FICHTNER

Bericht

Smartes Birkenfeld

FIS0000459

Realisierungskonzept für „Smartes Birkenfeld“ – Technisch, wirtschaftlich, rechtlich und organisatorisch

Gemeinde Birkenfeld (Enzkreis)

ENGINEERING CONSULTING

Kontakt

Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
70191 Stuttgart

www.fichtner.de

Dr. Dirk Köwener
+49 (711) 8995475

Dirk.Koewener@fichtner.de

Fichtner GmbH & Co. KG

Dr. Holger Hoch
+49(0)30 611 28 40-10

Holger.Hoch@bbh-online.de

Becker Büttner Held Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer
Steuerberater PartGmbB

Freigabevermerk

	Name	Unterschrift	Funktion	Datum
Erstellt:	Dr. Markus Groissböck (MGRK)	FICHTNER Digital signiert von Groissboeck, Markus Ort: Stuttgart Datum: 2024.01.17 10:48:00 +01'00'	Stellvertretender Projektleiter	07.12.2023
Geprüft:	Dr. Holger Hoch (HHOC)		Stellvertretender Projektleiter	07.12.2023
Freigegeben:	Dr. Dirk Köwener (DKOE)	FICHTNER Digital signiert von Koewener, Dirk Datum: 2024.01.17 10 :57:01 +01'00'	Projektleiter	07.12.2023

Revisionsverzeichnis

Rev.	Datum	Änderungsstand	Fichtner Dok.-Nr.	Erstellt	Geprüft	Freigegeben
0	16.11.2023	Erster Entwurf	EYUAR7KURU4P-853738383-4909 / v0.14	DKOE, MGRK	HHOC	DKOE
1	17.11.2023	Zweiter Entwurf	EYUAR7KURU4P-853738383-4914 / v0.9	DKOE, MGRK	HHOC	DKOE
2	21.11.2023	Finale Version	EYUAR7KURU4P-853738383-4922 / v0.5	DKOE, MGRK HHOC	HHOC MGRK	DKOE
3	17.01.2024	Finale Version rev. 1	EYUAR7KURU4P-853738383-4935	DKOE, MGRK, HHOC	MGRK HHOC,	DKOE

Disclaimer

Der Inhalt dieses Dokumentes ist ausschließlich für den Auftraggeber von Fichtner und andere vertraglich vereinbarte Empfänger bestimmt. Er darf nur mit Zustimmung des Auftraggebers ganz oder auszugsweise und ohne Gewähr Dritten zugänglich gemacht werden. Fichtner haftet gegenüber Dritten nicht für die Vollständigkeit und Richtigkeit der enthaltenen Informationen.

Dieser Bericht wurde hinsichtlich der Teile die BBH erstellt hat (Gliederungspunkte 8 bis 10) auf der Grundlage des zwischen dem Auftraggeber und BBH bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Er ist ausschließlich für den internen Gebrauch des Auftraggebers bestimmt. Eine Weitergabe des Berichts an andere Dritte oder eine – auch auszugsweise – Veröffentlichung bedarf der vorherigen, schriftlichen

Zustimmung von BBH. Für den Fall der Weitergabe wird darauf hingewiesen, dass die Haftungsbeschränkung des Mandatsvertrages auch gegenüber jedem Dritten gilt, dem die Stellungnahme zugänglich gemacht wird; § 334 BGB ist anwendbar. Ferner weist BBH darauf hin, dass bei der Weitergabe dieses Berichtes an Dritte ein vertragsähnliches Verhältnis mit dem Dritten zu Stande kommen könnte. Auch in diesem Falle gelten die Haftungsbeschränkungen gemäß Mandatsvertrag mit BBH, und zwar für alle Dritten insgesamt. Der Auftraggeber ist verpflichtet, den Dritten vor der Weitergabe darauf hinzuweisen. BBH weist darauf hin, dass BBH im Rahmen dieses Auftrages keine Jahresabschlussprüfung, Due Diligence, sondern eine rechtliche Beurteilung der benannten Sachverhalte und eine betriebswirtschaftliche Analyse und Beurteilung vorgenommen hat. Die Planungsrechnungen hat BBH mit Sorgfalt erstellt, die wirtschaftliche Beurteilung und der Eintritt der Planung hängt aber von der Realisierung der zugrunde gelegten Prämissen ab und ist aus diesem Grunde mit Unsicherheiten behaftet.

Unten diesen Maßgaben erklären Fichtner und BBH hiermit ihre Zustimmung zu einer auszugsweisen oder vollständigen Veröffentlichung dieses Dokuments durch den Auftraggeber für die Beratungen der kommunalen Gremien und für die öffentliche Information der Bürgerinnen und Bürger der Gemeinde Birkenfeld.

Inhaltverzeichnis

Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick 13

Die wichtigsten Technikkennzahlen auf einen Blick 15

Nächste Schritte 18

1 Einleitung 19

1.1 Ausgangslage und Ziel 19

1.1.1 Zielstellung des Realisierungskonzepts 19

1.1.2 Ausgangslage 19

1.2 Einzubeziehende exogene Einflüsse 19

1.2.1 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen 19

1.2.2 Technologieentwicklung und sonstige Einflüsse 20

1.3 Gang der Untersuchung 21

2 Szenariorahmen 24

2.1 Proaktives Szenario 24

2.2 Reaktives Szenario 25

3 Gesamtkonzept 26

3.1 Kurzbeschreibung 26

3.2 Systemtechnische Bewertung 28

4 Energieangebot und zentrale Umwandlung 30

4.1 Windkraft 30

4.1.1 Analyse der verfügbaren Flächen für Stromerzeugung aus Windenergie 30

4.1.2 Entwicklung Grob-Layout des Windparks 37

4.1.3 Abschätzung der Energieerträge 41

4.1.4 Überschlägige Schall- und Schattenwurfprognose und Visualisierung des Windparks 46

4.1.5 Ausblick auf die kommenden Schritte 55

4.2 PV 56

4.2.1 Technisches Konzept Dach-PV 56

4.2.2 Technisches Konzept Freiflächen-PV 57

4.3 Biomasse-BHKW 58

4.4 Biogas-Stromerzeugung 59
4.5 Solarthermie - Freifläche 61
4.6 Geothermie 62
4.7 Wasserstoff: Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseur 62
4.8 Brennstoffzelle (Rückverstromung Wasserstoff) 63
4.9 Saisonaler Erdspeicher 65
4.10 Eisspeicher 66
4.11 Wärmepumpen 67
4.11.1 Große Luft-Wärmepumpen 68
4.11.2 Abwasser-Wärmepumpe 69
4.11.3 Booster WP für Eisspeicher 70

5 Energietransport 71
5.1 Klassische FW 72
5.2 Kalte FW 75

6 Energienachfrage 2023 und Zielkorridor 2040 77
6.1 Private Haushalte 77
6.1.1 Wärmebedarf 77
6.1.2 Strombedarf 78
6.2 Gewerbe und öffentliche Gebäude 79
6.3 Elektromobilität 80
6.4 Zusammenfassung 80
6.5 Strom: Vergleich Angebot und Nachfrage im Kerngebiet 81

7 Digitalisierungskonzept 83
7.1 Management Summary 83
7.2 Ausgangslage und Ziel des Digitalisierungskonzepts 85
7.2.1 Ausgangslage 85
7.2.2 Zielstellung 86
7.3 Smart City Birkenfeld 87
7.3.1 Beteiligte Komponenten 87
7.3.2 Systemorchestrierung 89
7.3.3 Digitaler Zwilling 90

7.4 IT-Konzeption und Systemarchitektur 91
7.4.1 Kriterien 91
7.4.2 Systemübersicht 93
7.4.3 Datenkonsolidierung 93
7.4.4 Smart Meter Gateway Architektur 94
7.4.5 Präambel IT-Konzeption 95
7.5 IT-Sicherheit und Regulatorik 95
7.5.1 Security by Design 95
7.5.2 IT-Sicherheitskatalog für Energieanlagen 97
7.5.3 Tarifanwendungsfälle für Messdaten und Messstellenbetrieb 97
7.5.4 Auswahl von Cloud-Lösungen bzw. -Anbietern 98
7.6 Anwendungsfälle 99
7.6.1 Systemorchestrierung mit einer zentralen Datendrehscheibe 99
7.6.2 Optimierung des Gesamtsystems durch aktiven Netzbetrieb 99
7.6.3 Last- und Einspeisemanagement 100
7.6.4 Präventives und kuratives Engpassmanagement 101
7.6.5 Bereitstellung von Systemdienstleistungen 101
7.6.6 Ganzheitliches Monitoring des Gesamtsystems 102
7.6.7 Vorausschauende Netzplanung 103
7.6.8 Einbeziehung von Einzelhaushalten 104
7.6.9 Digitalisierung als Finanzierungsmittel für Stadtentwicklung 105
7.6.10 Bürgerbeteiligung und Community Gedanke 105
7.7 Ausblick & Geschäftsidee 106
7.7.1 Moderne Anwendungen für Bürgerschaft und öffentliche Wahrnehmung 106
7.7.2 Kostenreduktion als Geschäftsmodell 107
7.7.3 Systemdienstleistungen und Vermarktung von Ressourcen 108
7.7.4 Auftreten als Messstellenbetreiber oder Aggregator 108
7.7.5 Nutzung von Synergieeffekten 109
7.8 Handlungsempfehlungen 110

8 Rechtlich organisatorischer Rahmen 112
8.1 Allgemeine Entwicklung des Rechtsrahmens 112
8.2 Gesellschaftsrechtliches Zielmodell 112
8.2.1 Grundstruktur und Vorteile des entwickelten Zielmodells 112

8.2.2 Rechtsformwahl und Überblick über die GmbH und die GmbH & Co. KG ... 114
8.2.3 Der Weg zum Zielmodell ... 117
8.3 Kommunalwirtschaftsrechtliche Anforderungen ... 119
8.4 Verfahren zur Suche und Auswahl eines Kooperationspartners ... 120
8.4.1 Ausschreibungspflichten ... 120
8.4.2 Einschlägige Verfahrensvorschriften ... 120
8.4.3 Wahl der Verfahrensart und zeitliche Auswirkungen ... 121
8.4.4 Vermeidung von Folgeausschreibungen ... 122
8.5 Stromsteuer, Netzentgelte und Umlagen ... 122
8.5.1 Stromsteuer ... 123
8.5.2 Netzentgelte und Umlagen ... 124
8.5.3 Konzessionsabgabe ... 126
8.5.4 Zwischenergebnis ... 126
8.5.5 Anwendungsbeispiele ... 127
8.6 Förderkulisse ... 127
8.6.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz ... 127
8.6.2 Bundesförderung für effiziente Wärmenetze ... 135
8.6.3 Bundesförderung für effiziente Gebäude ... 139
8.6.4 Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ... 140
8.6.5 Landeseigene Förderprogramme ... 140
8.7 Rechtliche Realisierungsfähigkeit im Übrigen ... 141
8.7.1 Vorgaben zum Netzanschluss der Erzeugungsanlagen ... 141
8.7.2 (Bau-) Genehmigungsrechtliche Erwägungen bei EE-Anlagen ... 142
8.7.3 Wasserstoff und Elektrolyseur ... 143
8.7.4 Konzessionsvertragssituation ... 145

9 Wirtschaftlichkeitsanalyse ... 148
9.1 Vorwort ... 148
9.2 GuV-Planung ... 148
9.2.1 Übersicht ... 148
9.2.2 Umsatzerlöse ... 150
9.2.3 Sonstige betriebliche Erträge ... 155
9.2.4 Materialaufwand ... 155
9.2.5 OPEX ... 155

9.2.6 Abschreibungen ... 156
9.2.7 Finanzergebnis ... 156
9.2.8 Steuern ... 156
9.3 Bilanzplanung ... 156
9.3.1 Übersicht ... 156
9.3.2 Anlagevermögen ... 157
9.3.3 Working Capital ... 158
9.3.4 Eigenkapital ... 158
9.3.5 Sonderposten für Investitionszuschüsse ... 158
9.3.6 Rückstellungen ... 158
9.3.7 Verzinsliches Fremdkapital ... 158
9.4 Cashflow-Planung ... 159
9.4.1 Übersicht ... 159
9.4.2 Investitionen und Finanzierung ... 160
9.5 Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit an relevanten Maßstäben ... 160

10 Partizipation der Bürgerinnen und Bürger ... 162
10.1.1 Vorbemerkung und Überblick über die Möglichkeiten der Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern ... 162
10.1.2 Echte gesellschaftsrechtliche Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern ... 162
10.1.3 Mittelbare gesellschaftsrechtliche Beteiligung durch Bündelung über eine Bürgergenossenschaft ... 163
10.1.4 Finanzielle Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern als Kapitalgeber ... 164

11 Roadmap ... 166

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bausteine des Energiesystems smartes Birkenfeld 14
Abbildung 2: Verortung der Windkraftanlagen mit den Netzanschlüssen (110 kV Leitung in blau roten Masten) und Zonierung des Kerngebietes (1-9); Kerngebiet: äußere blaue Umrandung 14
Abbildung 3: Örtliche Darstellung der Elemente der Energieversorgung und -verteilung (proaktives Szenario) 15
Abbildung 4: Schematische Darstellung der Firmenstruktur der Kooperations-GmbH 16
Abbildung 5: Zusammenfassung Förderkulisse 16
Abbildung 6: Zusammenfassung weiterer rechtlich-organisatorischer Rahmen 18
Abbildung 7: Ausgestaltung des proaktiven Szenarios 24
Abbildung 8: Blockschaltbild zur CO_2-neutralen Energieversorgung Birkenfeld im proaktiven Szenario 27
Abbildung 9: Örtliche Darstellung der Elemente der Energieversorgung und -verteilung (proaktives Szenario) 28
Abbildung 10: Suchraumkulisse Wind und zusätzliche potenzielle Restriktionsflächen 32
Abbildung 11: Suchraumkulisse Wind und Flächen mit Geländeneigung > 30% bzw. 16,7° 33
Abbildung 12: Suchraumkulisse Wind und Windverhältnisse nach Windatlas Baden-Württemberg 35
Abbildung 13: Suchraumkulisse Wind, Zuwegungsoptionen und 110 kV Freileitung 36
Abbildung 14: Suchraumkulisse Wind und betrachtete Flächen Realisierungskonzept 37
Abbildung 15: Proaktive Layout-Szenarien Fläche Bergwald und Unterer Wald 39
Abbildung 16: Reaktive Layout-Szenarien Fläche Bergwald und Unterer Wald 40
Abbildung 17: Überschlägige Schallimmissionskarte proaktives Layout-Szenario Bergwald 47
Abbildung 18: Überschlägige Schallimmissionskarte proaktives Layout-Szenario Unterer Wald 47
Abbildung 19: Überschlägige Schattenwurfkarte (astron. max. mögl. Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Bergwald 49
Abbildung 20: Überschlägige Schattenwurfkarte (met. wahrscheinliche Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Bergwald 49
Abbildung 21: Überschlägige Schattenwurfkarte (astron. max. mögl. Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Unterer Wald 50
Abbildung 22: Überschlägige Schattenwurfkarte (met. wahrscheinliche Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Unterer Wald 51
Abbildung 23: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Kreisverkehr Regelbaumstr. - Alte Pforzheimer Str., Birkenfeld 52
Abbildung 24: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Marktplatz, Birkenfeld 52
Abbildung 25: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Parkplatz Kesselberg, Birkenfeld 53
Abbildung 26: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Parkplatz Netto Gräfenhausen, Birkenfeld 53
Abbildung 27: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald von B294 auf Höhe Kläranlage Neuenbürg, Neuenbürg 54

Abbildung 28: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Unterer Wald von Dantelaustraße, Birkenfeld (Ortsteil Gräfenhausen 54
Abbildung 29: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Unterer Wald von Johannes-Kepler-Grundschule, Keltern 55
Abbildung 30: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Unterer Wald von Niebelsbacher Weg, Dietlingen 55
Abbildung 31: Potenzielle PV-Flächen Birkenfeld (hellgelb) 57
Abbildung 32: Symbolbild für Freiflächen-PV 58
Abbildung 33: Symbolbild Holzhackschnitzel für Biomasse-BHKW 59
Abbildung 34: Symbolbild Fermenter Biogas 60
Abbildung 35: Symbolbild Solarthermie - Röhrenkollektoren 61
Abbildung 36: Symbolfoto Wasserstoffproduktion 63
Abbildung 37: Aufbau und Funktionsweise einer PEM Brennstoffzelle 64
Abbildung 38: Symbolfoto Brennstoffzelle 65
Abbildung 39: Funktionsprinzip Wärmepumpe 68
Abbildung 40: Symbolbild Wärmepumpe 69
Abbildung 41: Generationen von Nah- und Fernwärmesystemen (Quelle: Lund et al. (2014)) 71
Abbildung 42: Vorgeschlagenes Nah- bzw. Fernwärmenetz 72
Abbildung 43: Klassische Nah- bzw. Fernwärme (Quelle: EWE) 73
Abbildung 44: Nah- bzw. Fernwärmeübergabestation (Quelle: Verenum) 74
Abbildung 45: Symbolbild Fernwärme 75
Abbildung 46: Kalte Nah- bzw. Fernwärme (Quelle: EWE) 76
Abbildung 47: Beheizte Gebäude und Aufteilung in Wohngebäude und Gewerbe 77
Abbildung 48: Standardlastprofil des Wärmebedarfs der Wohngebäude 78
Abbildung 49: Stromlastprofil der Wohngebäude für eine Woche 79
Abbildung 50: Rückmeldequote der Datenerhebung 79
Abbildung 51: Energiebedarf im Kerngebiet 81
Abbildung 52: Differenzlastkurve lokales Stromangebot und Nachfrage des Kerngebiets 82
Abbildung 53: Schemadarstellung der Energiezellen und Stoffflüsse im "Smarten Birkenfeld" 86
Abbildung 54: Komponenten wie beispielsweise Fichtner EDDIE agieren im intelligenten Energiesystem der Zukunft als zentrale Datendrehscheiben 90
Abbildung 55: Exemplarische, einfache Veranschaulichung der Orchestrierung des Gesamtsystems Smartes Birkenfeld 93
Abbildung 56: Aufbau und Struktur einer möglichen Smart Meter Gateway Architektur 94
Abbildung 57: Zentrale Komponenten ermöglichen ein ganzheitliches Monitoring des Gesamtsystems in unterschiedlichen Ansichten im Monitoring Dashboard 103
Abbildung 58: Vereinfachte Roadmap der Digitalisierung im Smarten Birkenfeld 110
Abbildung 59: Gesellschaftsrechtliches Zielmodell 113
Abbildung 60: Gründung Kooperationsgesellschaft 117

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Topografie der betrachteten Flächen (NASADEM-Daten) 33
Tabelle 2: Beispielhafte Windenergieanlagen 38
Tabelle 3: Pauschale Verlustfaktoren für die Erzeugung mit Windenergieanlagen 41
Tabelle 4: Kapazitätsfaktor (netto) der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf exemplarischer Nabenhöhe für die betrachteten Flächen und Layout-Szenarien 42
Tabelle 5: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Bergwald und das proaktive Layout-Szenario 42
Tabelle 6: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Bergwald und das reaktive Layout-Szenario 43
Tabelle 7: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Unterer Wald und das proaktive Layout-Szenario 44
Tabelle 8: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Unterer Wald und das reaktive Layout-Szenario 45
Tabelle 9: Immissionsrichtwerte Schall 46
Tabelle 10: GuV-Planung 150
Tabelle 11: Planung Mengenbilanz Strom 152
Tabelle 12: Planung Preise Strom 152
Tabelle 13: Planung Mengenbilanz Wärme 153
Tabelle 14: Planung Preise Wärme 154
Tabelle 15: Planung Mengenbilanz Wasserstroff 154
Tabelle 16: Planung Preise Wasserstroff 155
Tabelle 17: Bilanzplanung 157
Tabelle 18: Cashflow-Planung 160
Tabelle 19: Nettobarwertermittlung 161

Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick

Hintergrund: Für die Bürgerinnen und Bürgern von Birkenfeld ist Klimaschutz ein wichtiges Anliegen. So hat der Gemeinderat von Birkenfeld beschlossen, bis spätestens 2040 klimaneutral zu werden, d.h. die jährliche CO_2-Bilanz soll ausgeglichen sein. Das lokale Birkenfelder Energiesystem bleibt jedoch mit den überregionalen Versorgungsnetzen verbunden.

Ziel: Das vorliegende Realisierungskonzept „Smartes Birkenfeld" dient als Entscheidungsvorlage für den Gemeinderat, um die Umsetzung von „Smartes Birkenfeld" für den Kernbereich der Gemeinde auf den Weg zu bringen und die dafür notwendigen Entscheidungen zu treffen, Mittel bereitzustellen und die gesellschaftsrechtlichen sowie organisatorischen Maßnahmen zu treffen.

Klimaneutralität ist machbar: Die Machbarkeitsstudie aus den Jahren 2021/22 und das hier vorliegende Realisierungskonzept zeigen, dass das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 erreichbar ist. Hierzu sind im Gegensatz zur bestehenden Energieversorgung steuerbare Erzeugungstechnologien sowie Energiespeicher erforderlich, die in geschickter Weise das volatile Dargebot vor allem von Wind und Sonne und die zunehmende Nachfrage nach elektrischer Energie sowie nach Wärme zur Deckung bringen. Dies gelingt im gemeinschaftlichen Zusammenwirken durch das intelligente Zusammenspiel von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchstechnologien. Eine zentrale Optimierungssoftware stellt sicher, dass die Planungsrechnungen durchgeführt und visualisiert, die Störmeldungen aufgezeigt und die notwendigen Steuerungen ausgeführt werden.

Windkraft ist der wichtigste Baustein: Die Energieerzeugung bewerkstelligt Birkenfeld zukünftig im Wesentlichen mit modernen Windkraftwerken, Solarenergie als Freiflächenanlage, aber auch als Auf-Dach Installationen, sowie Bioenergien in Form von Holz und Gülle. Mit den geplanten neun Windkraftanlagen werden ca. 148 GWh, also das Gros der Gesamterzeugung, bereitgestellt.

Damit ist Windkraft die Schlüsseltechnologie für ein smartes Birkenfeld!

Die Kernbausteine der Energiebereitstellung bestehen aus dem Zusammenspiel von unterschiedlichen Typen von Wärmepumpen, Elektrolyseanlagen und Brennstoffzellen sowie Speichertechnologien für die kurz- und mittelfristige sowie die saisonale Energiespeicherung. Im Kerngebiet sind die dicht verbauten Zonen mit einem Niedertemperatur- (10° C) und einem Hochtemperaturwärmenetz (70 °C) verbunden. Die Industrie- und Gewerbebetriebe Birkenfelds werden, wo sinnvoll, auch als Energielieferant oder als Flexibilitätsbereitsteller einbezogen. Der Gasbezug wird zunächst weitestgehend reduziert und im Raumwärmebereich durch die Fernwärme ersetzt. Das Gesamtsystem wird mithilfe einer Systemsoftware gesteuert, damit die Energieflüsse zu jedem Zeitpunkt bedarfsgerecht gelenkt und die Anlagen technologisch effizient, wirtschaftlich und nachhaltig und damit optimal eingesetzt werden.

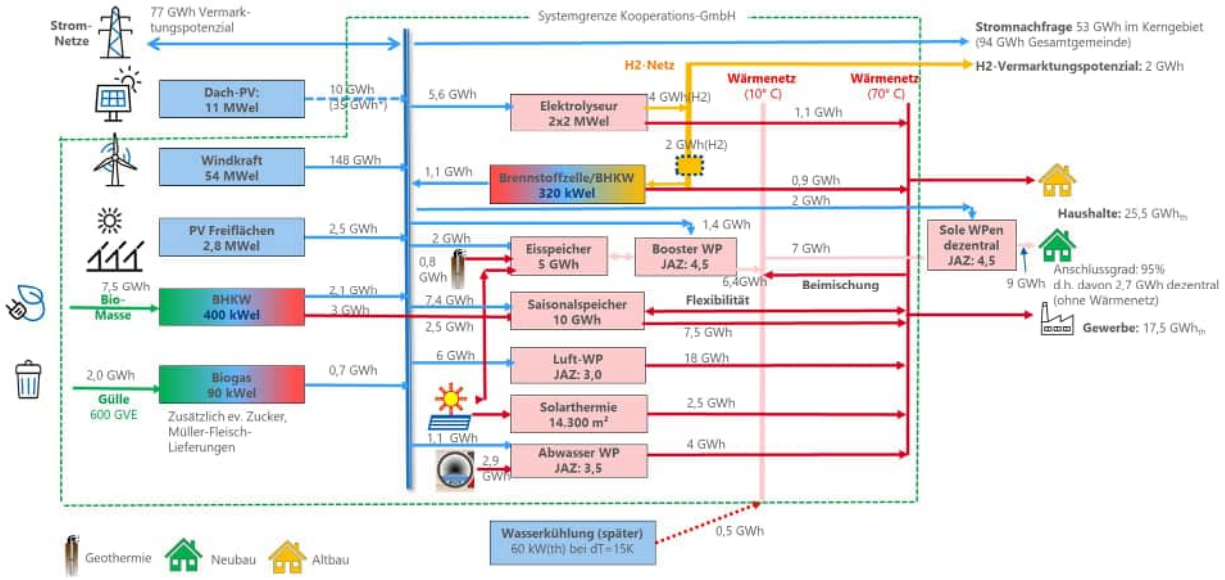


Abbildung 1: Bausteine des Energiesystems smartes Birkenfeld

Vom Kerngebiet hin zum gesamten Gemeindegebiet Birkenfeld

Die Energielösung wird zunächst im Kerngebiet erprobt und soll dann sukzessive ausgeweitet oder über eine nach Energiebedarf gewichtete Skalierung auf die weiteren Siedlungen übertragen werden. Das hier betrachtete Kerngebiet umfasst zunächst die Bereiche um das Rathaus bis hin zur Kreuzstraße im Norden, der Göhnerstraße im Westen und den östlichen Ortsrand mit dem Rand des Gewerbegebiets in der Humboldtstraße. Die Verortung der Windkraftwerke und der weiteren Anlagen ist in den folgenden Bildern dargestellt.

