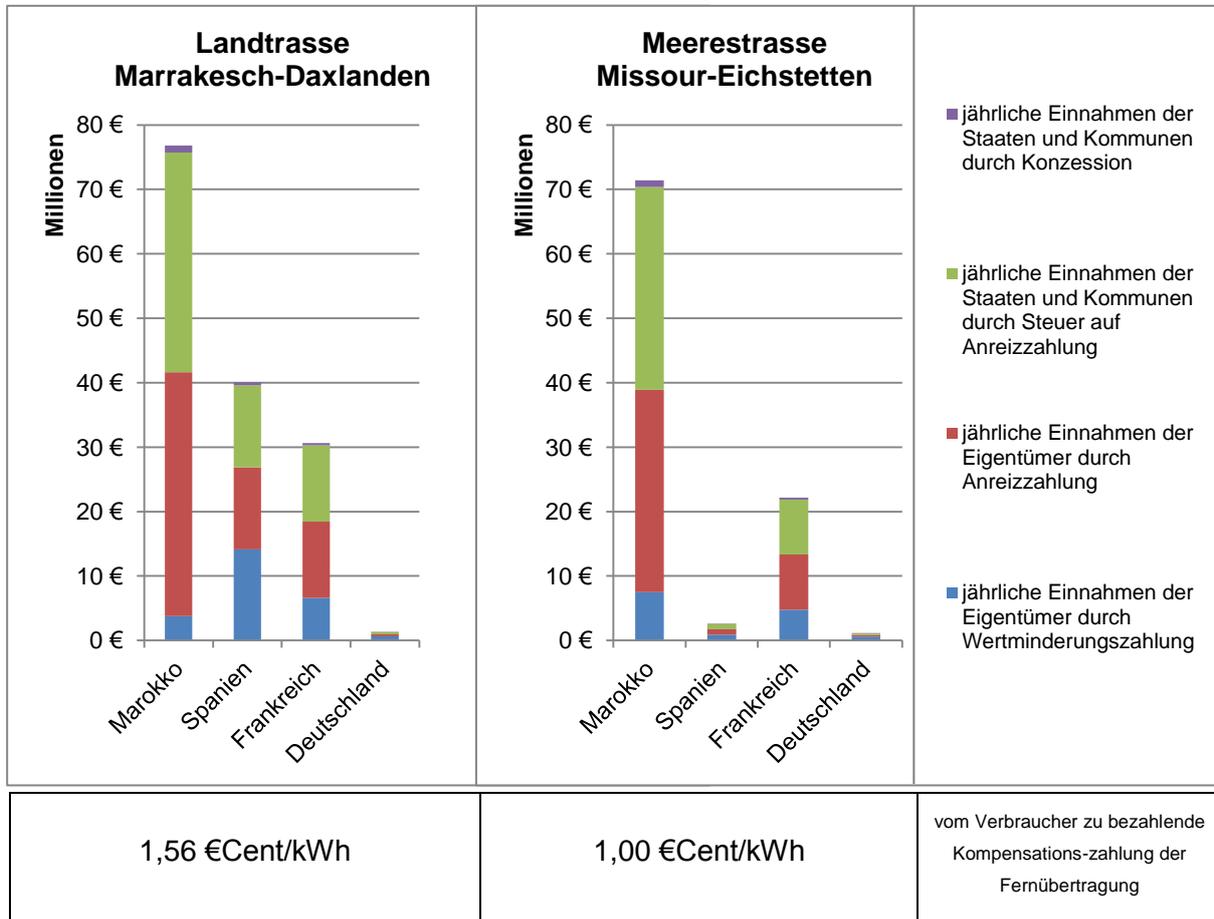


Tabelle 36: Flächenanteile der CSP-HVDC-Anlage als Freileitungsausführung

Flächenanteile der Anlage mit 70 m Schutzstreifen	Marokko	Spanien	Frankreich	Deutschland
Marrakesch-Daxlanden	~150 km ² Kraftwerk + 39 km ² Trasse	71 km ²	66 km ²	2 km ²
Missour-Eichstetten	~150 km ² Kraftwerk + 24 km ² Trasse	5 km ² (Seekabel)	48 km ²	2 km ²

Durch den breiteren Schutzstreifen der Freileitung wird bis zu 17,5 x mehr Fläche im Vergleich zu Erdkabeln für die Trasse beansprucht. Hierdurch erhöhen sich die Kompensationszahlungen. Marokko würde ca. 71 - 76 Mio. € pro Jahr einnehmen. Durch den höheren Bodenrichtwert in Spanien würde eine größere Wertminderung als in Frankreich anfallen. Bei einer Seekabelausführung um Spanien wären die Kompensationszahlungen gleich hoch wie bei Erdkabel.

Tabelle 37: Gesamtbetriebskosten

Gesamtbetriebskosten [€Cent/kWh]	Marrakesch-Daxlanden	Missour-Eichstetten
<p>Freileitung</p> <p> ■ Betriebskosten CSP ■ Betriebskosten HVDC ■ Kompensationszahlung </p>	<p> ■ Betriebskosten CSP ■ Betriebskosten HVDC ■ Kompensationszahlung </p>	
<p>Erdkabel</p> <p> ■ Betriebskosten CSP ■ Betriebskosten HVDC ■ Kompensationszahlung </p>	<p> ■ Betriebskosten CSP ■ Betriebskosten HVDC ■ Kompensationszahlung </p>	

Als Folge dauerhafter Kompensationszahlungen gibt es ab einer bestimmten Betriebs- und Lebensdauer der Anlage einen Schnittpunkt, der eine Kostenneutralität zwischen Bau- und Betriebskosten von einer Freileitungs- und Erdkabelauführung zeigt.

Die Einsparung der am Anfang günstigeren Baukosten der Freileitung vermindert sich somit mit der Zeit, während beim Erdkabel geringere Gesamtbetriebskosten (s. Tabelle 37) anfallen. Einen Vergleich zeigt Tabelle 38.

Tabelle 38: Mehrkosten Bau- und Betrieb zwischen Freileitung und Erdkabel

HVDC Bau- und Gesamtbetriebskosten	Marrakesch-Daxlanden		Missour-Eichstetten	
	Freileitung	Erdkabel	Freileitung	Erdkabel
Kosten auf 40 Jahre ca.	7,6 Mrd. €	8,6 Mrd. €	<u>8,0 Mrd. €</u>	<u>8,1 Mrd. €</u>

Kostenneutralität zwischen Freileitung und Erdkabel wird im Fall Missour-Eichstetten erreicht. Die angenommenen höheren Erdkabel-Baukosten entsprechen nach ca. 40 Jahren Betrieb in etwa den Mehrkosten durch Kompensationszahlungen einer Freileitung.

Bei der Trassenführung Marrakesch-Daxlanden bedarf es hierfür einer Mindestbetriebsdauer von 47 Jahren. Betriebserfahrungen über 30 Jahre sind für Erd- und Seekabel noch nicht vorhanden. Daher könnten die Betriebskosten aufgrund von Wartungsarbeiten noch steigen (Westermann, 2012).

Die Trasse Missouri-Eichstetten als Erdkabelauführung erzielt die geringsten Gesamtbetriebskosten. Da die Trasse einen großen Seekabelanteil hat, ist die ethische Frage von Bedeutung, wie man Meereslebewesen schützen kann. Ein Ausgleich würde sich anbieten, indem die Kompensationszahlungen, die für den Seekabelanteil anfallen, für den Meeresschutz eingesetzt werden könnten.

5.3 Stromgestehungskosten

Erneuerbare Energien verursachen im Vergleich zu den fossilen Energien hohe Investitionskosten bei niedrigen Betriebskosten. Ein grundlegendes Problem stellen somit die Kapitalkosten dar. Einsparungen in den Stromgestehungskosten (LCOE) ergeben sich bei separater Betrachtung der Kapitalkosten, wobei die Kapitalrückzahlungsdauer bei gegebener Diskontrate eine wesentliche Rolle spielt.

Die Kapitalrückzahlungsdauer bezeichnet den Zeitraum, nach dem die Investition mit den angefallenen Zinsen wieder erwirtschaftet wird und ist definiert als:

$$\text{Gleichung 12: } \mathbf{Kapitalrückzahlungsdauer [a]} = \frac{\mathbf{Investition [€]}}{\mathbf{(Einnahmen - Ausgaben)[€] pro Jahr}}$$

in Anlehnung an (Litke, 2007)

Je kürzer die Kapitalrückzahlungsdauer, desto höher ist die Kapitalrückzahlung pro Zeiteinheit, d.h. die Einnahmen müssen in kürzerer Zeitdauer die Kapitalkosten (Zins und Tilgung der Investition) decken. Eine ökonomisch sinnvolle Kapitalrückzahlungsdauer hängt von der Diskontrate ab, die eine alternative Kapitalanlage mit Zinserträgen beschreibt. Um Investitionen realistisch zu vergleichen, sollte bei gleichem Risiko von einer ähnlichen Diskontrate ausgegangen werden. Diese Annahme ist mit folgendem Beispiel noch genauer zu erläutern. Die Analyse findet in einem unvollkommenen Markt statt.

Beispiel:

Eine Investition in ein solarthermisches Kraftwerk mit einer Punkt-zu-Punkt Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) von Marokko nach Baden-Württemberg (Missouri-Eichstetten 2300km) soll als Erd- und Seekabeltrasse mit Netzeinspeisung in Deutschland

von 1,5 GW mit 9,32 TWh p.a. betrachtet werden. Steuerliche Aspekte werden dabei nicht berücksichtigt.

Es gelten folgende vereinfachte Annahmen:

- Die Investitionskosten betragen ca. 16,3 Mrd. € (real 2010).
- Das Projekt wird von den beteiligten Staaten (Marokko, Spanien, Frankreich und Deutschland) im Betrieb garantiert und in Deutschland durch einen Stromabnahmevertrag mit Staatsgarantie abgesichert, so dass das Investitionsrisiko vergleichbar ist mit dem einer Bundesanleihe (AAA-Rating) der Bundesrepublik Deutschland mit einer Verzinsung von 1,30% p.a. (Stand Januar 2013 für eine 10 Jahres Anleihe (Deutsche Finanzagentur, 2013). Dies entspricht im Modell der Diskontrate.
- Das Kapital für die Investition wird mit einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC – nach Anteilen Eigen- und Fremdkapital) von 9,90% p.a. verzinst (ISE, 2012).
- Die Lebensdauer des Kraftwerks mit HVDC beträgt 40 Jahre.
- Die physikalische Stromproduktion sinkt um 0,20% p.a. (ISE, 2012) und erreicht nach 40 Jahren die Stromliefermenge von ca. 358 TWh insgesamt kumuliert.
- Die Betriebskosten von CSP und HVDC von 376 Mio. € p.a. (~ 4,07 €Cent/kWh). Hierbei steigen die anteiligen Personalkosten real um 2% p.a.
- Die Aufwendungen für Kompensationszahlungen steigen um die Strommengendegression mit 0,20% p.a. und richten sich nach Bodenpreisentwicklungen im Umland der Anlage.
- Nach Rückzahlung der gesamten Kapitalanlage gehört das Kraftwerk einer Genossenschaft mit den Betroffenen als Eigentümer.
- Bei Demontage des Kraftwerks entspricht der Materialwert in etwa den Abbaukosten (Trieb, 2013).

Berechnung der Stromgestehungskosten nach IEA:

Gleichung 13:
$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{IEA, 1998})$$

Die Rückzahlung der Investition wird mit der Annuitätenmethode unter Betrachtung von Zins und Kapitalrückzahlungsdauer berechnet:

Gleichung 14:
$$I_t = c_t \cdot I_0 \cdot \frac{i(1+i)^k}{(1+i)^k - 1} \text{ mit } c_t = \begin{cases} 1, & t \leq k \\ 0, & t > k \end{cases} \quad (\text{Kutter, 2013})$$

Die gleiche Bedeutung lässt sich auch wie folgt darstellen (eigene Darstellung):

Gleichung 15:
$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^k \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=k+1}^n \frac{M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

hier:
$$I_t = I_0 \cdot \frac{i(1+i)^k}{(1+i)^k - 1}$$

LCOE	Stromgestehungskosten [€/kWh] (Levelized Costs of Electricity)
\sum_t	Summe über die Zeitdauer inklusive Bauzeit, Betrieb während der wirtschaftlichen Nutzungsdauer und Entsorgung der Anlage, soweit anwendbar
I_t	Kapitalkosten im Jahr t [€]
I_0	Investitionsausgaben [€]
$M_t + F_t$	Betriebskosten
M_t	O&M im Jahr t [€]
F_t	Brennstoffkosten im Jahr t [€]
E_t	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr t [kWh]
i	realer kalkulatorischer Zinssatz [%/a] im Rahmen der Kapitalrückzahlung
r	Diskontrate [%/a] (Zins bei alternativer Anlage mit vergleichbarem Risiko)
\sum_t^k	Summe über die Zeitdauer der (vollständigen) Kapitalrückzahlung
$\sum_{t=k+1}^n$	Summe über die Zeitdauer nach der Kapitalrückzahlung bis zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer
k	Kapitalrückzahlungsdauer [a] (Festwert)
n	wirtschaftliche Nutzungsdauer [a]
t	Jahr der Nutzungsperiode (1,2,... n)

5.3.1 Ergebnis Stromgestehungskosten

Mit o.g. Annahmen und unterschiedlichen Diskontraten im Vergleich ergeben sich folgende Stromgestehungskosten in Abbildung 83.

Für die im Beispiel angenommenen Parameter gilt die schwarze Linie für die CSP-HVDC-Anlage und die gepunktete schwarze Linie als Referenz mit fossilen Energien. Eine Ersparnis ist bei einer Kapitalrückzahlung bis zu 5 Jahren möglich, danach entstehen Mehrkosten durch anfallende Kapitalkosten.

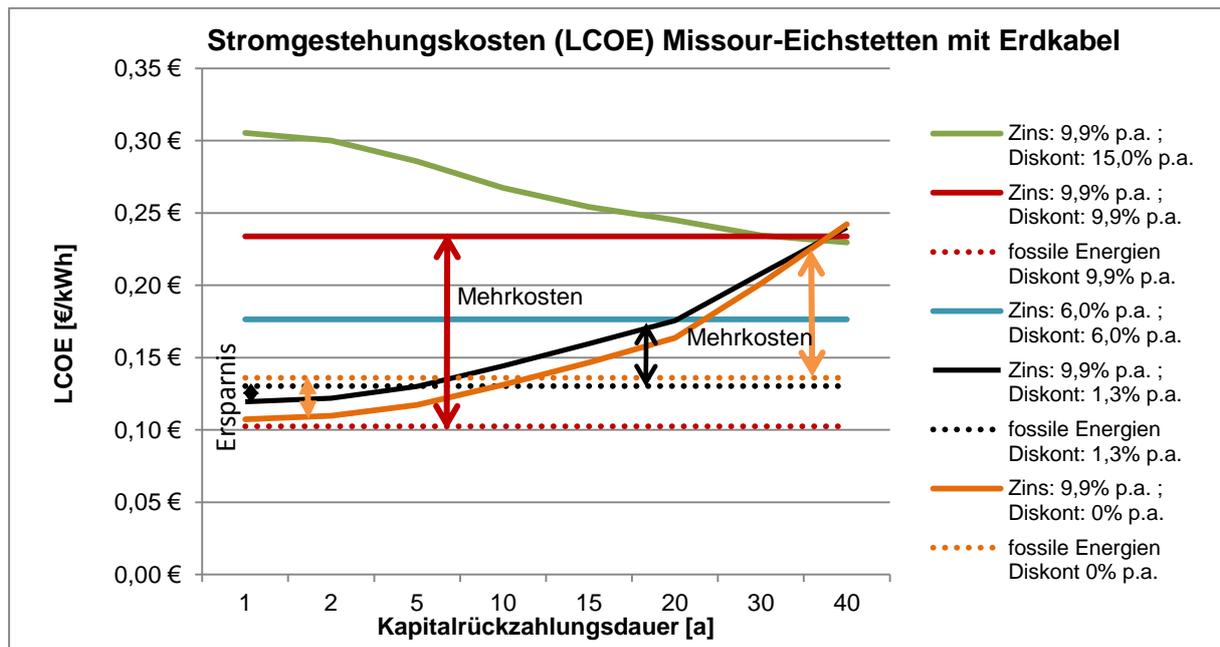


Abbildung 83: Stromgestehungskosten (LCOE)

Bei niedriger Diskontrate und hohem Kapitalzins (schwarz, orange) ist es sinnvoll, über eine kurze Zeit Zins und Tilgung zurückzuzahlen. Bei gleichem Kapitalzins und Diskontrate (rot, blau) ergibt sich kein Unterschied in der Kapitalrückzahlungsdauer. Bei einer höheren Diskontrate im Vergleich zum Kapitalzins (grün), ist es sinnvoll über eine längere Zeit Zins und Tilgung zu zahlen. Es erhöht sich die Ersparnis gegenüber fossiler Energien je niedriger der Diskont für die Betriebskosten der fossilen Energien ist. Dies erkennt man in Abbildung 83 an den gepunkteten Linien die bei kurzer Kapitalrückzahlungsdauer über den durchgezogenen Linien liegen. Im Beispiel mit den roten Linien ist eine Ersparnis gegenüber fossilen Energien nicht möglich. Die Ersparnis aller Varianten wird in Kapitel 5.3.2 dargestellt.

Im Laufe der Betriebsdauer entstehen je nach Kapitalrückzahlungsdauer unterschiedliche Kosten durch zu zahlende Zinsen. Die Aufschlüsselung des LCOE der durchgezogenen schwarzen Linie ist in Abbildung 84 mit den Gesamtkosten in zu sehen. Abbildung 85 zeigt die LCOE nach CSP-HVDC-Variante im Vergleich zu den LCOE der fossilen Energien.

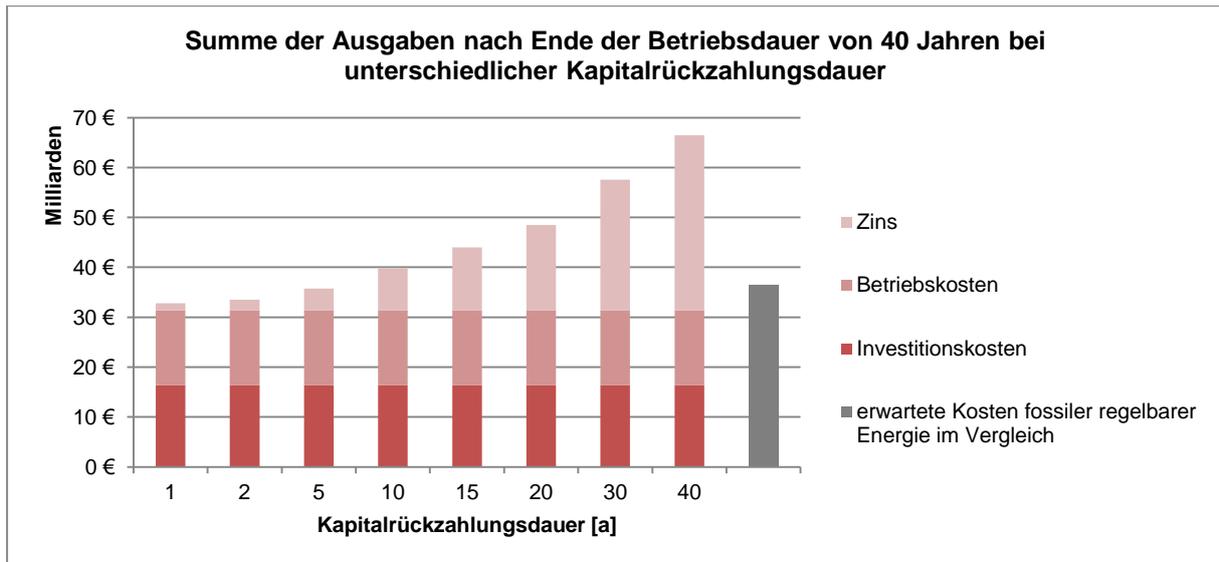


Abbildung 84: Kosten im Laufe der Betriebsdauer der Anlage Missouri-Eichstetten mit Erdkabel

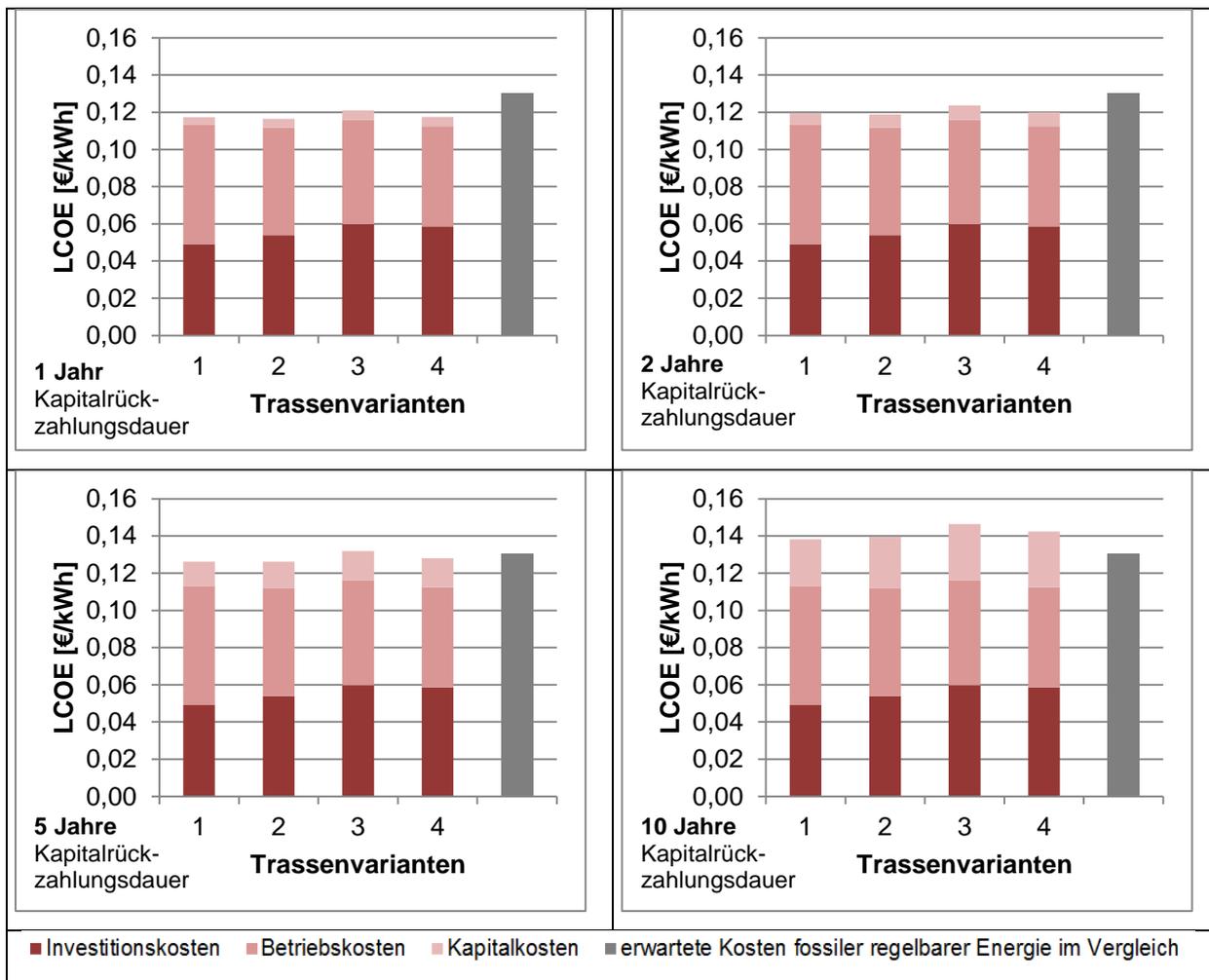


Abbildung 85: LCOE CSP-HVDC-Varianten¹¹ mit unterschiedlicher Kapitalrückzahlungsdauer
Zins: 9,9% p.a.; Diskont: 1,3% p.a. -> Kapitalrückzahlungsdauer > 5 Jahre -> keine Ersparnis

¹¹ Trassenvarianten: 1: Marrakesch-Daxlanden mit Freileitung; 2: Missouri-Eichstetten mit Freileitung; 3: Marrakesch-Daxlanden mit Erdkabel; 4: Missouri-Eichstetten mit Erdkabel

5.3.1.1 Jährliche Zahlungen und Stromtarif der Anlage

Der Stromtarif errechnet sich aus den jährlich zu zahlenden Beträgen der Kapitalrückzahlung und den Betriebskosten der Anlage mit der erzeugten Strommenge. Je nach Kapitalrückzahlungsdauer ergibt sich der zu zahlende Stromtarif für das jeweilige Betriebsjahr in Abbildung 86. Der Stromtarif sinkt nach Kapitalrückzahlung auf die Betriebskosten.

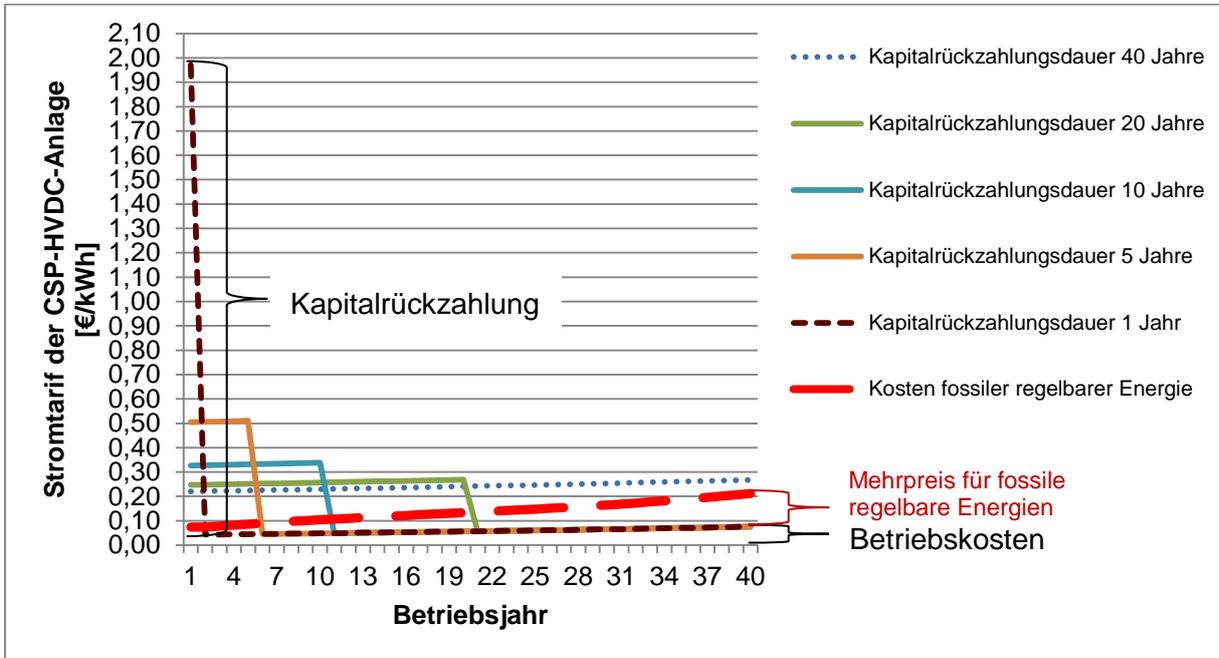


Abbildung 86: Stromtarif der CSP-HVDC-Anlage Missouri-Eichstetten mit Erdkabel

Die jährlich anfallenden Kosten ergeben sich aus der Strommenge der Anlage und dem Stromtarif:

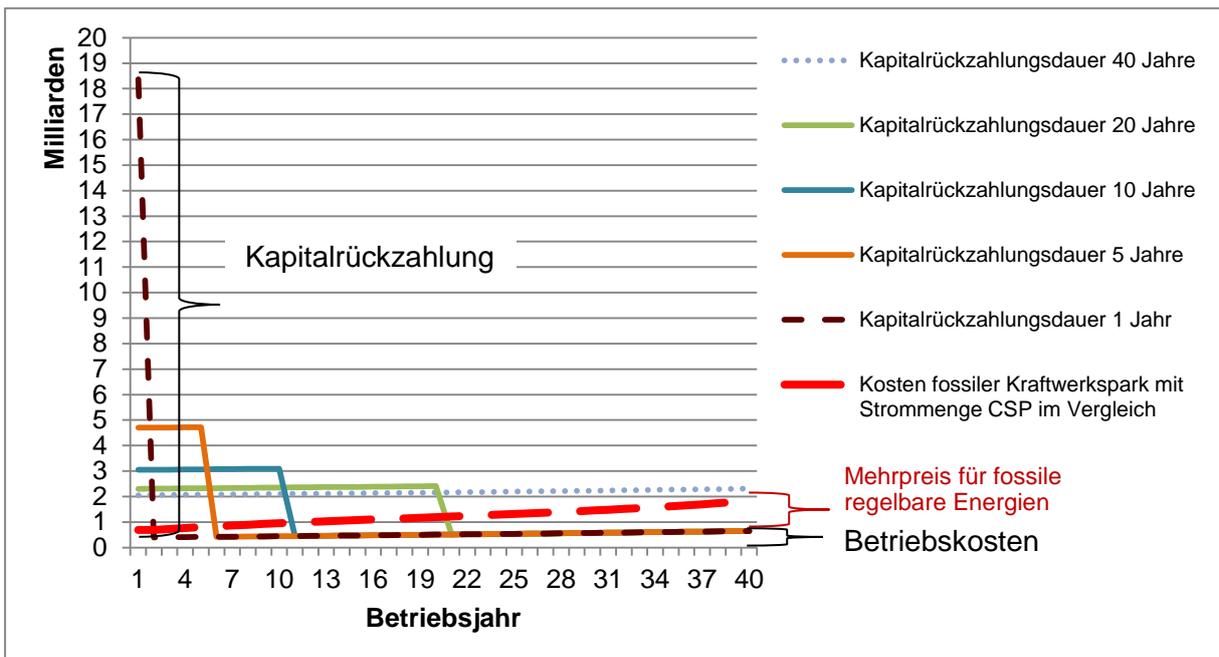


Abbildung 87: Jährliche Zahlungen in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer

5.3.2 Ersparnis gegenüber Kohle und Gas

Gegenüber steigenden Preisen für fossile Brennstoffe wie Kohle und Gas (BMU, 2011) Anhang Abbildung 108 wird nun ein Kostenvergleich durchgeführt. Da die Qualität des elektrischen Stroms aus solarthermischen Kraftwerken aufgrund der guten Regelbarkeit vergleichbar ist mit fossilen Energieträgern, ergibt sich aus o.g. Beispiel eine Kostenbilanz über die Betriebsdauer der Anlage in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer in Abbildung 88.

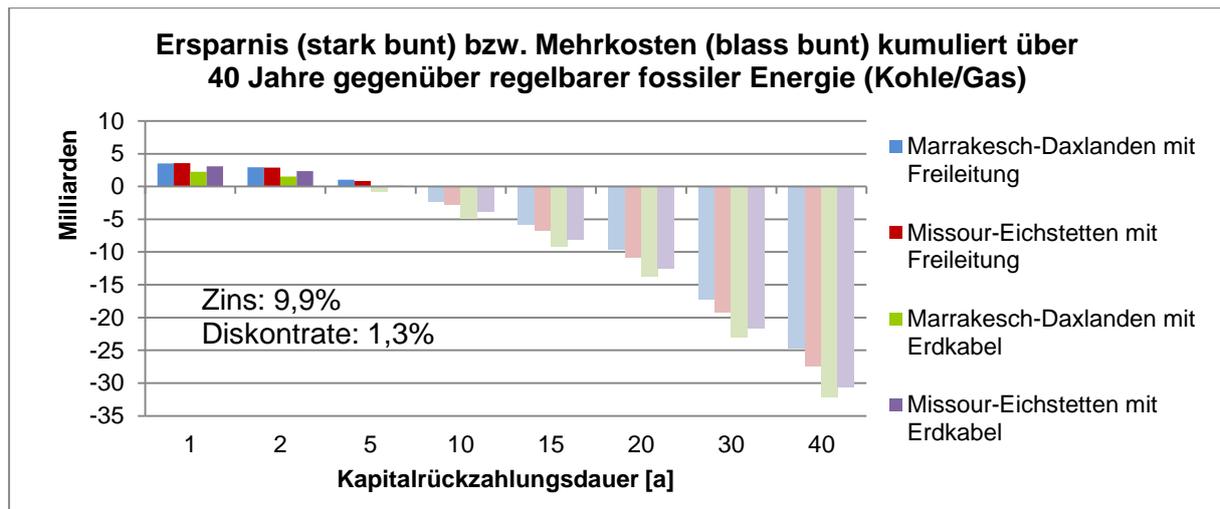


Abbildung 88: Ersparnis und Mehrkosten abhängig von der Kapitalrückzahlungsdauer

Steigende Zinslasten schmälern die Ersparnis auf Dauer. Ein Null-Summen-Spiel von der CSP-HVDC Anlage und fossilen Energien ist im Beispiel bei ca. 5 Jahren Kapitalrückzahlungsdauer zu erkennen.

Die exakten Ersparnisse und der Endkundenstrompreis in einem Mix von fossilen und erneuerbaren Energien sind noch genauer zu betrachten und werden aufgrund des Umfangs in der Arbeit nicht untersucht. Ebenfalls zu untersuchen ist, wie sich der Zins auf eine bestimmte Finanzierungsdauer und Gesellschafterstruktur auswirkt. Je kürzer man finanziert, desto geringer müsste das Ausfallrisiko der Rückzahlung sein und somit der Zins sinken bzw. die Bonität steigen. In Energiegenossenschaften, die ein Stromnetz kaufen, beträgt der aktuelle Eigenkapitalzins ca. 4-5% (BürgerEnergie Berlin, 2012), wohingegen die Bundesnetzagentur einen Eigenkapitalzinssatz für Altanlagen bei 7,14% (BNetzA, 2011) der Strom- und Gasnetze vorsieht. Mit einer Bürgerbeteiligung in Genossenschaften sind somit Einsparungen durch niedrigere Zinsen im Vergleich zu den hier angenommenen 9,9% Projektzinsen möglich.

5.4 Fazit

Die Festlegung der Diskontrate im Verhältnis zum Kapitalzins entscheidet über eine sinnvolle wirtschaftliche Kapitalrückzahlungsdauer. Im Kasten rechts ist dieser Zusammenhang dargestellt. Es ergeben sich somit aus volkswirtschaftlicher Sicht und aus Sicht der Stromkunden Kostenvorteile.

Kapitalzins > Diskontrate
→ *kurze Kapitalrückzahlungsdauer sinnvoll*

Kapitalzins = Diskontrate
→ *unabhängig von Kapitalrückzahlungsdauer*

Kapitalzins < Diskontrate
→ *lange Kapitalrückzahlungsdauer sinnvoll*

Die Trassenvariante Missouri-Eichstetten als Freileitungsausführung stellt die kostengünstigste Variante innerhalb der Betriebsdauer von 40 Jahren dar und erzielt eine Ersparnis von bis zu 3,8 Mrd. € gegenüber der Verwendung von fossilen Energien, die zu gegebener Zeit erschöpft sein werden. Nur wenn die Diskontrate niedrig ist, erzielt man im Vergleich zu fossilen Energien eine Ersparnis.

Erdkabel verursachen auf die Dauer die geringsten Kompensationszahlungen, jedoch entstehen durch die höheren Investitionen höhere Kapitalkosten. Bei kurzer Kapitalrückzahlung ist der Unterschied der Trasse Missouri-Eichstetten als Freileitungsausführung zu der Variante Missouri-Eichstetten als Erdkabelauführung nur marginal.

Durch die Kompensationszahlungen werden dauerhaft Betroffene zu dauerhaft Beteiligten. Dies schafft die Grundlage für Gespräche mit Betroffenen über Grunddienstbarkeiten der Trasse. Da die Anlage nach Kapitalrückzahlung einer Genossenschaft gehört, in der die Betroffenen Eigentümer sind, gehört ihnen die CSP-HVDC-Anlage. Dies könnte die Akzeptanz der Anlage steigern.

5.4.1 Offene Fragen:

- In welchen Geschäftsstrukturen ist die Auszahlung des Eigenkapitals möglich?
- Wie kann man den Zins in einer Genossenschaft festlegen, damit das Geschäftsmodell für Investoren attraktiv ist?
- Welchen Einfluss hat eine Risikominimierung bei kurzer Kapitalanlage auf den Zins?
- Wie legt man Kompensationsmaßnahmen für Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes fest (Nohl, 1993)?

- Welche Eigentumsverhältnisse gelten für die benötigten Flächen? Wie verhindert man Grundstücksspekulationen die durch den Gewinn bei Kompensationsmaßnahmen entstehen?
- Können Betriebskosten über die Lebensdauer einer Anlage in der Realität tatsächlich diskontiert werden? -> bei hohen Diskontraten sind fossile Energien immer günstiger.
- Welche Risiken sind bei der Finanzierung zu berücksichtigen (elementare, wirtschaftliche und politische Risiken) (Backhaus, et al., 2013)?

6 Umsetzungsstrategie

In diesem Kapitel wird dargestellt, wie mit der Herausforderung der Umsetzung eines Stromtransitprojekts umzugehen ist, bei dem vier Nationen beteiligt sind. Dies ist ein ambitioniertes und interdisziplinäres Vorhaben, das der Einbindung aller gesellschaftlichen Akteure bedarf. Dazu gehören Bürgerinnen und Bürger, Wissenschaftler und Politiker, ausführende Planer und Baufirmen sowie Multiplikatoren. Es wird erklärt, welcher Projektablauf und welcher Zeitplan hierfür notwendig und denkbar sind. Zusätzlich werden die Projektstruktur und Möglichkeiten für die Finanzierung geschildert.

Zusammenfassung:

Die Politik mit den zuständigen Ministerien muss die Rahmenbedingungen für Beteiligungsstrukturen, Kompensationszahlungen, Stromabnahmeverträge und die Finanzierung heute schaffen, um eine Realisierung in ca. 10-15 Jahren zu ermöglichen. Für die Bürger- bzw. Öffentlichkeitsbeteiligung stehen aktive Information, Transparenz und konstruktive Kritik sowie Konsensfindung an oberster Stelle. Hiermit sollen gemeinsam Lösungen für eine nachhaltige Energieversorgung gefunden werden.

Das Vorhaben einer CSP-HVDC-Anlage wird in einer Genossenschaft mit nationalen Hauptverbänden auf mehreren Ebenen organisiert. Da Genossenschaften zur Demokratisierung des Energiesystems beitragen, eignet sich diese Struktur ideal für die Bürgerbeteiligung.

Die Projektstruktur sieht Sicherheiten durch Garantien der Staaten und Kommunen vor. Hierbei spielt der Stromabnahmevertrag die wesentliche Rolle, da er den Investoren und dem Betreiber die Sicherheit bietet, dass die Anlage dauerhaft einen Erlös erwirtschaftet und den Stromkunden garantiert, Strom kostengünstig zu bekommen.

Die Vergütung des Stroms wird mittels einer Umlage von den Stromhändlern an die Stromkunden geregelt. Somit können die Investitionskosten durch die Vergütung des Stroms von den Stromkunden zurückbezahlt werden. Durch eine möglichst hohe, jedoch kurze Umlage werden nicht die Interessen der Investoren bedient, sondern die der Verbraucher. Eigenen Berechnungen zufolge könnten alle Stromkunden Deutschlands innerhalb eines Jahres mit einer Umlage von ca. 3 €Cent/kWh Mehrkosten auf den Endkundenstrompreis die gesamte Investition der CSP-HVDC-Anlage zurückbezahlen. Danach fallen nur noch Betriebskosten an. Wenn die Umlage auf viele Schultern verteilt wird, sinkt die Belastung bei einem Mehrwert für alle Verbraucher. Nach dem Modell könnte Europa gemeinsam innerhalb von 20 Jahren alle Atomkraftwerke durch solarthermische Kraftwerke in Nordafrika ohne Abhängigkeit ersetzen. Die Kosten würden sich nach ersten Schätzungen in etwa auf 2 €Cent/kWh für alle Europäer belaufen. Genauere Untersuchungen sind hierfür notwendig.

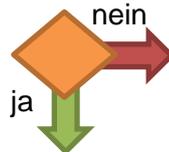
6.1 Start- und Rahmenbedingungen

Voraussetzung für den Projektstart ist, dass die Politik **heute** schon mit den Betroffenen die Rahmenbedingungen klären muss. Diese werden im Folgenden beschrieben und sind im Ablaufdiagramm zum Projektstart dargestellt:

Ablaufplan zum Projektstart

1. Nordafrika (z.B. Marokko) nennt Standortmöglichkeiten für solarthermische Kraftwerke für den Export unter Vermeidung von Grundstücksspekulation (Verkaufsstopp)

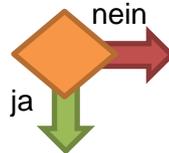
Wo sind Standorte möglich?
Passen die Standorte zur Stromnachfrage in Europa?



Projekt nicht realisierbar

2. Politische Entscheidung über Transit und Importe regelbarer, erneuerbarer Energie in Europa, national und regional (Bundesländer) sowie faire Konventionen für Kompensationsmaßnahmen

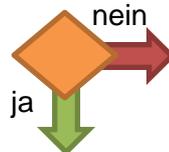
Benötigt man erneuerbare und gut regelbare Importe?



Projekt nicht notwendig

3. Deutschland bzw. EU vereinbart die Vergütung des Stroms durch eine zeitlich befristete Umlage unter den jeweiligen Stromkunden sowie die staatliche Garantie der Stromabnahme mit Stromhändlern und trifft eine Auswahl der Anschlusspunkte für die HGÜ Punkt-zu-Punkt Verbindung

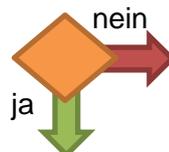
Wer nimmt den Strom ab und wie hoch ist der Stromtarif?



Projekt nicht realisierbar

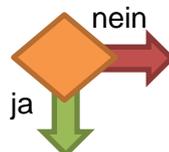
4. Veröffentlichung von Trassenvarianten für die Bürgerbefragung in Kommunen
 → partizipatorischer demokratischer Entscheid für eine Trasse, die Trassenausführung, Kompensations- und Investitionsmöglichkeiten

Wo sind Trassen möglich?
Wollen dies die Betroffenen?
Können Betroffene zu Beteiligten werden?
Kann die Summe der notwendigen Investition aufgebracht werden?



Projekt nicht realisierbar

5. Festlegung der benötigten Flächen
Sind die benötigten Flächen fair verteilt?



Abwägung der Trassenvarianten

6. Bau

Wer bekommt den Bauauftrag?
Können lokale und qualifizierte Betroffene partizipieren?

7. Inbetriebnahme und Wartung

Wer bekommt den Betriebs- und Wartungsauftrag?
Können lokale und qualifizierte Betroffene partizipieren?

Nordafrika



Europa

In den Ländern Nordafrikas mit technisch nutzbarem Potential für solarthermische Kraftwerke können Standorte ermittelt und für die Nutzung regelbarer Solarenergie für den Export festgelegt werden. Hierbei ist es wichtig, dass keine Grundstücksspekulation stattfindet, da die Eigentümer langfristig von hohen Kompensationszahlungen profitieren und den Menschen vor Ort diese Zahlungen zugutekommen sollten. Über einen eingeschränkten Handel dieser Grundstücke bis zum Verkaufsstopp sollte daher nachgedacht werden.

In Europa, den einzelnen Importländern und Regionen, muss eine politische Entscheidung über Import und Transit von regelbarer erneuerbarer Energie getroffen werden. Hierbei können zudem faire Kompensationsmaßnahmen für Betroffene vereinbart werden.

Die Europäische Union bzw. die einzelnen Importländer vereinbaren mit den jeweiligen Stromkunden die Vergütung des Stroms durch eine zeitlich befristete Umlage. Durch staatliche Garantien der Stromabnahme mit Stromhändlern werden Investitionsrisiken in CSP-HVDC-Anlagen gemindert. Somit profitieren langfristig die Verbraucher durch verhältnismäßig niedrige Zinsen aufgrund geringen Risikos.

Die Einbindung der Bürgerinnen und Bürger in den Entscheidungsprozess ist ein wichtiges Ziel, welches mittels Bürgerbefragung, Diskurs und Deliberation erreicht werden kann.

Hierbei spielt die dauerhafte Beteiligung der von der CSP-HVDC-Anlage Betroffenen eine wesentliche Rolle. Lasttragende sollen von dauerhaften Kompensationszahlungen und Renditen mittels Investitionsmöglichkeiten profitieren.

Werden diese Schritte erfolgreich absolviert, kann es zum Bau und Inbetriebnahme der Anlage kommen. Hierbei sollte es die Möglichkeit geben, vorrangig die vor Ort qualifizierten Betroffenen partizipieren zu lassen.

6.2 Beteiligungsverfahren im Rahmen der Projektentscheidung und des Projektzeitplans

Großprojekte leiden oft an mangelhaft empfundener Kommunikation oder fehlender Transparenz. Sie geben dadurch Anlass zu Protesten und Klagen, die somit ein lang dauerndes Genehmigungsverfahren auslösen. Die Projektkosten steigen durch im Prinzip vermeidbare Transaktionskosten. Bürger- bzw. Öffentlichkeitsbeteiligung ist daher ein Lösungsansatz für vermeidbare Konflikte. Die Bürgerbeteiligung ist gesetzlich mit der EG-Richtlinie 2003/35/EG in der EU in nationales Recht umgesetzt. In Deutschland ist die Öffentlichkeitsbeteiligung im Planfeststellungs- und Raumordnungsverfahren festgeschrieben. Aktuelle Proteste gegen Großprojekte wie z.B. Stuttgart 21 machen die Mängel fehlender aktiver Beteiligung deutlich. Das alleinige Auslegen oder das Veröffentlichen der Planunterlagen zur passiven Information reicht nicht aus, um alle Betroffenen ausreichend zu informieren. Direkt informiert werden u.a. nur Eigentümer oder

Anlieger von Vorhaben. Gerade im gesellschaftlichen Kontext für eine erneuerbare Energieversorgung muss hier nicht nur aktiv informiert, sondern es müssen auch Inhalte der Systemproblematik und Lösungswege didaktisch vermittelt werden.

Umfragen an Bürgerinnen und Bürger bezüglich des strukturellen Aufwand bei Erneuerbaren Energien und explizit beim Ausbau der Stromnetze zeigen, dass durch Landschaftsveränderungen eine Akzeptanzproblematik insbesondere beim Freileitungsbau entsteht (s. Anhang Abbildung 112). Nur mittels Diskurs und Deliberation kann ein Verständnis für den Bau und die Notwendigkeit von Stromtrassen erzielt werden. Hierbei steigt meist die Akzeptanz, wenn das Wohl der Allgemeinheit im Vordergrund steht. Erst dann setzt ein Prozess ein hin zur sog. Akzeptabilität.

Die Herausforderungen an eine Bürgerbeteiligung für ein solches potentiell Bürgerprojekt sind vielfältig: Wie sind die regionalen und kommunalen, wie die internationalen Gebietskörperschaften und interessierte Bürgerinnen und Bürger zu erreichen? Wie legt man Kompensationsmaßnahmen für die Inanspruchnahme von Land fest? In welchem Rahmen kann mit allen Beteiligten eine einvernehmliche Lösung getroffen werden?

6.2.1 Der partizipative Projektablauf

Die frühzeitige Vermittlung der Inhalte ist bei einer Akzeptanzdebatte notwendig um Pro und Contra sachgerecht abwägen zu können und die Notwendigkeit für die Gesellschaft und die Betroffenen darzustellen. Hier spielt meist die Gesellschaft eine übergeordnete Rolle, wobei das Individuum sein Interesse nicht wieder erkennt bzw. einsehen muss, dass der Gesamtnutzen größer ist. Diese Charakteristik darf nicht kommunikative Voraussetzung sein, sondern muss von den Individuen erörtert und kommuniziert werden, damit Akzeptanz erreicht werden kann. Partizipation ist eine Grundlage für diese Kommunikation. Das „Entscheiden über Entscheidungen“, d.h. ohne die Option, selbst das grundlegende Ziel mitzubestimmen, hemmt jedoch die offene Beteiligung per se und bedarf der Begründung der bereits getroffenen Entscheidungen, bevor diese umgesetzt werden. Ein möglicher Weg für ein solches internationales Vorhaben stellt Abbildung 89 in einem Ampelmodell dar. Die Grundidee ist die Demokratisierung der Abstimmungsstruktur auf unterschiedlichen Ebenen, ausgehend von Bürgern über die Politik bis zu den Betroffenen vor Ort.

Die ersten Schätzungen der Kosten und Zeitdauer für das Ampelmodell sind im Anhang auf der letzten Seite zu sehen.