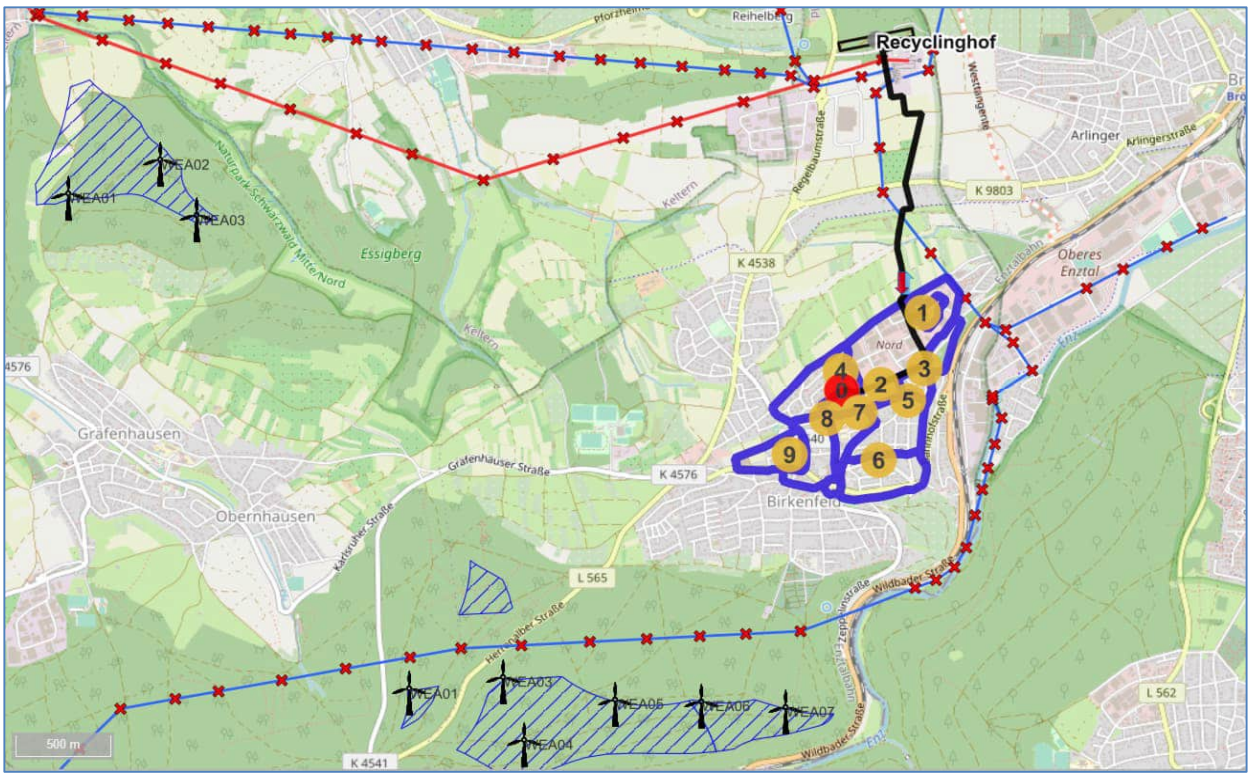


Abbildung 2: Verortung der Windkraftanlagen mit den Netzanschlüssen (110 kV Leitung in blau roten Masten) und Zonierung des Kerngebietes (1-9); Kerngebiet: äußere blaue Umrandung

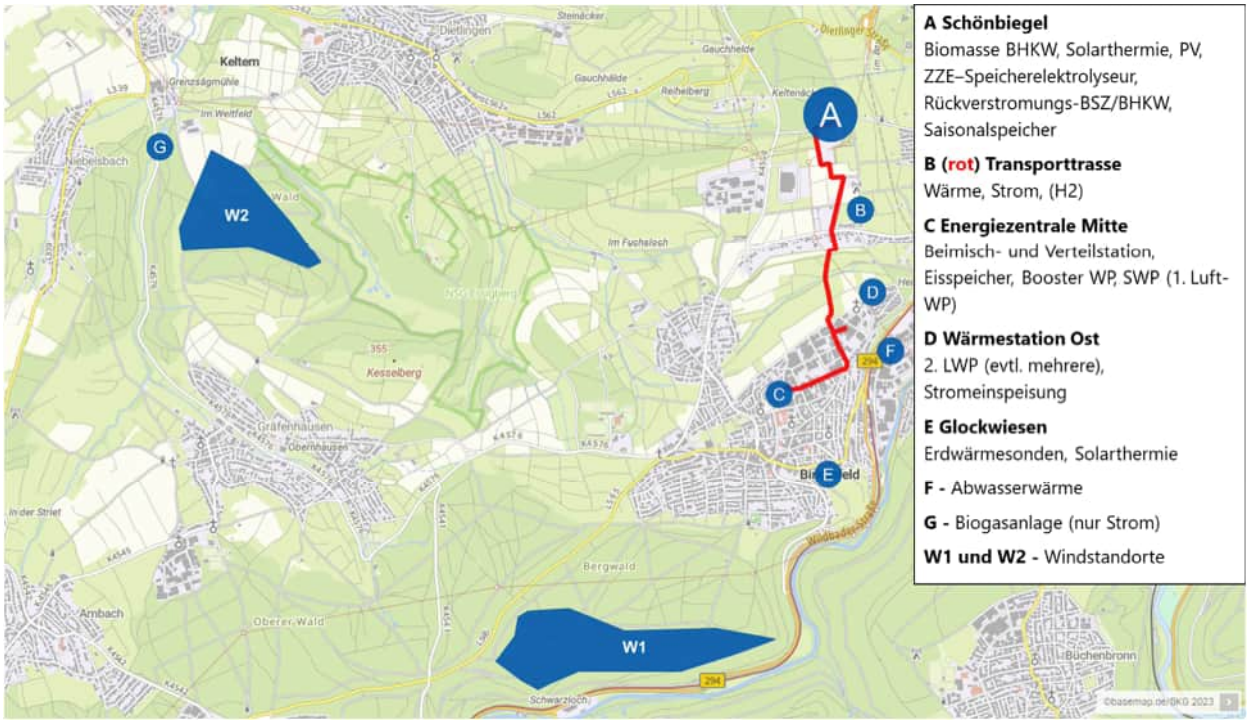


Abbildung 3: Örtliche Darstellung der Elemente der Energieversorgung und -verteilung (proaktives Szenario)

Die wichtigsten Technikkennzahlen auf einen Blick

- Nachfrage
  - Elektrische Energie im Kerngebiet (53 GWh) und 94 GWh in Birkenfeld insgesamt
  - Wärmebedarf in Haushalten des Kerngebiets: 25,5 GWh
  - Wärmebedarf von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im Kerngebiet: 17,5 GWh
- Wesentliche Erzeugungskapazitäten
  - 9 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 54 MW
  - PV-Freiflächenanlage mit 2,5 MW
  - Auf-Dach PV mit ca. 11 MW (im Eigentum der Bürger)
  - Biomasse BHKW und Biogas Anlage
- Wesentliche Umwandlungs- und Speichertechnologien
  - Wärmepumpen (Luft-, Booster-, Abwasser- WP, sowie Sole Wärmepumpen in den Gebäuden (im Eigentum der Bürger)
  - Zink-Zwischenschritt Elektrolyseur mit 2x2 MW (Elektrolyseur mit integrierter Speicherfunktion) und Brennstoffzelle bzw. BHKW
  - Solarthermie Anlage auf 14.300 Quadratmetern
  - Geothermie Nutzung und Eisspeicher

Kooperations-GmbH: Die Umsetzung des Realisierungskonzepts erfolgt durch eine zu gründende kommunale Gesellschaft mit beschränkter Haftung („Kooperations-GmbH“), an der die Gemeinde Birkenfeld durch ihren Eigenbetrieb Gemeindewerke Birkenfeld die Mehrheitsbeteiligung in Höhe von mind. 51% hält, während ein noch zu bestimmender strategischer Partner max. 49% am Stammkapital halten soll. Die wesentlichen Einzelprojekte (z.B. Windkraft) werden aus Gründen der Risikominimierung in entsprechenden Tochtergesellschaften als Projektgesellschaften in der Rechtsform der GmbH & Co. KG

umgesetzt. Die „Kooperationsgesellschaft GmbH“ fungiert vornehmlich als steuernde Holding und bündelt „Shared Services“ (wie z.B. gemeinsame Verwaltungsbereiche) für ihre Projekttöchter.

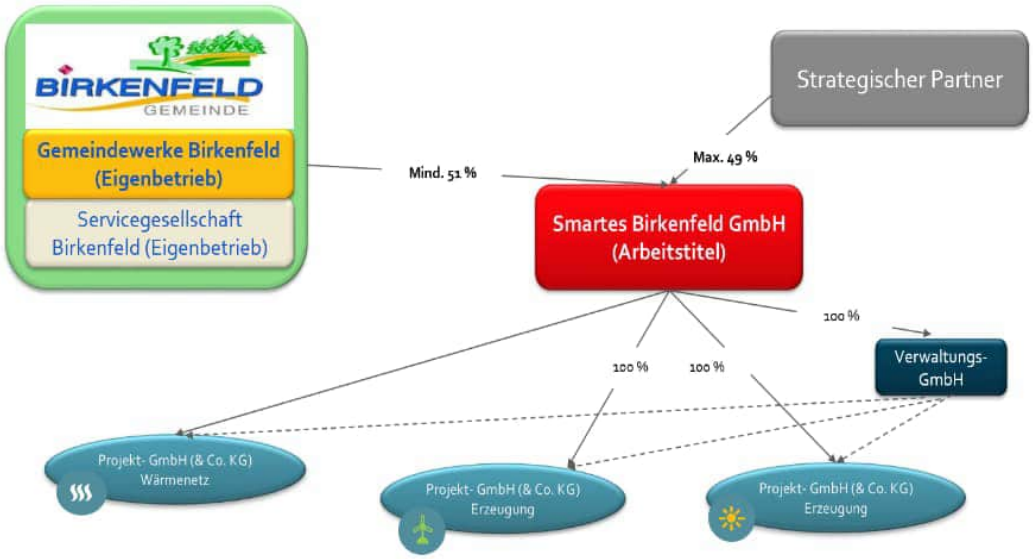


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Firmenstruktur der Kooperations-GmbH

Wirtschaftlichkeit: Die Kooperations-GmbH der klimaneutralen Energieinfrastruktur Birkenfelds arbeitet wirtschaftlich. Nach einer anfänglichen Investitionsphase erarbeitet die Kooperations-GmbH bereits ab 2029 positive Ergebnisse. Das Investitionsvolumen beläuft sich auf insgesamt 166 Mio. Euro, darunter rd. 158 Mio. Euro für Investitionen in das notwendige Sachanlagevermögen und zusätzlich rd. 8 Mio. Euro für die anlaufende Projektphase und zur Sicherung einer Arbeitsliquidität in einem angemessenen Umfang. Die Finanzierung erfolgt über Fördermittel von rd. 32 Mio. Euro, Kundenbeiträge von rd. 6 Mio. Euro und Fremdkapital von insgesamt rd. 88 Mio. Euro.

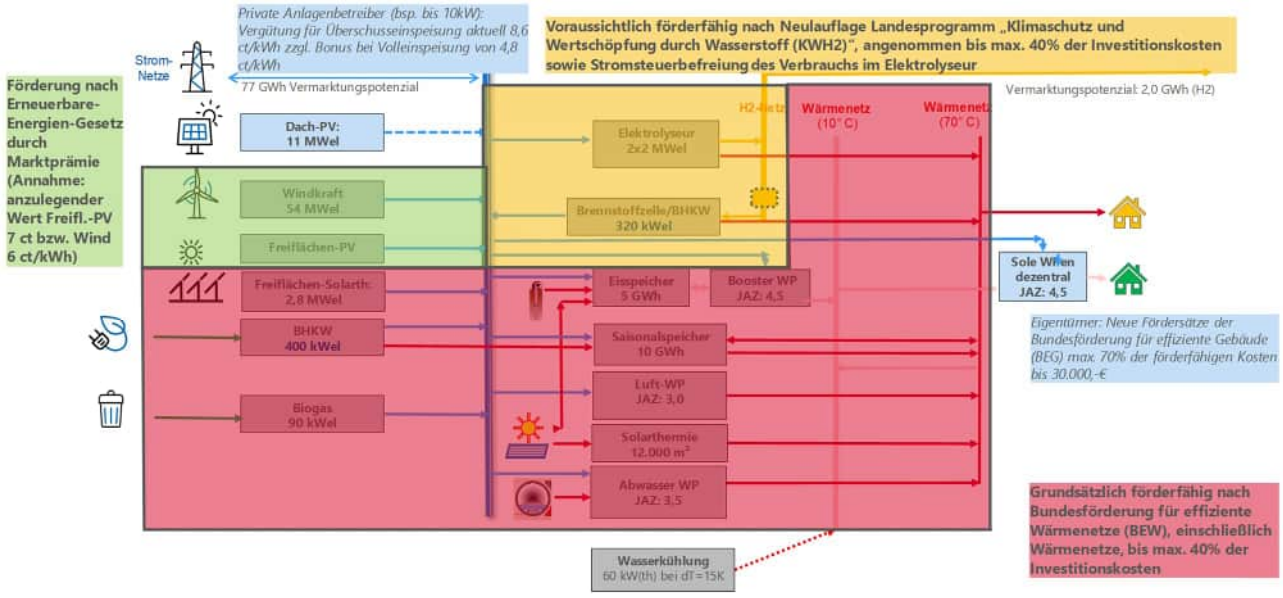


Abbildung 5: Zusammenfassung Förderkulisse

Im Einzelnen wurden die Fördermöglichkeiten für die Investitionskosten von Wärmeerzeugungs- und Verteilungsanlagen über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und über die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) im Realisierungskonzept aufgenommen. Ferner wurde die geplante Neuauflage des landeseigenen Förderprogramms „Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff (KWH2)“ einbezogen. Weitere Fördermöglichkeiten für die geplanten Investitions- und Betriebskosten wurden untersucht, aber aufgrund der gegebenen Vorgaben in den Förderrichtlinien in der Kalkulation nicht berücksichtigt.

Das notwendige Eigenkapital beziffert sich auf rd. 40 Mio. Euro, das im Zeitraum von 2024 bis 2029 eingebracht wird.

Über einen Planungszeitraum bis zum Jahr 2045 wird im Business Case ein positiver Nettobarwert von insgesamt rd. 5,4 Mio. Euro erzielt, so dass der Kapitalwert größer ist als der initiale Kapitaleinsatz zuzüglich Verzinsung. Damit liegt die Rendite über den adäquaten Kapitalkosten. Damit ist das Projekt finanziell vorteilhaft.

Die Bürger von Birkenfeld können voraussichtlich Wärme zum Preis von 17 ct/kWh (brutto) und elektrische Energie zum Preis von 28 ct/kWh (brutto) beziehen. Dies entspricht den aktuellen, in anderen Gemeinden gängigen Preisniveaus. Die Energiepreise in smartes Birkenfeld sind jedoch als langfristig konstant und weitestgehend unabhängig von internationalen Konfliktszenarien und Preissprüngen anderer anzusehen.

Darüber hinaus birgt smartes Birkenfeld das Potenzial, weitere Energiedienstleistungen zu vermarkten. Man denke an den Verkauf von Wasserstoff bzw. von H_2-basierten Treibstoffen für die Mobilität, das Angebot für Netzbetreiber, Systemdienstleistungen zu erbringen, der Industrie Flexibilitäten anzubieten oder das aufgebaute Know-How zu vermarkten. Hier ist eine Vermarktung langfristig zu 18 ct/kWh (brutto) eingeplant.

Bürgerbeteiligung: Das Konzept des smarten Birkenfeld wird von den Bürgerinnen und Bürgern Birkenfelds gestaltet und gemeinsam umgesetzt. Daher ist ihr Mitwirken bei der Realisierung fester Bestandteil des Konzepts. Der Nutzen für die Bürgerinnen und Bürgern zeigt sich einerseits im Aufbau einer CO_2-neutralen und preisgünstigen Energieversorgung in der Hand der Gemeinde Birkenfeld, und andererseits sieht das Realisierungskonzept auch eine ihnen offenstehende finanzielle Beteiligung in Form eines angemessen verzinsten Sparbriefs vor.

Einzelaspekte	Ergebnisse
Gesellschaftsrechtliches Zielmodell	Kooperationsgesellschaft (mind. 51% Gemeinde Birkenfeld / max. 49% Kooperationspartner) im Geschäftsbereich der Gemeindewerke Birkenfeld; Gesellschaftsform GmbH sowie für Projektgesellschaften GmbH & Co. KG
Kommunalwirtschaftsrechtliche Anforderungen	Erfüllt, vorbehaltlich Prüfung durch Kommunalaufsicht
Ausschreibung	Ausschreibung einer institutionalisierte öffentlich-private Partnerschaft (IÖPP) im offenen Verfahren (Verbindung hinsichtlich Beteiligung des Partners und Vergabe der ausschreibungspflichtigen Leistungen)
Konzessionsvertragliche Einschränkungen	Keine, jedoch u.U. Ausschreibungspflicht für Wegenutzungsrechte Wärmenetz
(Bau-) Genehmigungs- und immissionsschutzrechtliche Anforderungen	Grundsätzlich erfüllbar (abhängig von Detailplanungen)
Partizipationsmodell für Bürgerinnen und Bürger	Mittelbare Fremdkapitalbeteiligung durch eine über die Bank organisierte Unternehmensanleihe (sog. „Sparbrief“) mit angemessener Verzinsung

Abbildung 6: Zusammenfassung weiterer rechtlich-organisatorischer Rahmen

Nächste Schritte

- Vorstellung und Diskussion des Realisierungskonzeptes in öffentlicher Sitzung am 30. Januar 2024 im Gemeinderat
- Beschluss des Gemeinderates am 20. Februar 2024 zum Realisierungskonzept, der Ausschreibung und Gründung der Kooperationsgesellschaft
- Kommunalaufsicht: Anzeige des Beschlusses zu Gesellschaftsgründung und Freigabe
- Im Frühjahr 2024 Ausschreibung einer institutionalisierten öffentlich-privaten Partnerschaft (IÖPP) im offenen Verfahren
- Kooperations-GmbH: Geschäftsaufnahme
- 2040: gelebte Klimaneutralität in Birkenfeld

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Ziel

Basis ist die Machbarkeitsstudie „Smartes Birkenfeld“ inklusive des technischen Grobkonzepts vom 18.7.2022 und der daraufhin einstimmig erfolgte Gemeinderatsbeschluss, die in der Machbarkeitsstudie vorgeschlagenen Schritte umzusetzen.

1.1.1 Zielstellung des Realisierungskonzepts

Das Realisierungskonzept „Smartes Birkenfeld“ (im Folgenden Realisierungskonzept) dient als Entscheidungsvorlage für den Gemeinderat, um die Umsetzung von „Smartes Birkenfeld“ für den Kernbereich der Gemeinde auf den Weg zu bringen und die dafür notwendigen Entscheidungen zu treffen, Mittel bereitzustellen und die gesellschaftsrechtlichen sowie organisatorischen Maßnahmen zu treffen.

1.1.2 Ausgangslage

Ausgangslage des Realisierungskonzeptes ist:

- Durchführung der Machbarkeitsstudie inklusive eines technischen Grobkonzepts
- Gemeinderatsbeschlüsse zur Klimaneutralität und zur Umsetzung der Machbarkeitsstudie

1.2 Einzubeziehende exogene Einflüsse

Im Realisierungskonzept einzubeziehende exogene Einflüsse ergeben sich aus den rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen (1.2.1), der Technologieentwicklung (1.2.2) und aus sonstigen wirtschaftlichen, umweltbedingten und demografischen Entwicklungen in der Gemeinde Birkenfeld.

1.2.1 Rechtliche und politische Rahmenbedingungen

Deutschland hat sich als Vertragspartei des Pariser Klimaschutzabkommens dazu verpflichtet, den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 Grad, möglichst auf 1,5 Grad, zu begrenzen. Mit dem im Jahr 2021 deutlich verschärften Bundes-Klimaschutzgesetz (im Folgenden: KSG) hat sich der deutsche Gesetzgeber auf nationaler Ebene zum Ziel der Klimaneutralität bis 2045 bekannt (§ 3 Abs. 2 S. 1 KSG). Daneben stehen den EU-Vorgaben (Verordnung EU/2021/1119 („Europäisches Klimagesetz“) entsprechende Zwischenziele für die Jahre 2030 (Minderung der THG-Emissionen um mindestens 65 % gegenüber 1990) und 2040 (Minderung um 88 % gegenüber 1990, § 3 Abs. 1 KSG) sowie Sektorenziele für Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstige (§ 4 Abs. 1 KSG).

Auf Landesebene wurden diese Ziele teilweise mit entsprechenden Novellierungen bereits fixiert. So hat am 01.02.2023 der Landtag von Baden-Württemberg das Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg verabschiedet. Dieses enthält auch konkrete Maßnahmen. Dazu zählen insbesondere die kommunale Wärmeplanung und die Pflicht, auf neugebauten Gebäuden und bei grundlegenden Dachsanierungen Photovoltaikanlagen zu installieren. Zwar sind bislang nur Stadtkreise und Große Kreisstädte in Baden-Württemberg verpflichtet, bis zum 31.12.2023 einen kommunalen Wärmeplan zu erstellen und beim

zuständigen Regierungspräsidium einzureichen, doch auch für alle anderen Kommunen wird ein Wärmeplan für sinnvoll erachtet. Die Gemeinde Birkenfeld hat am 14.06.2023 einen Beschluss zur kommunalen Wärmeplanung gefasst.

Somit bestehen auf allen Ebenen verbindliche und ambitionierte Klimaziele, die den Ausstieg aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe erfordern. Die Beendigung der Nutzung fossiler Energieträger wie z. B. Erdgas bedeutet zwingend notwendig einen massiven Ausbau erneuerbarer Energien. In rechtlicher Hinsicht unterliegen die mitunter noch fragmentarischen politischen Rahmenbedingungen aufgrund der aktuellen Situation einer besonders dynamischen Entwicklung. Der Transformationsprozess wird durch die Auswirkungen des Ukraine-Kriegs und die dadurch ausgelösten Bestrebungen in Richtung Energiesouveränität teilweise deutlich beschleunigt.

Für das Realisierungskonzept sind die relevanten Rechtsakte für die Bereiche Klimaschutz, Erneuerbare Energien, Ausstieg Erdgas, Rolle von Wasserstoff und Wärmemarkt zu analysieren und mit den absehbaren politischen Entwicklungen zusammenzuführen. Darüber hinaus waren die regionalen Besonderheiten von (Wasser-/ Natur-) Schutzgebieten, üblicher Verwaltungspraxis im Rahmen von Genehmigungsverfahren sowie Kooperationen oder Bürgerbeteiligungsmodellen, zu berücksichtigen und als Rahmenbedingungen für das Projekt einzubinden. Gleiches gilt für die jeweils bestehenden Gesellschafts- und Konzessionsvertragsverhältnisse.

Für die Realisierung des Projektes „Smartes Birkenfeld“ maßgeblich sind schließlich auch die Vorgaben des Kommunalwirtschaftsrechtes sowie die Entwicklung des Förderrahmens.

1.2.2 Technologieentwicklung und sonstige Einflüsse

Der für eine erfolgreiche Energiewende notwendig gewordene deutlich beschleunigte Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien, wie Windenergieanlagen, Photovoltaik und Solarthermie erfordert parallel dazu den gezielten Zubau zeitlich ausgleichender Energie-Speichertechnologien im Wärme-, Strom- und Gasbereich. Diese erst ermöglichen die Erreichung des notwendigen Systemgleichgewichts zwischen Erzeugung, Energieumwandlung und Nachfrage nach elektrischer und thermischer Energie. Damit unterscheiden sich Konzeptionen von Energiesystemen gegenüber früheren Vorgehensweisen von Grund auf.

Getrieben durch diese Anforderungen haben sich insbesondere in den letzten Jahren Speichertechnologien beschleunigt entwickelt und werden zunehmend in systemische Konzepte zur Dekarbonisierung eingebunden.

Neben den klassischen Speichertechnologien wie thermischen Saisonalspeichern für mittel- und längerfristige Wärmespeicherung und Eisspeichern, die in Kombination mit einer verstärkenden Wärmepumpe in sehr effizienter Weise die latente Wärme (Schmelzwärme) von Eis zur Wärmespeicherung nutzen, können auch wasserstoffbasierte Speichertechnologien in Erwägung gezogen werden.

Zu den Systemtechnologien, die in zunehmendem Maße in aktuellen Dekarbonisierungsprojekten zur Anwendung kommen, gehören in verstärktem Maße Wärmenetze, die in geeigneter Kombination mit weiteren bewährten Strom- und Wärme-Erzeugungstechnologien, wie Biomasse-, Biogas-, Solarthermie-, Erdwärme- und Abwasserwärmeanlagen zu einer CO_2-freien Wärmeversorgung betragen.

Zu den klassischen, derzeit noch verstärkter in den Fokus rückenden Umwandlungsanlagen gehören die unterschiedlichen Arten von Wärmepumpen, die bei sachgerechter Auswahl sehr effizient den erneuerbar erzeugten Strom mit Hilfe von Umweltwärme verschiedenartigster Herkunft in Wärme (Raum-, Warmwasser- und Niedertemperaturprozesswärme) umwandeln können.

Zum Auf- und Ausbau von effizienten und emissionsarmen Systemen sind einige grundlegende Prämissen ausschlaggebend, die bereits in die aktuellen Technologie- und Projektentwicklungen Einzug gehalten haben:

- Die konsequente Nutzung aller natürlichen Strom- und Wärmequellen aus Wind, Sonne und Umwelt sowie Abwärme.
- Die Verwendung möglichst niedriger Wärmetemperaturen insbesondere im Neubaubereich
- Die geschickte Kombination flexibler Anlagen mit hohen Systemwirkungsgraden
- Die Gesamtsystemoptimierung unter Berücksichtigung potenzieller Ausbauszenarien.

Nicht vergessen werden dürfen die Wechselwirkungen des Energiesystems mit allen weiteren relevanten Elementen der Infrastruktur einer Gemeinde, wie zum Beispiel der Bereitstellung eines attraktiven Energieangebots, der Verkehrs - und Transportlogistik, der Verwertung von Wald- und Grünabfällen, um nur einige zu nennen.

Die Digitalisierung ermöglicht die Steuerung dieser komplexen Systeme im Sinne einer wirtschaftlichen und damit auch nachhaltigen gesamthaften Optimierung. Basis dafür ist, dass das Energiesystem ganzheitlich gesehen und übergreifend erfasst wird.

1.3 Gang der Untersuchung

In einem ersten Schritt wurden zwei Szenarien skizziert, die verschiedene Entwicklungspfade für eine CO_2-freie Energieversorgung der Gemeinde Birkenfeld aufzeigen. Da im Rahmen des reaktiven Szenarios keine Gründung einer Energieversorgungs- und Dienstleistungsgesellschaft zu erwarten ist, fokussierte sich die weitere Ausarbeitung des Grobkonzepts im Wesentlichen auf das proaktive Szenario.

Im Rahmen des proaktiven Szenarios wurde zunächst der Strom- und Wärmebedarf des zu untersuchenden Kerngebiets ermittelt, da diese Daten zu Beginn der Studie nicht zur Verfügung standen. Da die Windkraft die alles überragende Rolle bei der Energieversorgung spielt, wurde diese deutlich detaillierter untersucht als die weiteren Elemente des gesamten Versorgungskonzepts.

Ausgehend von der Verbrauchsstruktur für Strom und Wärme der Haushalte (HH) und der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbetriebe (GHD) wurde ein Gesamtversorgungskonzept für ein Kerngebiet abgeleitet (3), welches einerseits vom Grundsatz auf den Ergebnissen der Machbarkeitsstudie basiert, jedoch um weitere Quartiersbereiche und das östlich gelegene Gewerbegebiet ergänzt wurde. Dieses technische Gesamtkonzept setzt sich aus mehreren, ineinander übergreifenden Funktionsbereichen zusammen, die differenziert jeweils die Systemkomponenten Strom, Wärme und Wasserstoff im Hinblick auf Erzeugung, Transport und Speicherung einzeln und im Zusammenwirken beschreiben (4.1 bis 4.11 sowie 5.1 und 5.2). Dabei werden neben der technischen Anlagenbeschreibung und deren jeweilige Funktion im Gesamtenergiesystem alle relevanten technischen und energetischen Daten sowie deren monetäre Bewertungen im System dargestellt. Die betriebswirtschaftlichen Angaben umfassen jeweils immer sowohl die Investitionen, die Förder- bzw. Zuschusssummen als auch die daraus resultierenden

Nettoinvestitionen. Weitere Angaben betreffen die jeweils relevanten Betriebs- und Brennstoffkosten der Anlagen.

Da die Windenergieanlagen (4.1) den unverzichtbaren elementaren Dreh- und Angelpunkt und die Grundbedingung für die Funktionalität des Gesamtenergiesystems darstellen, sind deren Ausgangsrahmenbedingungen und das zugehörige technische Konzept (4.1.1) ausführlich behandelt.

Eine wesentliche Rolle spielen auch die Photovoltaikanlagen (4.2) in ihrer unterschiedlichen Ausprägung. Sowohl das Konzept als auch alle relevanten technischen und energetischen Daten für Dach-aufgeständerte PV-Anlagen (4.2.1) sowie auch das für Freiflächenanlagen (4.2.2) ist, wie oben beschrieben, ausgeführt, erläutert und monetär bewertet.

Ein äußerst vorteilhaftes Asset stellt das beim Recyclinghof beim Schönbiegel konzipierte Biomasse-Blockheizkraftwerk (4.3) dar, da es neben der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme zusätzlich wertvolle Dienste für forst- und landwirtschafts-pflegerische Aufgaben der Gemeinde und ihrer Bürger erbringen kann.

Weiterhin besteht die Option, eine Biogas-Stromerzeugungsanlage (4.4) aufzubauen und in das Energiesystem einzubinden.

Wesentliches Element des Energiesystems sind auch Solarthermie-Freiflächen-Anlagen (4.5) zur direkten Gewinnung von Wärme aus der Solarstrahlung, die in Kombination mit zu errichtenden Erdwärmesonden (4.6), auf neuen Parkflächenüberdachungen oder auf weiteren noch festzulegenden Flächen zu errichten sind.