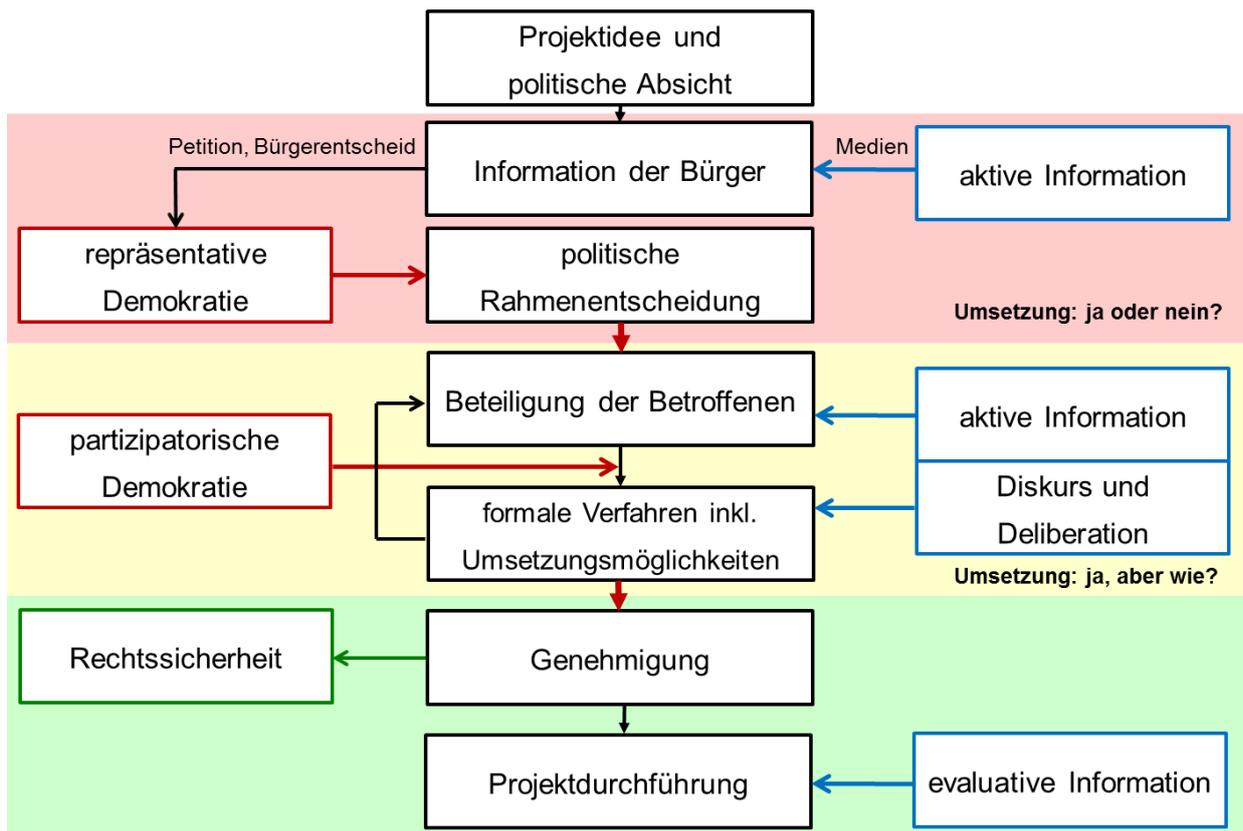


Abbildung 89: Ampelmodell als Entscheidungsablauf, eigene Darstellung - in Anlehnung an (Wörner, 2011)

Zum Zeitpunkt der Information der Projektidee durch die Medien und der Erklärung der politischen Absicht an die Öffentlichkeit befindet man sich in der roten Phase. Durch die Information mittels Medien und z.B. Nichtregierungsorganisationen können Bürgerinnen und Bürger Petitionen und Bürgerentscheide bilden und somit auf die repräsentative Demokratie (Parlamente aller Staatsebenen) Einfluss nehmen. In einem solch umfassenden, räumlich diversifizierten Projekt können moderne Informationstechnologien wie soziale Netzwerke, die Rolle der Mediation, der Meinungsbildung und des argumentativen Austauschs übernehmen und die Auswahl eines interaktiven Entscheidungskongresses vorbereiten. Als Vorbild für einen Meinungsbildungskongress auf nationaler Ebene kann z.B. das Projekt „America Speaks“ dienen (America Speaks, 1995), welches in den USA erfolgreich Bürgerinnen und Bürger über öffentliche Entscheidungen beraten lässt. Die Themen für einen Entscheidungskongress sind neben der Sinnfrage der Technologie, den Chancen und Risiken auch Aspekte der finanziellen Beteiligung der betroffenen Bürger. Ebenso gilt es, generelle Kriterien, Auflagen und Bedingungen für Kompensationsleistungen abzuwägen, die in lokalen oder regionalen Partizipationsprozessen ortsspezifisch auszulegen sind. Dieser Kongress kann insofern die nachgeordneten direkten lokalen und regionalen Partizipationsverfahren anleiten. Die gewählten Volksvertreter entscheiden jedoch

schlussendlich, ob ein solches Projekt gewollt wird oder nicht. Diese Entscheidung ist in der roten „Ampelphase“ allerdings nur als Rahmenentscheidung zu verstehen und nicht als Diktat eines schon im Detail konkretisierten Vorhabens. Dies hat den Vorteil, dass zum Wohle der Allgemeinheit entschieden werden kann und nicht Minoritäten durch Einflussnahme die Entscheidung treffen. Bei einer positiven Entscheidung für das Vorhaben kommt man nun in die gelbe Phase der Ampel.

In der planerischen gelben Phase des Projektes können sich betroffene Bürgerinnen und Bürger durch Deliberation (beratende Entscheidung) und partizipatorische Demokratie mit alternativen Lösungen zur Umsetzung einbringen, vor allem um Konflikte zu vermeiden. Inhaltlich beschränken sich die Mitwirkungsmöglichkeiten allerdings auf die Umsetzung, das konkrete „wie“ vor Ort. Die Grenzen der Entscheidung liegen nicht primär in den Baukosten, sondern vielmehr in den technischen und juristischen Möglichkeiten und werden durch Rückkopplungen mit der Bevölkerung erörtert. Hierbei können moderne interaktive Präsentationstechnologien zur 3D-Visualisierung Abbildung 90 (hier der Trassen) u.a. mit hinterlegten Kataster- und Kostendaten wie in Abbildung 91 eingesetzt werden. Künstlerische Maststrukturen schaffen zudem die Möglichkeit z.B. auf Basis lokaler Wahrzeichen einen Verbindungscharakter mit mehreren Kommunen zu schaffen. Auch hier muss auf die technische Realisierbarkeit und auf eine einfache Wartungsmöglichkeit geachtet werden.

Exkurs: Trassenplanung

Mithilfe des dargestellten Algorithmus in Kapitel 4.6 lassen sich Korridorvarianten berechnen. Für eine detaillierte Trassenplanung wird mit Höhendaten ein Geländeprofil erzeugt. Eine 3D- Visualisierung z.B. mit dem Tool KorFin (Tilger, et al., 2012), ermöglicht dem Planer eine bessere Einsicht ins Gelände sensibler Gebiete und somit Optimierungen, vergleichbar mit realen Ansichten vor Ort. Besonders die Sichtbarkeit von Masten spielt im 3D-Modell eine wesentliche Rolle. Mit hinterlegten Mengentabellen und Bewertungsmatrizen wird eine Kostenkalkulation in Echtzeit ermöglicht. Hierbei können exakte geometrische Daten, wie Abmessungen des Pylons, Tiefe des Erdgrabens, Biegeradien der Kabel etc. eingebunden werden. Für die Bürgerbeteiligung ist die Visualisierung und Kostenrechnung des Vorhabens in Echtzeit ideal, da z.B. in Planungsversammlungen wesentliche Punkte diskutiert, geändert und Auswirkungen auf die Kosten und Kompensationszahlungen direkt berechnet werden können.

Abbildung 90 zeigt das Tool KorFin im Einsatz für die Planung einer Freileitungstrasse.

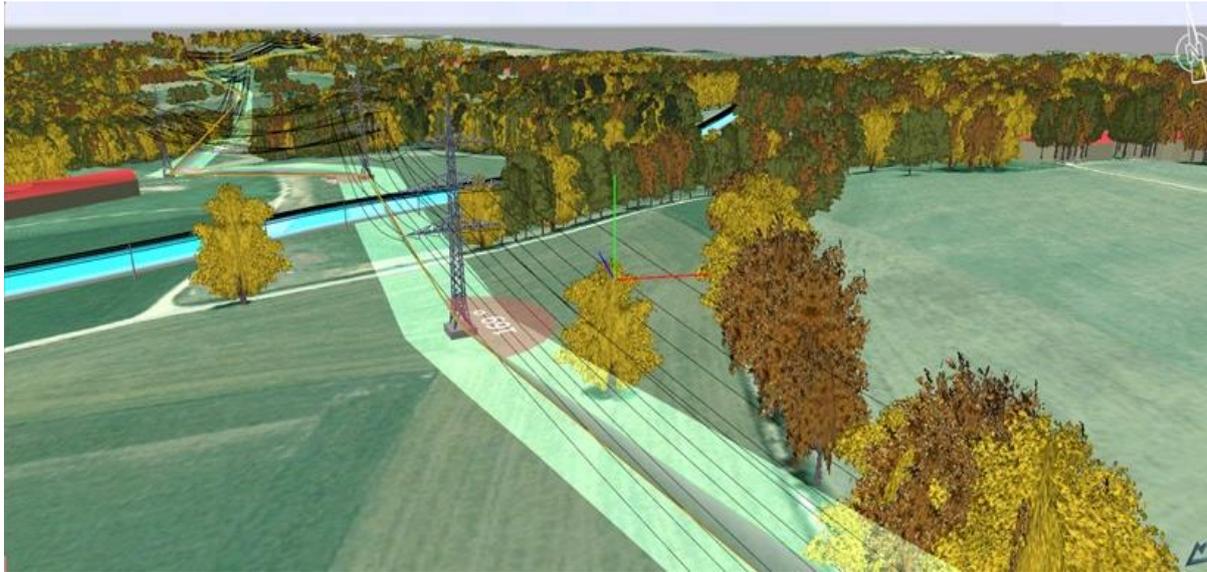


Abbildung 90: 3D-Visualisierung für die Planung des Trassenkorridors (A+S Consult, 2012)

Abbildung 91 stellt exemplarisch zwei betroffene Kommunen dar, mit den kommunalen Grenzen (grün), den Gebäuden (rot), den Flurstücken und der Trasse (blau). Man erkennt, dass die Flurstücke außerhalb des Orts eine größere Fläche haben. Dies lässt auf wenige Eigentümer und landwirtschaftliche Nutzung schließen.

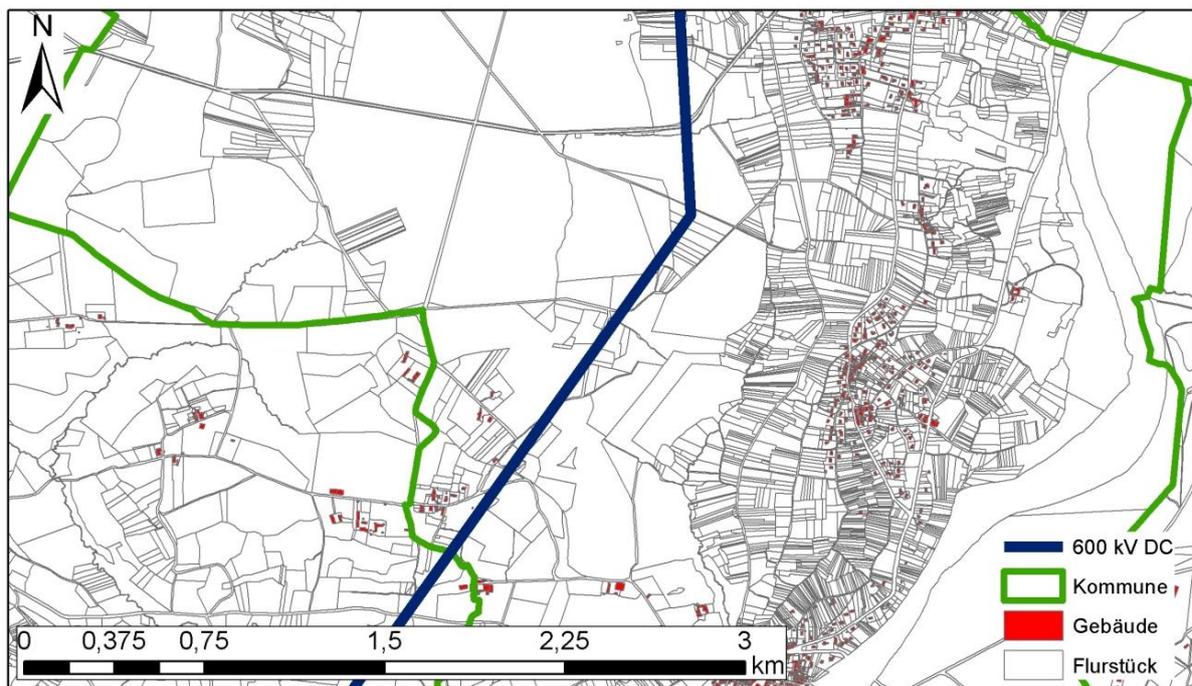


Abbildung 91: Katasterdaten zweier Kommunen in Frankreich (Datensatz: IGN, 2012)

Zurück zum Ampelmodell:

Wird eine Zustimmung und akzeptable Planung des Vorhabens erreicht, kommt man in die grüne Phase der Ampel – der Umsetzung. Hier besteht Rechtssicherheit für die Projektträger und Investoren. Diese ist wichtig, weil Großprojekte oftmals von privaten Klagen gegen ihre Umsetzung vor Ort begleitet werden.

Während der Projektdurchführung wird eine begleitende und bewertende (evaluative) Information an die Betroffenen als Kontrollmöglichkeit gewährleistet, um eine Evaluation des gesamten Projektes zu erzielen. Schließlich können zukünftige Projekte davon profitieren.

6.2.2 Zeitplan

Ein Zeitrahmen ist für die Planung und Integration des solarthermischen Kraftwerks in den Kraftwerkspark notwendig, um den Bedarf und die Auslegung des Kraftwerks rechtzeitig einzuschätzen. Abbildung 92 beschreibt anhand der Vorgaben des Ampelmodells die notwendige Zeitdauer des Ablaufs. Hierbei wird eine Gesamtdauer der Entscheidungs-, Planungs- und Bauzeit (Ampelphasen) von 10-15 Jahren erreicht. Die Politik und die Bevölkerung müssten die Willensbekundung für die Rahmenentscheidung im Jahr 2014 erteilen, damit 2024 unter optimistischen Prämissen das Kraftwerk Strom nach Deutschland liefern könnte. Eine Verschiebung dieser Willensbekundung führt zwangsläufig zur Verschiebung des gesamten Verfahrens.

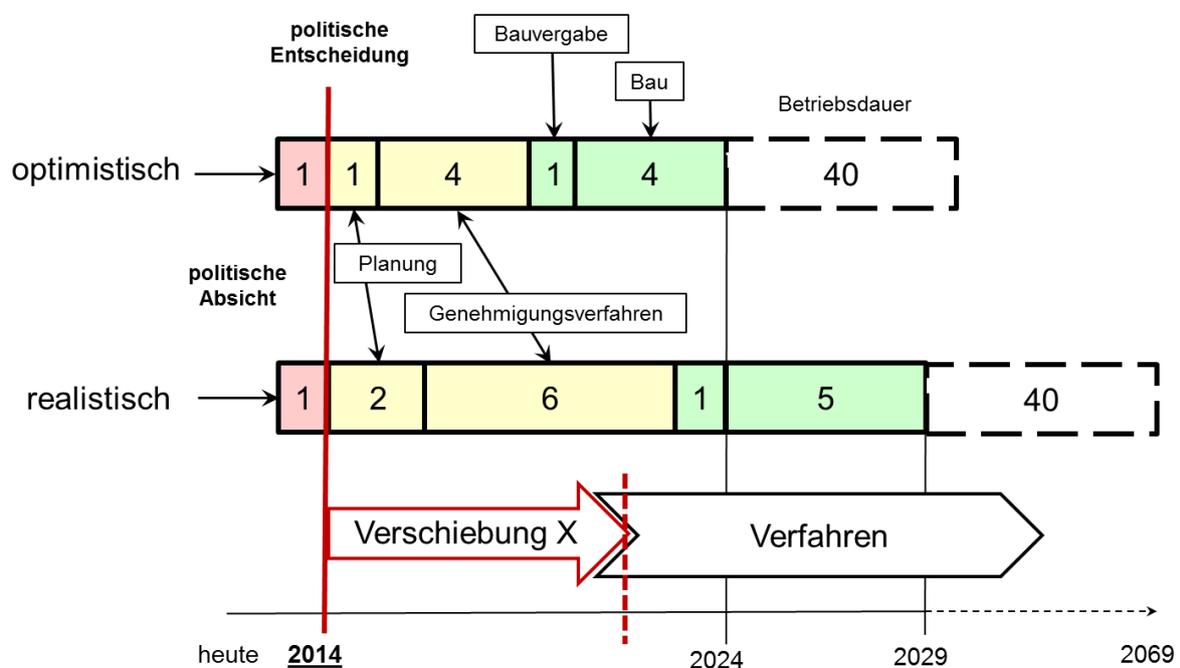


Abbildung 92: Zeitplan (Knauer, 2013) in Analogie zum Ampelmodell

6.2.3 Genossenschaftsmodell

Für die Kommunikation und Willensbekundung solcher Projekte kann eine finanzielle Beteiligungsstruktur entwickelt werden, in denen Bürger sich genossenschaftlich als Anteilseigentümer einbringen können.

Ein Zusammenschluss von juristischen Personen mit dem Ziel eines gemeinschaftlichen Unternehmens wird als Genossenschaft bezeichnet (Geschwandtner, 2006). Dabei werden charakteristisch die Eigentümer unabhängig von ihrem Kapitaleinsatz pro Person mit einer Stimme beteiligt. Dies ist ein erfolgreiches Modell für demokratische und argumentativ begründete Entscheidungen.

Auf internationaler Ebene kann ein Zusammenschluss von nationalen oder regionalen Kommunen zu Verbänden erfolgen (s. Abbildung 93). Vertreterinnen und Vertreter der Verbände entscheiden im Hauptverband bei einer Hauptversammlung nach vorheriger Abstimmung mit ihren jeweiligen Kommunen bzw. ihren Verbänden. Eine so gestaltete Mehrebenenbeteiligung führt in verschiedenen Regionen und länderübergreifend zu demokratischen Repräsentationsformaten.

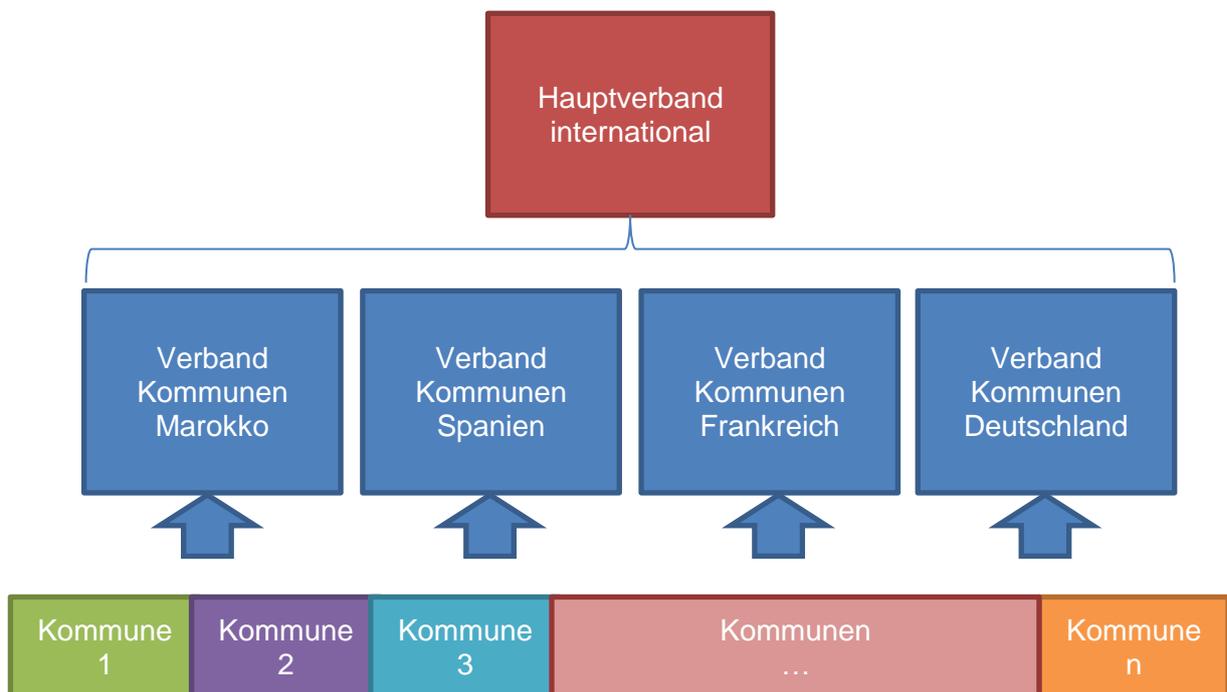


Abbildung 93: Mehrstufenmodell einer Genossenschaft (Genossenschaftsverband Bayern, 2012)

Ein Kommunikationsprozess zur Gründung einer Genossenschaft in einem Verband von Kommunen kann durch lokale Multiplikatoren mit persönlichem Bezug zu den Betroffenen

wie Bürgermeister, Fachkräfte aus mittelständischen Unternehmen vor Ort, Glaubensvertretern, Nichtregierungsorganisationen etc. angestoßen werden. Hierbei spielt die finanzielle Beteiligung neben den Kompensationsmaßnahmen eine Rolle. Die Betroffenen können Kapital in die Genossenschaft investieren und bekommen dies verzinst nach einer bestimmten Zeit wieder zurück. Hierbei haben alle direkt Betroffenen ein Vorkaufsrecht in Abhängigkeit der eingebrachten Flächen in der jeweiligen Kommune. Dieses Vorkaufsrecht kann nach Ablauf von Fristen in andere betroffene Kommunen erweitert werden, solange bis alle finanziellen Investitionsmöglichkeiten ausgeschöpft sind. Als letzte Option würden zuerst lokale Banken und dann der Kapitalmarkt den übrigen Anteil übernehmen. Die Zinszahlungen werden erst durch die Umlagefinanzierung an die Kapitalgeber ausgezahlt. Das angelegte Kapital wird bis zur ersten Stromlieferung auf einem Treuhandkonto verzinst, mit den Zinsen könnte eine Öffentlichkeitsarbeit zur Kommunikation ermöglicht werden (BürgerEnergie Berlin, 2012). Alternativ können die Zinsen an die Investoren ausgeschüttet werden. Schließlich erhalten die Betroffenen durch dauerhafte Kompensationszahlungen ein dauerhaftes Einkommen (s. Kapitel 5.2), welches den Verzicht auf Zinserträge während der Bauzeit rechtfertigt. Mit einer solchen Vorgehensweise wird, neben der politischen Absicht, der Projektlauf angestoßen und führt zur Gründung einer Projektgesellschaft, die der Genossenschaft gehört.

6.2.4 Projektstruktur

Die beschriebenen Geldgeber (Betroffene: Anlieger, Einwohner der jeweiligen Kommune und die Stromkunden), welche einen Kredit einer Projektgesellschaft zur Verfügung stellen, lösen also die Finanzierung aus. Diese setzt sich aus Eigen- und Fremdkapital zusammen. Mit dem Geld baut der Anlagenhersteller nach Baugenehmigung die Anlage (s. Abbildung 94). Die Staaten, Kommunen und Betroffenen sichern den dauerhaften Betrieb von Kraftwerk und Trasse zu. Das Kraftwerk liefert nun Strom an die Projektgesellschaft. Für den Handel mit Strom wird ein Stromhändler notwendig. Dieser schließt einen Stromabnahmevertrag (siehe Stromabnahmevertrag Kapitel 6.2.5) mit der Projektgesellschaft. Auf Basis von Verträgen mit den Stromkunden fließt nun der Strom von der Projektgesellschaft über Stromhändler zu den Stromkunden. Die Stromkunden bezahlen einen Strompreis an den Stromhändler. Dieser führt den ausgehandelten Tarif an die Projektgesellschaft ab. Die Projektgesellschaft deckt mit den Einnahmen zunächst die Ausgaben, d.h. Betriebskosten der Anlage, Steuern sowie Kompensationszahlungen, Zins und Tilgung des Kredits. Nach der Kapitalrückzahlung fallen gegenüber den Geldgebern keine Kosten mehr an.