Ein neues und innovatives Anlagenelement bringt der Wasserstoff, in Form eines Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseurs (4.7), in das System ein. Diese neuartige Anlage kombiniert gleichzeitig die Wasserstoffelektrolyse aus erneuerbarem Strom mit einer Speicherfunktion. Funktional arbeitet der Elektrolyseur in Kombination mit einer Brennstoffzelle (4.8), die für die Rückverstromung des Wasserstoffs zuständig ist. So kann in Zeiten hohen Stromüberschusses aus erneuerbaren Energien Energie günstig für spätere Verwendungen vorgehalten werden.

Als Standard-Wandlungstechnologie agieren verschiedenartige Typen von Wärmepumpen, die mit typenbedingt unterschiedlich hohen Effizienzen sowohl zentral als auch dezentral aus erneuerbarem Strom Wärmeenergie produzieren. Oft werden in der Praxis die etwas weniger effizienten Luft-Wasser Wärmepumpen dezentral, also pro Gebäude, aber auch zentral (4.11.1) zur Einspeisung von Wärme in Fernwärmenetze konzipiert. Systemisch werden von Planern von hoch effizienten Wärmesystemen, wenn möglich, eher Sole-Wasser Wärmepumpen bevorzugt, da sie deutlich höhere Effizienzen, ausgedrückt in sogenannten Jahresarbeitszahlen (JAZ), besitzen. Diese werden dann entweder von einzelnen dezentralen Primärwärmequellen, wie Erdwärmesonden, -feldern oder Grundwasserentnahmesonden gespeist. Deutlich vorteilhafter sind Systeme, die die Primärseite der Wärmepumpe aus einem sogenannten Kalten Fernwärmenetz (5.2) versorgen.

Analoges gilt für Wärmepumpen (4.11.2), die den Abwasserleitungen einen beträchtlichen Teil ihrer Wärme entziehen.

Ein besonderes Element des Energiesystems stellt der Eisspeicher (4.10) dar. Dieser nutzt in Kombination mit sogenanntem Booster (Verstärkungs-) Wärmepumpen (4.11.3) in sehr effizienter Weise die beträchtliche latente Wärme (Schmelzwärme) von Eis zur Wärmespeicherung.

Ergänzend zur zeitlichen Flexibilisierung von Erzeugung und Bedarf des Wärmesystems wird der Bau eines saisonalen Erdspeichers (4.9) konzipiert. Besonders im zeitlichen Mittelfrist-Bereich erscheint es förderlich und notwendig, Ausgleichsenergiemengen zur Verfügung zu haben.

Der Energietransport (5) beschreibt Einsatzbereich, Technologie, Kosten einer konventionellen (5.1) und neuartigeren, aber bereits vielfach eingebauten kalten Fernwärme (5.2) und deren Abgrenzung und Diskussion der jeweiligen Vor- und Nachteile.

In Kapitel 6 wird die Nachfrage des Kerngebiets dargestellt. Dies geschieht in Aufteilung nach Strom und Wärme sowie nach Haushalten (6.1) und Gewerbe (6.2). Die Auswirkungen des Ausbaus der Elektromobilität zeigt Abschnitt 6.3 auf. In einem letzten Schritt wird dann auf Basis der angenommen Lastprofile zur Stromerzeugung und zur Stromnachfrage ein stündliches Differenzprofil erstellt, das darlegt, welche Strommengen noch aus dem Netz bezogen werden müssen (6.5).

Die gesamte technische Untersuchung bezieht sich nachfrageseitig auf ein sogenanntes Kerngebiet, das in Abbildung 2 dargestellt ist (äußere blaue Umrandung).

Auf der Grundlage der technisch-betriebswirtschaftlichen Planung der Versorgungstrategie wurden für das Realisierungskonzept die Organisationsstruktur 8.2) entwickelt, die kommunalwirtschaftlichen Voraussetzungen geprüft (8.3) und verfahrensrechtliche Ableitungen für die Gründung einer Kooperationsgesellschaft getroffen (8.4).

Bereits während der Ausarbeitung des technischen Konzeptes erfolgte ferner eine Untersuchung von rechtlichen Begünstigungen und der sog. Förderkulisse. Hierbei wurden einerseits Befreiungs- und andere Begünstigungsmöglichkeiten für Stromsteuer, Netzentgelte und Umlagen geprüft (8.5). Weiter wurden die für das Realisierungskonzept relevanten Fördermechanismen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes untersucht (8.6.1) und bundes- und landeseigene Förderprogramme einbezogen, die Investitionskosten- oder Betriebskostenzuschüsse für die relevanten Technologien vorsehen (8.6.2 bis 8.6.5).

Abschließend wurde die rechtliche Realisierungsfähigkeit im Übrigen betrachtet (8.7).

Aufbauend auf den technisch-betriebswirtschaftlichen Daten erfolgte die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojektes (9) aus Sicht der Gemeinde Birkenfeld sowie zur Vorbereitung der Gremienbefassung und der kommunalaufsichtsrechtlichen Prüfung. Die Ergebnisse wurden in einem Businessplan dokumentiert. Auf Grundlage der Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde ein Partizipationsmodell für die Bürgerinnen und Bürgern der Gemeinde Birkenfeld erarbeitet (10)

Die Umsetzungsschritte und die Zeitplanung sind in Form einer Roadmap dargestellt (11).

2 Szenariorahmen

Da die Umsetzung des Projekts nicht unter allen Rahmenbedingungen durchführbar ist, wurde ein Szenariorahmen entwickelt, der aufzeigt, welche Bedingungen erfüllt sein müssen, um das Projekt in der vorgeschlagenen Struktur umsetzen zu können.

Die generellen Rahmenbedingungen zur Bewertung sind:

- Dekarbonisierung bis 2040 (bilanziell)
- Basisjahr 2023
- Planungszeitraum bis 2045
- Kalkulationszinssatz: 7,5%
- Wirtschaftlichkeitsrechnung mit realen Preisen

2.1 Proaktives Szenario

Es wurde ein proaktives Szenario entwickelt, welches einen positiven Rahmen für die Umsetzung des Dekarbonisierungskonzepts beinhaltet. Dieses beinhaltet neben einigen quantitativen Parametern vor allem auch ein geeignetes Umfeld, um das Konzept umzusetzen. Abbildung 7 skizziert die Eckdaten dieses Szenarios.

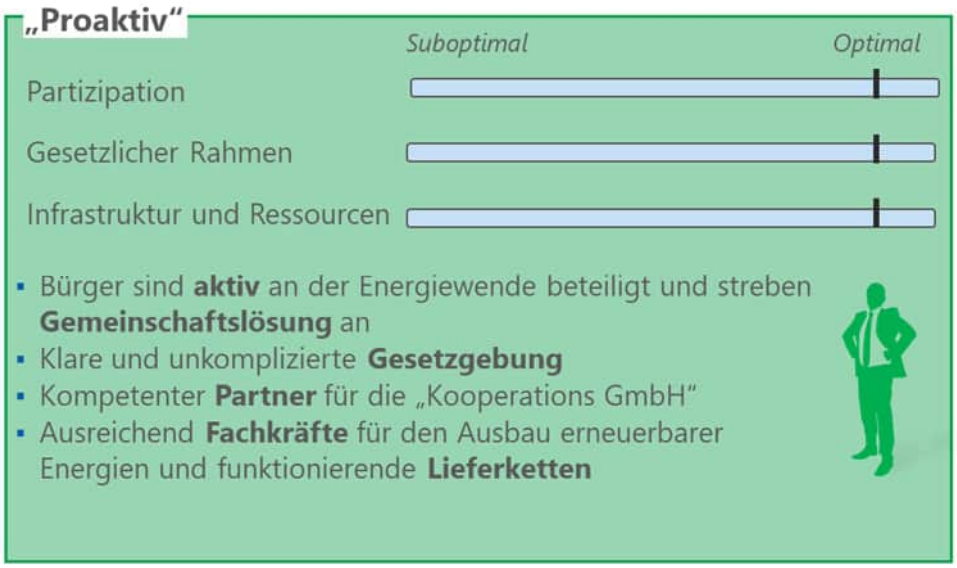


Abbildung 7: Ausgestaltung des proaktiven Szenarios

Im Einzelnen sind dies ein geeigneter gesetzlicher Rahmen, eine geeignete Infrastruktur mit ausreichend Ressourcen sowie die aktive Partizipation der Bürger.

Der gesetzliche Rahmen ist notwendig, da ein solches Konzept derzeit ohne Förderungen betriebswirtschaftlich nicht darstellbar ist. Die Umsetzung beinhaltet den kompletten Austausch bzw. Neubau der Erzeugungsinfrastruktur, den Neubau der Wärmeversorgung (Fernwärmenetze) sowie den Umbau der Heizungsinfrastruktur in den Gebäuden (Heizungen werden ersetzt durch Wärmetauscher oder Wärmepumpen). Dies soll in einem Zeitraum von 6 bis 7 Jahren stattfinden. Das ist ohne Förderungen nicht darstellbar.

Die geeignete Infrastruktur sowie ausreichende Ressourcen beinhalten vor allem Hersteller und Dienstleister, die in der Lage sind, ein solches Konzept im vollen Umfang in dem anvisierten Zeitrahmen umzusetzen. Dies ist insofern relevant, als dass solche Rahmenbedingungen allgemeingültig sind und Birkenfeld damit nicht die einzige Gemeinde sein wird, die derartige Konzepte umsetzen wird.

Die aktive und gemeinschaftsorientierte Beteiligung der Bürger ist notwendig, da ein solcher Systemwechsel ohne die Nutzer zwar technisch durchführbar ist, aber in diesem Fall auf erheblichen Widerstand stoßen wird. Beispielhaft sei hier die ortsnahe Aufstellung von 9 Windkrafträdern genannt, die mit einer Gesamthöhe von 250 m das Ortsbild mitbestimmen werden.

Unter diesen Rahmenbedingungen kann eine Strom- und Wärmeversorgung aufgebaut werden, die sich durch verschiedene zentrale Elemente definiert. Die wesentlichen Bausteine hierzu sind:

- 9 Windkraftanlagen
- Dach-PV und Freiflächen-PV
- BHKW (Biomasse) und Biogasanlage (Strom)
- Solarthermie (FW-Netzeinspeisung)
- Elektrolyseur zur Wasserstoffherstellung
- Brennstoffzelle zur Rückverstromung
- Eisspeicher und Saisonalspeicher zur Wärmespeicherung
- Zentrale Wärmepumpen (FW-Netzeinspeisung)

2.2 Reaktives Szenario

Dieses Szenario zeichnet sich durch seinen deutlich dezentraleren Lösungsansatz aus. Zwar wird auch hier der zentrale Baustein - die Windkraft - eine wichtige Rolle spielen, aber mit 5 Anlagen im Vergleich zu 9 Anlagen im proaktiven Szenario fällt dieser Baustein deutlich kleiner aus. Weiterhin können die Freiflächen-PV und auch die Biogasanlage in diesem Szenario entwickelt werden, da sie ebenfalls nur strombasiert sind. Es wird angenommen, dass sich der gesamte Wärmebereich dezentral entwickeln wird. Damit entfallen die Wärmespeichertechnologien sowie die Fernwärmenetze. Eine grundsätzliche Gefährdung der Dekarbonisierung ist damit zunächst nicht verbunden. Jedoch ist davon auszugehen, dass die Entwicklung deutlich langsamer ablaufen wird und sich im Wesentlichen an den gesetzlichen Anforderungen ausrichten wird.

Damit entfällt im reaktiven Szenario eine wesentliche Geschäftsgrundlage für eine zu gründende Versorgungs- und Dienstleistungsgesellschaft, und die Umsetzung der Dekarbonisierungsmaßnahmen liegt wärmeseitig in der Hand der Nutzer.

3 Gesamtkonzept

3.1 Kurzbeschreibung

Für das betrachtete Kerngebiet ist zunächst einmal die Verbrauchsstruktur relevant, auf die das Versorgungskonzept dann auszulegen ist. Folgende, heutige Eckwerte wurden ermittelt:

- Strom Haushalte: 2,9 GWh/a
- Strom Gewerbe/Industrie: 50,0 GWh/a
- Wärme Haushalte: 25,5 GWh/a
- Wärme Gewerbe/Industrie: 17,5 GWh/a (im Wesentlichen für Raumwärme, aber nicht genau bekannt)

Da ein Großteil des gesamten Wärmeversorgungssystems bis 2030 errichtet sein soll, kann man davon ausgehen, dass die Nachfrage für Wärme und Strom im Wesentlichen konstant bleibt, bzw. die Änderungen so gering sind, dass sie ein grundsätzliches Überdenken des geplanten Ansatzes nicht erfordern. Daher wird zunächst mit den heutigen Verbrauchsdaten geplant.

Das technische Gesamtkonzept besteht aus mehreren Bereichen, die ineinandergreifen:

- Zentrale Erzeugung
- Wärmeverteilung
- Dezentrale Erzeugung
- Verbrauch

Da im Rahmen des reaktiven Szenarios ausschließlich die zentralen Elemente der reinen Stromversorgung (Wind, PV, Biogas) berücksichtigt werden, wenn auch in einem anderen Umfang, wird hier auf eine graphische Darstellung verzichtet.

Ein anderes Bild ergibt sich im proaktiven Szenario. Aufgrund seines Leuchtturmcharakters sind hier neben den klassischen Technologien innovative Elemente berücksichtigt worden. Insbesondere sind hier die „Wasserstoffschiene“ mit dem Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseur, der Eisspeicher in Verbindung mit der Geothermie sowie die zwei sich ergänzenden Fernwärmenetze zu nennen. Generell ist die umfangreiche Verknüpfung der verschiedenen Erzeugungs-, Speicher- und Transportstrukturen ein wesentliches Merkmal des technischen Grobkonzepts in diesem Szenario.

Das Schema des technischen Grobkonzepts im proaktiven Szenario ist im folgenden Blockschaltbild (siehe Abbildung 8) dargestellt.

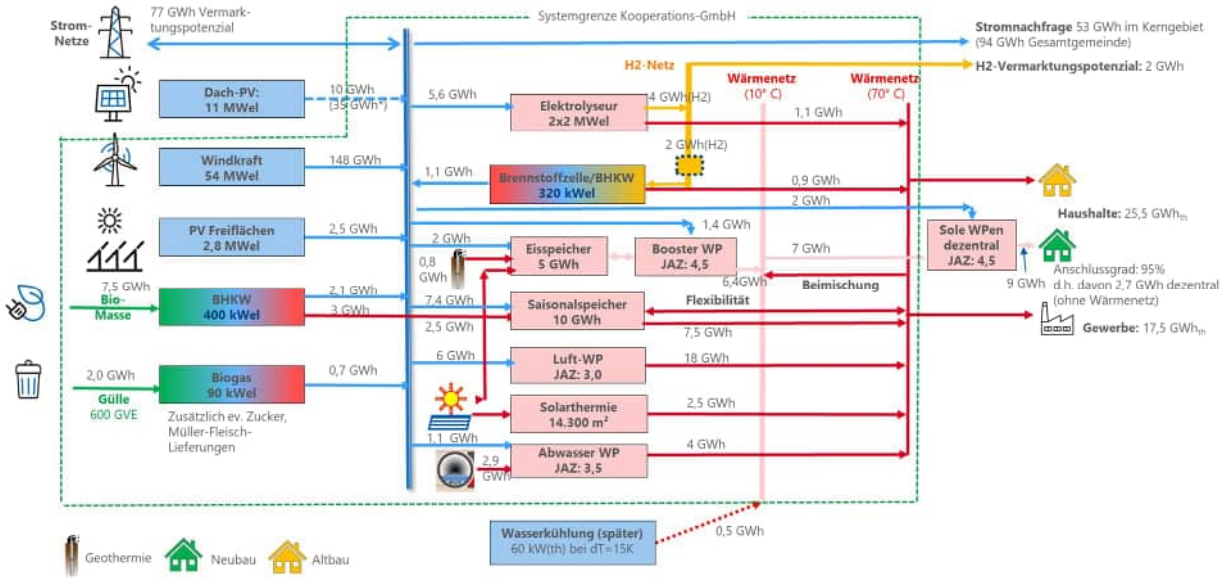


Abbildung 8: Blockschaltbild zur CO_2-neutralen Energieversorgung Birkenfeld im proaktiven Szenario

Insgesamt weist das System acht energetische Eingangsgrößen auf:

- Wind (Strom)
- Sonne (PV: Strom, Kollektoren: Wärme)
- Biomasse (Holz: Strom, Wärme)
- Biogas (Gülle: Strom, Wärme)
- Abwasser-Wärme (Wärme)
- Umgebungswärme (Wärme)
- Geothermie (Wärme)
- Netzstrom (elektrisch)

Davon ist derzeit ausschließlich die Biomasse ein kostenpflichtiger Energieträger. Daher definiert sich das gesamte System ökonomisch fast ausschließlich durch Investitionen sowie Wartungs- und allgemeine Betriebskosten.

Die „Stromschiene“ setzt sich aus den Erzeugern Windkraft, Agro-PV, Dach-PV, Biomasse- und Biogas-BHWK, dem Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseur (ZZE) und einer Brennstoffzelle (H_2-Rückverstromung) zusammen. Insgesamt werden rund 165 GWh Strom erzeugt. Die alles überragende Rolle spielt die Windkraft, die mit 148 GWh rund 90% der Erzeugung ausmacht. Die PV (Dach, Freifläche) ist für weitere 7% verantwortlich. Alle anderen Elemente liefern zusammen die restlichen 3%. Diese 3% sind jedoch planbar, d. h. sie unterliegen keiner natürlichen Fluktuation. Mögliche Versorgungslücken können durch Netzstrom gedeckt werden.

Die „Wärmeschiene“ ist ähnlich vielfältig aufgebaut. Sie setzt sich aus den Elementen Biomasse- und Biogas-BHWK, einer Geothermieanlage, einer Abwasserwärmequelle mit angeschlossener Wärmepumpe, einem Eisspeicher mit angeschlossener Wärmepumpe, einem Saisonalspeicher, der Abwärmenutzung aus der ZZE (Zink-Zwischenschritt Elektrolyse) sowie 2 Fernwärmenetzen zur Verteilung (kalte FW, klassische FW) mit einer weiteren Luft-Wärmepumpe für die direkte Einspeisung in das Wärmenetz zusammen.

Wärmeseitig sind die wärmepumpenbasierten Elemente sowie die „Wasserstoffschiene“ stromabhängig. Da diese Wärmeerzeuger gut 50% der notwendigen Wärme erzeugen, wird deutlich, dass Strom, neben

den natürlichen Primärenergiequellen Wind, Sonne und Geothermie, die überragende Rolle in diesem System spielt. Ruft man sich jetzt noch einmal die zentrale Rolle der Windkraft ins Gedächtnis, so wird deutlich, dass das ganze System nur mit der Windkraft funktionsfähig ist.

Die verschiedenen Elemente sind in und um Birkenfeld herum verortet. Die nachfolgende Graphik zeigt die verschiedenen Standorte.

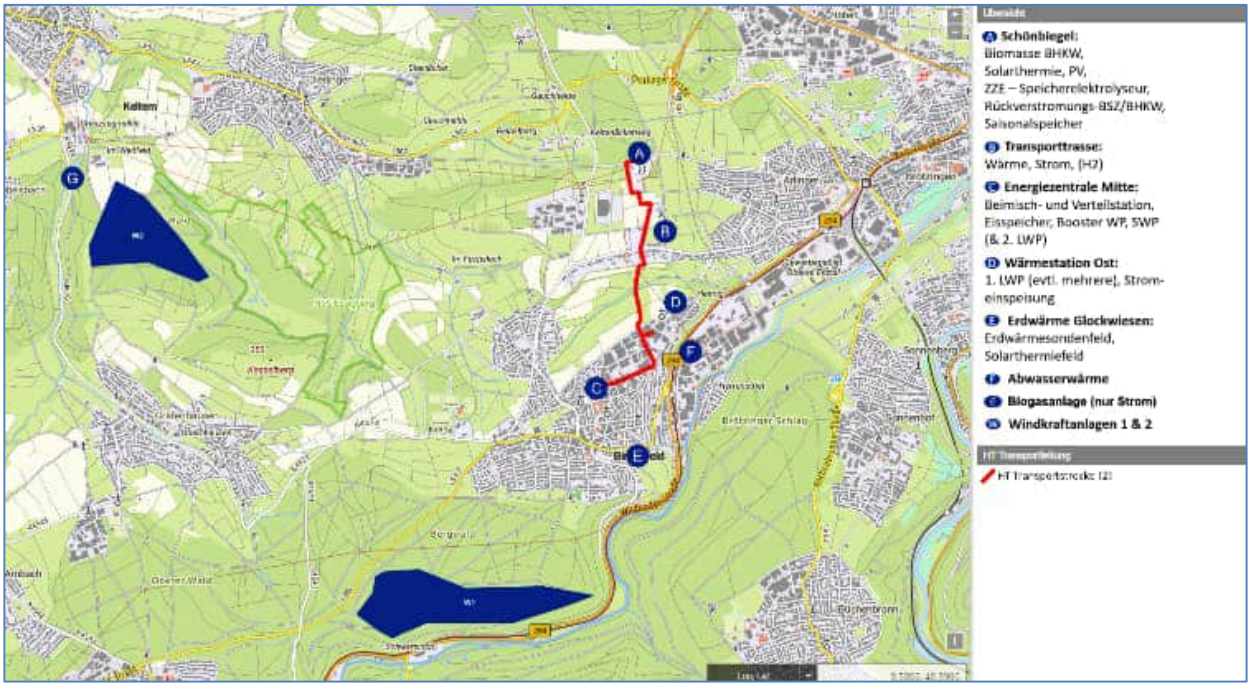


Abbildung 9: Örtliche Darstellung der Elemente der Energieversorgung und -verteilung (proaktives Szenario)

3.2 Systemtechnische Bewertung

Durch die Vielzahl der technischen Bausteine, die zudem untereinander vernetzt sind, ist das gesamte System sehr komplex. Daher sollte im Rahmen einer Detailplanung auch untersucht werden, inwieweit Vereinfachungen das System besser handhabbar machen. In erster Linie sind hier die Bausteine der Wasserstoffproduktion inklusive der nachgelagerten Rückverstromung, der Eisspeicher mit der nachgelagerten Wärmepumpe sowie das Biomasse-BHKW zu betrachten. Darüber hinaus ist genau zu prüfen, unter welchen Bedingungen zwei FW-Netze sinnvoll sind.

Die „Wasserstoffschiene“ leistet keinen bedeutenden Betrag zur Dekarbonisierung. Wärmeseitig lässt sie sich einfach durch Wärmepumpen ersetzen. Stromseitig werden zwar planbar 1,1 GWh erzeugt, die aber für das Gesamtsystem nicht entscheidend sind.

Der Eispeicher erfüllt im Winter die gleiche Funktion wie der Saisonalspeicher. Im Sommer kann er als Kältespeicher für mögliche Raumkühlungen genutzt werden. Da er an das kalte FW-Netz angeschlossen ist, lässt sich diese Funktion aber auch durch Wärmepumpen abbilden.

Das Biomasse-BHKW könnte durch eine reine Kesselanlage ersetzt werden. Hierdurch kann das aufwendige Vergasungsverfahren für das Holz umgangen werden. Man verliert dadurch etwa 2,1 GWh an planbarer Stromproduktion. Dies ist jedoch im Vergleich zur gesamten Stromproduktion nicht von überragender Bedeutung.

Das klassische FW-Netz ermöglicht es, die Raumwärmeversorgung des Gebäudebestandes mit den eher geringen Dämmwerten und den bestehenden Heizungssystemen einfach umzustellen. Dies trifft auf einen Großteil der bestehenden Gebäude zu. Das kalte FW-Netz ist eher für gute gedämmte Gebäude (z. B. Niedrigenergiehäuser) interessant. Diese Gebäude sind derzeit jedoch noch nicht flächendeckend vorhanden. Allerdings wird ihr Anteil steigen. Darüber hinaus ermöglicht die kalte FW die Kühlung der Gebäude an heißen Tagen, ein Aspekt, dessen Bedeutung zunehmen wird. Solche Konzepte lassen sich aber auch - zumindest im Neubau - gut dezentral lösen. Daher ist eine genaue Analyse eines kalten FW-Netzes im Rahmen einer Detailplanung unerlässlich.

4 Energieangebot und zentrale Umwandlung

4.1 Windkraft

4.1.1 Analyse der verfügbaren Flächen für Stromerzeugung aus Windenergie

Im Folgenden werden als Grundlage des technischen Konzepts des Windparks die verfügbaren Flächen für Stromerzeugung aus Windenergie analysiert.

Vorranggebietsentwürfe des Teilregionalplans Windenergie

Der Regionalverband Nordschwarzwald, zu dessen Planungsgebiet die Gemeinde Birkenfeld gehört, arbeitet zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Realisierungskonzeptes an der Aufstellung des Teilregionalplans für die Windenergie mit dem Ziel, mindestens 1,8 % der Regionsfläche für die Entwicklung und Nutzung durch Windenergie regionalplanerisch auszuweisen. Diese 1,8 % entsprechen dem Flächenbeitragswert von Baden-Württemberg im Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), der gleichmäßig auf die zwölf Regionen übertragen wurde. Bundesweit ist eine Fläche von 2 % des Staatsgebiets für die Nutzung durch Windenergie vorgesehen.

Die Gemeinde Birkenfeld hat aktiv an dem durch den Regionalverband Nordschwarzwald initiierten informellen Beteiligungsverfahren in Q2 2023 teilgenommen und die vom Regionalverband Nordschwarzwald unter Berücksichtigung von Kriterien zur Planung von Vorranggebieten für Windenergieanlagen entworfene Suchraumkulisse um weitere Flächen ergänzt.

Aktuell läuft für die Entwurfsflächen die strategische Umweltprüfung, die im zweiten Halbjahr 2023 abgeschlossen werden soll. Zum 22.11.2023 ist geplant, die Gebiete, die die strategische Umweltprüfung bestanden haben, als Planentwurf in den sogenannten Anhörungsentwurf zu überführen und im Dezember 2023 erneut der Öffentlichkeit zur Beteiligung vorzulegen. Am Ende des Verfahrens wird der Regionalverband die finale Vorranggebietskulisse erstellen.

Für die Planung und Entwicklung von Windenergieanlagenstandorten zu berücksichtigende Kriterien für Restriktionsflächen wie Abstände zu Wohnbebauung und bestehender Infrastruktur sowie naturschutzrechtliche Restriktionsflächen sind bereits durch den Regionalverband Nordschwarzwald in der Suchraumkulisse berücksichtigt.

Während der Erstellung des technischen Konzepts des Windparks im Rahmen des vorliegenden Realisierungskonzepts hat Fichtner die durch die Gemeinde Birkenfeld beim Regionalverband Nordschwarzwald eingereichte Suchraumkulisse einer weiteren GIS-Analyse unterzogen. Hierbei wurden die folgenden, zusätzlichen, und potenziellen Restriktionsflächen identifiziert und bei der Platzierung der Anlagen in den betrachteten Flächen soweit möglich sinnvoll berücksichtigt:

- Waldkindergarten:
  Ca. 750 m nordöstlich der Fläche Bergwald befindet sich ein Waldkindergarten, um den ein überschlägiger pauschaler Vorsorgeabstand von 500 m von Fichtner angenommen wurde. Für das vorliegende Realisierungskonzept und aufgrund der laufenden Untersuchungen des Regionalverbandes wurde dieser inoffizielle Vorsorgeabstand nicht als bindend berücksichtigt und ist

nur informativ in der folgenden Karte dargestellt.

- Wohngenutzte Einzelgebäude im Außenbereich:
  Südlich der Fläche Bergwald im Enztal gelegen befinden sich laut Daten der Raumordnung zwei wohngenutzte Einzelgebäude im Außenbereich, die bisher keine Berücksichtigung bei der Definition der Suchraumkulisse der Gemeinde Birkenfeld gefunden haben. Nach den Kriterien des Regionalverbands sind zu diesen Gebäuden Vorsorgeabstände von 500 m einzuhalten. Für das vorliegende Realisierungskonzept und aufgrund der laufenden Untersuchungen des Regionalverbandes wurde kein Vorsorgeabstand zu diesen wohngenutzten Einzelgebäuden im Außenbereich eingehalten, und es wird empfohlen, die Ergebnisse der strategischen Umweltprüfung abzuwarten.

- Abstand zu Gemeinbedarfs- und Grünflächen:
  Nach der von Fichtner durchgeführten GIS-Analyse und den digital verfügbaren Karten des Regionalverband Nordschwarzwald wurde bei der Erstellung der Suchraumkulisse durch den Regionalverband ein Vorsorgeabstand von 250 m zu Gemeinbedarfs- und Grünflächen eingehalten. Die Suchraumkulisse der Gemeinde Birkenfeld berücksichtigt zu diesen Flächen einen Abstand von 200 m. Der größere Vorsorgeabstand von 250 m des Regionalverbands wurde für das Realisierungskonzept berücksichtigt und die Flächen der Suchraumkulisse der Gemeinde Birkenfeld damit unerheblich verkleinert.

Die von der Gemeinde Birkenfeld beim Regionalverband eingereichte Suchraumkulisse und die oben aufgeführten zusätzlichen potenziellen Restriktionsflächen sind in folgender Karte dargestellt.

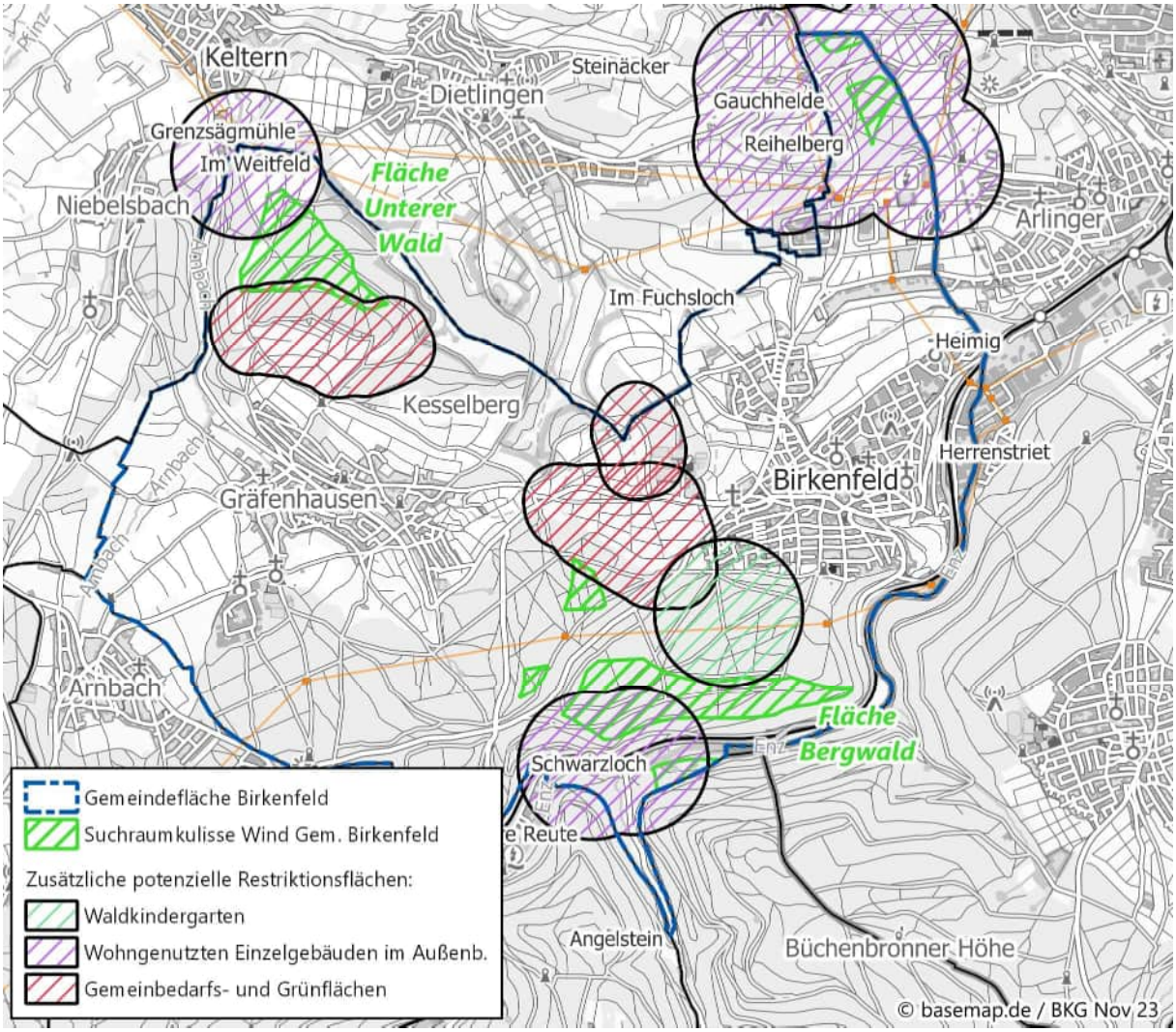


Abbildung 10: Suchraumkulisse Wind und zusätzliche potenzielle Restriktionsflächen

Aufgrund der Nähe zu Wohnbebauung und um die Fläche Bergwald südlich der in Ost-West-Richtung verlaufenden 110 kV Freileitungstrasse zu bündeln, wurde die nördliche der beiden Kleinflächen westlich der großen Fläche Bergwald im Rahmen des Realisierungskonzeptes nicht weiter betrachtet. Zudem wurde die Fläche südlich der Enz aufgrund ihrer Größe und der durch den Taleinschnitt abgetrennten Lage, was eine Erschließung und Anbindung an die Fläche Bergwald unrealistisch erscheinen lässt, für das Realisierungskonzept verworfen. Die beiden Flächen im Norden der Gemeindefläche können aufgrund der Nähe zu wohngenutzten Einzelgebäuden im Außenbereich ebenfalls verworfen werden.

Flächennutzung und Topografie

Basierend auf den von der Gemeinde Birkenfeld zur Verfügung gestellten Orthofotos und den ALKIS/DLM Daten sind die betrachteten Flächen Bergwald und Unterer Wald, wie der Name schon sagt, komplett mit Wald bedeckt. Abgesehen von bestehenden Forstwegen befindet sich keine Infrastruktur in den betrachteten Flächen. Nördlich der Fläche Bergwald verläuft eine 110 kV Freileitungstrasse, zu der ein Vorsorgeabstand von 180 m eingehalten wird.

Die Topografie am Standort wurde für das technische Konzept des Windparks mit Daten des globalen NASADEM Höhenmodells der NASA analysiert. Basierend auf diesen von der ursprünglichen Shuttle

Radar Topography Mission (kurz SRTM) abgeleiteten Daten ergibt sich die folgende topografische Beschreibung der beiden Flächen Bergwald und Unterer Wald.

Tabelle 1: Topografie der betrachteten Flächen (NASADEM-Daten)

Fläche	Mittlere Höhe	Minimale Höhe	Maximale Höhe
Bergwald	445 m	365 m	476 m
Unterer Wald	286 m	249 m	322 m

Die Fläche Bergwald liegt mit einer Differenz von 159 m in der mittleren Höhe damit deutlich höher als die Fläche Unterer Wald, was sich auch in den Windverhältnissen widerspiegelt (siehe unten).

Flächen mit einer Steigung >30% oder >16,7° gelten typischerweise als zu steil für den Bau und die Errichtung einer Windenergieanlage. Mittels einer GIS-Analyse des Höhenmodells wurden entsprechende Gebiete im Projektgebiet identifiziert und, soweit möglich, bei der Auswahl von Windenergieanlagenstandorten gemieden. Lediglich bei der Fläche Bergwald wurde die westlichste Anlage aus Platzgründen etwas im abfallenden Gelände in Richtung Enz platziert.

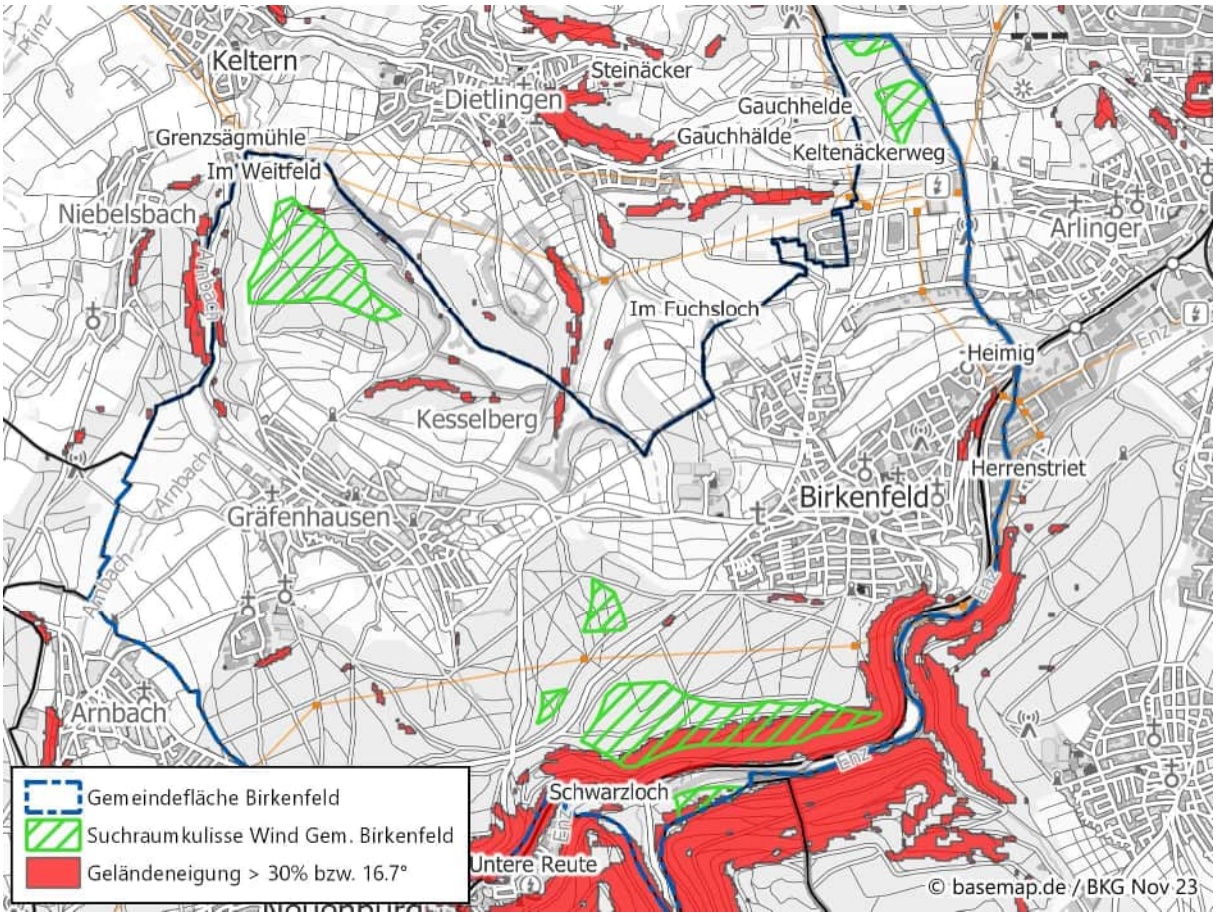


Abbildung 11: Suchraumkulisse Wind und Flächen mit Geländeneigung > 30% bzw. 16,7°

Windverhältnisse am Standort

Die Windverhältnisse im Projektgebiet lassen sich aufgrund bisher nicht stattgefundener Windmessungen am Standort zunächst lediglich über modellierte Winddaten ableiten. Als Eingangsdaten für das technische Konzept des Windparks wurden verschiedene Datenquellen herangezogen und miteinander verglichen.

Als besonders geeignete Datenquelle für die Windverhältnisse am Standort wird der Windatlas Baden-Württemberg angesehen, der im Mai 2019 durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg veröffentlicht wurde. Die Erstellung erfolgte im Auftrag des Ministeriums durch die Firma AL-PRO GmbH & Co. KG. Die Daten haben eine räumliche Auflösung von 30 m.

Für die Erstellung des Realisierungskonzepts wurden von Fichtner die folgenden Datensätze des Windatlas Baden-Württemberg bezogen:

- mittlere Windgeschwindigkeit auf 160 m Höhe (als TIF-Rasterdatei)
- sektorweise Windverhältnisse auf 140 m Höhe (als WRG-Datei)
- sektorweise Windverhältnisse auf 160 m Höhe (als WRG-Datei)
- sektorweise Windverhältnisse auf 180 m Höhe (als WRG-Datei)
- Unsicherheit der Windgeschwindigkeit (als TIF-Rasterdatei)

Neben diesen Daten hat Fichtner zudem Rasterdaten des GlobalWindAtlas bezogen und mit denen des Windatlas Baden-Württemberg verglichen. Der GlobalWindAtlas in seiner aktuellen Version 3.X entstand als Partnerprojekt der Abteilung Windenergie der Technischen Universität von Dänemark (auch bekannt als „DTU Wind Energy“) und der Weltbank Gruppe bestehend aus der Weltbank und der Internationalen Finanz-Corporation (IFC).

Die Modellierung der globalen Windverhältnisse in einer Auflösung von 3 km übernahm die Firma Vortex aus Spanien, basierend auf ERA5 Reanalyse-Daten der ESA. Damit ist die Auflösung um den Faktor 100 geringer als bei den Daten des Windatlas Baden-Württemberg.

Ein Vergleich der Windverhältnisse der beiden Datenquellen zeigt, dass der GlobalWindAtlas die Windverhältnisse im Projektgebiet auf 150 m um 1,0 bis 1,5 m/s höher darstellt als der Windatlas Baden-Württemberg auf 160 m.

Aufgrund der höheren Auflösung und des Fokus auf die lokalen Gegebenheiten in Baden-Württemberg wurde der Windatlas Baden-Württemberg für die weiteren Analysen und Abschätzung des Energieertrags herangezogen - zumal das Modellergebnis bereits im räumlichen WRG-Format für die direkte Nutzung in WindPro vorliegt.

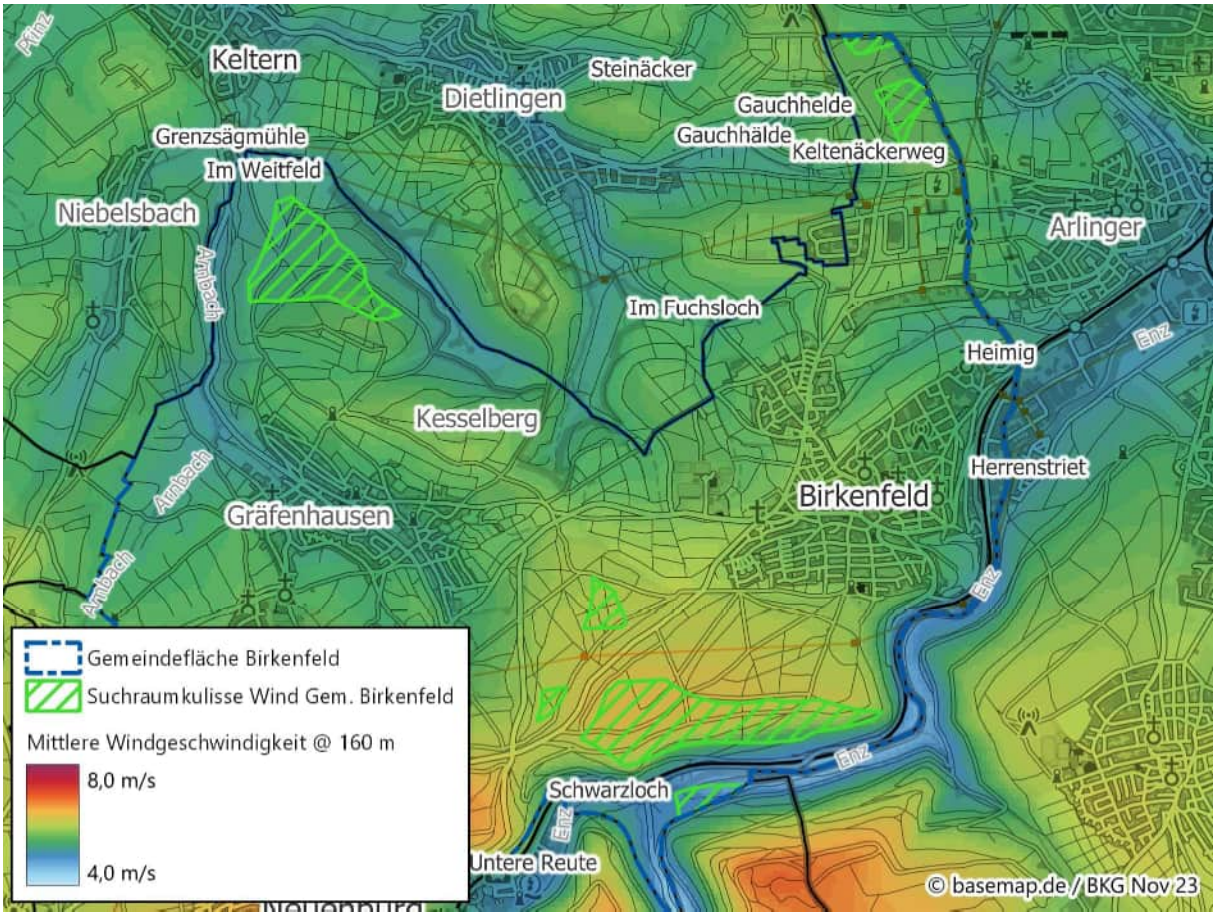


Abbildung 12: Suchraumkulisse Wind und Windverhältnisse nach Windatlas Baden-Württemberg

Zusätzlich zu den räumlichen Winddatenquellen wurden für das technische Konzept des Windparks stündlich aufgelöste EMD WRF-Europe+ Reanalyse-Daten an einem Modellknoten 1075 m nordwestlich der Fläche Bergwald und 1252 m nordöstlich der Fläche Unterer Wald bezogen. Diese Daten wurden für die Erstellung des stündlichen Erzeugungsgangs der Windenergieanlagen benötigt.

Basierend auf den verfügbaren Winddatenquellen wurde am Standort eine Hauptwindrichtung von 240° festgelegt und für die Entwicklung des Grob-Layouts des Windparks verwendet.

Situation zur Zuwegung und Netzanbindung

Die betrachteten Flächen können beide über bestehende öffentliche Straßen sowie Forst- und Wirtschaftswege erschlossen werden. Für die Zuwegung sind Teile der Wege - vor allem die standortnahen Forstwege - je nach ausgewähltem Windenergieanlagentyp und nach den Spezifikationen des Windenergieanlagenherstellers - auszubauen. Eine detaillierte Transportstudie durch den Anlagenhersteller bzw. dessen Logistikunternehmen für die Großtransporte wird typischerweise zu einem späteren Zeitpunkt der Projektentwicklung angefertigt. Aufgrund der räumlichen Nähe zur Bundesautobahn A8 kann von einer Anfahrt über die Anschlussstelle Pforzheim-West, die Bundesstraße B463n (Westtangente), die Landesstraße L562, die Kreisstraße K4538 und die Landesstraße L565 bzw. Kreisstraße K4576 und die Ellmendinger Straße bis zu den beiden betrachteten Flächen ausgegangen werden.

Typischerweise erfolgt der Anschluss von Windparks in der geplanten Größenordnung auf der 110 kV Spannungsebene und für das vorliegende Projekt im Verteilnetz der Netze BW. Der Anschluss erfolgt

dabei über ein Windpark-eigenes Umspannwerk, das die 20-30 kV Mittelspannung der Windenergieanlagen auf eine Hochspannung von 110 kV transformiert. Dieses Umspannwerk muss standortnah zum zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt durch den Windpark-Eigentümer gebaut und betrieben werden.

An beiden potenziellen Standorten verlaufen 110 kV Freileitungen. Diese kommen daher als mögliche Netzverknüpfungspunkte in Frage. Die Entscheidung hierzu liegt bei der Netze BW und deren gesamtwirtschaftlichen Analysen sowie den Netzkapazitäten am Standort nach konkreter Anfrage eines Netzverknüpfungspunktes in der späteren Projektentwicklung.

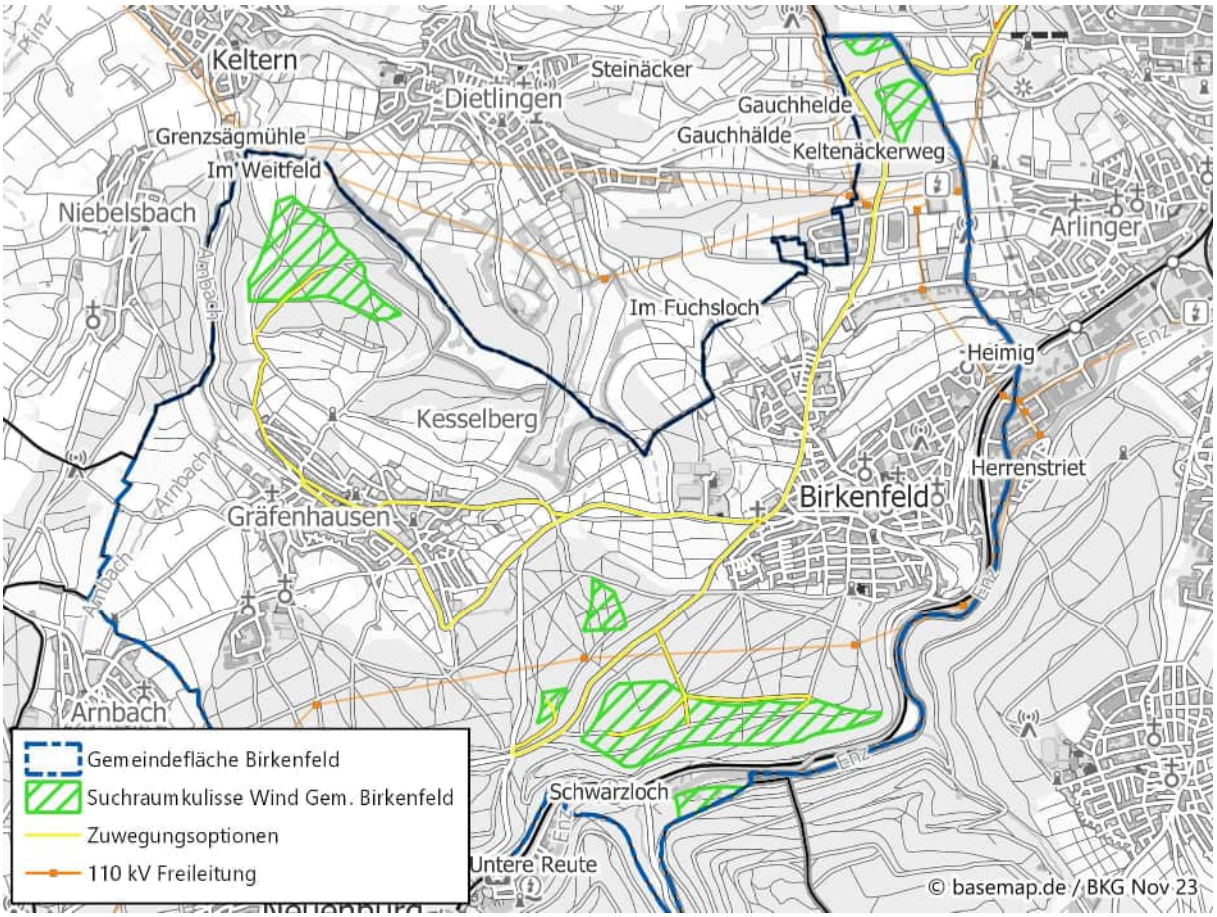


Abbildung 13: Suchraumkulisse Wind, Zuwegungsoptionen und 110 kV Freileitung

Betrachtete Flächen für das technische Konzept des Windparks

Für das vorliegende Realisierungskonzept wurde basierend auf der von der Gemeinde eingebrachten erweiterten Suchraumkulisse in den Planungsprozess des Regionalverbands Nordschwarzwald sowie den Ergebnissen der oben durchgeführten Analysen entschieden, die folgenden Flächen weiter zu betrachten:

- Fläche Bergwald inkl. abgetrennter kleiner Fläche im Westen (westlich der Landesstraße 565)
- Fläche Unterer Wald

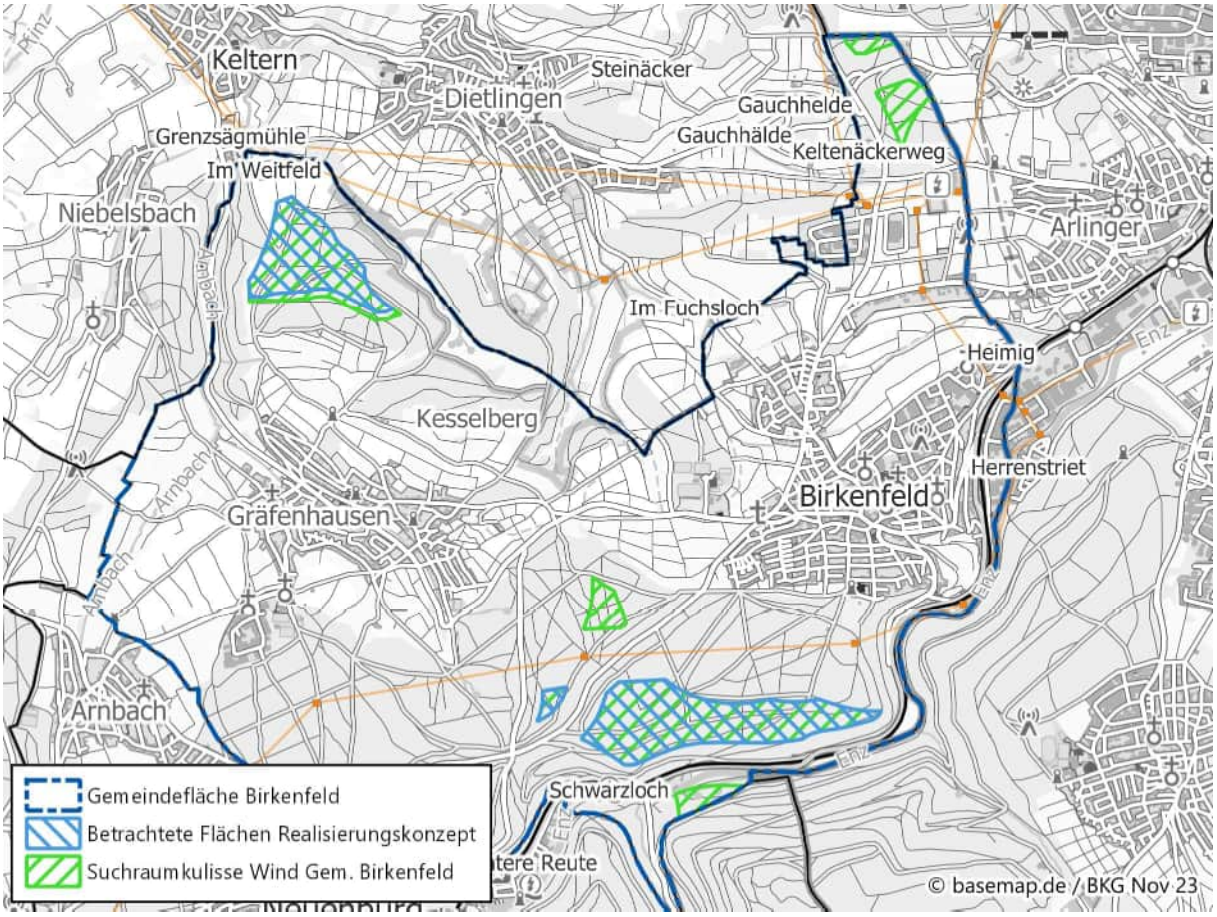


Abbildung 14: Suchraumkulisse Wind und betrachtete Flächen Realisierungskonzept

Unter Berücksichtigung eines typischen Rotordurchmessers aktueller Anlagen für Schwachwindstandorte in Süddeutschland von 175 m, ergibt sich je nach angesetzten Mindestabständen die folgende Anzahl an Anlagenstandorten für die betrachteten Flächen:

- Fläche Bergwald: maximal 4-6 Windenergieanlagen
- Fläche Unterer Wald maximal 2-3 Windenergieanlagen

4.1.2 Entwicklung Grob-Layout des Windparks

Ein erstes Grob-Layout der Windenergieanlagenstandorte wird im Folgenden erarbeitet und dargestellt.

Auswahl beispielhafter Windenergieanlagen

Für die Entwicklung eines ersten Grob-Layouts des Windparks werden drei beispielhafte Schwachwind-Windenergieanlagen-Modelle, wie sie in aktuellen Projekten in Süddeutschland von den Herstellern angeboten und von Projektentwicklern eingekauft werden, betrachtet.