6.2.6 Projektgesellschaft und Genossenschaft als Eigentümer – Aufgaben der Akteure

Die Genossenschaft entscheidet in der Hauptversammlung über:

- die Besetzung der Projektgesellschaft
- die Auswahl des Kraftwerksbetreibers
- die Auswahl des Stromhändlers
- die Auswahl der Versicherung sowie über Wartungs- und Instandhaltungsunternehmen, dies kann auch länder- oder regionenspezifisch erfolgen.

Die Projektgesellschaft:

- organisiert die Hauptversammlung
- verhandelt den Tarif mit dem Stromhändler
- kümmert sich um die Kostenverteilung
- nennt Vorschläge zur Besetzung des Unternehmens
- schüttet eine Dividende an die Eigentümer aus.

Die Dividende richtet sich nach der Stromlieferqualität an die Stromkunden. Die Kosten für Stromqualität und ihre Bemessung sowie ihre Auswirkungen auf den Strompreis müssen hierzu noch untersucht werden.

6.3 Finanzierung

Es stellt sich die Frage, wie 16,3 Mrd. € an Investitionskosten bezahlt werden können? Wie im Kapitel 5.3.2 gezeigt, sollte aufgrund von Zinszahlungen die Investitionssumme möglichst in kurzer Zeitdauer zurückbezahlt werden, um den Strompreis niedrig zu halten.

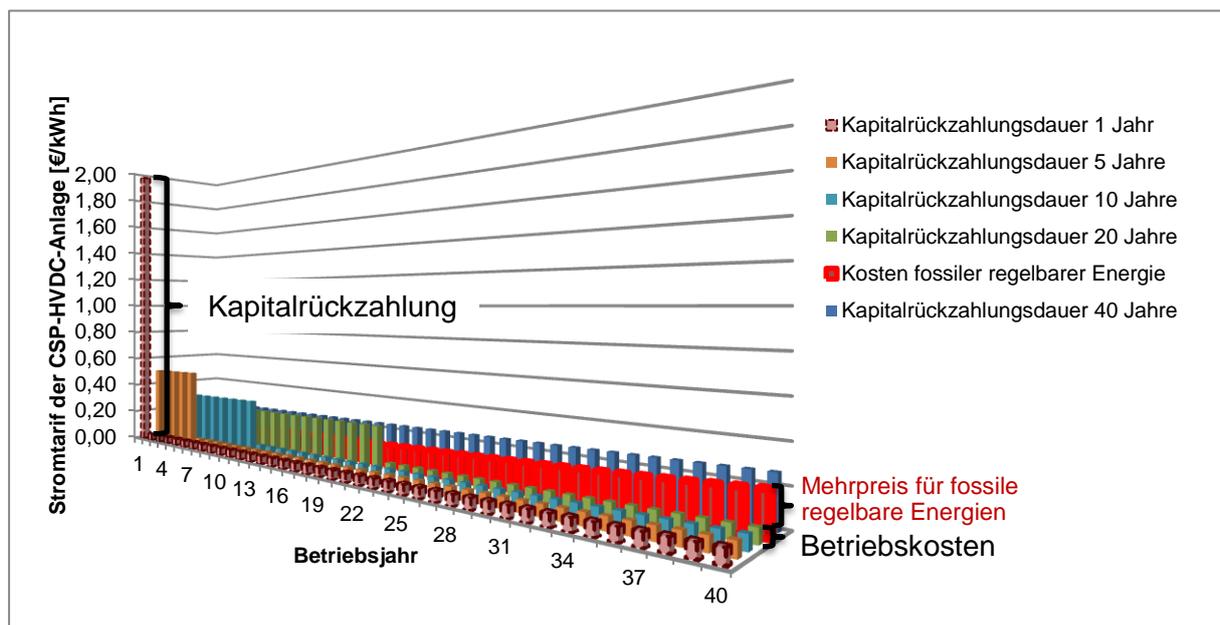


Abbildung 95: Stromtarif der CSP-HVDC-Anlage

Der zu bezahlende Stromtarif für eine Kapitalrückzahlungsdauer von einem Jahr beträgt ca. 2 €/kWh für 9,32 TWh/a und fällt im zweiten Jahr auf Betriebskosten von ca. 4-5 €Cent/kWh ab. Diese Betriebskosten liegen unter den Betriebskosten für regelbare fossile Energien. Für die Minderung der Belastung für wenige Stromkunden wird der zu zahlende Tarif von 2 €/kWh mit den Kosten im Kraftwerkspark gemischt. Dies wird als Umlage auf die Stromkunden bezeichnet und ist vergleichbar mit dem heutigen EEG. Der Unterschied liegt darin, dass hier der Investor nicht 20 Jahre wie beim EEG, sondern z.B. nur ein Jahr von Zinszahlungen profitiert. Die Investition mit Zinsen bekommt der Investor nach Ablauf der Kapitalrückzahlungsdauer wieder zurück. Die Umlage in Abhängigkeit der Kapitalrückzahlungsdauer beschreibt Abbildung 96. Je mehr Stromkunden sich beteiligen, desto geringer wird die Umlage je Stromkunde. Man sollte sich jedoch nicht täuschen lassen, dass es bei langer Kapitalrückzahlungsdauer günstiger ist, da Zinszahlungen wie im Kap. 5.3.1 beschrieben die Einsparung gegenüber fossilen Energien mindern bzw. Mehrkosten verursachen.

Ein Vorschlag für die beschriebene Umlage ist, dass bei nationalem Interesse Deutschlands eine EEG-Import Umlage vereinbart wird. Diese Umlage bezieht sich auf gezielt ausgeschriebene Kapazitäten von regelbaren Energien (solarthermische Kraftwerke). Der günstigste und qualitativ beste Bewerber erhält den Zuschlag für den Bau/Betrieb/Handel und die Garantie der sicheren Vergütung des Stroms durch den 40jährigen Stromabnahmevertrag. Die Stromkunden profitieren somit von konstant günstigen Strompreisen durch niedrige Betriebskosten.

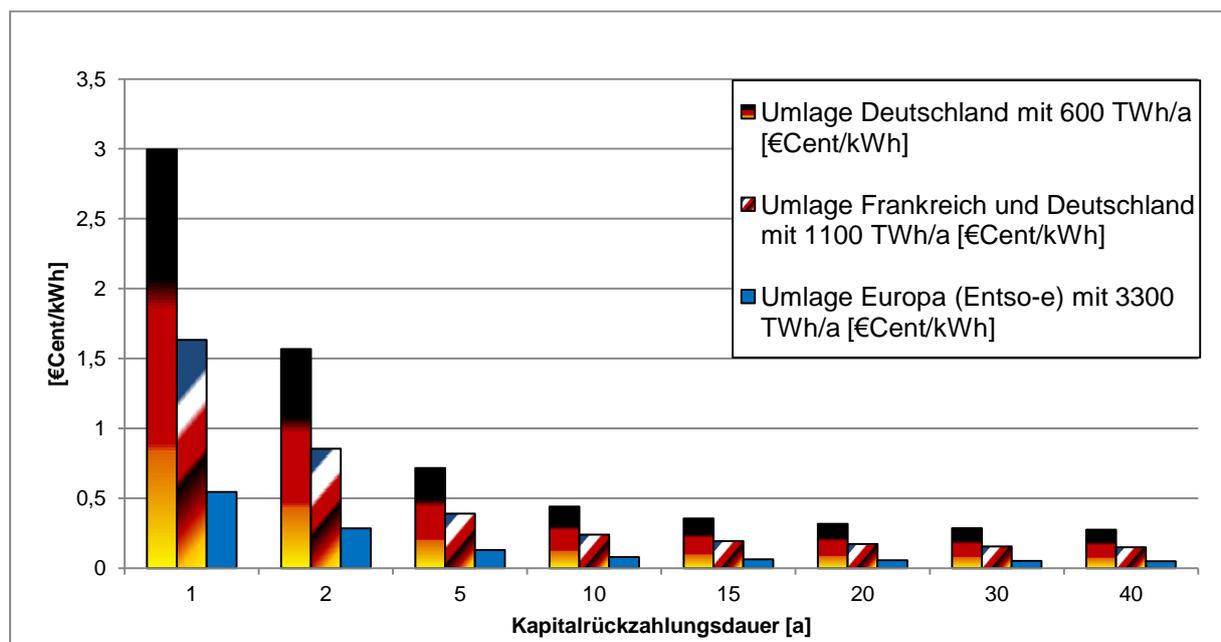


Abbildung 96: Umlage der Kapitalkosten auf alle Stromkunden

Beispiele:

Bei einer Umlage der Investitionssumme von 16,3 Mrd. € in einem Jahr auf den Stromverbrauch von Deutschland mit ca. 600 TWh/a, würde auf jede Kilowattstunde ein Jahr lang 3,0 €Cent Mehrkosten kommen. Im zweiten Jahr fällt die Umlage auf 0 €Cent, da die Investitionssumme von 16,3 Mrd. € abgezahlt wurde. Es sind nur noch Betriebskosten fällig, die dann unter den Betriebskosten regelbarer fossiler Energie liegen. Je länger die Finanzierungsdauer, desto niedriger wird zwar die Umlage, jedoch steigen die Gesamtkosten aufgrund Zinszahlungen bei entsprechender Diskontierung.

In einem Kooperationsprojekt zwischen Frankreich und Deutschland bei einem Stromverbrauch von zusammen 1100 TWh/a würde sich die Umlage für alle Stromkunden in beiden Ländern ein Jahr lang auf 1,6 €Cent/kWh belaufen. Im Rahmen des 50jährigen Jubiläums des Elysée-Vertrags wäre dies ein gemeinsamer Schritt, um Kraftwerkskapazitäten z.B. an der Deutsch-Französischen Grenze (AKW Fessenheim) erneuerbar und gut regelbar umzubauen. Dies wäre ein gemeinsamer Start der größten Staaten Europas für erneuerbare Energien.

Aufgrund der Lernkurve von CSP (Kapitel 3.4.1), die noch ein Kostenreduktionpotential verspricht, wäre es fair, wenn alle europäischen Stromkunden der ENTSO-E mit einem Gesamtverbrauch von 3300 TWh/a das Kraftwerk mit HGÜ-Verbindung finanzierten und nicht Deutschland alleine, da durch steigende installierte Leistung die Kosten der CSP-Technik noch sinken. Dauerhaft profitieren alle von CO₂-Einsparungen und gut regelbarer erneuerbarer Energie bei konstant niedrigen Strompreisen. Die Umlage würde für die Dauer eines Jahres in der ENTSO-E ca. 0,5 €Cent/kWh ausmachen.

Für die Substitution von allen aktuellen europäischen Atomkraftwerken mit 136 Reaktorblöcken und einer Gesamtnettoleistung von ca. 125 GW (World Nuclear Association, 2013), wäre diese Finanzierungsmöglichkeit für alle Verbraucher in Europa ideal. Nach ersten Schätzungen könnten innerhalb von 20 Jahren mit einer Umlage von 2 €Cent/kWh auf den europäischen Stromverbrauch von 3300 TWh/a alle Atomkraftwerke ersetzt werden. Jedes Jahr würden somit 4 x 1,5 GW_{netto} CSP-HVDC-Anlagen den europäischen Kraftwerkspark mit regelbarem Solarstrom ergänzen. Da die Investition durch die Umlage bezahlt wurde, fallen danach nur noch Betriebskosten an, die den Strompreis nachhaltig stabil halten. Genauere Untersuchungen sind hierfür notwendig, da u.a. der Stromverbrauch in der EU ansteigen wird, Lernkurven der CSP-HVDC-Anlage den Preis weiter senken werden und Trassenlängen sowie CSP-Anlagen unterschiedlicher Auslegung erfordern.

Risikobewertung:

Die installierte Leistung von 125 GW solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika würde im Jahr 2050 ca. 4% der in Europa installierten Leistung ausmachen. Hierbei würden mit 745 TWh/a ca. 11% des europäischen Stromverbrauchs im Jahr 2050 gedeckt werden können (EnerGEO, 2012). Damit besteht eine Ergänzung, jedoch keine Abhängigkeit von Nordafrika.

Für den Projektstart werden min. ca. 15 Mio. € für Kosten der Vorbereitung des Projekts (Vorplanung, Öffentlichkeitsarbeit, Fachgutachten und juristische Absicherung) notwendig sein (Knauer, 2013). Hierfür muss garantiert werden, dass diese Summe im Falle eines Nichtzustandekommens des Vorhabens den Investoren wieder ausbezahlt wird.

6.4 Fazit

Akzeptanz lässt sich nur mit einer optimalen Kommunikation und der fairen Teilhabe am Projekt erreichen. Genossenschaftliche Strukturen bieten einen idealen Rahmen für die Umsetzung eines Bürgerprojektes, das mittels kommunalen und internationalen Partnerschaften Kontinente und Menschen verbindet. Je kürzer die Vergütungsdauer des Stroms (Kapitalrückzahlungsdauer), desto höher ist die Umlage bei höchstmöglicher Gesamtkostenersparnis (Abbildung 88). Je mehr Stromkunden die Umlage tragen, desto geringer wird sie je Verbraucher. Von einer Kostenersparnis gegenüber gut regelbaren fossilen Energien profitieren innerhalb eines Strommarktes der ENTSO-E alle Stromkunden. Es liegt nun an der Politik die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, damit in ca. 10 – 15 Jahren Strom von Nordafrika nach Mitteleuropa fließen kann.

6.4.1 Offene Fragen:

- Was sind geeignete Kriterien für die Festlegung der Stromabnahme (PPA – “take or pay”)
- Wie kann eine faire Dividende einen Anreiz für einen stabilen Betrieb garantieren?
 - ➔ Welche Kriterien gelten hierfür (Festlegung der Dividende / faire soziale Standards für die Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer)?
- Welche Strukturen und Kommunikationswege sind geeignet für die Bürgerbeteiligung?
- Welche Ergebnisse sind aus einer sozialwissenschaftlichen Begleitforschung zu erwarten?

7 Schlusswort

Aufgrund des interdisziplinären Ansatzes dieser Arbeit war es das Ziel ein erstes Bild einer CSP-HVDC-Anlage zu erstellen und offene Fragen zu identifizieren. Am Ende der jeweiligen Kapitel wurden diese offenen Fragen genannt, die in zukünftigen Forschungsprojekten beantwortet werden sollten.

Die dargestellte Möglichkeit einer Fernübertragung regelbarer Solarenergie aus solarthermischen Kraftwerken ist für Baden-Württemberg möglich und bedarf großer Anstrengungen im internationalen Kommunikationsprozess. Die Politik ist nun mit den Bürgerinnen und Bürgern gefragt mit den vorgeschlagenen Instrumentarien zur Finanzierung, dem ersten Bild, ein Projekt einer internationalen Kooperative als Gemeinschaft für erneuerbare Energien auf Augenhöhe - einer Art „Quadrige“ für erneuerbare Energien - in den betrachteten Ländern zu initiieren.

8 Verwendete Datensätze

- USGS (2008): Global Land Cover Characterization (GLCC) Data Base.
- GADM (2012): Database of Global Administrative Areas <http://www.gadm.org/>
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2010): Verwaltungsgebiete (VG250)
- ECMWF (2010): Monitoring Atmospheric Composition and Climate (MACC)
- IGN (2012): Institut national de l'information géographique et forestière (BD PARCELLAIRE)
- Marine Regions (2013): Claus S. et al. <http://www.marineregions.org>

9 Literatur- und Quellverzeichnis

- A+S Consult. 2012.** *KorFin*. 2012.
- Agora Energiewende. 2013.** s.l. : Rainer Baake, 2013.
- America Speaks. 1995.** [Online] 1995. [Zitat vom: 03. 02 2013.] <http://americaspeaks.org/>.
- Ampiron. 2010.** *Netzentwicklung in Deutschland und Europa*. Göttingen : Peter Barth, 2010.
- . **2012.** *Netzentwicklungsplan*. 2012.
- APG. 2004.** *Umweltverträglichkeitsgutachten zur Errichtung der 380 kV-Freileitung in der Steiermark*. Verbund Austria Power Grid AG, Wien. 2004.
- Backhaus, Klaus, Gausling, Philipp und Hildebrand, Luise. 2013.** *Arbeitspapier für das Verbundprojekt - InnoGeSi.net*. s.l. : Institut für Anlagen und Systemtechnologien - Westfälische Wilhelms-Universität Münster, 2013.
- BfN. 2011.** *Naturbewusstsein - Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt*. 2011.
- BfS. 2012.** *Strahlenschutz beim Ausbau der Stromnetze*. 2012.
- BGR, UNESCO. 2008.** WHYMAP. [Online] 2008. [Zitat vom: 21. 05 2013.] http://www.whymap.org/whymap/EN/Downloads/Continental_maps/continmaps_node_en.html
- BMU. 2013.** Erneuerbare Energien auch im Jahr 2012 weiter angewachsen. [Online] 28. 03 2013. [Zitat vom: 12. 05 2013.] <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/erneuerbare-energien-in-zahlen/erneuerbare-energien-im-jahr-2012/>.
- . **2011.** *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. 2011.
- BMW. 2012.** *GEMEINSAME ABSICHTSERKLÄRUNG ÜBER DIE ERRICHTUNG EINER ENERGIEPARTNERSCHAFT ZWISCHEN DEM KÖNIGREICH MAROKKO UND DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND*. Berlin : s.n., 2012.
- BNetzA. 2011.** 2011.
- . **2012.** *Kraftwerksliste*. 2012.
- Brösamle, Hartmut. 2000.** *Solarthermische Kraftwerke - Standortlokalisierung und Potentialabschätzung mit dem Planungsinstrument STEPS*. Vechta : s.n., 2000.
- Bundesnetzagentur. 2011.** *Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit (11. April 2011)*. 2011.
- BürgerEnergie Berlin. 2012.** 2012.
- Carter, Nicole T. und Campbell, Richard J. 2009.** *Water Issues of Concentrating Solar Power (CSP) Electricity in the U.S. Southwest*. 2009.
- CESI. 2008.** s.l. : Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano, 2008. Nr. A8008164 .
- Checchi, Arianna, Behrens, Arno und Egenhofer, Christian. 2009.** *Long-term Energy Security Risks for Europe: A Sector-Specific Approach*. Brüssel : Centre for European Policy Studies, 2009.
- Cigré. 2012.** *HVDC Environmental Planning Guidelines 508*. 2012.

- Claus, S., et al. 2013.** Marineregions - Seegrenzen der ausschließlichen Wirtschaftszone. 2013.
- Cova, Bruno. 2008.** *Localisation du nouvel axe d'interconnexion entre la France et l'Espagne et aperçu sur le schéma directeur des Pyrénées.* 2008.
- Desertec Foundation. 2011.** *Portraits und Hintergründe von Dr. Gerhard Knies und SKH Prinz Hassan bin Talal.* Hamburg : s.n., 2011.
- Deutsche Finanzagentur. 2013.** 2013.
- DLR. 2007.** *Aqua-CSP.* Stuttgart : s.n., 2007.
- **2013.** *Internes Tool für die schematische Auslegung anhand Ressourcendaten.* s.l. : Massimo Moser, 2013.
- **2005.** *Med-CSP.* 2005.
- **2002.** SOLEMI. 2002.
- **2006.** *Trans-CSP.* 2006.
- DLR, Meteoronorm. 2005.** 2005.
- EASAC. 2011.** *Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future.* 2011.
- Eck, Thomas. 2011.** Vorlesung Solartechnik – Hochtemperaturanwendungen Ertragsprognose. 2011.
- ECMWF. 2010.** MACC. 2010.
- Ecofys. 2008.** STUDY ON THE COMPARATIVE MERITS OF OVERHEAD ELECTRICITY TRANSMISSION LINES VERSUS UNDERGROUND. 2008.
- Ellenbeck, Saskia. 2009.** *Der Import von Strom aus erneuerbaren Energien aus Nordafrika nach Europa- Ein Beitrag zur europäischen Versorgungssicherheit?* Berlin : s.n., 2009.
- EnerGEO, DLR. 2012.** *Earth Observation for monitoring and assessment of the environmental impact of energy use.* 2012.
- ENTSO-E. 2010.** *Position Paper on permitting procedures for electricity transmission infrastructure.* 2010.
- **2011.** *Statistical Yearbook.* 2011.
- Europäische Kommission. 2011.** Europäische Kommission – Pressemitteilung. *Kommission begrüßt Desertec- und Medgrid-Zusammenarbeit im Bereich der Solarenergie in Nordafrika und im Nahen Osten.* [Online] 24. 11 2011. [Zitat vom: 14. 05 13.] http://ec.europa.eu/energy/international/euomed_en.htm.
- **2006.** *Grünbuch - Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie.* 2006.
- EUROSTAT. 2013.** [Online] 2013. [Zitat vom: 11. 02 2013.] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/nuts_nomenclature/correspondence_tables/national_structures_eu.
- ExternE. 2006.** http://www.externe.info/externe_2006/. [Online] 2006.
- Fichter, Tobias. 2013.** *Ausschlusskarte Marokko und West-Sahara für Standorte von solarthermischen Anlagen.* 2013.
- Fichtner. 2011.** *MENA Regional Water Outlook.* 2011.
- **2011.** *MENA Water Outlook.* 2011.
- Filiu, Jean-Pierre. 2012.** *Konflikte und Interessen vor Europas Grenzen.* s.l. : Atlas der Globalisierung, 2012.
- Gazette, Egyptian. 1913.** *The modern substitute for old sun-worship.* MAADI : s.n., 1913.
- GDV. 2013.** Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. GDV. [Online] 2013. [Zitat vom: 06. 21 2013.] <http://www.gdv.de/>.
- Genossenschaftsverband Bayern . 2012.** *Erfolgsmodell Genossenschaft: die Energiewende gemeinsam gestalten Genossenschaftsverband Bayern .* 2012.
- GeoNetwork, FAO. 2008.** Global Administrative Unit Layers (GAUL). 2008.
- Geschwandtner, Helios. 2006.** *Genossenschaftsrecht.* 2006.
- Google. 2012.** 2012.
- GOURZNI, Mohamed EL. 2001.** *Geräuschemissionen und Energieverluste an Freileitungen.* 2001.
- Grätz, Jonas und Westphal, Kirsten. 2009.** *Ende gut, alles gut? Das russisch-ukrainische Gasabkommen auf dem Prüfstand.* Berlin : Stiftung Wissenschaft und Politik, 2009.

- Haut-Commissariat au Plan Maroc. 2012.** 2012.
- Hertem, Dirk Van und Ghandhari, Mehrdad. 2010.** *Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid.* 2010.
- Hess, Denis. 2013.** *Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa.* Stuttgart : s.n., 2013.
- Hijmans, Robert, et al. 2013.** [Online] 2013. <http://www.gadm.org>.
- Hoffmann, Markus und Noack, Friedhelm. 2007.** *MACHBARKEITSSTUDIE 380 kV - KABEL FÜR SALZBURG.* 2007.
- IEA. 1998.** *Projected Costs of Generating Electricity Update.* 1998.
- **2012.** *World Energy Outlook.* 2012.
- Informelles Treffen mit Red Electrica de Espana. Red Electrica de Espana. 2013.* Madrid : s.n., 2013.
- IPCC. 2011.** *Special report on renewable energy sources and climate change mitigation. IPCC Working Group III.* 2011.
- ISE. 2012.** *Studie Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien.* 2012.
- IWES. 2012.** *Integration großer Anteile Photovoltaik in bestehende Verteilnetze - Studie für den Bundesverband Solarwirtschaft e.V.* 2012.
- Kafka, Franz.** zugeschrieben.
- Kaufmann, D., Kraay, A. und Mastruzzi, M. 2010.** *The Worldwide Governance Indicators: Methodology and Analytical Issues.* [Online] 2010. <http://info.worldbank.org/governance/wgi/worldmap.asp>.
- Kießling. 2001.** *Freileitungen Planung, Berechnung, Ausführung.* 2001.
- Kim, Chan-Ki, et al. 2009.** *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems.* 2009.
- Kliesch. 2012.** *Kabelhandbuch.* 2012.
- Knauer, Uwe. 2013.** *Interview bei Drees&Sommer.* 14. 01 2013.
- Knies, Gerhard. 2013.** *e-mail vom 06.04.2013: Zivilgesellschaftlicher Dialog zu Desertec in Nordafrika.* 2013.
- Knies, Gerhard und Bennouna, Abdelaziz. 1997.** *Nordafrikanisch - Europäischer Solarenergie Verbund. Workshop des Hamburger Klimaschutz-Fonds HKF am 9.4. 1997 an der TU Hamburg Harburg .* 1997.
- Knoepfel, I. 1995.** *Indikatorensystem für die ökologische Bewertung des Transports von Energie. Forschungsbericht Nr. 20, Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich.* 1995.
- Kombikraftwerk 2. 2012.** 2012.
- Konstantin, Panos. 2009.** *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt.* s.l. : Springer, VDI, 2009.
- Kullnick, U. und Marhold, S. 2000.** *Elektrokabel im Meer. In: Technische Eingriffe in marine Lebensräume, BfN-Skripten 29, Seite 4-30.* 2000.
- Kutter, Michael. 2013.** *Interview mit Michael Kutter - Doktorand Höhere Mathematik an der Universität Stuttgart.* Stuttgart : s.n., 2013.
- L. Stoddard, J. Abiecunas und O'Connell, R. 2006.** *Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California.* s.l. : NREL, 2006.
- La Vie éco. 2010.** *Marrakech : un déficit en eau de 13 Mm3 en 2015 et 52 Mm3 en 2030.* [Online] 18. 10 2010. [Zitat vom: 18. 5 2013.] <http://www.lavieeco.com/news/economie/marrakech-un-deficit-en-eau-de-13-mm3-en-2015-et-52-mm3-en-2030-17766.html>.
- Lehner, Joachim. 2012.** *Vorlesung Dynamik elektrischer Verbundsysteme.* Universität Stuttgart : s.n., 2012.
- Leser, Gerhard. 2001.** *IPP Fibel.* Hirschberg : s.n., 2001. 3-933283-17-5.
- LfU. 2002.** *Elektromagnetische Felder im Alltag. Landesanstalt für Umweltschutz BW.* 2002.
- Litke, Hans-Dieter. 2007.** *Projektmanagement: Methoden, Techniken, Verhaltensweisen: Methoden, Techniken, Verhaltensweisen. Evolutionäres Projektmanagement.* 2007.
- Machado, Antonio. 1912.** *Campos de Catilla.* 1912. Bd. Proverbios y cantares XXIX.
- May, Nadine. 2005.** *Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa.* 2005. *Meeting ABB Mannheim 15.11.* **ABB, Thomas Benz und Papapanagiotou, Sebastian. 2012.** Mannheim : s.n., 2012.

- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW. 2012.** 2012.
- Mollet, Nicolas. 2013.** Map Icons Collection. [Online] 2013. [Zitat vom: 13. 02 2013.] <http://mapicons.nicolasmollet.com>.
- Morin, Gabriel. 2011.** *Techno-Economic Design Optimization of Solar Thermal Power Plants*. 2011.
- Moser, Massimo. 2013.** *Auslegung mit INSEL*. 2013.
- National Grid UK. 2011.** *Pylon Design Competition*. 2011.
- Nitsch, Joachim. 2012.** *Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept (IEKK)*. 2012.
- Nohl, Werner. 1993.** *Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch mastenartige Eingriffe*. 1993.
- NorNed. 2008.** *HVDC Link*. s.l. : ABB, 2008.
- NREL. 2011.** *SAM*. 2011.
- **2010.** *SAM*. https://www.nrel.gov/analysis/sam/cost_data.html : s.n., 2010.
- Oeding. 2004.** *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 2004.
- Ohm, Georg Simon. 1881.** *Internationaler Elektrizitätskongress*. Paris : s.n., 1881.
- Operation Handbook, ENTSO-E. 2009.** *Load-Frequency Control - Final Version*. 2009.
- Pehnt, M. 2002.** *Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6 Energietechnik, Nr. 476, Dissertation am DLR Stuttgart, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf*. 2002.
- Pokojski, Martin. 2012.** *Stromübertragung für den Klimaschutz*. 2012.
- Prognos, EWI, GWS. 2010.** *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. s.l. : Deutscher Bundestag Drucksache 17/10579, 2010.
- Riescher, Gisela, Ruß, Sabine und Haas, Christoph M. 2010.** *Zweite Kammern*. München : Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2010.
- Roon, Serafin von und Huck, Malte. 2010.** *Merit Order des Kraftwerksparks*. s.l. : Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2010.
- Scherer, Ulrich. 2012.** *Vorlesung Energiewirtschaft in Verbundsystemen*. Universität Stuttgart : s.n., 2012.
- Schillings, Christoph und Hess, Denis. 2013.** *Trassenberechnung mit DLR Trassenalgorithmus*. Stuttgart : s.n., 2013.
- Scholz, Yvonne. 2012.** *Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix*. Universität Stuttgart : Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, 2012.
- Schumacher. 2002.** *Die Berücksichtigung des Vogelschutzes an Energiefreileitungen im novellierten Bundesnaturschutzgesetz*. 2002.
- Schwer, R. K. und Riddel, M. 2004.** *The Potential Economic Impact of Constructing and Operating Solar Power Generation Facilities in Nevada*. 2004.
- SIPRI. 2007.** *SIPRI Yearbook 2007. Armaments, Disarmament and International Security*. Oxford : Stockholm International Peace Research Institute, Oxford University Press, 2007.
- Specht, Michael. 2012.** *Vorlesung Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien*. Universität Stuttgart : s.n., 2012.
- Statistisches Landesamt. 2012.** 2012.
- Statnet. 2010.** *HVDC Link Absichtsvorhaben*. 2010.
- Stöckler, Steffen. 2013.** *Berechnung der DNI Jahreszeitreihen, DLR*. 2013.
- Südkabel. 2006.** *Freileitungsseile*. 2006.
- Tilger, Klaus, Appelt, Veit und Walter, Wolfgang. 2012.** *3D-ENTWURF IN DER VERKEHRSWEGEPLANUNG: MATHEMATISCHE MODELLIERUNG UND PRAKTISCHE ANWENDUNG*. Dresden : A+S Consult GmbH Forschung und Entwicklung; Technische Universität Dresden, 2012.
- TransnetBW. 2012.** 2012.
- Trieb, Franz. 2013.** *Interview mit Franz Trieb*. DLR, Stuttgart, 2013.
- **2012.** *Strukturelle Entlastung durch regelbaren Solarstrom – die Bedeutung von DESERTEC für die Energiewende*. 2012.
- Trieb, Franz und Hess, Denis. 2013.** *ELMOD-BW*. Stuttgart : Deutsches Zentrum für- Luft und Raumfahrt, 2013.

- Trieb, Franz, et al. 2009.** *Characterisation of Solar Electricity Import Corridors from MENA to Europe*. Stuttgart : DLR, 2009.
- Trieb, Franz, et al. 2012.** Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. *Energy Policy*. 2012, Bd. 42.
- TuNur. 2012.** [Online] 2012. [Zitat vom: 14. 5 2013.] <http://www.tunur.tn>.
- U.S. Department of Energy. 2007.** *Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation*. 2007.
- UBA. 2012.** *Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten*. 2012.
- Uni Leibniz, TU Dresden, TU Clausthal. 2012.** *Machbarkeitsstudie zur Vernkämpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen*. 2012.
- United Nations. 2010.** *World Population Prospects*. 2010.
- VDEW. 2001.** 2001.
- VDI. 2007.** *CO2-Emissionen der Stromerzeugung Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken*. 2007.
- Vennemann, Peter, et al. 2011.** Pumped storage plants - status and perspectives. 2011.
- Viebahn, Peter, et al. 2008.** *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants. Deliverable 12.2 – RS I a of EU IP-NEEDS*. s.l. : www.needs-project.org, 2008.
- Viebahn, Peter, et al. 2008.** *New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS) Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants*. 2008.
- Watt, James.**
- Westermann, Dirk. 2012.** *Elektrische Energieversorgung 3*. s.l. : Springer, 2012.
- Westfälische Nachrichten. 2012.** Netzausbau führt zu Spannungen: Anwohner und Landwirte protestieren. [Online] 14. 5 2012. [Zitat vom: 14. 5 2013.]
- Westphal, Kirsten. 2008.** Internationale Energiepolitik. [Buchverf.] Leske + Budrich. *Handwörterbuch Internationale Politik*. Opladen : Wichard Woyke, 2008.
- Wirtz, K. W. und Schuchardt, B. 2003.** *Auswirkungen von Rohrleitungen und Stromkabeln. In: Warnsignale aus Nordsee und Wattenmeer – Ein aktuelle Umweltbilanz*. 2003.
- Wolfram, Volker. 2012.** *Sachgerechte Entschädigung beim Leitungsbau*. 2012.
- World Bank. 2011.** *Middle East and North Africa Region Assessment of the Local Manufacturing Potential for Concentrated Solar Power (CSP) Projects*. 2011.
- World Nuclear Association. 2013.** World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements. [Online] 03. 05 2013. [Zitat vom: 24. 05 2013.] <http://www.world-nuclear.org/info/Facts-and-Figures/World-Nuclear-Power-Reactors-and-Uranium-Requirements/#.UZ9ODrHwCEX>.
- Wörner, J.D. 2011.** *Großprojekte in der Demokratie - Vorträge Stiftung Bauwesen 14.10.2011 in Stuttgart*. 2011.
- Yergin, Daniel. 2006.** Ensuring Energy Security. *Foreign Affairs*. 2006, Bd. 85.
- Zeitler, Guntram. 2012.** *Interview mit dem Systemführungsingenieur von TransnetBW*. Universität Stuttgart : s.n., 2012.

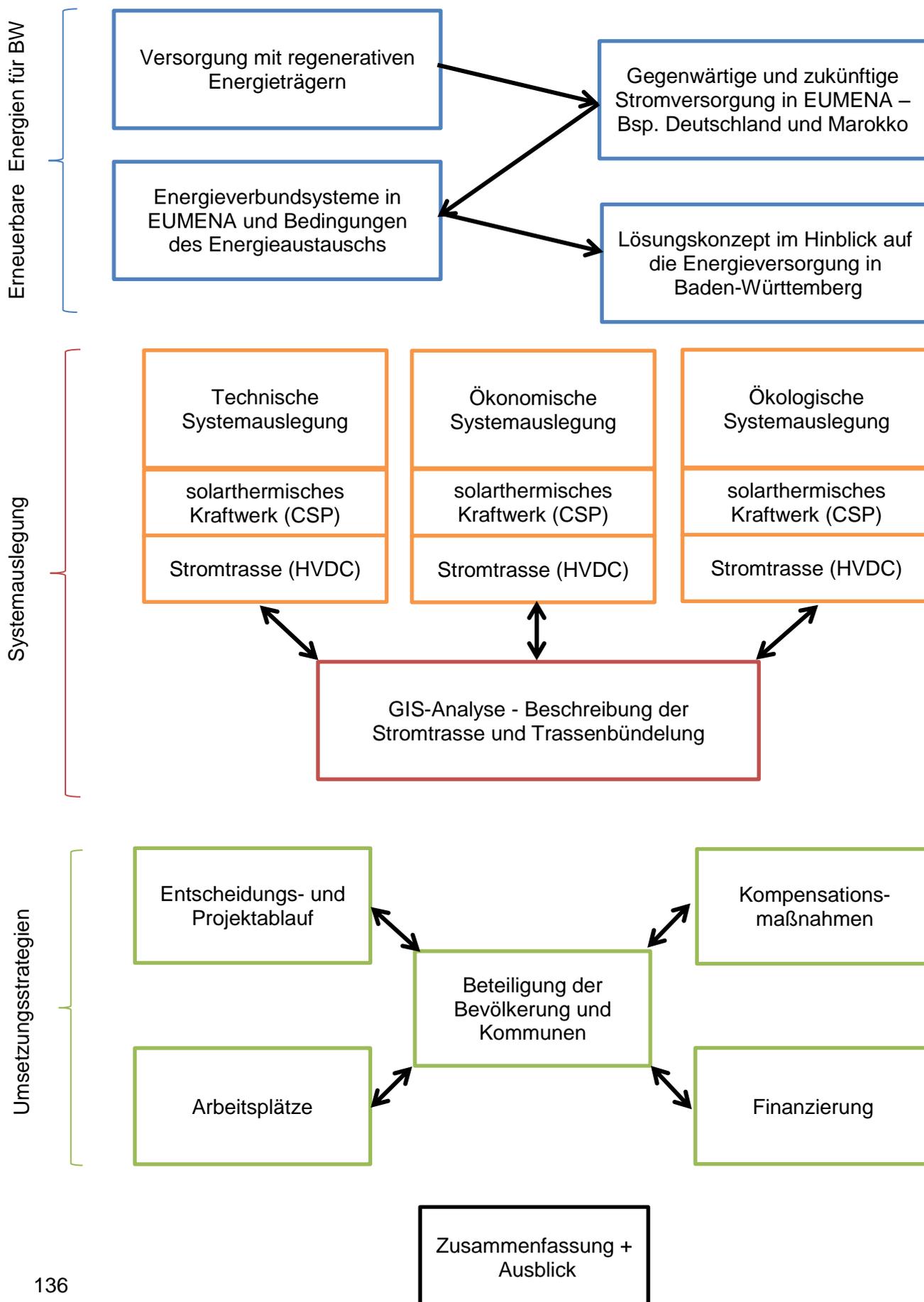
Ich erkläre hiermit, dass die eingereichte Diplomarbeit an der Universität Stuttgart selbstständig erstellt worden ist. Hierbei habe ich nur die angegebenen Quellen, sowie Interviews mit den genannten Ansprechpartnern verwendet.

Stuttgart, den 01.07.2013

Denis Hess

10 Anhang

Abbildung 97: Darstellung der Zusammenhänge und Vorgehensweise



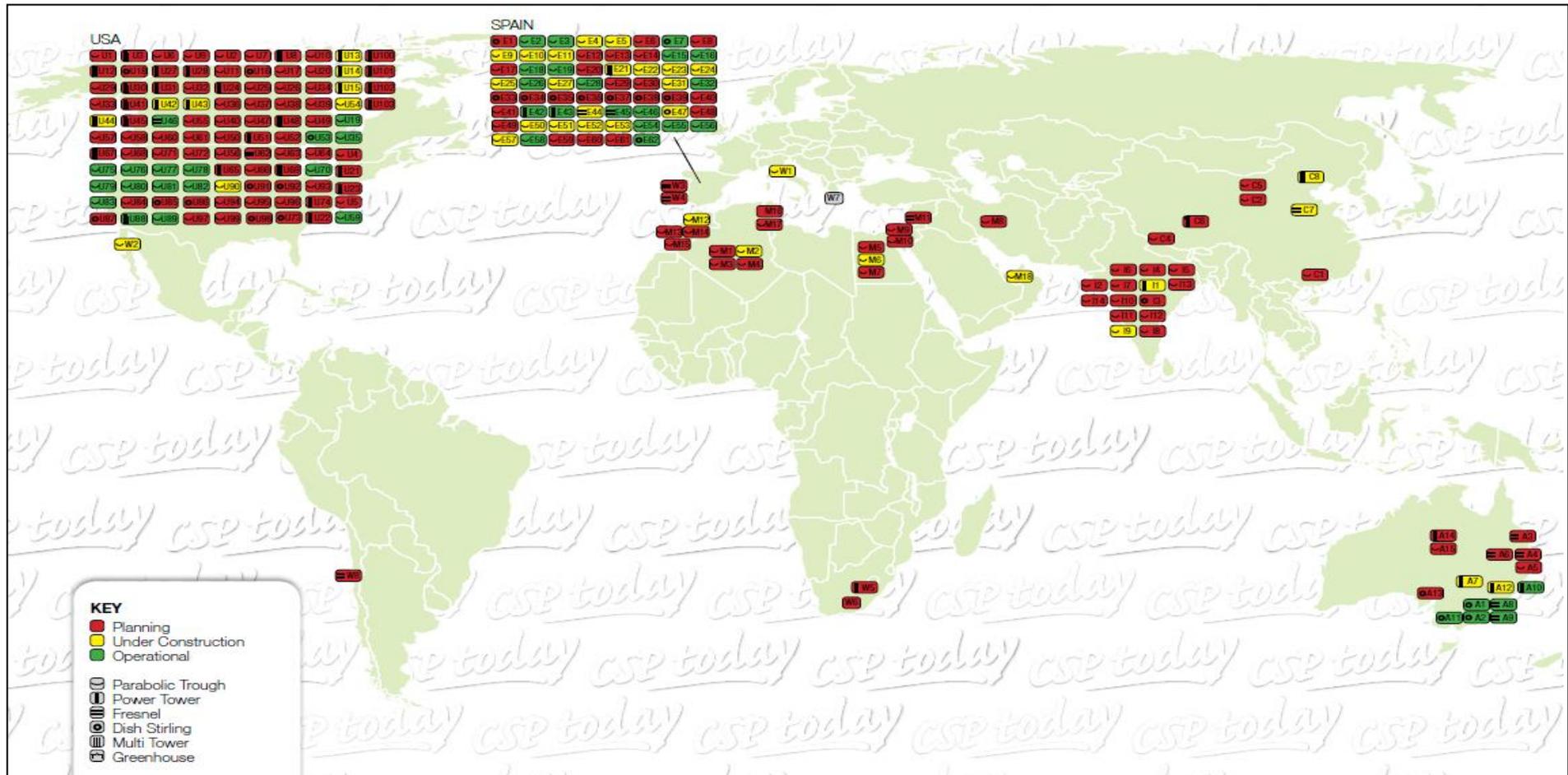


Abbildung 98: globale CSP Vorhaben März 2011 aus CSP Today World Map 2011 (in Betrieb: 1200 MW; im Bau: 2400 MW; in Planung: 34300 MW)

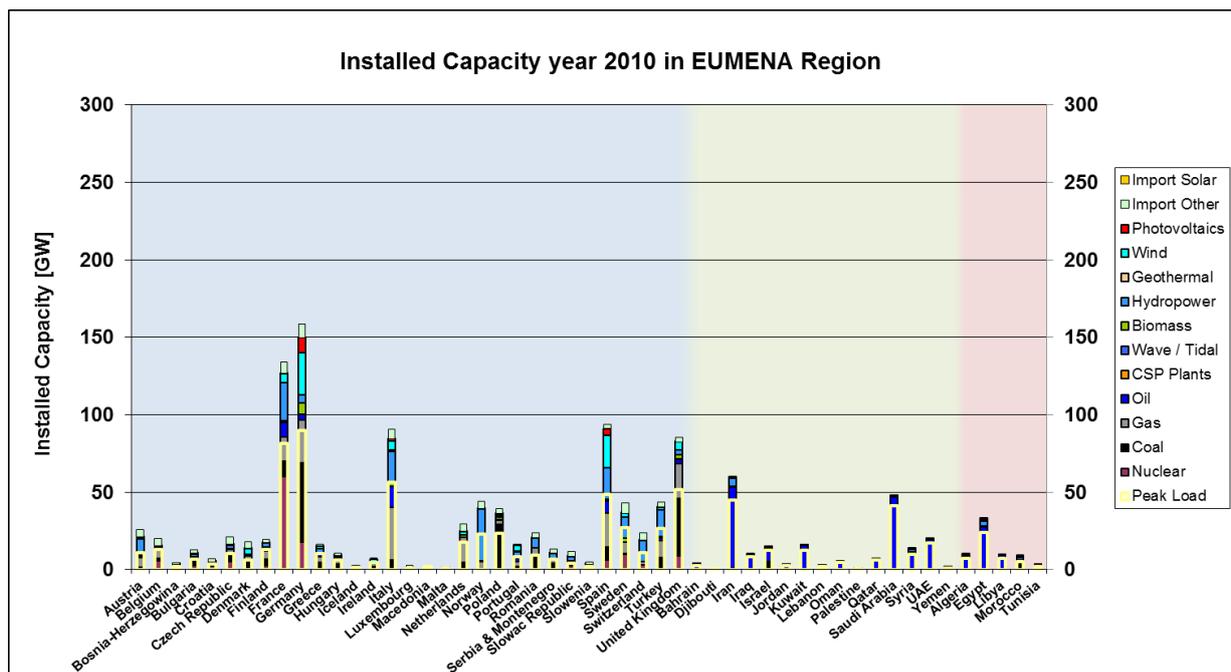


Abbildung 99: Installierte Kapazität in EUMENA 2010 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011)

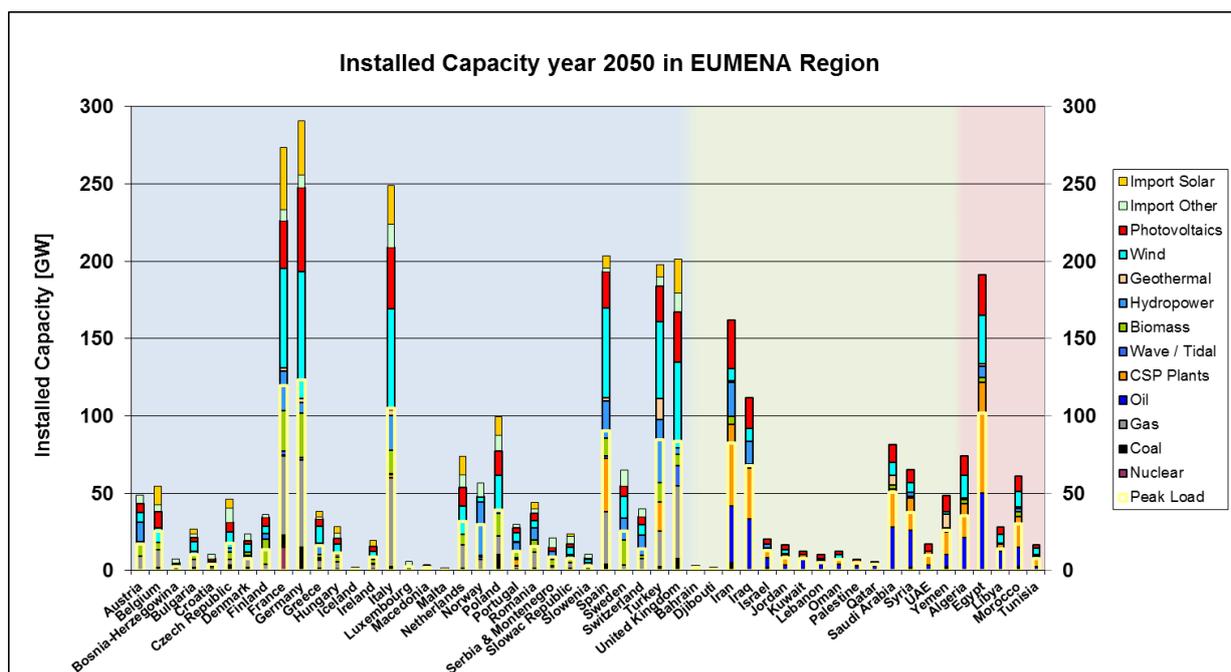


Abbildung 100: Installierte Kapazität in EUMENA 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011)

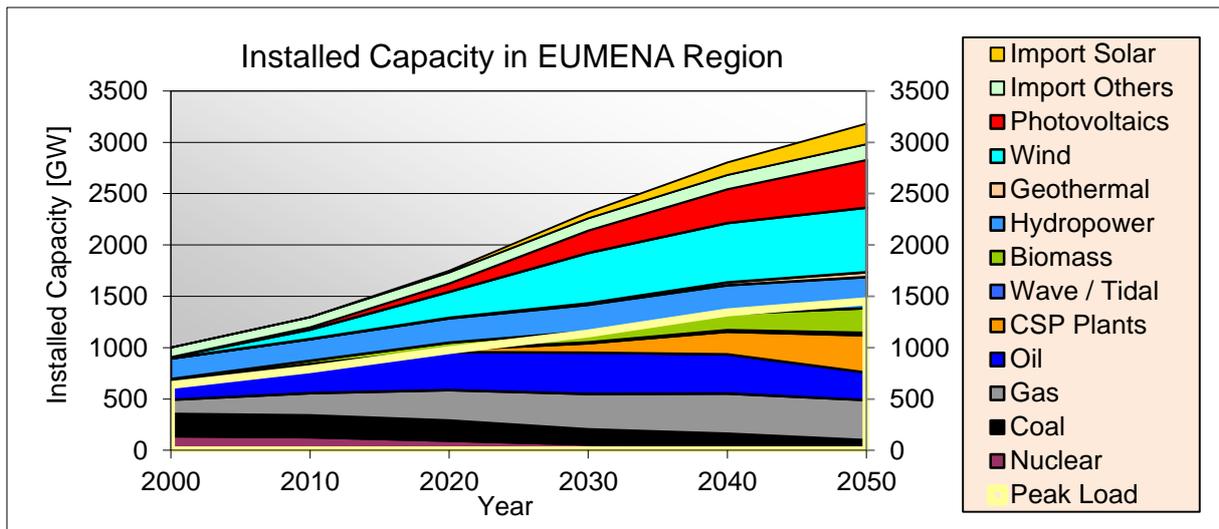


Abbildung 101: Installierte Kapazität in EUMENA vom Jahr 2000 bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012), (Fichtner, 2011)