Tabelle 2: Beispielhafte Windenergieanlagen

Hersteller	Anlagentyp	Maximale Nennleistung	Rotordurchmesser	Verfügbare Nabenhöhe	Exemplarische Nabenhöhe
Enercon	E-175 EP5	6,00 MW	175 m	162 m	160 m
Nordex	N175/6.X	6,22 MW	175 m	142 m	
Vestas	V172-7.2 MW	7,20 MW	172 m	164 m	

Die ausgewählten Beispiel-Windenergieanlagen werden in verschiedenen Nabenhöhen angeboten. Um eine Vergleichbarkeit der Energieerträge der jeweiligen Anlagen herstellen zu können, wurde eine fiktive exemplarische Nabenhöhe von 160 m ausgewählt. Bei Rotordurchmessern von 172 bis 175 m ergibt sich damit eine Gesamthöhe der Anlage von maximal 250 m, was einer typischen genehmigungsrechtlichen Vorgabe bzw. der maximal erlaubten Gesamtbauwerkshöhe in Flächennutzungsplänen entspricht.

Bei den tatsächlich verfügbaren Nabenhöhen wurden die von den Herstellern angebotenen Nabenhöhen ausgewählt, die zusammen mit dem Rotorradius möglichst eine Gesamthöhe der Anlage von 250 m ergeben. Die betrachteten verfügbaren Nabenhöhen der Enercon- und Vestas-Windenergieanlagen liegen mit 162 und 164 m dicht beieinander. Für die ausgewählte Nordex-Windenergieanlage gibt es aktuell keine auf diese Maximalgesamthöhe passende Nabenhöhe, wodurch die ausgewählte verfügbare Nabenhöhe von 142 m deutlich niedriger ausfällt als die Nabenhöhen der Enercon- und Vestas-Windenergieanlagen.

Auswahl der Anlagenstandorte

Bei der Platzierung der Anlagenstandorte in den beiden betrachteten Flächen wurde der größte Rotordurchmesser der drei Beispielanlagen von 175 m angesetzt, um die anzuwendenden Mindestabstände zwischen den Windenergieanlagen zu ermitteln.

Bei der Platzierung der Anlagenstandorte in den betrachteten Flächen wurde die sogenannte Rotor-out Planung angewandt, da die vom Regionalverband Nordschwarzwald angelegten Vorsorgeabstände zu z.B. bestehender Infrastruktur wie Straßen und Freileitungen bereits eine typische Rotorgröße berücksichtigen und diese entsprechend auf die anzuwendenden Abstände addiert wurde.

Für die zwei betrachteten Flächen wurden zwei Layout-Szenarien mit progressiven und konservativen Mindestabständen zwischen den Anlagen entworfen, die die folgende Anzahl an Windenergieanlagen je Fläche und Szenario ergeben:

- Fläche Bergwald:
  - Szenario Proaktiv: sechs Windenergieanlagen-Standorte bei Mindestabständen von drei Rotordurchmessern in Haupt- und zwei Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung
  - Szenario Reaktiv: vier Windenergieanlagen-Standorte bei Mindestabständen von vier Rotordurchmessern in Haupt- und drei Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung
- Fläche Unterer Wald:
  - Szenario Proaktiv: drei Windenergieanlagen-Standorte bei Mindestabständen von drei Rotordurchmessern in Haupt- und zwei Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung

- Szenario Reaktiv: zwei Windenergieanlagen-Standorte bei Mindestabständen von vier Rotordurchmessern in Haupt- und drei Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung

Es wurde für alle drei beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle nur jeweils ein Layout für die vier Layout-Szenarien entwickelt, da sich die anzuwendenden Mindestabstände aufgrund der nahezu identischen Rotordurchmesser kaum unterscheiden und sich dadurch keine großen Verschiebungen der Anlagen-Standorte ergeben würden.

Die Standorteignung der ausgewählten beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle unter Berücksichtigung der Layout-Szenarien muss zu einem späteren Projektentwicklungszeitraum mittels Gutachten zur Standorteignung und/oder durch eine Lastrechnung des Anlagen-Herstellers geprüft und sichergestellt werden. Eine Abschätzung hierzu über die angesetzten Mindestabstände hinaus fand im Rahmen des Realisierungskonzeptes nicht statt.

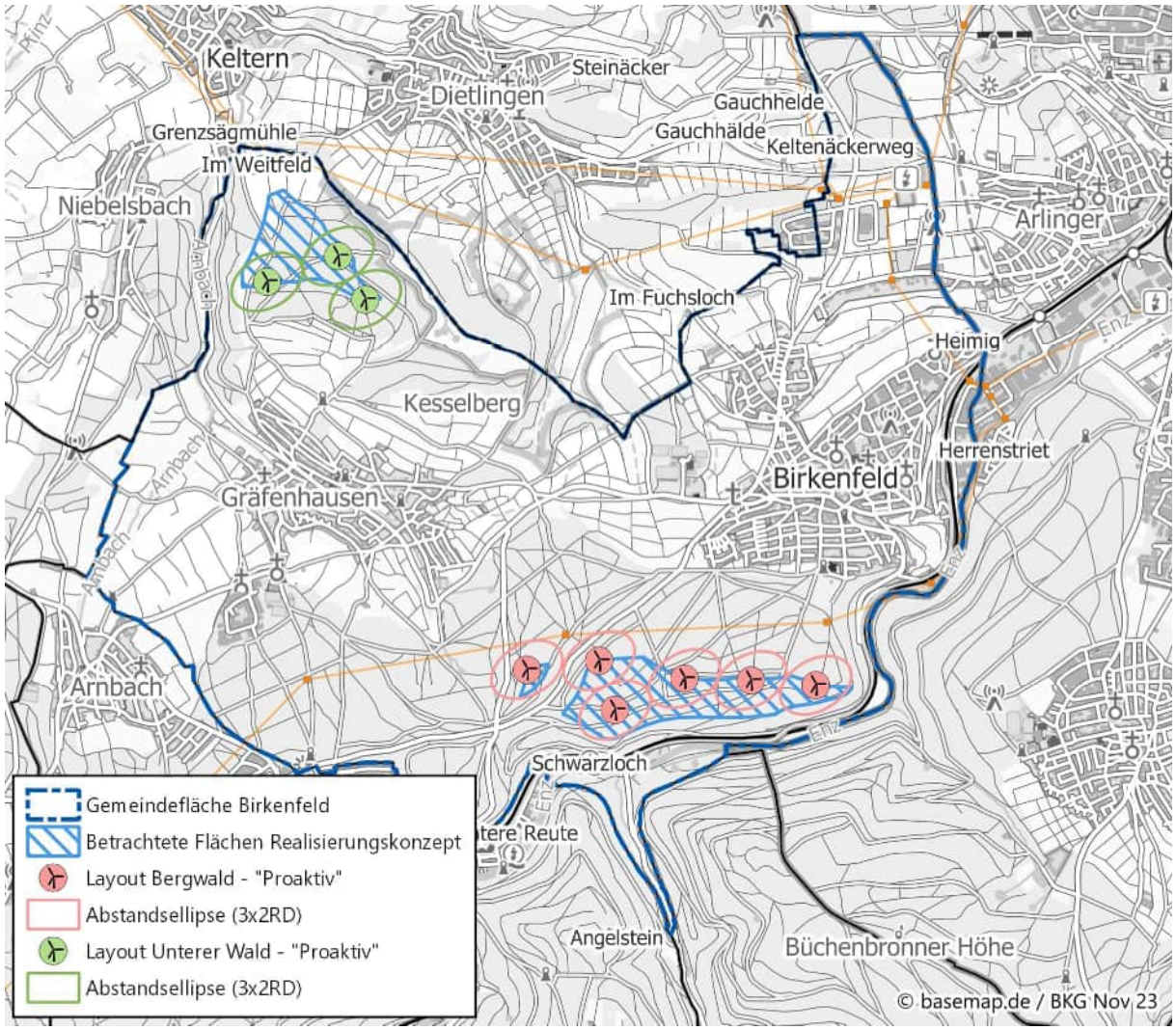


Abbildung 15: Proaktive Layout-Szenarien Fläche Bergwald und Unterer Wald

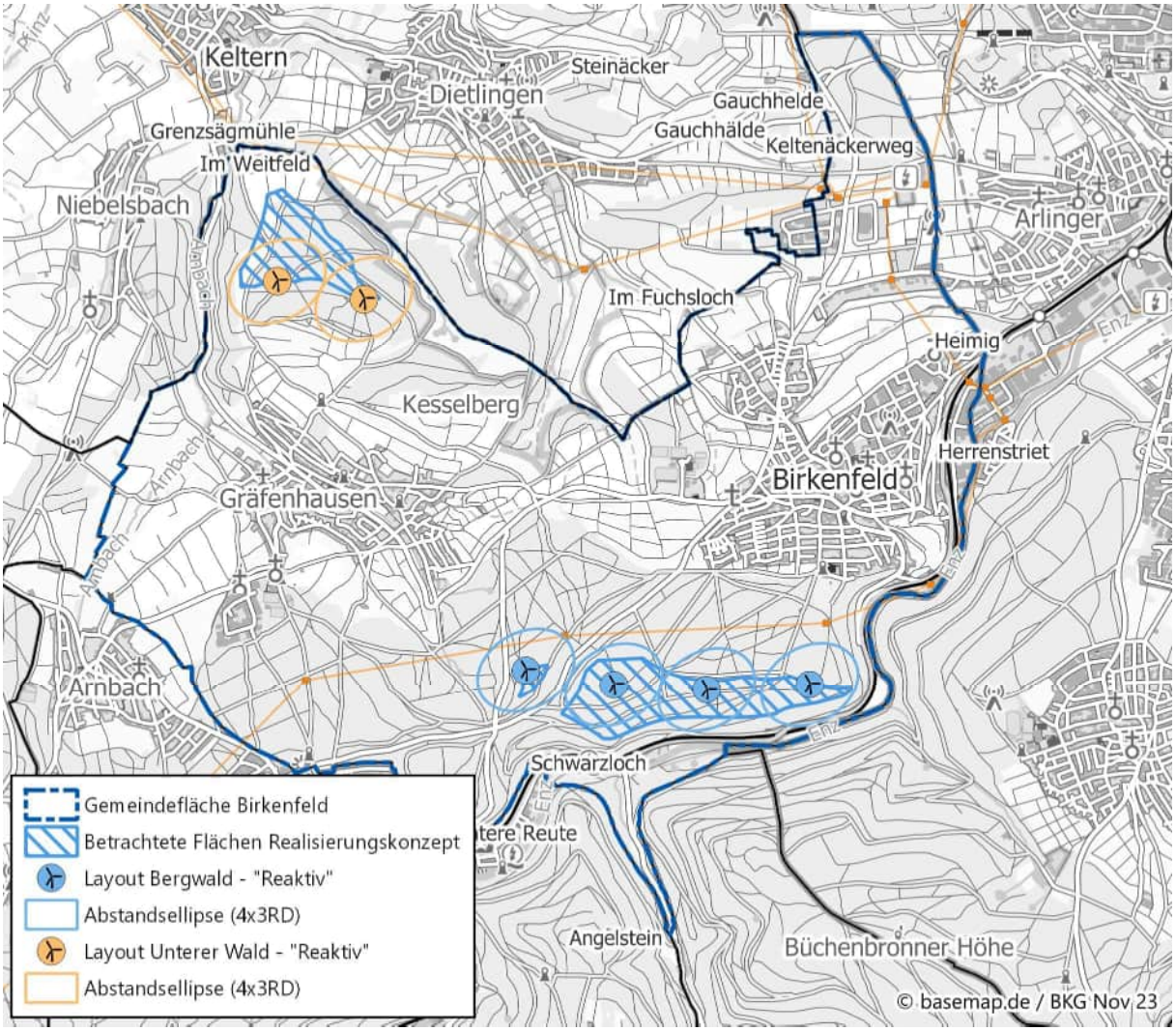


Abbildung 16: Reaktive Layout-Szenarien Fläche Bergwald und Unterer Wald

Bewertung der betrachteten Flächen

Aufgrund der Topografie mit einer um über 150 m niedrigeren mittleren Geländehöhe weist die Fläche Unterer Wald wie bereits oben dargestellt eine deutlich geringere Windhöffigkeit auf als die Fläche Bergwald.

Bei der Entwicklung beider betrachteten Flächen und damit einer Realisierung von Windenergieanlagenstandorten südöstlich sowie nördlich der Wohnbebauung des Ortsteils Gräfenhausen entsteht eine Art Umfassung der Ortschaft, was zu berücksichtigen ist.

Generell hängt die weitere Entwicklung vor allem von den Ergebnissen der strategischen Umweltprüfung und den letztendlich ausgeschriebenen Vorranggebieten durch den Regionalverband Nordschwarzwald ab. Aufgrund dessen kann zur Realisierungswahrscheinlichkeit von Windenergieanlagen auf einer oder beiden betrachteten Flächen und zur Anzahl der möglichen Windenergieanlagenstandorte keine abschließende Einschätzung gegeben werden. Aus technischer Sicht sind beide Flächen realisierbar. Die Fläche Bergwald wird dabei aufgrund der oben genannten Punkte als attraktiver eingeschätzt als die Fläche Unterer Wald.

Im Folgenden werden für beide Flächen Energieerträge auf Basis der oben beschriebenen Modelldaten, den beispielhaften Windenergieanlagen-Modellen und den entwickelten Grob-Layouts abgeschätzt.

4.1.3 Abschätzung der Energieerträge

Die Energieerträge der drei beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle wurden für die zwei Layout-Szenarien je betrachteter Fläche sowohl auf den verfügbaren Nabenhöhen als auch der exemplarischer Nabenhöhe von 160 m abgeschätzt.

Für die Abschätzung wurde in WindPro eine PARK-Berechnung mit den im Windatlas Baden-Württemberg zur Verfügung gestellten sektorweisen Windverhältnissen im WRG-Format auf 140 m, 160 m und 180 m durchgeführt.

Abschattungsverluste zwischen den Windenergieanlagen wurden mit dem NO Jensen Modell in WindPro berechnet. Weitere technische Verluste wurden für alle Windenergieanlagen-Modelle und Szenarien zusätzlich zu Abschattungsverlusten pauschal abgeschätzt. Die angenommenen Einzelverluste umgerechnet als Effizienzen und der sich ergebende pauschale Effizienzfaktor sind in folgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 3: Pauschale Verlustfaktoren für die Erzeugung mit Windenergieanlagen

Verlustfaktoren	Effizienz
Verfügbarkeit	97,0 %
Elektrische Effizienz	98,0 %
Leistungsverhalten der Anlage	100,0 %
Umgebungsbedingungen	98,5 %
Leistungsdegradation ohne Vereisung	*99,5 %*
Vereisung	*99,0 %*
Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	*100,0 %*
Standortzugänglichkeit	*100,0 %*
Leistungseinschränkungen	100,0 %
Pauschaler Effizienzfaktor	93,6 %

Ergebnisse auf exemplarischer Nabenhöhe

Die Ergebnisse auf exemplarischer Nabenhöhe zeigen dabei, dass von den drei beispielhaften Windenergieanlagen-Modellen die Enercon E-175 EP5 den höchsten Kapazitätsfaktor aufweist. Die Nordex N175/6.X erreicht den zweit höchsten Wert vor der Vestas V172-7.2MW. Die Reihenfolge ergibt sich auch logischerweise durch die sich unterscheidende Leistung je Windenergieanlage.

Tabelle 4: Kapazitätsfaktor (netto) der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf exemplarischer Nabenhöhe für die betrachteten Flächen und Layout-Szenarien

Fläche	Layout-Szenario	Enercon E-175 EP5 (6,0 MW)	Nordex N175/6.X (6,8 MW)	Vestas V172-7.2MW (7,2 MW)
Bergwald	"Proaktiv"	31,6 %	28,0 %	27,5 %
	"Reaktiv"	32,9 %	29,2 %	28,6 %
Unterer Wald	"Proaktiv"	27,7 %	24,4 %	23,5 %
	"Reaktiv"	29,2 %	25,8 %	25,0 %

Ergebnisse auf verfügbaren Nabenhöhen

Die Ergebnisse auf den verfügbaren Nabenhöhen zeigen, dass die Enercon E-175 EP5 mit 162 m Nabenhöhe den höchsten Kapazitätsfaktor erzielt. Aufgrund der geringsten verfügbaren Nabenhöhe belegt die Nordex N175/6.X hier den letzten Platz.

Tabelle 5: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Bergwald und das proaktive Layout-Szenario

Parameter	Einheit	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Layout-Szenario	-	"Proaktiv"	"Proaktiv"	"Proaktiv"
Turbinenmodell	-	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Anzahl WEA	-	6	6	6
Leistung WEA	[MW]	6,00	6,80	7,20
Gesamtleistung	[MW]	36,0	40,8	43,2
Nabenhöhe	[m]	162,0	142,0	164,0
Jahresenergieertrag Brutto				
Mittlere Windgeschw. auf NH	[m/s]	6,5	6,2	6,6
P50 Bruttojahresenergieertrag	[MWh/a]	116.610	109.975	123.006
Kapazitätsfaktor	[%]	37,0	30,8	32,5
Effizienzen				
1 Abschattungseffekt	[%]	91,9	91,4	91,7
2 Verfügbarkeit	[%]	97,0	97,0	97,0
3 Elektrische Effizienz	[%]	98,0	98,0	98,0
4 Leistungsverhalten der Anlage	[%]	100,0	100,0	100,0
5 Umgebungsbedingungen	[%]	98,5	98,5	98,5
6 Leistungseinschränkungen	[%]	100,0	100,0	100,0
Gesamtverluste	[%]	13,9	14,5	14,2
Jahresenergieertrag Netto				
P50 Nettojahresenergieertrag	[MWh/a]	100.373	94.080	105.581
Kapazitätsfaktor	[%]	31,8	26,3	27,9

Tabelle 6: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Bergwald und das reaktive Layout-Szenario

Parameter	Einheit	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Layout-Szenario	-	„Reaktiv“	„Reaktiv“	„Reaktiv“
Turbinenmodell	-	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Anzahl WEA	-	4	4	4
Leistung WEA	[MW]	6,00	6,80	7,20
Gesamtleistung	[MW]	24,0	27,2	28,8
Nabenhöhe	[m]	162,0	142,0	164,0
Jahresenergieertrag Brutto				
Mittlere Windgeschw. auf NH	[m/s]	6,5	6,2	6,5
P50 Bruttojahresenergieertrag	[MWh/a]	77.391	72.770	81.545
Kapazitätsfaktor	[%]	36,8	30,5	32,3
Effizienzen				
1 Abschattungseffekt	[%]	95,9	95,7	95,9
2 Verfügbarkeit	[%]	97,0	97,0	97,0
3 Elektrische Effizienz	[%]	98,0	98,0	98,0
4 Leistungsverhalten der Anlage	[%]	100,0	100,0	100,0
5 Umgebungsbedingungen	[%]	98,5	98,5	98,5
6 Leistungseinschränkungen	[%]	100,0	100,0	100,0
Gesamtverluste	[%]	10,2	10,4	10,2
Jahresenergieertrag Netto				
P50 Nettojahresenergieertrag	[MWh/a]	69.490	65.201	73.200
Kapazitätsfaktor	[%]	33,1	27,4	29,0

Tabelle 7: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Unterer Wald und das proaktive Layout-Szenario

Parameter	Einheit	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Layout-Szenario	-	"Proaktiv"	"Proaktiv"	"Proaktiv"
Turbinenmodell	-	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Anzahl WEA	-	3	3	3
Leistung WEA	[MW]	6,00	6,80	7,20
Gesamtleistung	[MW]	18,0	20,4	21,6
Nabenhöhe	[m]	162,0	142,0	164,0
Jahresenergieertrag Brutto				
Mittlere Windgeschw. auf NH	[m/s]	5,9	5,6	5,9
P50 Bruttojahresenergieertrag	[MWh/a]	49.922	46.341	51.434
Kapazitätsfaktor	[%]	31,7	25,9	27,2
Effizienzen				
1 Abschattungseffekt	[%]	94,0	93,4	93,6
2 Verfügbarkeit	[%]	97,0	97,0	97,0
3 Elektrische Effizienz	[%]	98,0	98,0	98,0
4 Leistungsverhalten der Anlage	[%]	100,0	100,0	100,0
5 Umgebungsbedingungen	[%]	98,5	98,5	98,5
6 Leistungseinschränkungen	[%]	100,0	100,0	100,0
Gesamtverluste	[%]	12,0	12,5	12,4
Jahresenergieertrag Netto				
P50 Nettojahresenergieertrag	[MWh/a]	43.941	40.528	45.079
Kapazitätsfaktor	[%]	27,9	22,7	23,8

Tabelle 8: Ergebnisse der Energieertragsabschätzung der beispielhaften Windenergieanlagen-Modelle auf verfügbaren Nabenhöhen für die Fläche Unterer Wald und das reaktive Layout-Szenario

Parameter	Einheit	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Layout-Szenario	-	„Reaktiv“	„Reaktiv“	„Reaktiv“
Turbinenmodell	-	Enercon E-175 EP5	Nordex N175/6.X	Vestas V172-7.2MW
Anzahl WEA	-	2	2	2
Leistung WEA	[MW]	6,00	6,80	7,20
Gesamtleistung	[MW]	12,0	13,6	14,4
Nabenhöhe	[m]	162,0	142,0	164,0
Jahresenergieertrag Brutto				
Mittlere Windgeschw. auf NH	[m/s]	5,9	5,7	5,9
P50 Bruttojahresenergieertrag	[MWh/a]	33.605	31.167	34.695
Kapazitätsfaktor	[%]	32,0	26,2	27,5
Effizienzen				
1 Abschattungseffekt	[%]	98,1	98,2	98,3
2 Verfügbarkeit	[%]	97,0	97,0	97,0
3 Elektrische Effizienz	[%]	98,0	98,0	98,0
4 Leistungsverhalten der Anlage	[%]	100,0	100,0	100,0
5 Umgebungsbedingungen	[%]	98,5	98,5	98,5
6 Leistungseinschränkungen	[%]	100,0	100,0	100,0
Gesamtverluste	[%]	8,1	8,1	8,0
Jahresenergieertrag Netto				
P50 Nettojahresenergieertrag	[MWh/a]	30.870	28.645	31.923
Kapazitätsfaktor	[%]	29,4	24,0	25,3

Basierend auf den Ergebnissen der Abschätzung und dem jeweils höchsten Kapazitätsfaktor der verglichenen Anlagen wurde die Enercon E-175 EP5 mit 162 m Nabenhöhe als exemplarische Windenergieanlage für die folgenden Analysen ausgewählt.

Stündliches Erzeugungsprofil

Zur Generierung eines stündlichen Erzeugungsprofils als Input für die im Realisierungskonzept durchgeführte Optimierung wurde für ein Szenario je Fläche eine Ertragsabschätzung mit stündlichen modellierten EMD WRF-Europe+ Reanalyse-Daten durchgeführt.

Um das stündliche Profil mit den Ergebnissen der Abschätzung basierend, auf den Daten des Windatlas Baden-Württemberg, zu harmonisieren, wurde die Windrichtung der EMD WRF-Europe+ Daten korrigiert (-10°) und die stündliche Windgeschwindigkeit so kalibriert, dass sich der ergebende mittlere Jahresenergieertrag den Ergebnissen der oben beschriebenen Abschätzung in etwas gleich ist.

4.1.4 Überschlägige Schall- und Schattenwurfprognose und Visualisierung des Windparks

Zur Abschätzung der überschlägigen Sozialverträglichkeit des Windparks bzw. der Windenergieanlagen-Standorte auf den beiden betrachteten Flächen wurden überschlägige Schall- und Schattenwurfprognosen durchgeführt sowie die Windenergieanlagenstandorte mittels Fotomontage visualisiert. Für die Analysen wurden die exemplarische Windenergieanlage Enercon E-175 EP5 und die proaktiven Layout-Szenarien berücksichtigt.

Überschlägige Schallprognose

Windenergieanlagen emittieren während des Betriebs Schall, der vor allem durch die Drehung des Rotors (Aerodynamik) und des Triebstrangs der Windenergieanlagen (Mechanik) entsteht. Der Schallleistungspegel durch eine oder mehrere Windenergieanlagen hängt dabei vom Modell und der Betriebsart, dem Standort, der Anzahl und der Nabenhöhe der Windenergieanlage(n) sowie den verursachten Geräuschemissionen bei einer oder mehreren Windgeschwindigkeiten ab.

Der Schall hat die Eigenschaft, sich kreisförmig um die Quelle herum auszubreiten, und er nimmt logarithmisch mit der Entfernung ab. Er wird hauptsächlich in Windrichtung verbreitet. Der Lärmpegel kann durch die Wechselwirkung der Schallwellen mit dem Boden erhöht oder verringert werden. Zusätzliche Lärmquellen, wie z. B. benachbarte Windenergieanlagen, sind bei der Bewertung von Schallimmissionen eines Windparks zu berücksichtigen.

Die folgenden Immissionsrichtwerte außerhalb von Gebäuden sind in Deutschland nach der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (kurz „TA Lärm“) einzuhalten und kommen bei Schallprognosen von Windenergieanlagen und Windparks zur Anwendung.

Tabelle 9: Immissionsrichtwerte Schall

Gebietsart	Immissionsrichtwert tags	Immissionsrichtwert nachts
Industriegebiet	70 dB(A)	
Gewerbegebiet	65 dB(A)	50 dB(A)
Urbane Gebiete	63 dB(A)	45 dB(A)
Kerngebiete, Dorfgebiete, Mischgebiete	60 dB(A)	45 dB(A)
Allgemeine Wohngebiete und Kleinsiedlungsgebiete	55 dB(A)	40 dB(A)
Reine Wohngebiete	50 dB(A)	35 dB(A)
Kurgebiete, für Krankenhäuser und Pflegeanstalten	45 dB(A)	35 dB(A)

Der Schallleistungspegel bzw. das Oktavband der exemplarischen Windenergieanlage wurde verwendet, um mittels des in Deutschland zur Anwendung kommenden sogenannten Interims-Verfahren die Schallimmissionen durch die Windenergieanlagen im proaktiven Layout-Szenario der beiden betrachteten Flächen zu ermitteln. Die Berechnung erfolgte in der Software WindPro und getrennt für die Windenergieanlagen beider betrachteten Flächen (keine Addition der Schallemissionen).