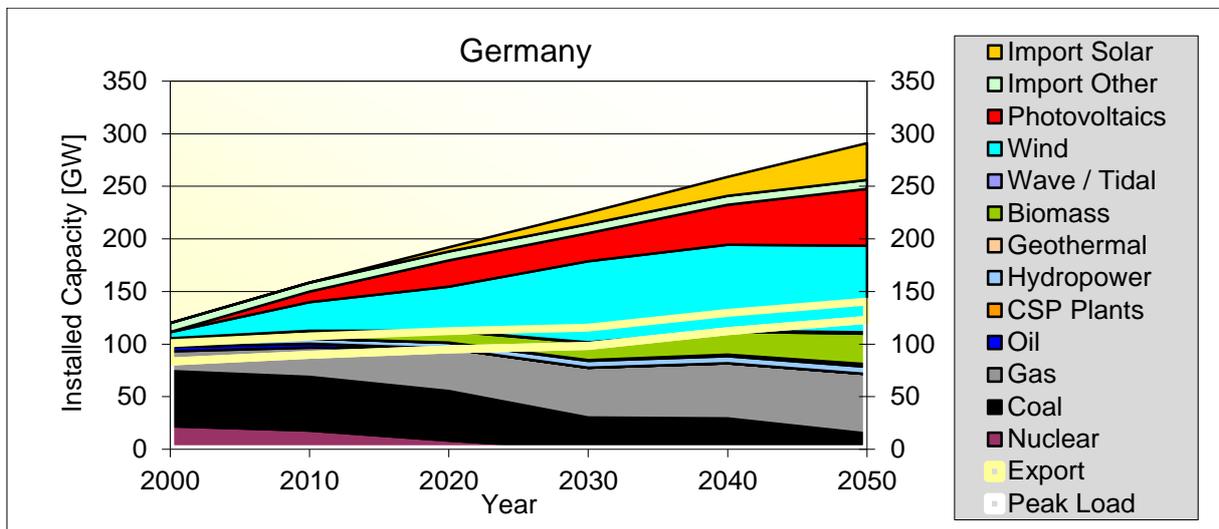


Abbildung 102: Installierte Kapazität in Deutschland vom Jahr 2000 bis 2050 (EnerGEO, DLR, 2012)

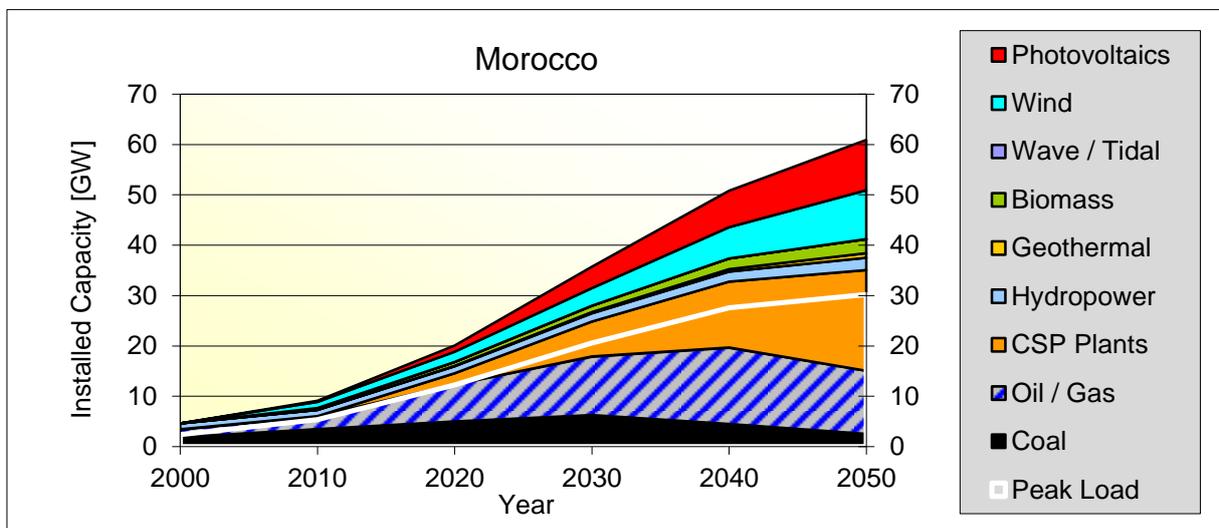


Abbildung 103: Installierte Kapazität in Marokko vom Jahr 2000 bis 2050 (Fichtner, 2011)

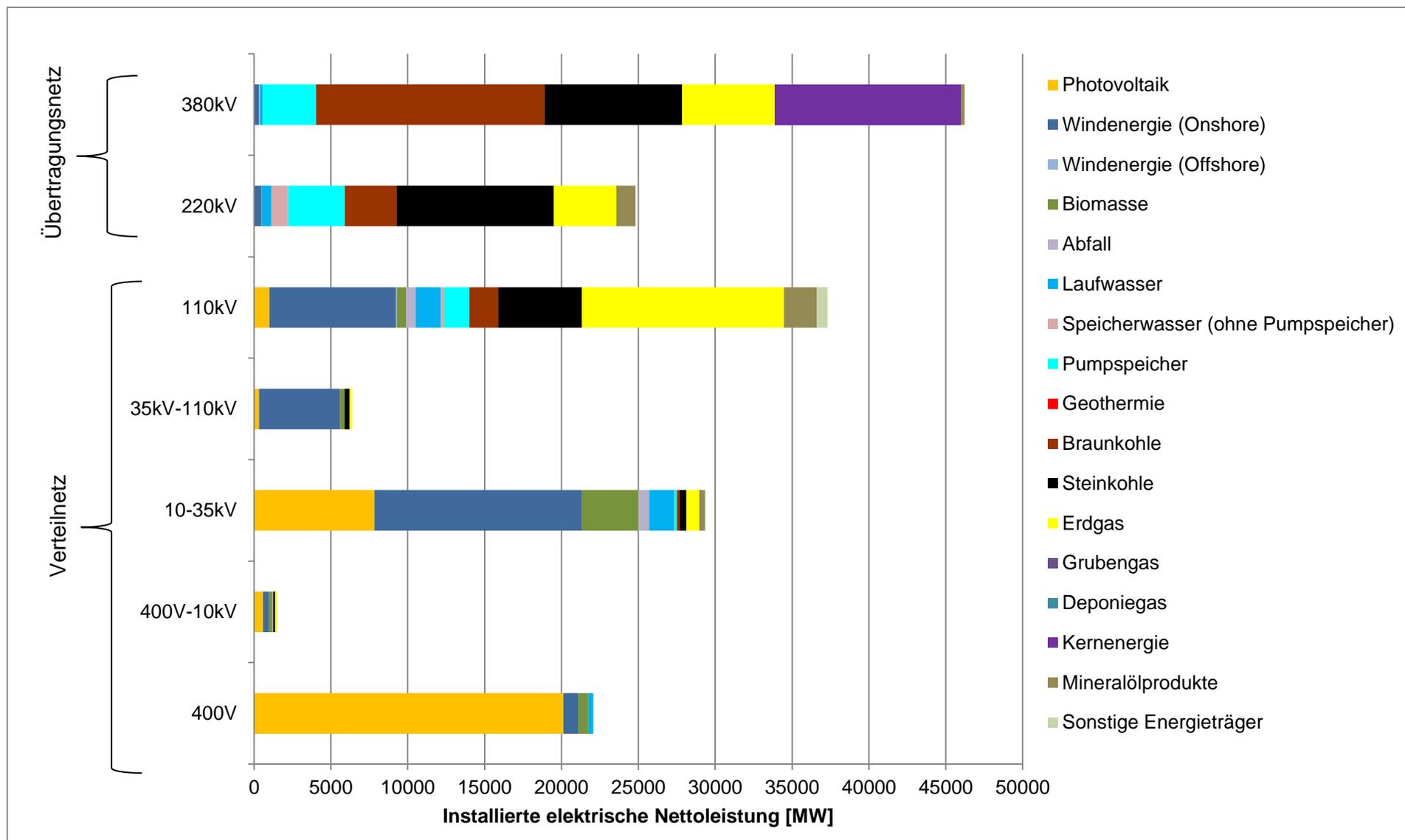


Abbildung 104: Verteilung der installierten Kraftwerksnettoleistungen in Deutschland Juni 2012 auf die Spannungsebenen, eigene Berechnungen basierend auf (BNetzA, 2012), (IWES, 2012).

Kraftwerkspark Baden-Württemberg: Tabelle 39: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2012 und 2022 (Nitsch, 2012)

Jahr 2012 - Ist 18% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung	Jahr 2022 nach IEKK, 40% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
Energieträger	MW	TWh/a	h/a	Energieträger	MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	5813	7,8	10%	Fluktuierend / Erneuerbar	15890	24,4	32%
Photovoltaik	4286	3,2	750	Photovoltaik	9500	7,8	819
Wind Onshore	565	0,6	1032	Wind Onshore	4400	6,4	1461
Wind Offshore	0	0,0	0	Wind Offshore	1100	4,0	3651
Laufwasserkraft	962	4,0	4199	Laufwasserkraft	890	6,2	6951
Regelbar / Erneuerbar	744	5,9	7%	Regelbar / Erneuerbar	895	6,9	9%
Biomasseabfälle, Müll	117	0,9	7884	Biomasseabfälle, Müll	415	3,2	7797
Holz, Energiepflanzen, Biogas	626	4,9	7883	Holz, Energiepflanzen, Biogas	415	3,2	7706
Geothermie	1	0,0	7884	Geothermie	65	0,5	7806
Import Wasserkraft	0	0,0	0	Import Wasserkraft	0	0,0	0
Import Solarstrom	0	0,0	0	Import Solarstrom	0	0,0	0
Fossil / Nuklear	9680	65,5	82%	Fossil / Nuklear	8600	45,1	59%
Gasturbinenkraftwerke	643	1,2	1837	Gasturbinenkraftwerke	1000	0,5	496
Steinkohlekraftwerke	4750	32,7	6883	Steinkohlekraftwerke	4850	32,9	6776
GuD und BHKW	700	3,4	4788	GuD und BHKW	2750	11,7	4252
Kernkraftwerke	2712	21,4	7881	Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	875	6,9	7883	Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	8585	0,0	0%	Speicher und Netztransfer	7470	0,1	0%
Pump-und Druckluftspeicher	2985 (+ext.)	0,0	5	Pump-und Druckluftspeicher	1870	0,1	42
H2-Speicher Leistung	0	0,0	0	H2-Speicher Leistung	0	0,0	0
H2-Speicher Kapazität (Tage)	0			H2-Speicher Kapazität (Tage)	0		
Netztransferkapazität	5600	0,0	0	Netztransferkapazität	5600	0,0	0
Gesamter Kraftwerkspark	19222	80,0	4162	Gesamter Kraftwerkspark	27255	76,5	2807
Bruttostromverbrauch BW		80,0		Bruttostromverbrauch BW		76,5	

Tabelle 40: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2025

Szenario 1

Szenario 2

Jahr 2025 national, 55% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung	Jahr 2025 +Import, 55% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
	MW	TWh/a	h/a		MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	21420	35,4	46%	Fluktuierend / Erneuerbar	15890	24,4	32%
Photovoltaik	10000	8,2	819	Photovoltaik	9500	7,8	819
Wind Onshore	8000	11,7	1461	Wind Onshore	4400	6,4	1461
Wind Offshore	2500	9,1	3651	Wind Offshore	1100	4,0	3651
Laufwasserkraft	920	6,4	6951	Laufwasserkraft	890	6,2	6951
Regelbar / Erneuerbar	895	6,3	8%	Regelbar / Erneuerbar	2395	19,1	25%
Biomasseabfälle, Müll	415	3,0	7247	Biomasseabfälle, Müll	415	3,1	7523
Holz, Energiepflanzen, Biogas	415	2,8	6761	Holz, Energiepflanzen, Biogas	415	3,0	7160
Geothermie	65	0,5	7269	Geothermie	65	0,5	7559
Import Wasserkraft	0	0,0	0	Import Wasserkraft	0	0,0	0
Import Solarstrom	0	0,0	0	Import Solarstrom	1500	12,5	8321
Fossil / Nuklear	11450	35,6	46%	Fossil / Nuklear	10100	33,0	43%
Gasturbinenkraftwerke	3850	0,2	46	Gasturbinenkraftwerke	2500	0,0	4
Steinkohlekraftwerke	4850	25,8	5319	Steinkohlekraftwerke	4850	24,4	5034
GuD und BHKW	2750	9,6	3484	GuD und BHKW	2750	8,6	3126
Kernkraftwerke	0	0,0	0	Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0	Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	7470	0,9	1%	Speicher und Netztransfer	7470	0,1	0%
Pump- und Druckluftspeicher	1870	0,7	358	Pump- und Druckluftspeicher	1870	0,1	42
H2-Speicher Leistung	0	0,0	0	H2-Speicher Leistung	0	0,0	0
H2-Speicher Kapazität (Tage)	0			H2-Speicher Kapazität (Tage)	0		
Netztransferkapazität	5600	0,3	48	Netztransferkapazität	5600	0,0	0
Gesamter Kraftwerkspark	35635	77	2154	Gesamter Kraftwerkspark	30255	77	2529
Bruttostromverbrauch BW		76,5		Bruttostromverbrauch BW		76,5	

Tabelle 41: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2030

Szenario 1

Szenario 2

Jahr 2030 national, 70% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung	Jahr 2030 +Import, 70% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
	MW	TWh/a	h/a		MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	27500	50,8	67%	Fluktuierend / Erneuerbar	17950	34,8	47%
Photovoltaik	12000	10,7	889	Photovoltaik	8000	7,1	889
Wind Onshore	10000	15,8	1582	Wind Onshore	6000	9,5	1582
Wind Offshore	4500	17,4	3866	Wind Offshore	3000	11,6	3866
Laufwasserkraft	1000	7,0	6951	Laufwasserkraft	950	6,6	6951
Regelbar / Erneuerbar	1027	5,4	7%	Regelbar / Erneuerbar	2727	17,4	23%
Biomasseabfälle, Müll	460	2,7	5903	Biomasseabfälle, Müll	460	3,1	6669
Holz, Energiepflanzen, Biogas	460	2,1	4551	Holz, Energiepflanzen, Biogas	460	2,6	5661
Geothermie	107	0,6	5932	Geothermie	107	0,7	6730
Import Wasserkraft	0	0,0	0	Import Wasserkraft	200	0,9	4408
Import Solarstrom	0	0,0	0	Import Solarstrom	1500	10,1	6719
Fossil / Nuklear	10850	23,4	31%	Fossil / Nuklear	9260	22,6	30%
Gasturbinenkraftwerke	4350	0,2	36	Gasturbinenkraftwerke	2760	0,0	3
Steinkohlekraftwerke	3500	13,3	3811	Steinkohlekraftwerke	3500	13,5	3847
GuD und BHKW	3000	9,9	3313	GuD und BHKW	3000	9,1	3043
Kernkraftwerke	0	0,0	0	Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0	Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	8870	3,7	5%	Speicher und Netztransfer	8870	0,7	1%
Pump-und Druckluftspeicher	3270	2,3	716	Pump-und Druckluftspeicher	3270	0,7	206
H2-Speicher Leistung	0	0,0	0	H2-Speicher Leistung	0	0,0	0
H2-Speicher Kapazität (Tage)	0			H2-Speicher Kapazität (Tage)	0		
Netztransferkapazität	5600	1,4	245	Netztransferkapazität	5600	0,0	1
Gesamter Kraftwerkspark	42647	76	1777	Gesamter Kraftwerkspark	33207	74	2241
Bruttostromverbrauch BW		74,4		Bruttostromverbrauch BW		74,4	

Tabelle 42: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2050

Szenario 1

Szenario 2

Jahr 2050, national +EU Import, 95% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung		Jahr 2050 +Import, 95% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
	MW	TWh/a	h/a			MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	33200	63,5	89%		Fluktuierend / Erneuerbar	19950	41,5	58%
Photovoltaik	17600	18,1	1028		Photovoltaik	8000	8,2	1028
Wind Onshore	9500	16,3	1719		Wind Onshore	8000	13,8	1719
Wind Offshore	5000	21,5	4295		Wind Offshore	3000	12,9	4295
Laufwasserkraft	1100	7,6	6951		Laufwasserkraft	950	6,6	6951
Regelbar / Erneuerbar	2085	7,2	10%		Regelbar / Erneuerbar	5085	28,0	39%
Biomasseabfälle, Müll	550	2,8	5123		Biomasseabfälle, Müll	550	3,3	6034
Holz, Energiepflanzen, Biogas	550	1,8	3354		Holz, Energiepflanzen, Biogas	550	2,5	4554
Geothermie	285	1,5	5139		Geothermie	285	1,7	6140
Import Wasserkraft	700	1,0	1499		Import Wasserkraft	700	1,8	2531
Import Solarstrom	0	0,0	0		Import Solarstrom	3000	18,7	6217
Fossil / Nuklear	9000	3,7	5%		Fossil / Nuklear	6300	2,1	3%
Gasturbinenkraftwerke	9000	3,7	408		Gasturbinenkraftwerke	6300	2,1	340
Steinkohlekraftwerke	0	0,0	0		Steinkohlekraftwerke	0	0,0	0
GuD und BHKW	0	0,0	0		GuD und BHKW	0	0,0	0
Kernkraftwerke	0	0,0	0		Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0		Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	16870	7,5	11%		Speicher und Netztransfer	8870	0,9	1%
Pump-und Druckluftspeicher	3270	3,7	1131		Pump-und Druckluftspeicher	3270	0,8	245
H2-Speicher Leistung	8000	3,8	471		H2-Speicher Leistung	0	0,0	0
H2-Speicher Kapazität (Tage)	2				H2-Speicher Kapazität (Tage)	0		
Netztransferkapazität	5600	0,0	0		Netztransferkapazität	5600	0,1	12
Gesamter Kraftwerkspark	55555	71	1278		Gesamter Kraftwerkspark	34605	71	2054
Bruttostromverbrauch BW		71,0			Bruttostromverbrauch BW		71,0	

Tabelle 43: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2050

Szenario 1a

Jahr 2025, ungeplanter Ausbau, 65% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
	MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	21420	35,4	46%
Photovoltaik	10000	8,2	819
Wind Onshore	8000	11,7	1461
Wind Offshore	2500	9,1	3651
Laufwasserkraft	920	6,4	6951
Regelbar / Erneuerbar	2395	15,5	20%
Biomasseabfälle, Müll	415	2,8	6644
Holz, Energiepflanzen, Biogas	415	2,3	5656
Geothermie	65	0,4	6694
Import Wasserkraft	0	0,0	0
Import Solarstrom	1500	9,9	6627
Fossil / Nuklear	9800	26,4	34%
Gasturbinenkraftwerke	2200	0,0	0
Steinkohlekraftwerke	4850	18,2	3755
GuD und BHKW	2750	8,1	2963
Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	7470	0,9	1%
Pump- und Druckluftspeicher	1870	0,7	358
H2-Speicher Leistung	0	0,0	0
H2-Speicher Kapazität (Tage)	0		
Netztransferkapazität	5600	0,3	48
Gesamter Kraftwerkspark	35485	77	2163
Bruttostromverbrauch BW		76,5	

Szenario 1a

Jahr 2030, ungeplanter Ausbau, 75% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
	MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	27500	50,8	67%
Photovoltaik	12000	10,7	889
Wind Onshore	10000	15,8	1582
Wind Offshore	4500	17,4	3866
Laufwasserkraft	1000	7,0	6951
Regelbar / Erneuerbar	2527	9,7	13%
Biomasseabfälle, Müll	460	2,5	5392
Holz, Energiepflanzen, Biogas	460	1,7	3685
Geothermie	107	0,6	5436
Import Wasserkraft	0	0,0	0
Import Solarstrom	1500	5,0	3312
Fossil / Nuklear	9200	19,2	25%
Gasturbinenkraftwerke	2700	0,0	1
Steinkohlekraftwerke	3500	10,3	2932
GuD und BHKW	3000	8,9	2962
Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	8870	3,7	5%
Pump- und Druckluftspeicher	3270	2,3	716
H2-Speicher Leistung	0	0,0	0
H2-Speicher Kapazität (Tage)	0		
Netztransferkapazität	5600	1,4	245
Gesamter Kraftwerkspark	42497	76	1783
Bruttostromverbrauch BW		74,4	

Tabelle 44: Kraftwerkspark Baden-Württemberg 2050

Szenario 1a

Jahr 2050, ungeplanter Ausbau, 99% EE	Installierte Leistung	Pro Jahr gelieferte Strommenge	Mittlere Auslastung
	MW	TWh/a	h/a
Fluktuierend / Erneuerbar	33200	63,5	89%
Photovoltaik	17600	18,1	1028
Wind Onshore	9500	16,3	1719
Wind Offshore	5000	21,5	4295
Laufwasserkraft	1100	7,6	6951
Regelbar / Erneuerbar	5085	10,4	15%
Biomasseabfälle, Müll	550	2,6	4754
Holz, Energiepflanzen, Biogas	550	1,5	2735
Geothermie	285	1,4	4773
Import Wasserkraft	700	0,4	575
Import Solarstrom	3000	4,5	1492
Fossil / Nuklear	5800	0,5	1%
Gasturbinenkraftwerke	5800	0,5	84
Steinkohlekraftwerke	0	0,0	0
GuD und BHKW	0	0,0	0
Kernkraftwerke	0	0,0	0
Braunkohlekraftwerke	0	0,0	0
Speicher und Netztransfer	16870	7,5	11%
Pump- und Druckluftspeicher	3270	3,7	1131
H2-Speicher Leistung	8000	3,8	471
H2-Speicher Kapazität (Tage)	2		
Netztransferkapazität	5600	0,0	0
Gesamter Kraftwerkspark	55355	71	1283
Bruttostromverbrauch BW		71,0	

Auslegung solarthermisches Kraftwerk des Typs ANDASOL nach:

Bezeichnung	Formelzeichen	Wert	Einheit
Einstrahlung	DNI	800	W/m ²
Wirkungsgrad Solarfeld	η_{sf}	0,65	-
elektrische Nettoleistung Turbine	P turb el netto	100,00	MW
elektrische Bruttoleistung Turbine	P turb el brutto	129,15	MW
Wirkungsgrad Turbine	η_{turb}	0,355	-
Solar Multiple	SM	3,5	-
Speicherstunden	hTES	15	h
Bruttoapparatur Fläche Solarfeld (iterativ)	Asf	2.287.599	m ²
Faktor für Landflächenbedarf	Faktor Asf	3,8	-
Bruttolandfläche Solarfeld (iterativ)	Asf land	8.692.878	m ²
Wärmeertrag Solarfeld	Qsf	985,9	MW _{th}
Wärmeertrag Turbine	Qturb	281,7	MW _{th}
Summe Eigenverbräuche:	Σ Parasitics	29,15	MW

2. Verluste

2.1 Solarfeld Ölkreislauf

Eintrittstemperatur Solarfeld	T1	293	°C
Austrittstemperatur Solarfeld	T2	393	°C
Temperaturunterschied	ΔT	100	K
spezifische Wärmekapazität des Thermoöls	cp	2,44	kJ/(kg x K)
Massenstrom im Solarfeld	$m \cdot sf$	4041	kg/s
Dichte Thermoöl (Heat Transfer Fluid)	ρ HTF	770	kg/m ³
Aufschlagfaktor für Tracking und andere Druckverluste	Faktor Psf	1,5	-
Wirkungsgrad Pumpe Heat Transfer Fluid	$\eta_{pump\ sf}$	0,8	-
Druckunterschied im Ölkreislauf in Abhängigkeit des Solar Multiple	$\Delta P_{sf} = f(SM)$	1,83	MN/m ²

Pumpverluste Solarfeld	Pparasitics sf	18,0	MW
-------------------------------	-----------------------	-------------	-----------

2.2 Speicher

thermische Speichermenge	TES _{th}	4225,5	MWh _{th}
elektrische Speichermenge	TES _{el}	1500	MWh _{el}
Kenngröße (Morin, 2011)	Faktor P1 TES	0,003	-
Aufschlagfaktor (Moser, 2013)	Faktor P2 TES	1,5	-

Verluste Speicher	Pparasitics TES	3,17	MW
--------------------------	------------------------	-------------	-----------

2.3 Turbine

Enthalpie Unterschied	Δh	11,5 kJ/kg
Massenstrom	\dot{m}_{turb}	155 kg/s
Wirkungsgrad Pumpe	$\eta_{pump\ turb}$	0,75 -
Faktor Trockenkühlung (Moser, 2013)	Faktor P_{trock}	1,2 -
Verluste Turbine	$P_{parasitics\ turb}$	2,38 MW

2.4 Kühlung

Faktor Kühlverluste - abhängig nach Kühlungsart Faktor cooling 0,0431 -
hier für Trockenkühlung (Moser, 2013)