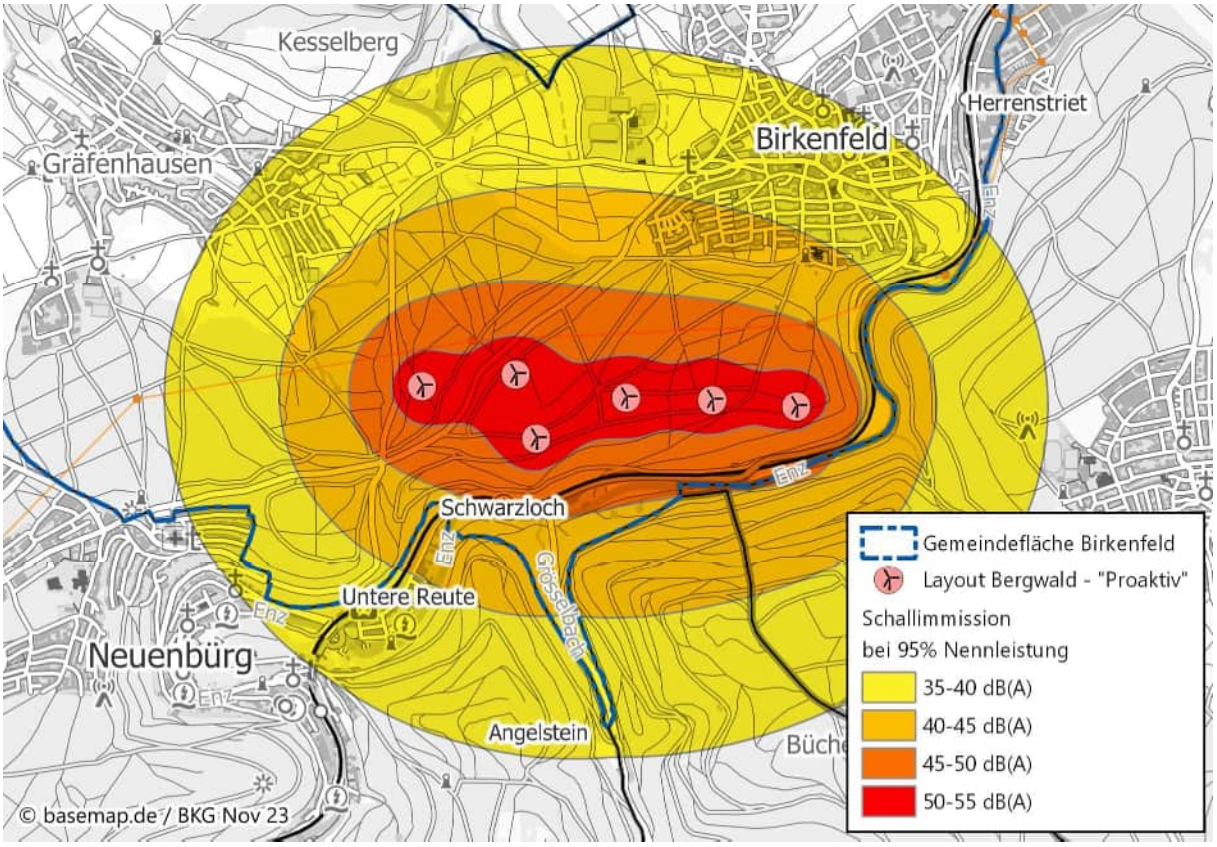


Abbildung 17: Überschlägige Schallimmissionskarte proaktives Layout-Szenario Bergwald

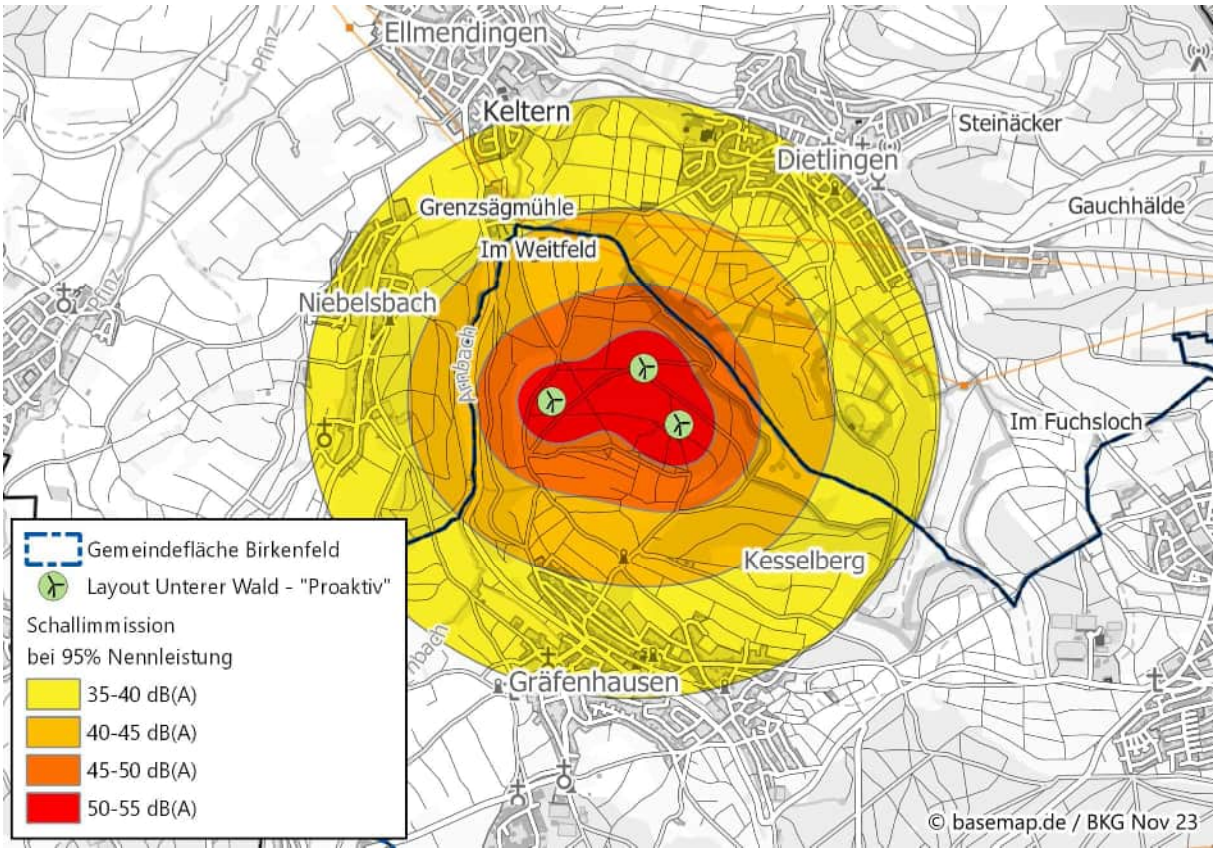


Abbildung 18: Überschlägige Schallimmissionskarte proaktives Layout-Szenario Unterer Wald

Die Karten zeigen, dass die nächtlichen Immissionsrichtwerte für reine Wohngebiete in einigen Gebieten mit Wohnbebauung überschritten werden. Eine Prüfung auf die tatsächliche Gebietsart fand im Rahmen des Realisierungskonzeptes nicht statt. Es ist zu erwarten, dass zur Einhaltung der Richtwerte zur Nachtzeit ein schallreduzierter Betrieb oder die Abschaltung von ausgewählten Windenergieanlagen notwendig werden wird. Dies geht mit Verlusten bei der Energieerzeugung einher, die in der Abschätzung der Energieerträge und den oben präsentierten Ergebnissen noch nicht berücksichtigt sind, können aber je nach erforderlicher Leistungsreduktion oder Abschaltung erheblich sein.

Überschlägige Schattenwurfprognose

Windenergieanlagen werfen einen Schlagschatten auf den Boden, die Gebäude oder andere Strukturen in ihrer Umgebung. Durch die rotierenden Rotorblätter wird das Sonnenlicht in kurzen Intervallen gebrochen und führt zu einem stroboskopischen Effekt oder Flimmern.

Der Rotor einer modernen Windkraftanlage dreht sich mit etwa 20 Umdrehungen pro Minute, wenn er seine Nennleistung erreicht. Deswegen schneiden die drei Rotorblätter das Sonnenlicht mit einer Frequenz von etwa 1 Hz. Wenn Menschen schnell wechselnden Lichtverhältnissen ausgesetzt sind, kann sich dies negativ auf ihr körperliches und geistiges Wohlbefinden auswirken. Aus diesem Grund müssen mögliche Schattenwirkungen von Windkraftanlagen bewertet und gemildert werden.

In Deutschland gelten basierend auf den durch die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (kurz „LAI“) erarbeiteten Hinweisen zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windkraftanlagen 30 Stunden pro Kalenderjahr als Immissionsrichtwert für die maximal erlaubte jährliche Beschattungsdauer. Hierbei wird die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer zugrunde gelegt (unabhängig von Bewölkung und ausreichendem Wind für den Betrieb der Anlage). Zusätzlich darf die tägliche astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer nicht 30 Minuten pro Tag überschreiten.

Die Nabenhöhe und der Rotordurchmesser der exemplarischen Windenergieanlage wurden verwendet, um mittels einer überschlägigen Schattenwurfprognose die Beschattungsdauer in der Umgebung der Anlagen-Standorte durch die Windenergieanlagen im proaktiven Layout-Szenario der beiden betrachteten Flächen zu ermitteln. Die Berechnung erfolgte in der Software WindPro und getrennt für die Windenergieanlagen beider betrachteten Flächen (keine Addition der Schattenwurfzeiten). Es fand sowohl eine Worst-Case-Betrachtung mit der astronomisch maximal möglichen Beschattungsdauer als auch eine Real-Case-Betrachtung mit meteorologisch wahrscheinlicher Beschattungsdauer statt.

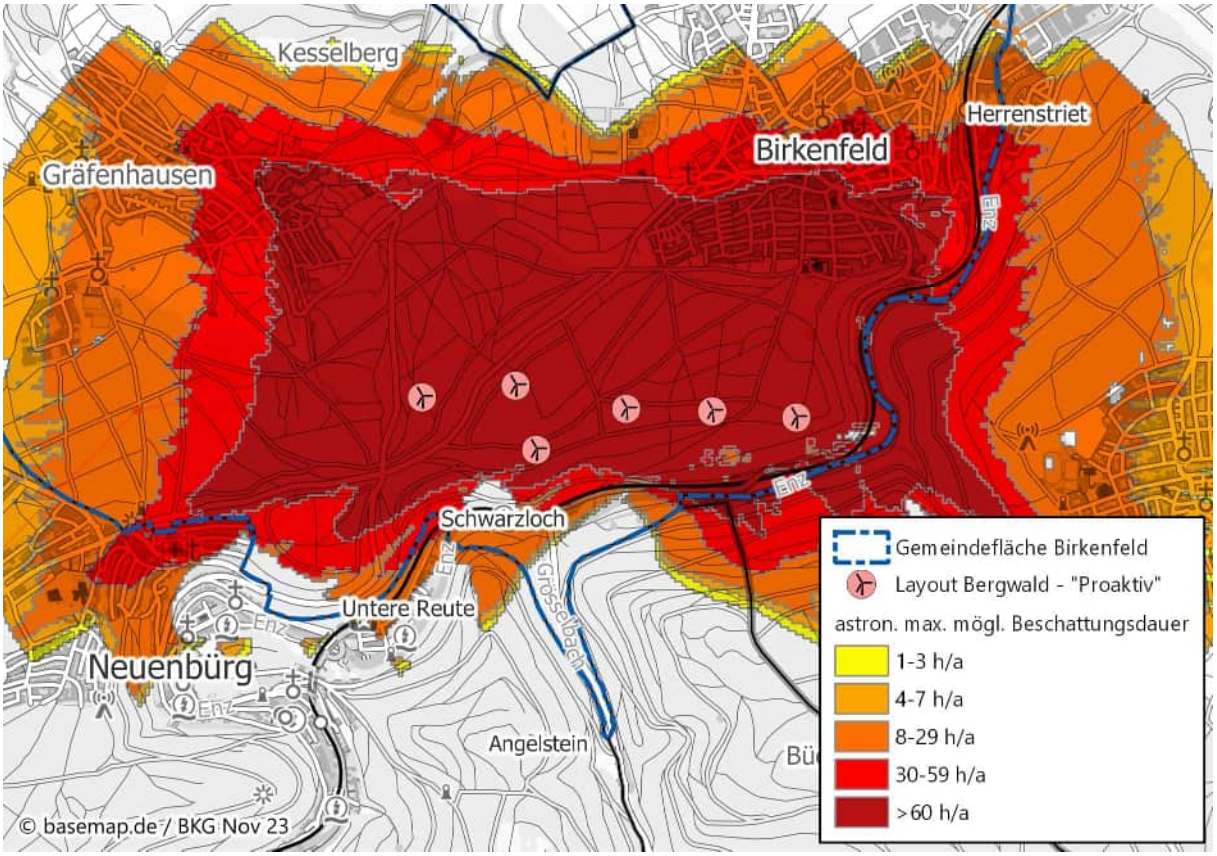


Abbildung 19: Überschlägige Schattenwurfkarte (astron. max. mögl. Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Bergwald

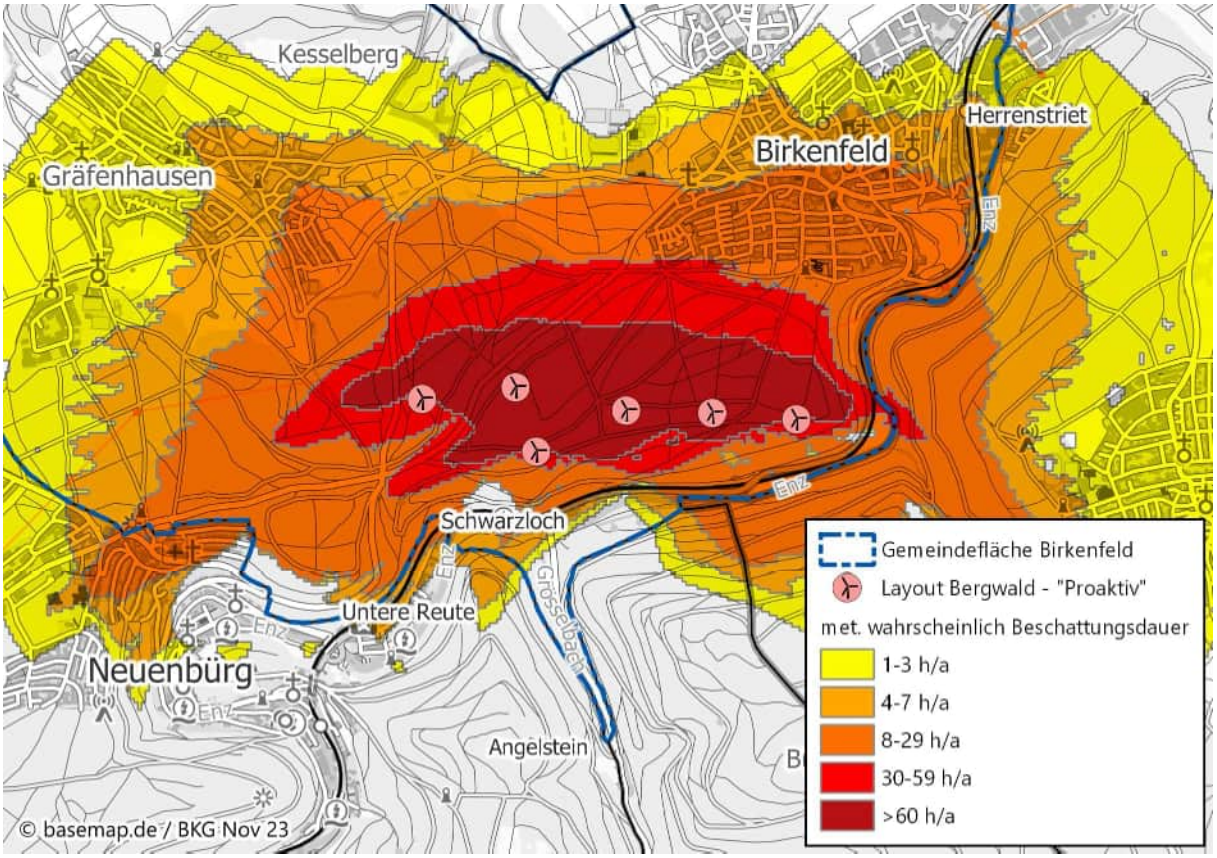


Abbildung 20: Überschlägige Schattenwurfkarte (met. wahrscheinliche Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Bergwald

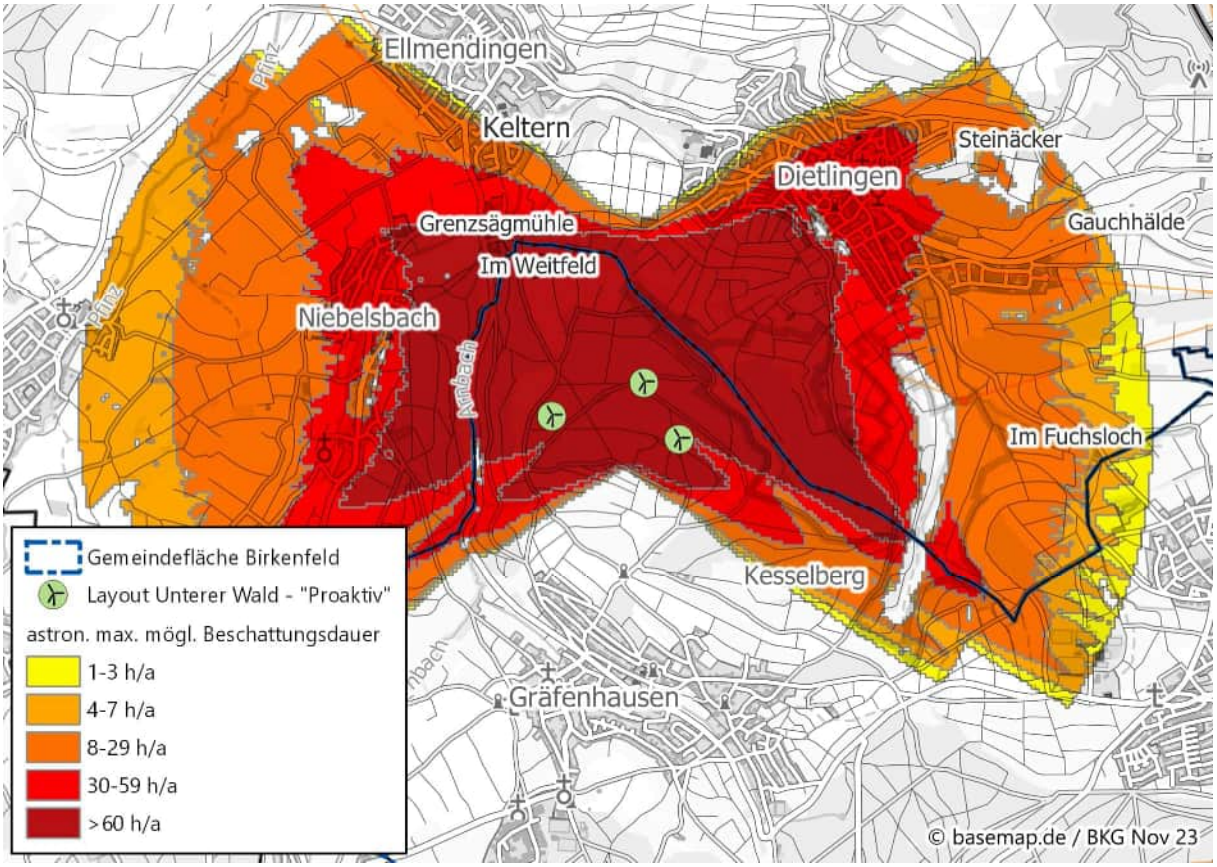


Abbildung 21: Überschlägige Schattenwurfkarte (astron. max. mögl. Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Unterer Wald

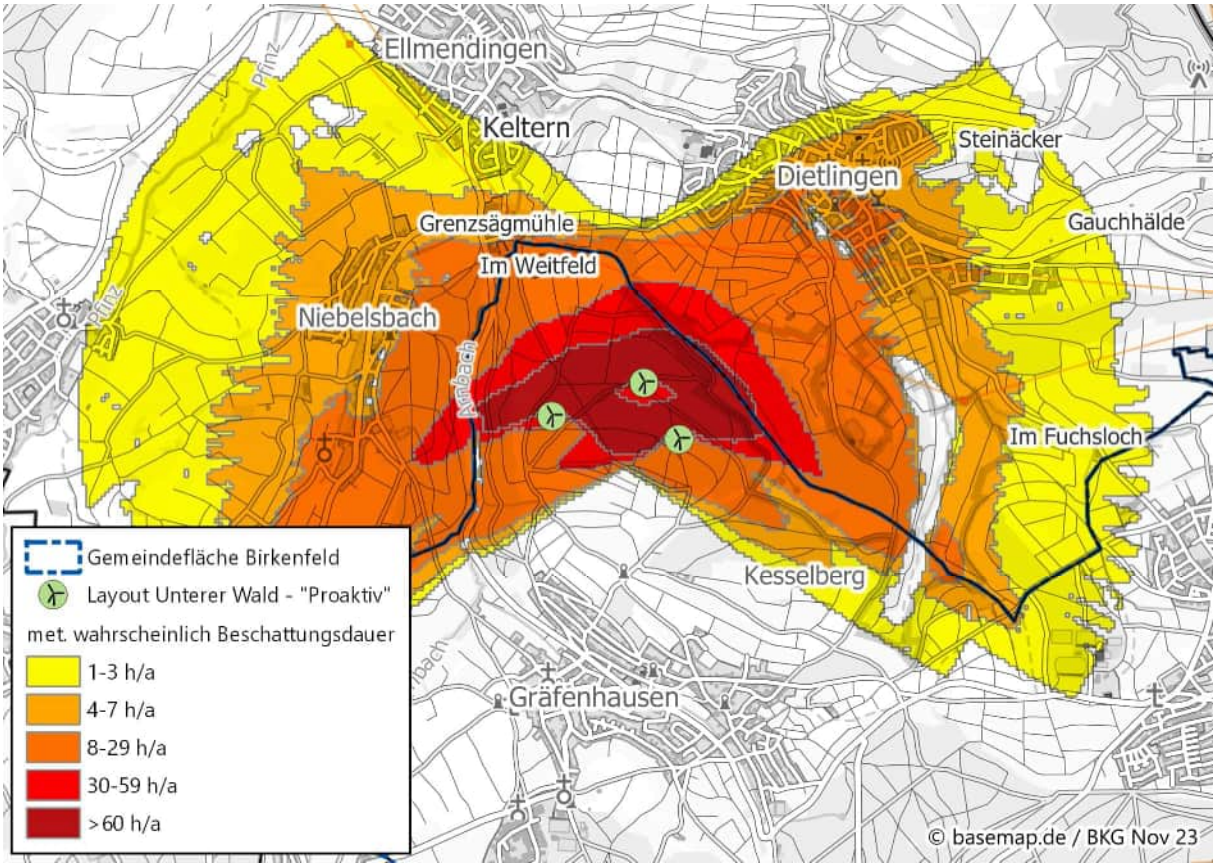


Abbildung 22: Überschlägige Schattenwurfkarte (met. wahrscheinliche Beschattungsdauer) proaktives Layout-Szenario Unterer Wald

Die Karten zeigen, dass die Immissionsrichtwerte vor allem im Worst-Case-Szenario in vielen Gebieten überschritten werden. Als typische Linderungsmaßnahme wird die Verwendung eines Schattenwurfmoduls in der Genehmigung vorgeschrieben, welches die Beschattungsdauer an betroffenen Immissionsorten durch Abschaltung der verursachenden Windenergieanlage bei tatsächlichem Schattenwurf gezielt reduziert. Die dadurch entstehenden Verluste bei der Energieerzeugung sind typischerweise unerheblich - vor allem auch unter Berücksichtigung der deutlich reduzierten Beschattungsdauern in den meteorologisch wahrscheinlichen Rechen-Szenarien.

Visualisierung der Windenergieanlagenstandorte

Die Windenergieanlagenstandorte des proaktiven Layout-Szenarios wurden mittels eines fotorealistischen Modells der Enercon E-175 EP5 in WindPro visualisiert. Hierzu wurden an verschiedenen Orten der Gemarkung Birkenfeld und umgrenzend Fotos aufgenommen und anschließend in WindPro georeferenziert und positioniert. Eine Auswahl an Ergebnissen ist im Folgenden dargestellt.

Abbildung 23: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Kreisverkehr Regelbaumstr. - Alte Pforzheimer Str., Birkenfeld

Abbildung 24: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Marktplatz, Birkenfeld

Abbildung 25: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Parkplatz Kesselberg, Birkenfeld

Abbildung 26: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald vom Parkplatz Netto Gräfenhausen, Birkenfeld

Abbildung 27: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Bergwald von B294 auf Höhe Kläranlage Neuenbürg, Neuenbürg

Abbildung 28: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Unterer Wald von Dantelaustraße, Birkenfeld (Ortsteil Gräfenhausen

Abbildung 29: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Unterer Wald von Johannes-Kepler-Grundschule, Keltern

Abbildung 30: Blick auf Windenergieanlagen auf Fläche Unterer Wald von Niebelsbacher Weg, Dietlingen

4.1.5 Ausblick auf die kommenden Schritte

Die folgenden technischen und genehmigungsrechtlichen Schritte werden zur weiteren Entwicklung von Windenergieanlagen auf der Gemeindefläche Birkenfeld von Fichtner als nächstes erwartet:

- Proaktive Beteiligung der Gemeinde Birkenfeld am weiterhin laufenden regionalplanerischen Verfahren und regelmäßiger Austausch mit dem Regionalverband Nordschwarzwald zum Stand des Verfahrens bis zur Ausweisung der finalen Vorranggebietskulisse.
- Prüfung der Ergebnisse der aktuell noch laufenden strategischen Umweltprüfung und der damit verbundenen Auswirkungen auf die im Realisierungskonzept betrachteten Flächen.
- Konkretisierung des im Rahmen des Realisierungskonzepts entwickelten technischen Windpark-Konzepts und Einstieg in die Vor- und Entwurfsplanung der Windenergieanlagenstandorte sowie der

erforderlichen bau- und elektrotechnischen Infrastruktur unter Berücksichtigung der ausgewiesenen Vorranggebiete.
- Konzeptionierung, Ausschreibung und Vergabe von Vor-Ort-Windmessungen für einen typischen Messzeitraum von mindestens 12 Monaten, da repräsentative Windmessdaten oder Vergleichsanlagen am Standort nicht bekannt sind.
- Planung, Ausschreibung und Vergabe der erforderlichen Gutachten zum Umwelt- und Artenschutz vor allem im Hinblick auf eventuell nötige zeitaufwendige Fauna-Kartierungen unter Berücksichtigung der weiterhin dynamischen rechtlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf Planungserleichterung und Beschleunigungen von Genehmigungsverfahren.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten der Windkraftanlagen:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 1.430 €/kW
- Betriebskosten: 33,20 €/a kW
- 2.750 Volllaststunden
- Produktionskosten (optimal): 0,06 €/kWh
- Produktion: 148.000.000 kWh/a
- Gesamtleistung (9 Anlagen): 54 MW

Insgesamt liegen die Investitionen für diese Anlage bei rund 77.200.000 Euro. Die Betriebs- und Wartungskosten liegen bei 2.316.000 Euro pro Jahr.

Es ergeben sich durchschnittliche Stromgestehungskosten von rund 0,06 € pro kWh.

Die Inbetriebnahme der Windkraft ist für das Jahr 2027 geplant. Eine Abhängigkeit der Inbetriebnahme von anderen Elementen des Dekarbonisierungskonzepts gibt es nicht. Die geplanten Anlagenstandorte befinden sich südlich und westlich vom Kerngebiet (Punkte W1 und W2 in Abbildung 3).

4.2 PV

Die PV ist nach Wind die zweite fluktuierende Stromerzeugung. In ihrer Bedeutung ist sie mit 11 MW (Dach-PV) und 2,8 MW (Freiflachen-PV) zunächst jedoch geringer als Wind einzustufen. Jedoch ist davon auszugehen, dass, bezogen auf die gesamte Gemeinde Birkenfeld, die Dach-PV auf bis zu 35 MW ansteigen wird. Damit ist die PV-basierte Stromerzeugung dann das zweite große Standbein der lokalen Stromerzeugung.

4.2.1 Technisches Konzept Dach-PV

Die PV-Anlagen, die im Kerngebiet auf den Gebäudedächern installiert werden, werden als Rahmenbedingung für das Dekarbonisierungskonzept der Gemeinde berücksichtigt, da hier nicht die Gemeinde über das zu gründende Unternehmen investiert, sondern die Gebäudeeigentümer selbst. Da die Gemeinde nur in Einzelfällen (z. B. Schule) Gebäudeeigentümer ist, wird dies nicht gesondert betrachtet.

Bei Schrägdächern werden typischerweise aufliegende PV-Module installiert, bei Flachdächern typischerweise aufgeständerte Anlagen.

4.2.2 Technisches Konzept Freiflächen-PV

Die Freiflächen-PV hat eine Gesamtleistung von rund 2,8 MW. Hierzu wird eine Fläche von ca. 25.000 m^2 benötigt (2,5 ha). Sie wird auf gemeindeeigenen Flächen aufgestellt. Hierbei handelt es sich um Anlagen ohne Nachführung. Dadurch sinkt zwar der Ertrag gegenüber ein- oder zweiachsig nachgeführten Anlagen, jedoch sind die Mehrkosten der Nachführung höher als der Mehrertrag durch diese Nachführung. Es stehen zwei aneinander angrenzende Flächen auf dem Schönbiegel zur Verfügung.

Abbildung 31: Potenzielle PV-Flächen Birkenfeld (hellgelb)

Die erste Fläche mit ca. 2 ha ist teilweise flach gelegen; ein weiterer Teil besitzt eine gut exponierte Südhanglage, während die zweite Fläche („Erweiterungsfläche“) eine leicht nach Norden abfallende Neigung von ca. 20° aufweist. Die Anlagen sind nicht als sogenannte Agro-PV geplant, da auf diesen Flächen keine landwirtschaftliche Nutzung stattfindet. Der wesentliche Unterschied zwischen klassischen Freiflächenanlagen und Agro-PV-Anlagen liegt in der unterschiedlichen Aufständerung der Anlagen. Die Aufständerung der Agro-PV erfolgt so, dass weiterhin die landwirtschaftliche Nutzung der Fläche möglich ist. In der Regel bedeutet dies einfach eine höhere Aufständerung, was zu zusätzlichen Kosten führt.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten der Freiflächen-PV:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 1.040 €/kW
- Betriebskosten: 20,80 €/a kW
- 950 Volllaststunden
- Produktionskosten (optimal): 0,12 €/kWh
- Produktion: 2.500.000 kWh/a
- Kapazität: 2,8 MW_p

Abbildung 32: Symbolbild für Freiflächen-PV

Insgesamt liegen die Investitionen für diese Anlage bei rund 2.900.000 Euro. Die Betriebs- und Wartungskosten liegen bei 145.000 Euro pro Jahr.

Es ergeben sich durchschnittliche Stromgestehungskosten von rund 0,12 € pro kWh.

Die Inbetriebnahme der Freiflächen-PV ist für das Jahr 2027 geplant. Eine Abhängigkeit der Inbetriebnahme von anderen Elementen des Dekarbonisierungskonzepts gibt es nicht. Die Freiflächenanlagen sind in der Nähe des Recyclinghofs Birkenfeld (Punkt A in Abbildung 3) vorgesehen.

4.3 Biomasse-BHKW

Das geplante Biomasse BHKW wird mit Holz befeuert. Da Anlagen dieser Größenordnung motorisch betrieben werden, ist es notwendig, der eigentlichen Erzeugungsanlage eine Holzvergasung vorzuschalten. Dieses Gas wird in einem Motor verbrannt und treibt damit den Generator zur Stromerzeugung an. Die Wärme wird sowohl während des Vergasungsprozesses als auch im Motor erzeugt. Die Anlage hat eine thermische Leistung von ca. 1,5 MW und eine elektrische Leistung von gut 1,0 MW. Damit werden bei einer angenommenen Laufzeit von 2.500 Volllaststunden unter Berücksichtigung der Verluste rund 3 GWh Wärme und 2,1 GWh Strom produziert. Betrieben wird das BHKW voraussichtlich stromgeführt, da die Wärme in aller Regel problemlos in einen Speicher überführt werden kann. Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten des Biomasse-BHKW:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 5.800 €/kW (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 174 €/a kW
- Energiekosten: 20 €/m^3 (Festmeter)
- Produktionskosten (optimal): nicht eindeutig Strom und Wärme zuzuordnen
- Generator: 400 kW
- Heizwerk: ca. 600 kW_{th}

- Produktion: 3,0 GWh Wärme; 2,1 GWh Strom
- Laufzeit: bis zu 5.000 h/a (bei 2.500 Volllaststunden)
- Verluste: 15,0%

Abbildung 33: Symbolbild Holzhackschnitzel für Biomasse-BHKW

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf rund 2.780.000 Euro (4.640.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 200.000 Euro. Die Kosten des jährliche Brennstoffeinsatzes liegen bei rund 108.000 Euro.

Eine eindeutige Angabe der Gestehungskosten getrennt nach Strom und Wärme ist nicht möglich, da es keine getrennten Investitionen und Betriebskosten für Strom und Wärme gibt. Daher wird an dieser Stelle auf eine Angabe verzichtet.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr ca. 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde. Als Standort ist der Recyclinghof Birkenfeld vorgesehen (Punkt A in Abbildung 3), der etwa 1,5 km nördlich des Kerngebiets liegt.

4.4 Biogas-Stromerzeugung

Das Biogaskraftwerk wird zunächst mit Gülle betrieben. Hier stehen derzeit 600 Großvieheinheiten zur Verfügung. Ggf. ist auch eine Erweiterung möglich, falls weitere Lieferanten für nutzbare Bioabfälle gewonnen werden können. Eine Nutzung der Wärme durch die Gemeinde ist aufgrund des Anlagenstandortes unwahrscheinlich, da der Transport zu teuer wäre. Davon unbenommen ist eine mögliche Verwendung der Wärme vor Ort.

Technisch gesehen besteht eine Biogasanlage aus zwei Bausteinen: Dem Gärbehälter und der eigentlichen Energieerzeugung (Verbrennung). Bei der Gärung entsteht CH_4, das in dem BHKW verbrannt wird. Von daher ist der Prozess ähnlich dem des Biomasse-BHKWs, nur dass es sich hier in der Regel um eher flüssige Stoffe oder zumindest Stoffe mit einem sehr hohen Wasseranteil handelt, die im Rahmen

eines mikrobakteriellen Prozesses gut aufgespaltet werden können. Anzumerken ist, dass das Biogas-BHKW mit einer elektrischen Leistung von nur 90 kW sehr klein ist. Typischerweise werden solchen Anlagen in einer Größenordnung mit mindestens 500 kW elektrischer Leistung gebaut.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten des Biogas-BHKWs:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 2.900 €/kW (davon 40% Förderung)
- OPEX: 3% CAPEX/a
- Produktionskosten (optimal): nicht eindeutig Strom und Wärme zuzuordnen
- Generator: 90 kW
- Heizwerk: ca. 150 kW_{th}
- Produktion: 0,5 GWh Strom
- Laufzeit: 7.000 h/a
- Verluste: 65,0% (nur Stromerzeugung)

Abbildung 34: Symbolbild Fermenter Biogas

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf ca. 157.000 Euro (261.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 13.000 Euro. Die Kosten des jährliche Brennstoffeinsatzes liegen bei rund 52.000 Euro.

Da derzeit eine reine Stromproduktion geplant ist, ergeben sich bei 7.000 Volllaststunden Kosten von etwa 0,15 € pro kWh.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2027 vorgesehen. Da es sich ausschließlich um eine Stromproduktion handelt, ist eine Abhängigkeit der Inbetriebnahme von anderen Elementen des Dekarbonisierungskonzepts nicht vorhanden. Als Standort ist der viehhaltende Betrieb vorgesehen, der mehre km westlich vom Kerngebiet liegt (Punkt G in Abbildung 3).

4.5 Solarthermie - Freifläche

Die Freiflächen-Solarthermie soll rund 5 GWh Wärme pro Jahr liefern. Diese Wärme wird einerseits in das klassische FW-Netz eingespeist (2,5 GWh) und andererseits im Eisspeicher genutzt (2,5 GWh). Die verwendeten Röhrenkollektoren sind nicht nachführbar. Auf Basis von 1.500 Volllaststunden pro Jahr ergibt sich eine Leistung von 3,4 MW. Pro m^2 Kollektorfläche werden etwa 350 kWh Wärme im Jahr produziert. Damit ergibt sich eine Kollektorfläche von rund 14.300 m^2. Daraus wiederum resultiert ein Gesamtflächenbedarf von rund 30.000 m^2 (3 ha). Die wesentlichen Eckdaten der Freiflächenanlage:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 400 €/kW (davon 40% Förderung)
- OPEX: 1,2% CAPEX/a
- Produktionskosten (optimal): 0,02 €ct/kWh_{th}
- Leistung: ca. 1,7 MW_{th}
- Produktion: 2,5 GWh Wärme
- Laufzeit: 1.500 Volllaststunden pro Jahr
- Verluste: -

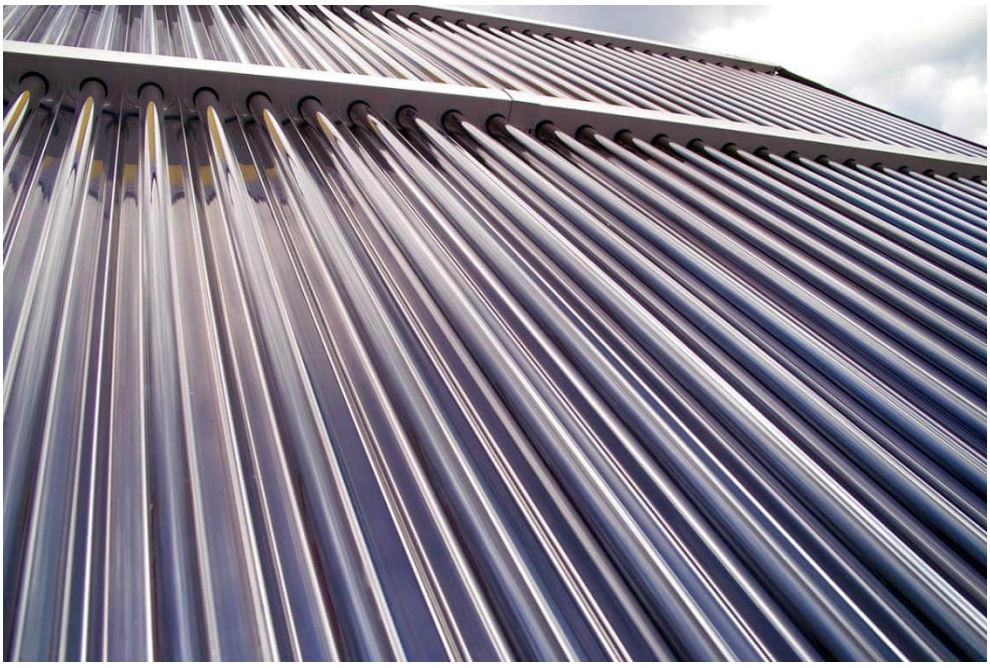


Abbildung 35: Symbolbild Solarthermie - Röhrenkollektoren

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf ca. 431.000 Euro (689.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 8.000 Euro.

Die Wärmegestehungskosten bei 1.500 Volllaststunden belaufen sich auf ca. 0,02 Euro pro kWh.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde. Der Standort der Solarthermie ist in der Nähe des Recyclinghofs Birkenfeld (Punkt A in Abbildung 3) vorgesehen, um eine möglichst kostengünstige Einbindung in das Gesamtsystem zu gewährleisten.

4.6 Geothermie

Die hier geplante Erdwärmeentnahme ist eine oberflächennahe Geothermie mit etwa 100 m tiefen Bohrungen. Es sollen 65 Bohrungen entstehen, deren Erdwärmesonden jeweils eine Leistung von 6 kW_{th} aufweisen. Somit ergibt sich eine Gesamtleistung von ca. 400 kW_{th}. Die gewonnene Wärme wird im Winter an einen Eisspeicher geleitet, um als zusätzliche Energiequelle das kalte FW-Netz zu speisen. Aufgrund der ausschließlichen Anbindung an das kalte FW-Netz sind die Zuleitungskosten (ca. 800 m) in dieser Investition mitberücksichtigt. Mit der über das gesamte Jahr konstanten Temperatur in der Größenordnung von 10°C ist diese konstante Wärmequelle sehr gut für die kalte Fernwärme geeignet.

Die wesentlichen Eckdaten der Geothermie:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 1.300 €/kW (davon 40% Förderung)
- OPEX: 1,2% CAPEX/a
- Produktionskosten (optimal): 0,05 €ct/kWh_{th}
- Leistung: ca. 400 kW_{th}
- Produktion: 0,8 GWh Wärme
- Laufzeit: 2.000 Volllaststunden pro Jahr
- Verluste: -

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf ca. 312.000 Euro (520.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 5.200 Euro.

Die Wärmegestehungskosten bei 2.000 Volllaststunden belaufen sich auf ca. 0,05 Euro pro kWh.

Die Inbetriebnahme am Standort Glockwiesen ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das kalte Fernwärmenetz realisiert wurde. Der Standort befindet sich südlich vom Kerngebiet, ca. 600 m Luftlinie bis zur Energiezentrale im Kerngebiet (Punkt E in Abbildung 3).

4.7 Wasserstoff: Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseur

Die geplante Wasserstoffproduktion soll zwei Zwecke erfüllen. Erstens soll der Wasserstoff zu Hochpreiszeiten über eine Brennstoffzelle rückverstromt werden (H_2-Stromspeicher) und zweitens soll der Wasserstoff in ein noch zu planendes H_2-Netz eingespeist werden.

Technologisch wird der Wasserstoff in einem Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseur erzeugt. Dies ist ein sogenannter Speicherelektrolyseur. Der Speicherelektrolyseur wird hierbei bis zu 4 Stunden mit Strom beladen und dann bis zu 20 Stunden entladen. Beim Laden wird Zinkoxyd unter Strom zu Zink, der sich an der Kathode anlagert, und Sauerstoff aufgespaltet. Bei der Entladung wird Wasser zugeführt; dabei wird das Zink wieder in Zinkoxid umgewandelt und es entsteht Wasserstoff sowie Wärme, die in das 80°C FW-Netz eingespeist wird. Da der Umschaltprozess von Laden auf Entladen und umgekehrt jeweils 15 bis 20 Minuten dauert, ist eine kurzfristige Flexibilität nicht gegeben, d.h. der Elektrolyseur sollte immer möglichst vollständig be- und entladen werden. Die beiden 2 MW Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseure benötigen im Jahr 5,6 GWh Strom und erzeugen damit 4 GWh Wasserstoff und 1,1 GWh Wärme.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten des Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseurs:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Windstrom: 0,06 €/kWh
- Investition: 3.750 €/kW (davon 40% Förderung)
- OPEX: 3,0% CAPEX/a
- Produktionskosten H2 (optimal): 0,40 €/kWh$_{H2}$
- Ladeleistung: 4 MW
- Laden/entladen: 4h/20h; 350 Tage/a
- Produktion H_2: 4.000.000 kWh/a
- Verluste: 29%

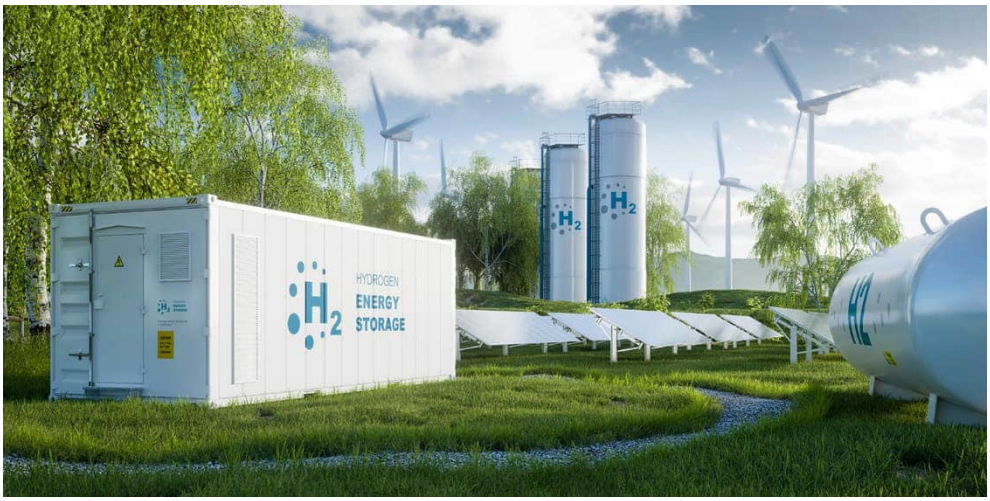


Abbildung 36: Symbolfoto Wasserstoffproduktion

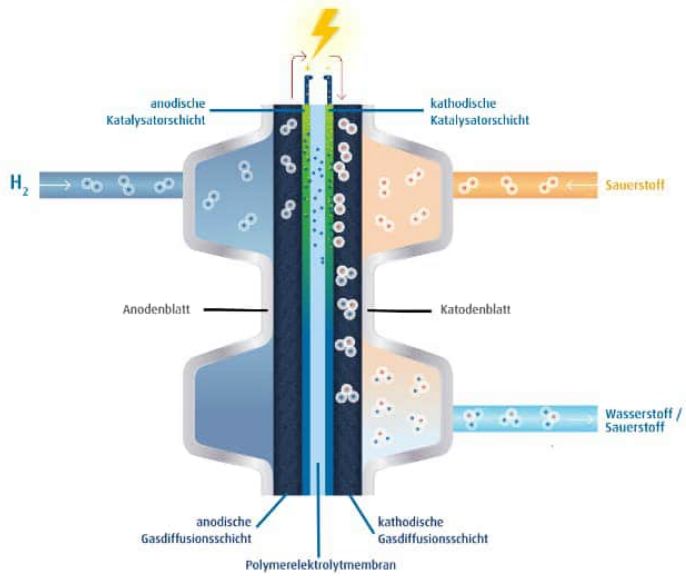
Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf ca. 15.000.000 Euro. Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 450.000 Euro. Die Strombezugskosten liegen bei ca. 560.000 Euro pro Jahr.

Bei Vollauslastung des Elektrolyseurs ergeben sich Produktionskosten von rund 0,40 € pro KWh Wasserstoff.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen. Als Standort ist der Recyclinghof Birkenfeld (Punkt A in Abbildung 3) angedacht.

4.8 Brennstoffzelle (Rückverstromung Wasserstoff)

Brennstoffzellen sind stromerzeugende Aggregate, die Strom nicht durch eine Verbrennung erzeugen, wie z.B. Motoren oder Gasturbinen, sondern durch eine elektrochemische Redoxreaktion (auch elektrochemische Verbrennung genannt). Ein Brennstoff (Wasserstoff oder Methanol) und Sauerstoff kombinieren sich in der Brennstoffzelle zu Wasser und geben dabei elektrische Energie frei. Im Prinzip handelt es sich damit um eine Umkehrung der Elektrolyse. Der Aufbau und die chemischen Prozesse sind beispielhaft in Abbildung 37 dargestellt.



1. Wasserstoffmoleküle treten in die Anode ein.
2. Der Anodenkatalysator trennt die Wasserstoffmoleküle in Protonen und Elektronen.
3. Die Protonen und Elektronen gelangen auf unterschiedlichen Wegen zur Kathode.
4. Die Protonen durchdringen die Membran, wo sie sich mit dem Sauerstoff und den Elektronen verbinden und so Wasser und Wärme erzeugen.
5. Die Elektronen durchlaufen einen externen Stromkreis und erzeugen Strom.

Abbildung 37: Aufbau und Funktionsweise einer PEM Brennstoffzelle[1]

Aufgrund der besonderen Reaktion in einer Brennstoffzelle weisen Brennstoffzellen zwei besondere Merkmale auf:

- hoher Wirkungsgrad
- geringe Umwelteinwirkungen in Bezug auf Lärm, Vibrationen und Schadstoffemissionen

Brennstoffzellen sind heute kommerziell verfügbar, aber kein ausgeprägtes Massenprodukt, so dass sich Produkte verschiedener Hersteller teils signifikant unterscheiden können.

Für die Anwendung der Stromrückgewinnung in Birkenfeld, bei dem ein Speicherelektrolyseur den Wasserstoff bereitstellt, kommt eine PEM-Brennstoffzelle in Frage, da sie im Betrieb flexibel ist. Diese Flexibilität ist aufgrund der Arbeitsweise des Speicherelektrolyseurs notwendig. Ziel ist es, die Rückverstromung ins Netz bei hohen Strompreisen anzuwenden, während die Befüllung des Speicherelektrolyseurs (H_2-Speicher für den flexiblen Betrieb der Brennstoffzelle) nur bei niedrigen Strompreisen aus den lokalen Stromquellen stattfinden soll.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten der Brennstoffzelle:

- Nutzungsdauer: 20 a
- H2: 0,40 €/kWh
- Investition: 4.500 €/kW (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 180,00 €/ kW a
- Produktionskosten Strom (optimal): 0,88 €/kWh
- Leistung: 320 kW
- Laufzeit: 4.000 h/a
- Verluste: 45% (nur Strom, inklusive Abwärmenutzung: ca. 10%)
- Stromproduktion: 1.100.000 kWh/a
- Wärmeproduktion: 900.000 kWh_{th}/a

[1] https://www.umicore.de/de/presse/stories/brennstoffzellenkatalysatoren-fur-eine-saubere-mobilitat/was-sind-brennstoffzellen-welche-typen-gibt-es-und-wie-funktionieren-sie/#:~:text=Brennstoffzellen%20sind%20Systeme%2C%20die%20Strom,sie%20sie%20mit%20Sauerstoff%20kombinieren.

Abbildung 38: Symbolfoto Brennstoffzelle

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf ca. 960.000 Euro (1.440.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 57.600 Euro. Die Brennstoffkosten (H_2) belaufen sich auf bis zu 400.000 Euro pro Jahr (bei dauerhaftem Volllastbetrieb).

Die Stromgestehungskosten belaufen sich im optimalen Fall auf 0,88 Euro pro kWh.

Da die genaue Betriebsweise noch nicht ermittelt werden konnte, bestehen hinsichtlich der spezifischen Kosten noch deutliche Unsicherheiten. Diese Unsicherheiten sind im Rahmen einer Detailplanung auszuräumen. Weiterhin kann es auch sinnvoll sein, anstatt einer Brennstoffzelle ein BHKW einzusetzen. Bei einem BHKW liegen die Investitionen bei gleicher elektrischer Leistung im Bereich von 15 bis 20% derjenigen der Brennstoffzelle. Allerdings ist der elektrische Wirkungsgrad mit gut 30% auch deutlich geringer. Bei den Umwelteigenschaften Lärm und Vibrationen ist das BHKW ebenfalls unterlegen. Allerdings ist es im Betrieb sehr flexibel und weist eine hohe Lebensdauer auf.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2028 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt der Windpark realisiert wurde. Als Standort ist der Recyclinghof Birkenfeld (Punkt A in Abbildung 3) vorgesehen.

4.9 Saisonaler Erdspeicher

Mit dem saisonalen Erdspeicher soll Wärme während der Sommermonate eingespeichert und während der Wintermonate als Heizenergie entzogen werden. Als Speichermedium dient typischerweise Wasser. Dennoch ist zu berücksichtigen, dass ein solcher Speicher betriebswirtschaftlich nur dann sinnvoll betrieben werden kann, wenn seine gesamte technische Speicherkapazität nicht nur einmal im Jahr genutzt wird, sondern mehrfach. Diese Mehrfachnutzung wird durch die Anzahl der Beladungen pro Jahr angegeben. Eine vollständige Beladung ist dann gegeben, wenn die komplette Wassermenge von der unteren Grenztemperatur (ca. 40°C) auf die obere Grenztemperatur (z. B. 90°C) erhitzt wurde. Diese Differenz heißt Temperaturspreizung. Die hierbei benötigte Energiemenge ist die Speicherkapazität. Dies muss nicht in einem kontinuierlichen Vorgang geschehen. Solche Speicher können simultan be- und

entladen werden (dann funktionieren sie wie ein Wärmetauscher). Je größer die zu erreichende Beladungszahl (und damit auch die Anzahl der Entladungen) ist, desto kleiner kann die Speicherkapazität gewählt werden und desto günstiger ist der Speicher, bezogen auf die aus dem Speicher genutzte Energiemenge. In Birkenfeld soll ein großer Saisonalspeicher mit einem Wasservolumen von rund 18.000 m^3 realisiert werden. Bei einer Temperaturspreizung von 50°C hat er dann eine Speicherkapazität von 1 GWh. Da der Speicher in Birkenfeld 10 GWh an das klassische FW-Netz abgeben soll, sind hiermit 10 Beladungen pro Jahr impliziert. Im Sommer erfolgt das Beladen im Wesentlichen über die Solarthermie, in den Übergangszeiten und im Winter über Strom zu Schwachlastzeiten (geringe Strompreise). Dies erscheint möglich, da lokal insgesamt deutlich mehr Strom erzeugt wird als Birkenfeld benötigt. Dennoch sind diese Berechnungen im Rahmen einer Detailplanung zu überprüfen. Eine wesentliche Funktion des Speichers ist es, einen Ausgleich zwischen der fluktuierenden Wärmeerzeugung und der schwankenden Wärmenachfrage zu schaffen (nachfrageseitig Lastspitzen abfangen, angebotsseitig Wärmeproduktionsüberschüsse zwischenspeichern), so dass Angebot und Nachfrage zusammenpassen. Darüber hinaus dient der Wärmespeicher auch als Wärmequelle für das kalte FW-Netz, um einen möglichst flexiblen Betrieb beider Netze gewährleisten zu können. Diese letzte Funktion wurde nicht quantifiziert und ist daher im Rahmen der weiteren Planungen zu evaluieren.

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 650 €/MWh (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 0,32 €/MWh
- Energiekosten (Strom): 250.000 €/a
- Speicherkosten: 0,04 €/kWh_{th}
- Kapazität: 18.000 m^3
- Spreizung: 50 K
- Beladungen: 10/a
- Verluste: 30%

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf rund 390.000 Euro (650.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 3.250 Euro.

Unter optimalen Bedingungen lassen sich damit Speicherkosten von 0,04 €/kWh_{th} erzielen.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde.

Als Standort ist der Recyclinghof Birkenfeld (Punkt A in Abbildung 3) vorgesehen.

4.10 Eisspeicher

Der Eisspeicher erfüllt genau wie der Erdspeicher auch eine saisonale Speicherfunktion. Er arbeitet jedoch auf einem niedrigeren Temperaturniveau und hat in aller Regel eine deutlich geringere Temperaturspreizung (z.B. 0 bis +30°C). Wichtig ist, dass sein Temperaturniveau den Schmelz- bzw. Gefrierpunkt des Speichermediums umfasst (bei Wasser 0°C), um die latente Wärme nutzen zu können. Wichtig bei dem Gefrierprozess ist, dass dieser von innen nach außen stattfindet, da Eis eine geringere Dichte als Wasser hat. Wird das nicht eingehalten, so kann der Eisspeicher erheblichen Schaden nehmen. Da der Eisspeicher Teil eines komplexeren Wärmeversorgungssystems ist (Geothermie, Solarthermie,

Stromheizung, Booster-Wärmepumpe) ist, muss er eingeregelt werden. Dieser Regelungsprozess kann durchaus 2 Jahre in Anspruch nehmen. Darüber hinaus eignet sich der Eisspeicher in Verbindung mit dem kalten FW-Netz im Sommer auch zum Kühlen von Gebäuden. Ansonsten gelten die gleichen technischen Rahmenbedingungen wie beim Erdspeicher.

In Birkenfeld wird mit einem Eisspeicher mit einem Volumen von 2.000 m^3 geplant. Da der Eispeicher spezifisch deutlich höhere Kosten als ein klassischer Erdspeicher aufweist, muss er für einen wirtschaftlichen Betrieb eine jährliche Beladungszahl von etwa 20 aufweisen. Ob diese Zahl im Rahmen der gegebenen technischen Eckdaten des geplanten Systems erreicht werden kann, ist in einer Detailplanung zu simulieren.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten des Eisspeichers:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 650 €/m^3 (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 0,33 €/MWh a
- Energiekosten (Strom): 250.000 €/a
- Beladungen: 20/a
- Speicherkosten: 0,08 €/kWh_{th}
- Kapazität: 2.000 m^3
- Spreizung: 15 K
- Verluste: 20%

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf rund 936.000 Euro (1.560.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 15.600 Euro. Die Energiekosten (Strom) liegen bei etwa 250.000 Euro/a.

Unter optimalen Bedingungen lassen sich damit Speicherkosten von 0,08 €/kWh_{th} erzielen.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde.

Als Standort ist der Energiezentrale (Punkt C in Abbildung 3) vorgesehen.

4.11 Wärmepumpen

Die drei verschiedenen Wärmepumpen im System dienen dazu, das auf der Eingangsseite zur Verfügung gestellte Temperaturniveau auf das für die Raumwärmeheizungen notwendige Temperaturniveau anzuheben. Vom Prinzip her unterscheiden sich die Wärmepumpen dabei nicht; nur das jeweilige Medium, das die Wärme eingangsseitig zur Verfügung stellt, ist unterschiedlich. Zum einen wird die Wärme der Luft entzogen, zum zweiten wird die Wärme einem Abwasserkanal entzogen und zum dritten wird die Wärme einem Eisspeicher entzogen. In letzterem ist es insbesondere die latente Wärme, die entzogen werden kann, ohne dass das Temperaturniveau im Eisspeicher sinkt und damit verhindert, dass eine Verschlechterung des Wirkungsgrades eintritt. Abbildung 39 veranschaulicht das Funktionsprinzip, nur dass im Fall Birkenfeld, die Wärmequellen Luft, Abwasser und der Eisspeicher (Wasser) sind.