Verluste Kühlung	$P_{parasitics\ cooling}$	5,57 MW
------------------	---------------------------	---------

Tabelle 45: Auslegung solarthermisches Kraftwerk Formeln (Moser, 2013):

Bruttoapparaturläche Solarfeld (iterativ mit Bruttoleistung)	$A_{sf} = \frac{Q_{turb} \cdot SM}{DNI \cdot \eta_{turb}}$
Bruttolandfläche Solarfeld (iterativ mit Bruttoleistung)	$A_{sfland} = A_{sf} \cdot \text{Faktor } A_{sf}$
Wärmeertrag Solarfeld	$Q_{sf} = DNI \cdot A_{sf} \cdot \eta_{sf}$
Wärmeertrag Turbine	$Q_{turb} = \frac{P_{turb\ el\ netto}}{\eta_{turb}}$
Massenstrom im Solarfeld	$\dot{m}_{sf} = \frac{Q_{sf} \cdot 10^3}{c_p \cdot \Delta T}$
Druckunterschied im Ölkreislauf in Abhängigkeit des SM	$\Delta P_{sf} = f(SM) = \frac{-0,1375SM^2 + 0,1345SM + 16,398}{10}$
Pumpverluste Solarfeld	$P_{parasitics\ sf} = \frac{\Delta P_{sf} \cdot \dot{m}_{sf}}{\rho_{HTF} \cdot \eta_{pump}}$
Speichermenge thermisch Speichermenge elektrisch	$\begin{aligned} TES_{th} &= h_{TES} \cdot Q_{turb} \\ TES_{el} &= h_{TES} \cdot Q_{turb} \cdot \eta_{turb} \end{aligned}$
Verluste Speicher	$P_{parasitics\ TES} = \text{Faktor } p_{1\ TES} \cdot \text{Faktor } p_{2\ TES} \cdot (Q_{sf} - Q_{turb})$
Massenstrom Turbine	$\dot{m}_{turb} = \text{Faktor } P_{trock} \cdot P_{turb\ el\ brutto}$
Verluste Turbine	$P_{parasitics\ turb} = \frac{\Delta h \cdot \dot{m}_{turb}}{\eta_{pump\ turb}} \cdot 10^{-3}$
Verluste Kühlung	$P_{parasitics\ cooling} = \text{Faktor } cooling \cdot P_{turb\ el\ brutto}$
elektrische Bruttoleistung Turbine	$P_{turb\ el\ brutto} = P_{turb\ el\ netto} + \sum Parasitics$

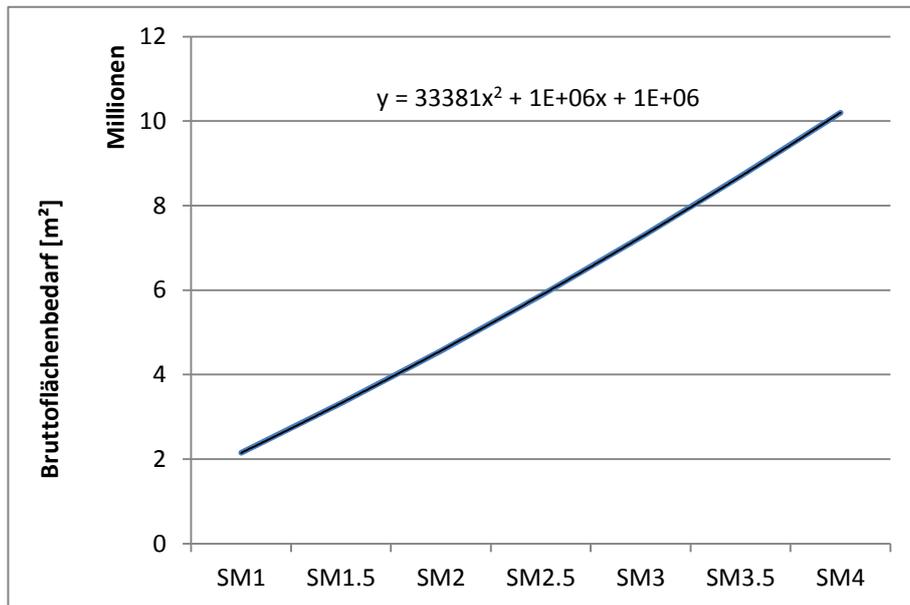


Abbildung 105: Landflächenbedarf bei 100MW Turbinennettoleistung - unter Design-Bedingungen (x=SM; y=Flächenbedarf) (Moser, 2013) eigene Berechnung

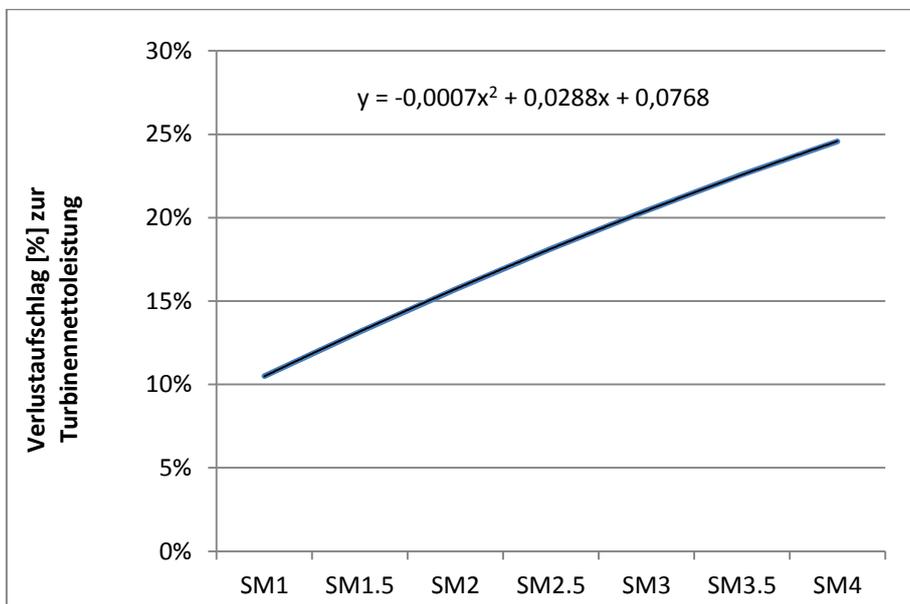


Abbildung 106: Verluste bei 100MW Turbinennettoleistung - unter Design-Bedingungen (x=SM; y=Verlust) (Moser, 2013) eigene Berechnung

Exkurs HGÜ-Netz:

Im Gegensatz zu HGÜ-Punkt-zu-Punkt Verbindungen in eine Regelzone, bietet ein Netz mit mehreren Entnahmestellen in unterschiedlichen Regelzonen keine sichere Leistung für alle Regelzonen. Der Vorteil einer Netzverbindung liegt vielmehr in mehreren Einspeisepunkten für eine höhere Auslastung der Übertragungsinfrastruktur. Hierbei besteht sichere Leistung für eine Regelzone im Falle von nur einer Entnahmestelle. Zusätzlich kann ein HGÜ-Netz einen Ausgleich von Fluktuationen ermöglichen, die u. U. mit dem Übertragungsnetz alleine nicht sinnvoll kompensiert werden könnten.

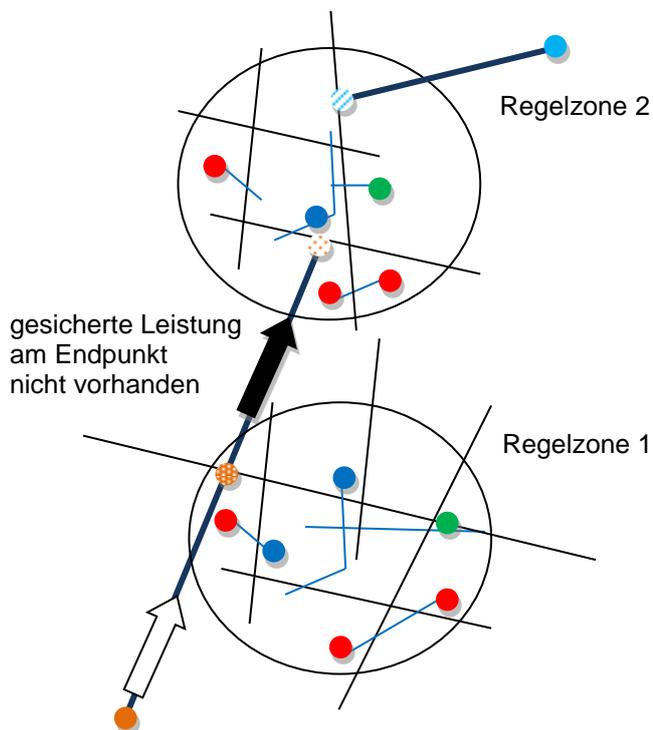


Abbildung 107: Vergleich HGÜ-Netz mit einem Einspeisekraftwerk und zwei Entnahmestellen entlang einer Übertragungsinfrastruktur

Repräsentative und realisierte HVDC Technologien

Tabelle 46: Repräsentative Anlagen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (Westermann, 2012)

Name	Typ	Gleichspannung [kV]	Nennleistung [MW]	DC-Medium	Inbetriebnahme
Caprivi Link	VSC	350	300	Freileitung	2009
BorWin 1	VSC	±150	400	Seekabel	2009
Estlink	VSC	±150	350	Seekabel	2006
Murraylink	VSC	±150	220	Landkabel	2002
Transbay	VSC	±200	400	Seekabel	2010
Inelfe	VSC	±350	2x1000	Landkabel	2013
NorNed	LCC	±450	700	Seekabel	2007
BritNed	LCC	±450	1000	Seekabel	2010
Ballia-Bhiwadi	LCC	±500	2500	Freileitung	2009
Hukunbeir-Liaonin	LCC	±500	3000	Freileitung	2009
Yunnan-Guangdong	LCC	±800	5000	Freileitung	2010
Xiangjuaba-Shanghai	LCC	±800	6400	Freileitung	2011

Tabelle 47: Installationsbasis und Übertragungslängen von VSC und LCC (Westermann, 2012)

			Installationsbasis	Übertragungslänge
LCC	seit	1970	85 GW	29.000km
VSC	seit	1997	7.2 GW	3.000km

Tabelle 48: Angenommene Parameter für die Modellierung der HGÜ Verbindung (Preise real 2010) (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012) (Trieb, et al., 2009)

Technologie	LCC	VSC
Bauperiode (Technologiestatus) Jahr ca.:	2020-2024	2020-2024
Symmetrisch bipolare Ausführung, Spannung über die ganze Länge einheitlich	±600 kV	±600 kV
Nettokapazität der HGÜ Verbindung am Ende der Leitung ca. [MW]	1500	1500
Bruttokapazität der HGÜ Verbindung am Anfang der Leitung ca. [MW]	abhängig nach Trassenlänge und Technologie ca. 1700	abhängig nach Trassenlänge und Technologie ca. 1700
Wirtschaftlichkeitskriterien / Materialkosten:		
Kosten Freileitung ±600 kV HGÜ [€/ (MW km)] ohne Bau (s.u.)	134	134
Kosten Erdkabel ±600 kV HGÜ [€/ (MW km)] ohne Bau (s.u.) (bei LCC nur MiK)	791	791
Kosten Seekabel ±600 kV HGÜ [€/ (MW km)] ohne Bau (s.u.) (bei LCC nur MiK)	930	930
Kosten Umspannwerke [€/MW]	108.000	130.000
Mindestlebensdauer aller Komponenten [a]	40	40
Baukosten (in Prozent der Materialkosten):		
bei Freileitung (Planung; Bau; Inbetriebnahme)	5; 136; 3 [%]	5; 136; 3 [%]
bei Erdkabel (Planung; Bau; Inbetriebnahme)	5; 32; 3 [%]	5; 32; 3 [%]
bei Seekabel (Planung; Bau; Inbetriebnahme)	5; 32; 3 [%]	5; 32; 3 [%]
Verluste bezogen auf die Bruttokapazität		
Verluste Freileitung ±600 kV HGÜ [%/1000km]	4,3	4,3
Verluste Seekabel ±600 kV HGÜ [%/1000km]	2,6	2,6
Verluste Erdkabel ±600 kV HGÜ [%/1000km]	3,4	3,4
Verluste der Umspannwerke [%]	0,7	1,0
Verluste der Freileitung-Seekabel Verbindungsstation [%]	vernachlässigbar	vernachlässigbar
Verluste der Freileitung-Erdkabel Verbindungsstation [%]	vernachlässigbar	vernachlässigbar
Freileitung Bipolar ±600 kV		
Masthöhe (bei 1,7 GW Bruttokapazität in Marokko, ±600 kV)	50m (76m)	50m (76m)
Trassenbreite Freileitung im Bau	100m	100m
Schutzstreifen Freileitung im Betrieb dauerhaft freizuhalten	70m (wie bei 380kV)	70m (wie bei 380kV)
Mastanordnung	einreihig	einreihig
Anzahl Leiterseile	3 (1 für +Pol; 1 für – Pol; 1 für MTLR = metallic return)	3 (1 für +Pol; 1 für –Pol; 1 für MTLR = metallic return)
Mastabstand	alle 400m (Durchhang)	alle 400m (Durchhang)

Leiterdurchhang Untergrenze	10m über dem Boden	10m über dem Boden
Erdkabel Bipolar ±600 kV		
Trassenbreite Erdkabel Bau	25m	25m
Trassenbreite Erdkabel Betrieb	4m	4m
Anzahl Leiterkabel	3 (1 für +Pol; 1 für – Pol; 1 für MTLR = metallic return)	3 (1 für +Pol; 1 für –Pol; 1 für MTLR = metallic return)
Anzahl der Muffen je Erdkabel pro 10 km	13	13
Seekabel Bipolar ±600 kV		
Anzahl Leiterkabel	3 (1 für +Pol; 1 für – Pol; 1 für MTLR = metallic return)	3 (1 für +Pol; 1 für –Pol; 1 für MTLR = metallic return)
Anzahl der Muffen je Seekabel pro 150 km	1	1
Flächenbedarf		
Umrichter 1700MW (LCC) bzw. 1750 MW (VSC)	170000 m ²	122 500 m ²
Umrichter 1510 MW (LCC) bzw. 1550 MW (VSC)	151000 m ²	108 500 m ²
Fundament für HGÜ Mast bei einer Höhe von 52m (76m)	20m ² (64m ²)	20m ² (64m ²)

Tabelle 49: Investitionskosten der CSP-HVDC Anlage je Variante

[Mio. €] (real 2010)	Marrakesch-Daxlanden mit Freileitung	Missour-Eichstetten mit Freileitung
Kosten Solarfeld	4627	4477
Bau Solarfeld	1542	1492
Kosten Speicher	2893	2799
Bau Speicher	286	276
Kosten für Dampfkreislauf	2009	1944
Bau Dampfkreislauf	327	317
Umrichter Marokko	222	215
Baukosten Umrichter Marokko	89	86
Seekabel DC	39	1841
Baukosten Seekabel DC	15	736
Freileitung DC	544	220
Baukosten Freileitung DC	783	317
Umrichter Deutschland	197	197
Baukosten Umrichter Deutschland	79	79
Summe	13656	15000

[Mio. €] (real 2010)	Marrakesch-Daxlanden mit Erdkabel	Missour-Eichstetten mit Erdkabel
Kosten Solarfeld	4515	4431
Bau Solarfeld	1505	1477
Kosten Speicher	2823	2771
Bau Speicher	279	274
Kosten für Dampfkreislauf	1960	1924
Bau Dampfkreislauf	319	313
Umrichter Marokko	217	213
Baukosten Umrichter Marokko	87	85
Seekabel DC	39	1828
Baukosten Seekabel DC	15	731
Erdkabel DC	3173	1294
Baukosten Erdkabel DC	1269	517
Umrichter Deutschland	197	197
Baukosten Umrichter Deutschland	79	79
Summe	16498	16138

Tabelle 50: Betriebskostenparameter (Trieb, et al., 2009), (Meeting ABB Mannheim 15.11., 2012), eigene Berechnung (Kosten real 2010)

Marrakesch-Daxlanden als Freileitung							
Anstieg der Kosten p.a.	Kompensationszahlungen	Einheit		jährliche Kosten	Anteil	Preis [€/kWh]	
0,2%	4,75	[€Cent/(TWh·m ² ·a)]	Kompensationszahlung	144.981.410,29 €	31,7%	0,0156	
Betriebskosten HVDC							
2%	1300	[€/MW]	Umrichter DC	4.195.655,59 €	0,9%	0,0005	
2%	3000	[€/km]	Trasse DC mit Freileitung	7.602.000,00 €	1,7%	0,0008	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung DC	9.858.548,96 €	2,2%	0,0011	∑ HVDC =0,0023 €
Betriebskosten CSP Kraftwerk							
2%	2% der Investition	[%]	CSP	232.492.327,61 €	50,8%	0,0249	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung CSP	58.123.081,90 €	12,7%	0,0062	
							∑ CSP =0,0312 €
			Summe laufende Kosten	457.253.024,35 €	100%	0,0491	

Marrakesch-Daxlanden als Erdkabel							
Anstieg der Kosten p.a.	Kompensationszahlungen	Einheit		jährliche Kosten	Anteil	Preis [€/kWh]	
0,2%	4,21	[€Cent/(TWh·m ² ·a)]	Kompensationszahlung	62.894.805,30 €	16,1%	0,0067	
Betriebskosten HVDC							
2%	1300	[€/MW]	Umrichter DC	4.195.655,59 €	1,1%	0,0005	
2%	3000	[€/km]	Trasse DC mit Erdkabel	7.602.000,00 €	1,9%	0,0008	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung DC	25.385.611,04 €	6,5%	0,0027	∑ HVDC =0,0040 €
Betriebskosten CSP Kraftwerk							
2%	2% der Investition	[%]	CSP	232.492.327,61 €	59,5%	0,0249	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung CSP	58.123.081,90 €	14,9%	0,0062	
							∑ CSP =0,0312 €
			Summe laufende Kosten	390.693.481,44 €	100%	0,0419	

Missour-Eichstetten als Freileitung							
Anstieg der Kosten p.a.	Kompensationszahlungen	Einheit		jährliche Kosten	Anteil	Preis [€/kWh]	
0,2%	4,38	[€/Cent/(TWh·m ² ·a)]	Kompensationszahlung	93.312.335,27 €	24,6%	0,0100	
Betriebskosten HVDC							
2%	1300	[€/MW]	Umrichter DC	4.141.811,36 €	1,1%	0,0004	
2%	3000	[€/km]	Trasse DC mit Freileitung	3.147.000,00 €	0,8%	0,0003	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung DC	18.460.295,72 €	4,9%	0,0020	∑ HVDC =0,0028 €
Betriebskosten CSP Kraftwerk							
2%	2% der Investition	[%]	CSP	228.199.673,97 €	60,1%	0,0245	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung CSP	57.049.918,49 €	15,0%	0,0061	
							∑ CSP =0,0306 €
			Summe laufende Kosten	404.311.034,81 €	100%	0,0434	

Missour-Eichstetten als Erdkabel							
Anstieg der Kosten p.a.	Kompensationszahlungen	Einheit		jährliche Kosten	Anteil	Preis [€/kWh]	
0,2%	4,21	[€/Cent/(TWh·m ² ·a)]	Kompensationszahlung	62.495.353,98 €	16,5%	0,0067	
Betriebskosten HVDC							
2%	1300	[€/MW]	Umrichter DC	4.101.702,59 €	1,1%	0,0004	
2%	3000	[€/km]	Trasse DC mit Erdkabel	3.147.000,00 €	0,8%	0,0003	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung DC	24.728.442,04 €	6,5%	0,0027	∑ HVDC =0,0034 €
Betriebskosten CSP Kraftwerk							
2%	2% der Investition	[%]	CSP	228.199.673,97 €	60,1%	0,0245	
0%	0,5% der Investition	[%]	Versicherung CSP	57.049.918,49 €	15,0%	0,0061	
							∑ CSP =0,0306 €
			Summe laufende Kosten	379.722.091,07 €	100%	0,0407	

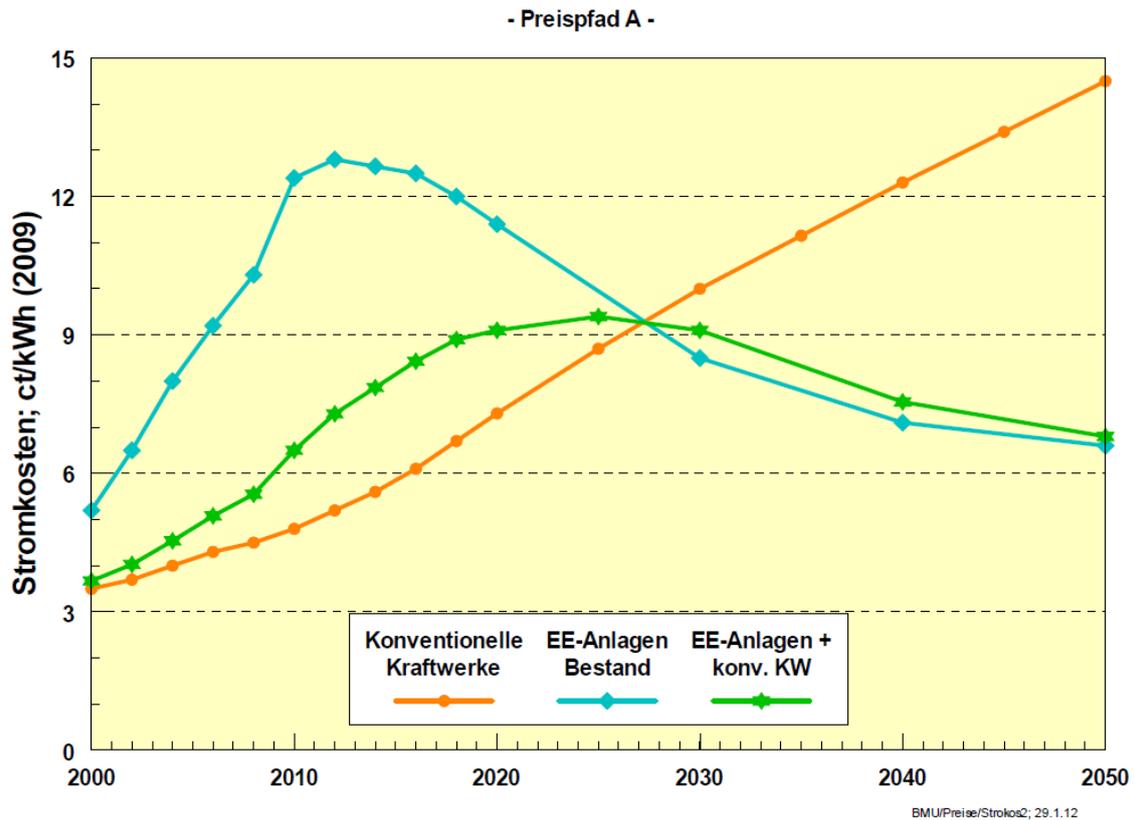


Abbildung 108: Mittlere Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke, des EE-Mixes und der Gesamtheit aller Strom erzeugenden Anlagen im Szenario 2011 A für eine Energiepreisentwicklung gemäß Preispfad A (Leitstudie, 2011)

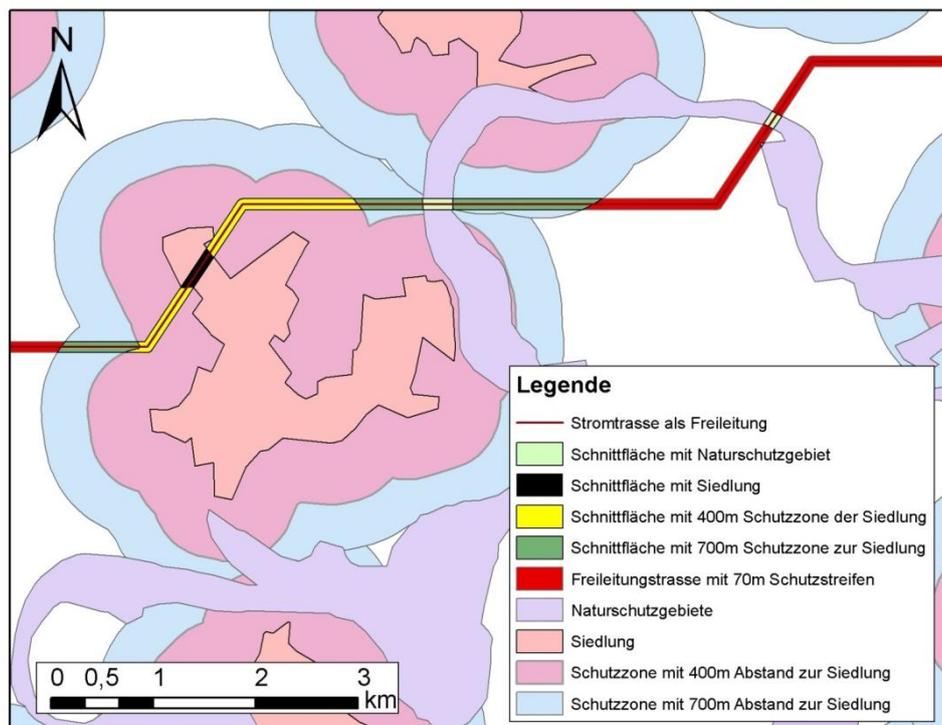


Abbildung 109: Optimierungspotential des Trassenfindungsalgorithmus mit höher aufgelösten Daten. Datensatz: (Corine, 2006), eigene Darstellung

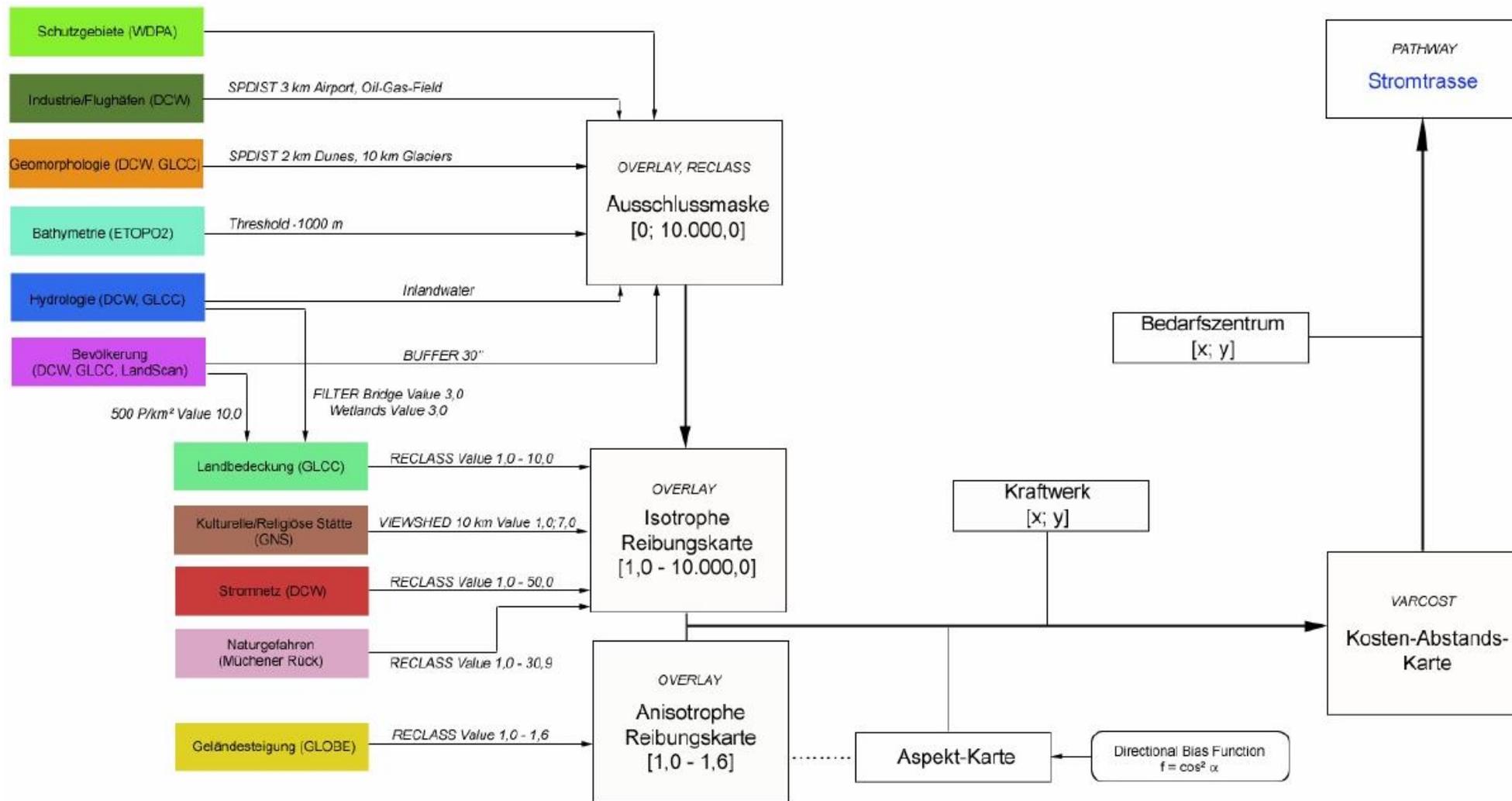


Abbildung 110: Modell des Trassenalgorithmus mit max. Meerestiefe von -1000m ü.NN. mit einer Auflösung von 1x1km (May, 2005)

Legend

-  Irrigated croplands
-  Rainfed croplands
-  Mosaic Croplands/Vegetation
-  Mosaic Vegetation/Croplands
-  Closed to open broadleaved evergreen or semi-deciduous forest
-  Closed broadleaved deciduous forest
-  Open broadleaved deciduous forest
-  Closed needleleaved evergreen forest
-  Open needleleaved deciduous or evergreen forest
-  Closed to open mixed broadleaved and needleleaved forest
-  Mosaic Forest-Shrubland/Grassland
-  Mosaic Grassland/Forest-Shrubland
-  Closed to open shrubland
-  Closed to open grassland
-  Sparse vegetation
-  Closed to open broadleaved forest regularly flooded (fresh-brackish water)
-  Closed broadleaved forest permanently flooded (saline-brackish water)
-  Closed to open vegetation regularly flooded
-  Artificial areas
-  Bare areas
-  Water bodies
-  Permanent snow and ice
-  No data

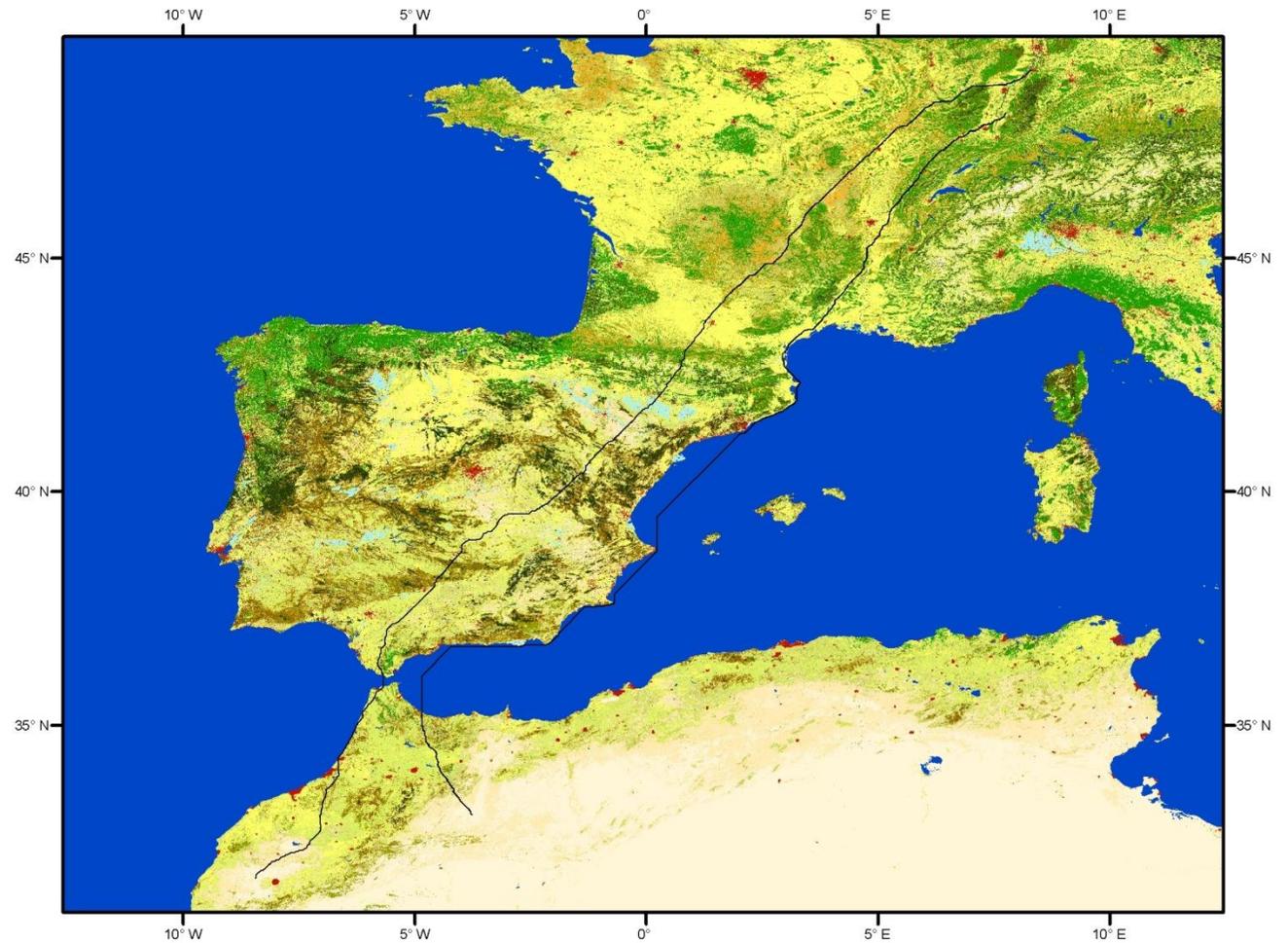


Abbildung 111: Landflächenbedeckung mit 300m Auflösung (USGS, 2008) eigene Darstellung

Tabelle 51: potentielle Trassenverlaufskriterien für HGÜ

Vorranggebiete	Ausschlussgebiete	Kostenkriterien	Konfliktkriterien
Abstandsregelung / Pufferzone			
min. Abstand zu:	Abstand	Anmerkung	
Siedlungen	400m (700m)	bei 380kV in Deutschland (eher)	
Tierpopulation	Bienen 50m Vogelbrutgebiete 100m	Nach Datenlage	
Wald	max. örtliche Baumhöhe	Überspannung im Schutzgebiet üblich	
Schutzgebiete	Natura 2000, FFH, je 250m		
Aussiedlerhöfen (im Außenbereich) und Einzelbauten	250m	bei Bevölkerungsdichte von 500 Einwohner/km ²	
Autobahnen	Anlagenhöhe des Strommasten min. 40m	Bundesfernstraßengesetz §9	
Schienennetz	Anlagenhöhe des Strommasten		
bestehende Stromleitungen (Erd-, Seekabel und Freileitungen)	Anlagenhöhe des Strommasten		
Pipelines	3km		
touristische Kulturzentren	10km		
Kur- und Erholungsorte	10km		
Windrädern	Anlagenhöhe	z.B. 135m bei Enercon E-126 7580kW dazu EN 50423	
Biogasanlagen	3km	EN 50341 (Tankstellen)	
Öl- und Gasfelder	3km		
Flughafen und Flugplätzen	3km		
Gletscher	10km	Masthöhenanpassung	
Überspannbare Gewässer	Von 200m bis 1,7 km		
Sanddünen	2km		
Sichtbarkeit	10km		
Rohstoffabbaugebiete	Gesicherte Fläche		
Altlastgebiete mit Kriegsmunition oder sonstiger Kontamination	Gesicherte Fläche		
Geländekriterien:			
Grenzwerte für Steigung und Höhe	Meerestiefe: -1000m Hangneigung		
Bodenbeschaffenheit	Sand Fels Mergel Sumpf/Moor		
Grundstückskosten bzw. Pachtkosten	Siedlungen Wald Acker Verkehrsfläche (Bahn, Auto) Wasserflächen (See, Meeresgrund) Gewerbeflächen Grünflächen	Pachtkosten finden im heutigen System keine Anwendung, da durch Enteignungsmaßnahmen nur Kosten für die Entschädigung anfallen.	

	Wüstenfläche	
Beschädigungsgefahren:		
Naturgefahren	Waldbrand Tsunami Erdbeben Steinschlag im Gebirge Gewitter Hagel Schneelast Stürme Vulkane Überschwemmungen Hitze, Kälte	
Terrorismus	Al-Qaida ETA Rechtsextreme Linksextreme	
Schäden durch Unfälle	Flugverkehr Ackerbau Tiere	
Trassenbündelung mit:	jeweils im Abstand zur Anlagenhöhe des Strommasten	
Autobahnen		
Schienennetz		
bestehende Stromleitungen (Erd-, Seekabel und Freileitungen)		
Energieinfrastruktur (z.B. Wind, jedoch bedingt mit gas- oder ölföhrten Anlagen)	3x Windrotordurchmesser	aus Kießling 2001

Vorranggebiete

Ausschlussgebiete

Kostenkriterien

Konfliktkriterien

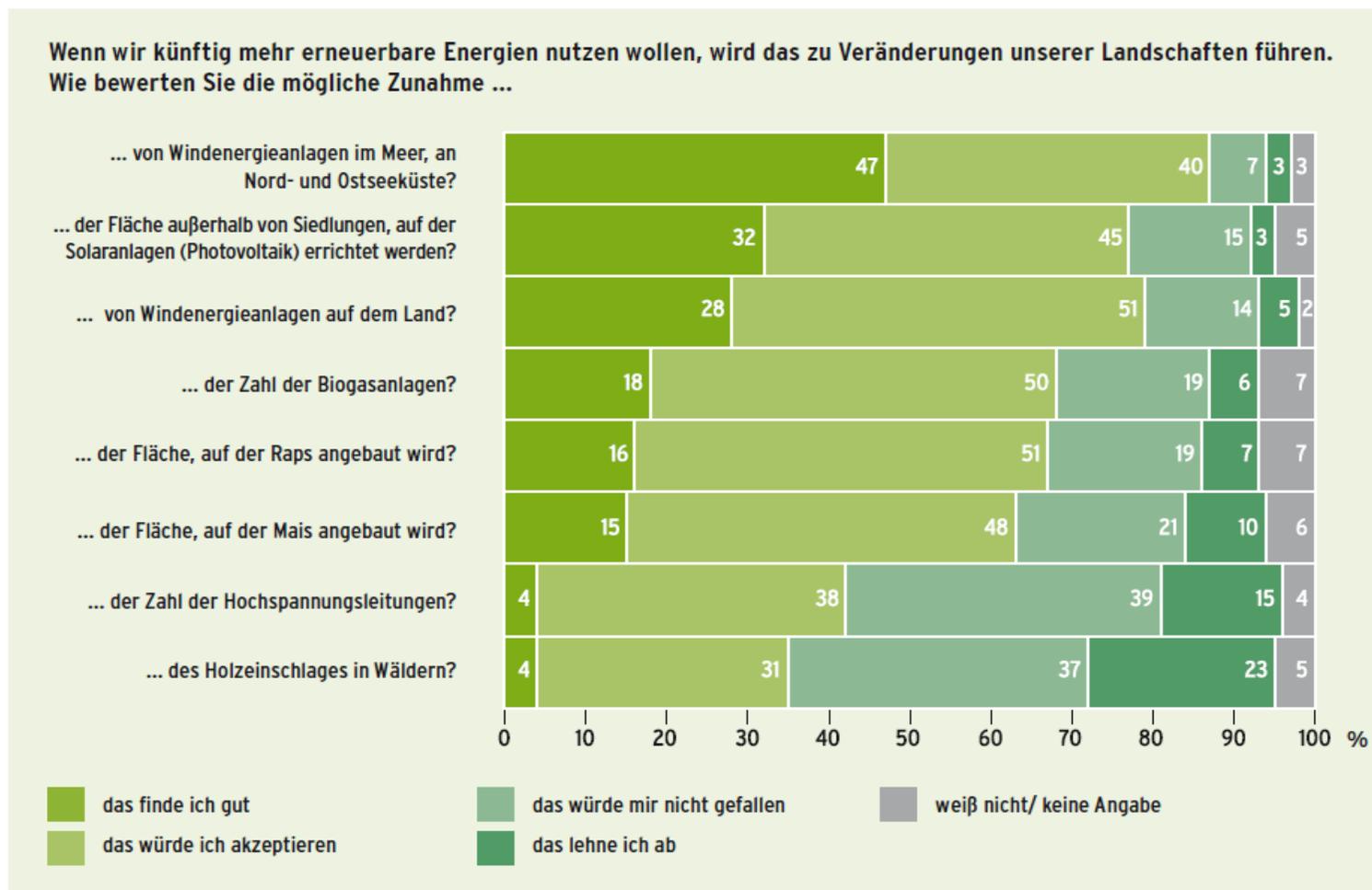


Abbildung 112: Akzeptanz von Landschaftsveränderungen durch die Energiewende (BfN, 2011)

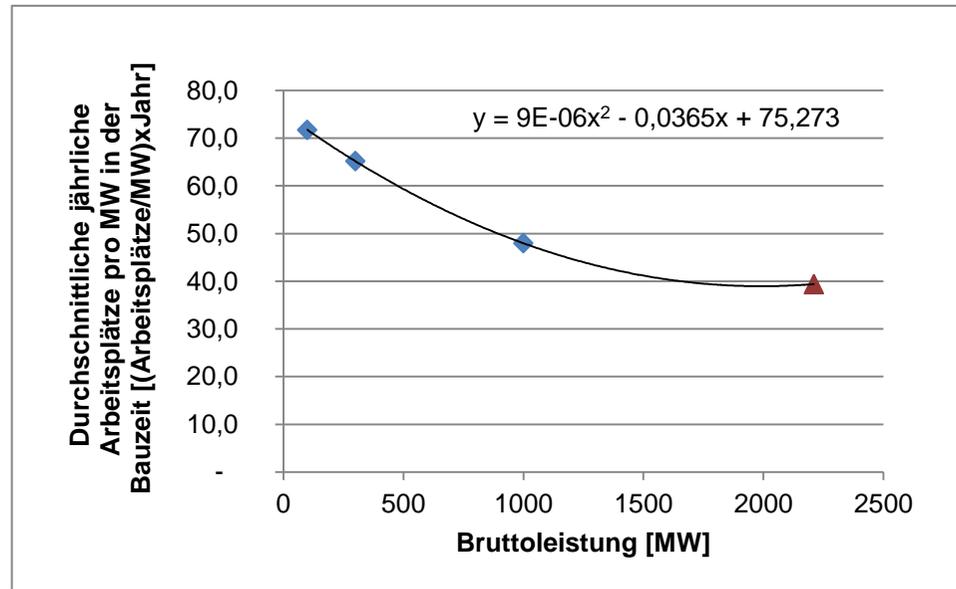


Abbildung 113: Durchschnittliche jährliche Arbeitsplätze pro MW in der Bauzeit [(Arbeitsplätze/MW)xJahr] (Schwer, et al., 2004), eigene Berechnung

Gleichung 16: Arbeitsplätze nach Bauaufwand und Dauer (Hess, 2013)

$$A = \frac{y \cdot x}{a} = \frac{9 \cdot 10^{-6} \cdot x^3 - 0,0365x^2 + 75,273x}{a}$$

mit:

A= Durchschnittliche jährliche Arbeitsplätze für die angenommene Baukapazität und Bauzeit [Arbeitsplätze]

y = Durchschnittliche jährliche Arbeitsplätze pro MW in der Bauzeit [(Arbeitsplätze/MW)xJahr]

x = Baukapazität [MW]

a = Bauzeit [Jahren]

Für die Modellierung (Abbildung 84) wurde der Verlauf für 3x100MW Kraftwerke angenommen (Schwer, et al., 2004). Hierzu wurde auf den Zeitverlauf ein Mehrbelastungsfaktor von 3,63 angewendet. Dieser ergibt sich als Quotient von A (Hess, 2013) mit A (Schwer, et al., 2004).

Tabelle 52: Arbeitsplätze Bau und Betrieb einer HGÜ-Verbindung in Personenjahren [PA]

Direkte Arbeitsplätze / km	Freileitung	Erdkabel ohne Tunnel	Seekabel	Je Umrichter
Bau	4 Teams à 20 PA / 100km	4 Teams à 25-30 PA / 100km auf 2 Jahre (Installationszeitraum)	40-50 PA / 100km (Ein Kabelsystem)	50-75 PA durchschnittlich (Peak: 200)
Betrieb	2 Teams à 15 PA / 500km	2 Teams à 10 PA / 500km (eher geringer)	-	-
Quelle	A. Hak Electron GmbH	ABB – eigene Annahmen	ABB	ABB

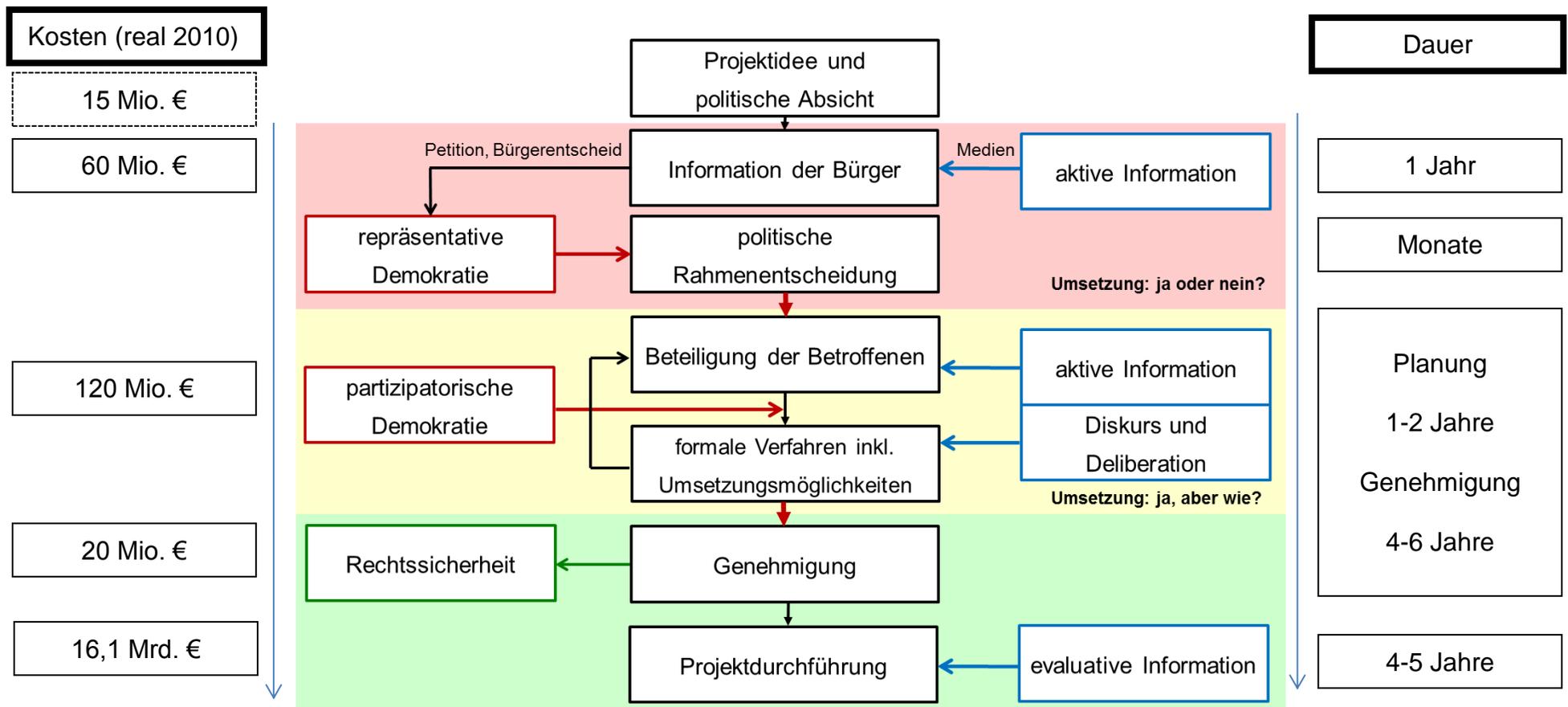


Abbildung 114: Erste Schätzung der Kosten und Dauer des Ampelmodells

15 Mio. € Vorfinanzierung zur Vorbereitung des Projekts (Vorplanung, Öffentlichkeitsarbeit, Fachgutachten und juristische Absicherung)

200 Mio. Planungskosten und Beteiligungsverfahren (30% rote Ampel, 60% gelbe Ampel, 10% grüne Ampel)

16,1 Mrd. Bau- und Materialkosten (Trassenvariante: Missouri-Eichstetten mit Erdkabelauführung)