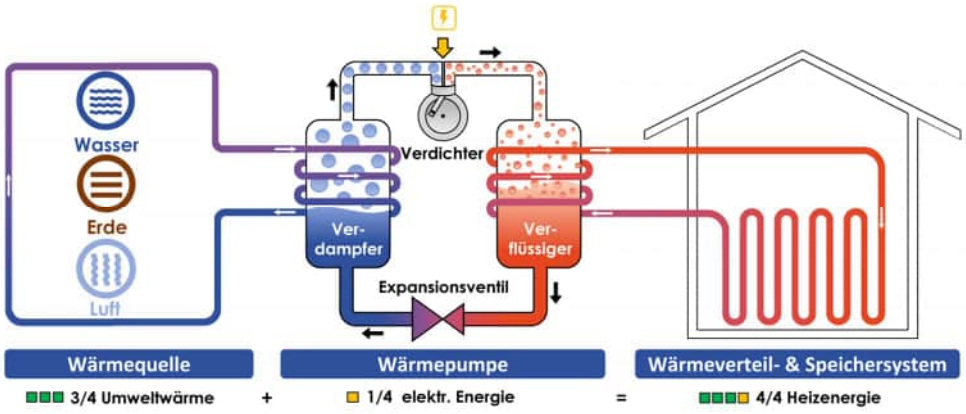


Abbildung 39: Funktionsprinzip Wärmepumpe

Die theoretische Effizienz einer Wärmepumpe wird durch den Coefficient of Performance (COP) gemessen. Der COP gibt das Verhältnis der abgegebenen Wärmeleistung zur aufgenommenen elektrischen Leistung an und wird als Kennzahl für die Energieeffizienz einer Wärmepumpe verwendet. Eine sehr gängige Art der ersten Abschätzung des COPs ist die Verwendung des Carnot-Effizienz:

$$COP = \frac{T_H}{T_H - T_C} \cdot GG$$

wobei T_H für die zu erzielende Ausgangstemperatur und T_C für die Eingangstemperatur steht und in Grad Kelvin (°K) angegeben wird. GG steht für einen Gütegrad, der die real realisierbaren Umwandlungseffizienz einbindet. Gütegrade im Bereich von 0,45 und 0,55 sind standardmäßig realisierbar und sind abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizsystem sowie vom verwendeten Arbeits- bzw. Kältemedium. Damit wird aber auch klar, dass ein geringerer Temperaturunterschied (T_H - T_C) zu einer höheren Effizienz führt. Daher ist die latente Wärme des Eisspeichers so interessant, da hier die entzogene Wärme nicht zu einer niedrigeren Temperatur führt, sondern zu einem Phasenwechsel (aus Wasser wird bei konstant 0°C Eis). Die Jahresarbeitszahl (JAZ) ist die Berechnung der Effizienz einer Wärmepumpe nicht auf Basis der Leistungsdaten, sondern auf Basis der eingangsseitig zur Verfügung gestellten Umgebungswärmemenge (W) und der eingesetzten Strommenge (S) über ein Jahr hinweg. Unter Berücksichtigung der Verluste($_V$) wird hieraus die ausgangsseitige Heizwärme (H) berechnet. Die JAZ ist sicher praxisnäher, aber deutlich aufwendiger in der Datenbeschaffung.

$$JAZ = \frac{S_V + W_V}{S} = \frac{H}{S}$$

4.11.1 Große Luft-Wärmepumpen

Die großen Luft-Wärmepumpen (Luft-WP) sind eine wesentliche Wärmequelle für das klassische FW-Netz, weil sie insgesamt 18 GWh zur Verfügung stellen. Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten der Luft-WP. Hierbei handelt es sich nicht um eine einzelne Wärmepumpe, sondern um mehrere Wärmepumpen, die an verschiedenen Orten und zu verschiedenen Zeitpunkten zu errichten sind, um den flexiblen Aufbau der benötigten Wärmeleistungen zu ermöglichen:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 2.660 €/kW (davon 40% Förderung)

- Betriebskosten: 5,32 €/kW a
- Stromkosten: 0,10 €/kWh
- Produktionskosten Wärme (optimal): 0,05 €/kWh_{th}
- Leistung: 7,2 MW
- Laufzeit: 2.500 h/a
- JAZ: 3,5 kWh_{th}/kWh_{el}
- Produktion: 18.000.000 kWh_{th}/a

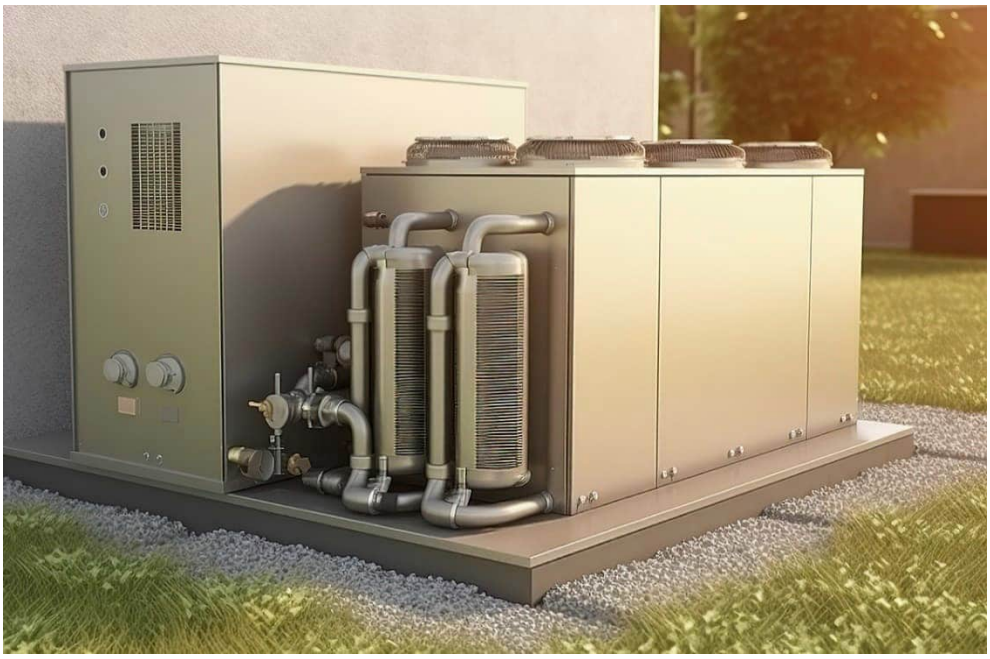


Abbildung 40: Symbolbild Wärmepumpe

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf rund 11.490.000 Euro (19.150.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 38.300 Euro. Die Kosten des jährliche Stromeinsatzes liegen bei rund 600.000 Euro.

Unter optimalen Bedingungen lassen sich damit Gestehungskosten von 0,05 €/kWh_{th} erzielen.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde. Als Standorte sind die Energiezentrale und eine weitere Wärmestation (Punkte C und D in Abbildung 3) vorgesehen.

4.11.2 Abwasser-Wärmepumpe

Die Abwasserwärmepumpe soll rund 4 GWh in das klassische FW-Netz einspeisen. Hier ist noch zu klären, ob ein Anschluss technisch gut realisierbar ist, da die Wärmepumpe knapp 100 Meter tiefer liegt als das FW-Netz des Kerngebiets. Sollte dies nicht möglich sein, so ist das Problem überschaubar, da einerseits die Luft-WP größer dimensioniert werden können und andererseits die Wärmemenge dieser Abwasserpumpe erst dann gebraucht wird, wenn der vorgesehene hohe Anschlussgrad im Kerngebiet auch erreicht wird.

Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten der Abwasser-WP:

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 2,100 €/kW (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 42,00 €/kW a
- Stromkosten: 0,10 €/kWh
- Produktionskosten (optimal): 0,05 €/kWh_{th}
- Leistung: 330 kW
- JAZ: 3,5 kWh_{th}/kWh_{el}
- Laufzeit: 3.500 h/a
- Produktion: 4.000.000 kWh_{th}/a

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf rund 416.000 Euro (619.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 13.900 Euro. Diese sind im Vergleich zu den beiden anderen WP-Typen hoch, da das Wärmemedium Abwasser nicht ganz unproblematisch ist. Die Kosten des jährliche Stromeinsatzes liegen bei rund 160.000 Euro.

Unter optimalen Bedingungen lassen sich damit Gestehungskosten von 0,05 €/kWh_{th} erzielen.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde. Der vorgesehene Standort liegt östlich des Kerngebiets (Punkt F in Abbildung 3).

4.11.3 Booster WP für Eisspeicher

Die Booster-WP soll im Wesentlichen die latente Wärme des Eisspeichers nutzen. Dadurch, dass sie nur eine Temperaturdifferenz von 10°C zu bewältigen hat, kommt sie auf einen sehr gute JAZ.

- Nutzungsdauer: 20 a
- Investition: 2.000 €/kW (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 4,00 €/kW a
- Stromkosten: 0,10 €/kWh
- Produktionskosten Wärme (optimal): 0,03 €/kWh_{th}
- Leistung: 450 kW
- Laufzeit: 3.500 h/a
- JAZ: 4,5 kWh_{th}/kWh_{el}
- Produktion: 7.000.000 kWh_{th}/a

Die Kosten belaufen sich bei einer angenommenen Förderung von 40% auf rund 600.000 Euro (1.000.000 Euro ohne Förderung). Der Betrieb verursacht jährliche Kosten von rund 2.000 Euro. Die Kosten des jährliche Stromeinsatzes liegen bei rund 140.000 Euro.

Unter optimalen Bedingungen lassen sich damit Gestehungskosten von 0,03 €/kWh_{th} erzielen.

Die Inbetriebnahme ist in etwa für das Jahr 2030 vorgesehen, falls zu diesem Zeitpunkt das Fernwärmenetz realisiert wurde. Der vorgesehene Standort ist die Energiezentrale (Punkt C in Abbildung 3).

5 Energietransport

Innerhalb des Energiekonzeptes spielt die Wärmeversorgung und damit der Wärmetransport eine zentrale Rolle. Während die Stromversorgung für die Verbraucher als gegeben angenommen werden kann und nur die Versorgungsplanung der zentralen Anlagen mit hohem Strombedarf bzw. hoher Stromeinspeisung zu planen ist, muss die Wärmeversorgung insgesamt neu geplant werden. Im vorliegenden Fall wird eine Unterscheidung zwischen klassischer und kalter Fernwärme (FW) berücksichtigt.

Abbildung 41 zeigt den historischen Verlauf der Fernwärme. Die ersten FW-Netze (1880-1930) basierten auf der Verteilung von Dampf, welcher in Kohle- oder Müllverbrennungsanlagen produziert wurde. Nach und nach wurden die Vorlauftemperaturen von ~200°C auf <100°C verringert und Dampf durch heißes Wasser ersetzt. Damit konnten bereits große Energieeinsparungen erzielt werden. Außerdem erlaubte die Verwendung niedrigerer Temperaturen auch die Einbindung von solarer Wärme sowie industrieller Abwärme. In den letzten Jahren wurden weitere Temperatursenkungen möglich, da einerseits die Gebäude besser gedämmt werden und damit einen geringeren Wärmebedarf haben, und andererseits die Verwendung von Wärmepumpen es erlaubt, Wärme von niedrigeren Temperaturniveaus auf ein verwendbares Temperaturniveau anzuheben (siehe WP-Steckbriefe). In diesem Fall spricht man auch von kalter Fernwärme, welche als Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen (WP) verwendet wird und damit eine ganzjährige konstante und sehr gute Jahresarbeitszahl (JAZ) ermöglicht.

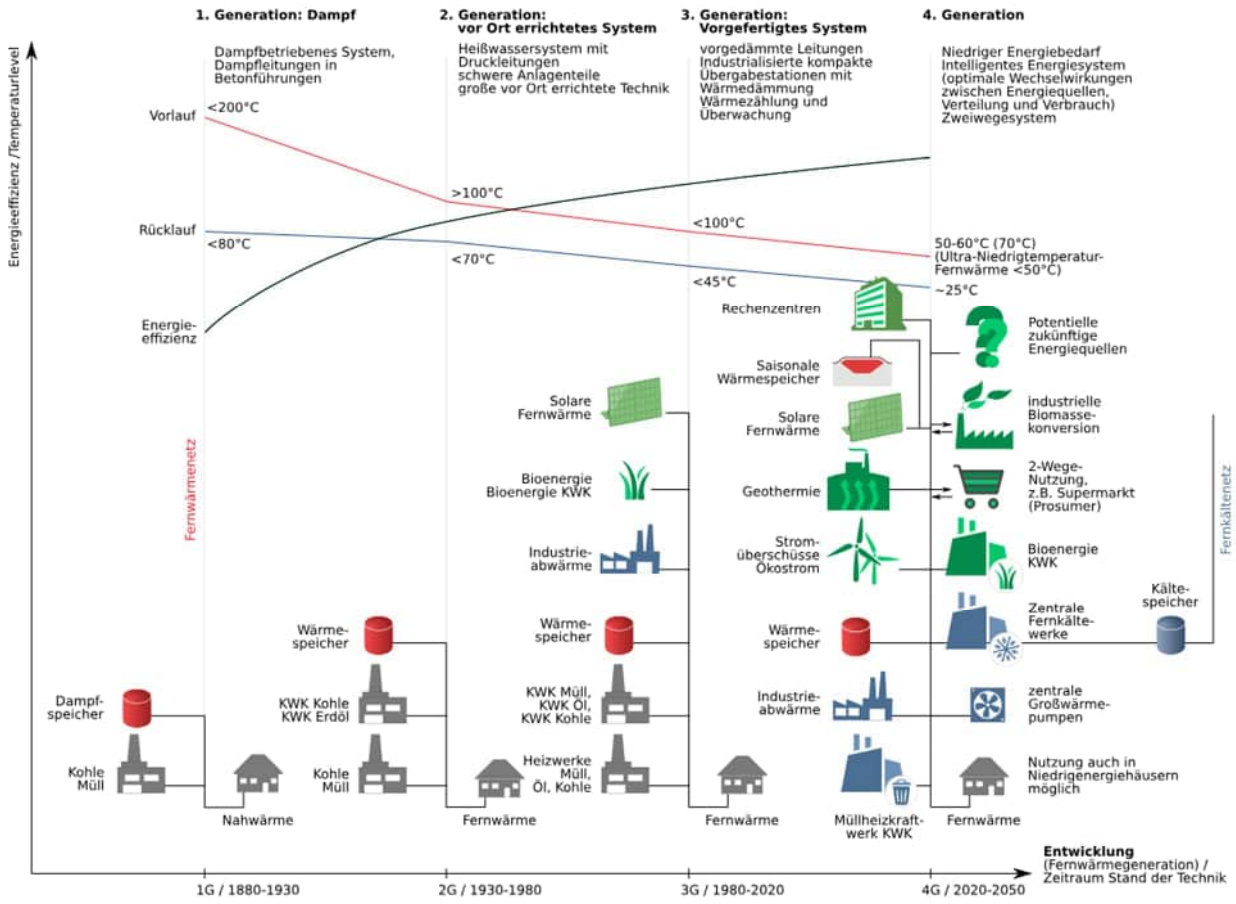


Abbildung 41: Generationen von Nah- und Fernwärmesystemen (Quelle: Lund et al. (2014))

Als solches ist in diesem Vorhaben geplant, ein zentrales klassisches Fernwärmenetz (für die Versorgung von industriellen Kunden) mit einem Niedertemperaturnetz (für die Versorgung der Wohngebiete) zu verknüpfen.

In beiden FW-Varianten erfolgt der Großteil der Investitionen vom Betreiber der FW-Anlage (inklusive Wärmebereitstellung, Verrohrung, und systemseitige Übergabestelle). Die Hausübergabestelle für Einfamilienhäuser und größere Mehrfamilienhäuser wird in der Regel ebenfalls vom FW-Betreiber installiert und betrieben, um einen reibungslosen Ablauf im Betrieb sicherzustellen. Der Endkunde (Bürger) muss in der Regel neben den Wärmekosten eine Anschlussgebühr zahlen.

Abbildung 42 zeigt nochmals das vorgeschlagene Nah- bzw. Fernwärmenetz. In schwarz ersichtlich (von der Energiebereitstellung, über die Knotenpunkte 1, 2 und 0) ist das Hochtemperatur (HT)-Netz angedeutet. Die restlichen in blau gezeigten Verbindungen sind als Niedertemperatur (NT)-Netz vorgesehen.

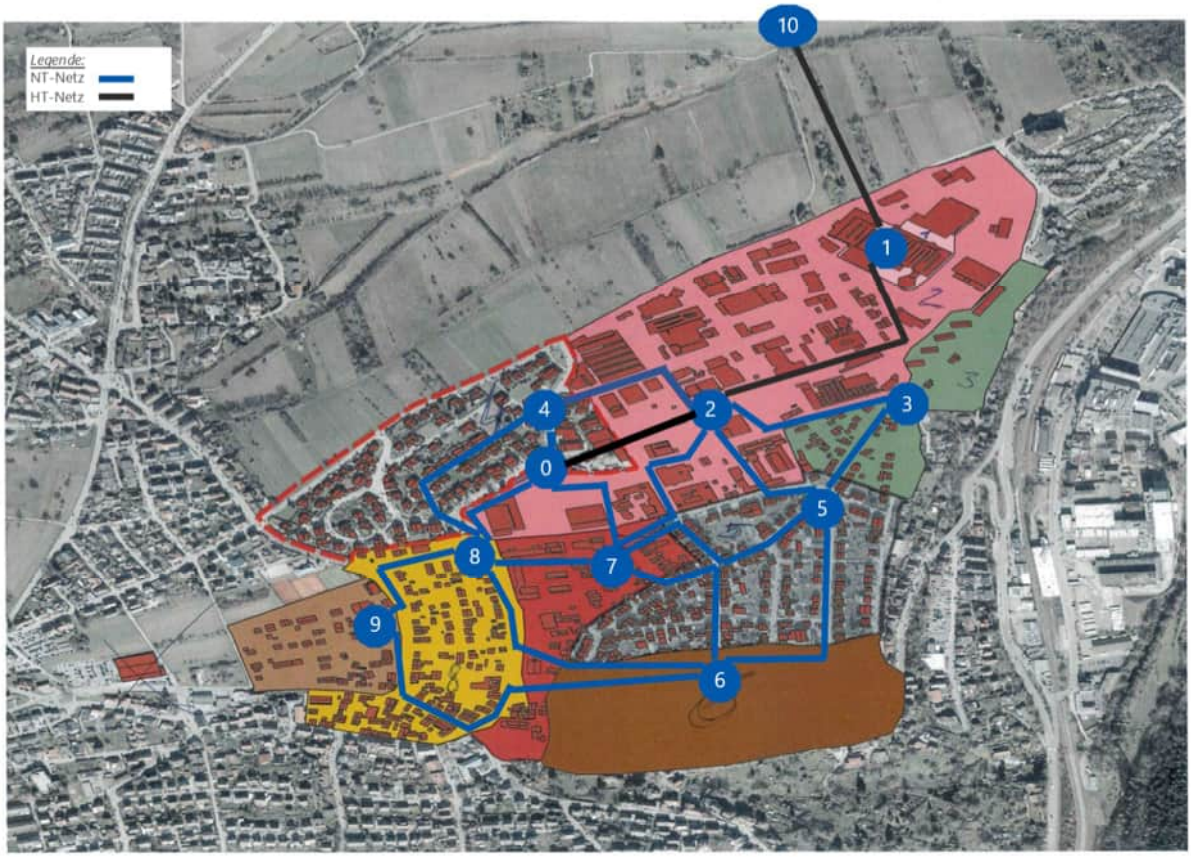


Abbildung 42: Vorgeschlagenes Nah- bzw. Fernwärmenetz

5.1 Klassische FW

Beim klassischen Nahwärmenetz wird die von einer zentralen Energiequelle erzeugte Wärme mit Temperaturen von ca. 70 °C zu den Häusern transportiert (siehe Abbildung 43)[2]. Als Wärmeerzeuger kommt meist eine Feuerungstechnik zum Einsatz, beispielsweise ein Blockheizkraftwerk, das neben der Wärme gleichzeitig auch noch Strom produziert, oder ein mit Gas, Öl oder Holzhackschnitzeln

[2] https://business.ewe.de/magazin/wohnungswirtschaft/nahwaerme-im-vergleich

betriebener Heizkessel. Im konkreten Fall wird ein Biomasse-Heizkraftwerk zur Wärmebereitstellung verwendet, das keinerlei fossile Brennstoffe verwendet und somit auch keine CO_2-Emissionen verursacht. Auch Abwärme etwa aus Biogasanlagen, kann in dieses Netz eingespeist werden. In den einzelnen Häusern befinden sich bei der klassischen Nahwärme lediglich sogenannte Hausübergabestationen mit Wärmetauschern, über die die Wärme in den Heiz- oder Warmwasserkreislauf des jeweiligen Gebäudes abgegeben wird. Das Trinkwarmwasser wird so auf rund 65 °C erhitzt. Zum Heizen wird die Vorlauftemperatur je nach Heizflächensystem – Fußbodenheizung oder Heizkörper - mit mehr oder weniger kaltem Wasser (Rücklaufbeimischung) gemischt.

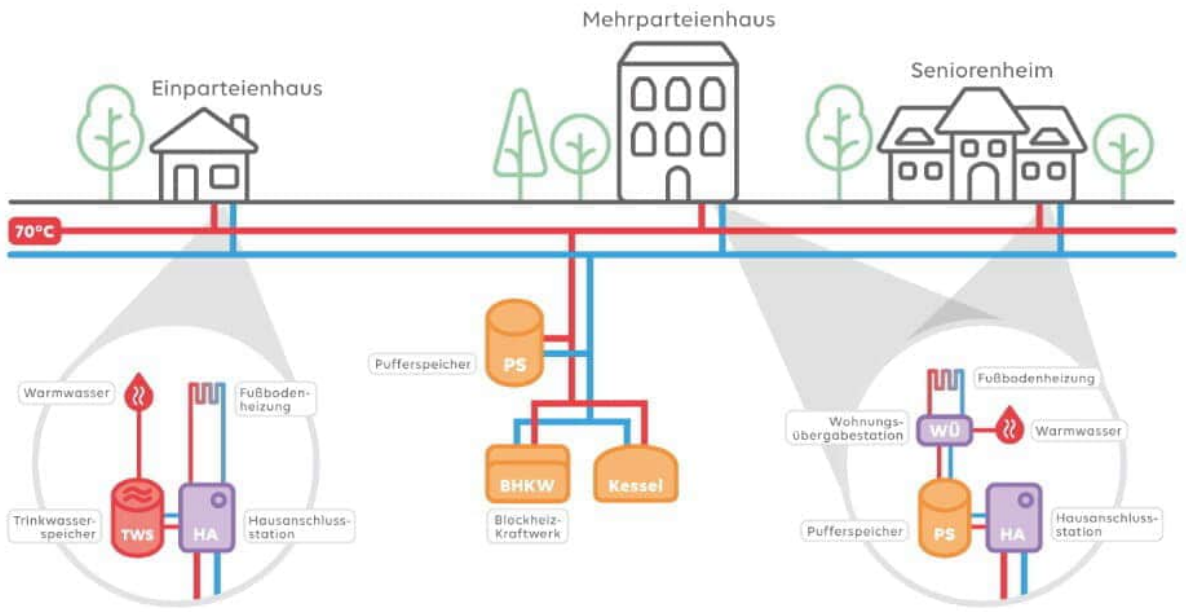


Abbildung 43: Klassische Nah- bzw. Fernwärme (Quelle: EWE)

Bei der klassischen Fernwärme ist in der Regel ein Wärmetauscher notwendig, der die Wärme vom Nah- bzw. Fernwärmenetz in das Hausnetz überträgt. Dies kann der Abbildung 44 entnommen werden.[3] Da im konkreten Fall Teile des FW-Netzes als Hochtemperatur-Fernwärmenetz entwickelt werden sollen, ist dies für die Kunden in den jeweiligen Bereichen notwendig (Abbildung 42).

[3] https://www.energiepfad.ch/wiki/fernwaermeuebergabestation/

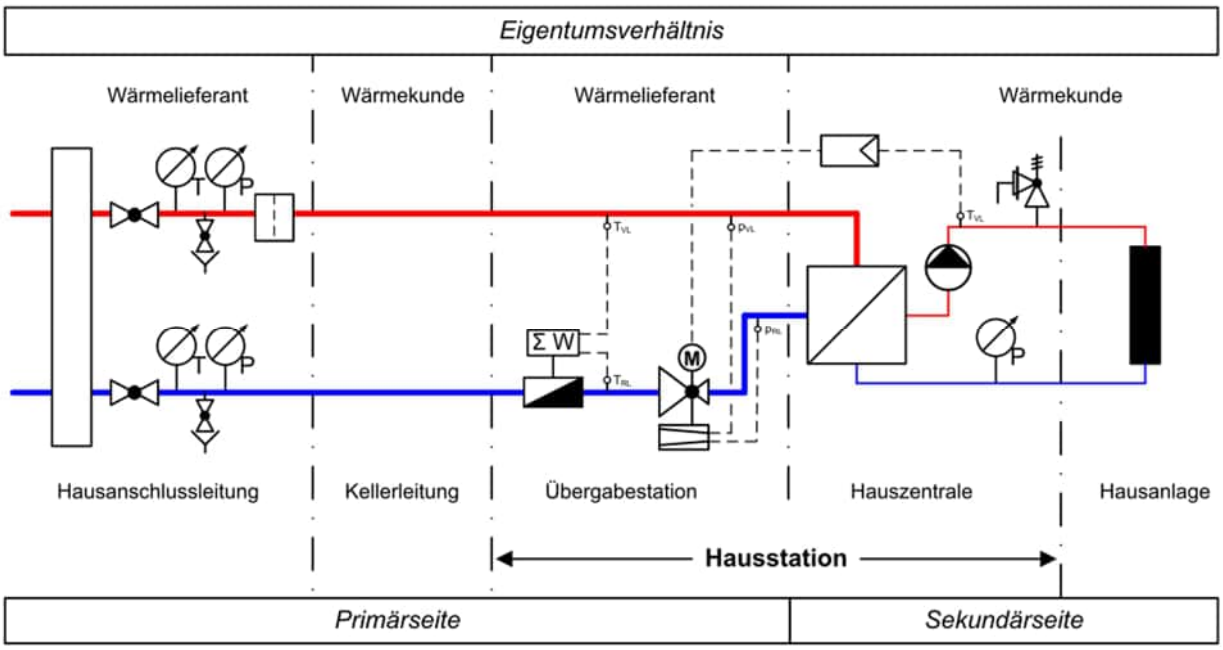


Abbildung 44: Nah- bzw. Fernwärmeübergabestation (Quelle: Verenum)

Das geplante klassische Wärmenetz wird mit diversen Wärmequellen wie z. B. Solarthermie und Biomasse BHKW versorgt. Das Hochtemperatur-Wärmenetz ist mit einer Länge von 6,6 km geplant und kostet 12.450.000 Euro (vor Förderung, wobei 40% Förderung möglich sind und nach Förderung 7.470.000 Euro). Es ist mit Betriebskosten von 62.000 Euro/a zu rechnen. Eine Inbetriebnahme bis 2030 scheint möglich. Aufgrund des notwendigen Temperaturniveaus von ~70°C wird während der geplanten 3.500 Vollaststunden im Jahr mit etwa 7,0 % Verlusten gerechnet. Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten des klassischen Fernwärmenetzes:

- Einspeisung durch WP (70%), Solarthermie (15%), Biomasse (15%)
- Nutzungsdauer: 40 a
- Investition: 12.450.000 Euro bei 6,6 km Netzlänge (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 0,5% der Investition
- Laufzeit: ca. 3.500 Volllaststunden/a
- Verluste: 7,0%
- durchschnittliche Transportkosten (optimal): ca. 0,03 €/kWh$_{th}$

Abbildung 45: Symbolbild Fernwärme

5.2 Kalte FW

Nahwärme kann sogar fast ganz ohne Wärmeverluste das Heizen in einem Quartier übernehmen. Nämlich dann, wenn es sich um ein sogenanntes kaltes Nahwärmenetz handelt (siehe Abbildung 46)[4]. Was auf den ersten Blick wie ein Paradoxon klingt, macht auf den zweiten Blick durchaus Sinn, denn in einem kalten Nahwärmenetz herrschen tatsächlich vergleichsweise kalte Temperaturen um die 10 bis 12 °C. Als zentrale Wärmequelle kommt häufig Erdwärme zum Einsatz, etwa über ein Erdwärmesondenfeld. Auch Abwärme mit sehr niedrigem Temperaturniveau, die früher nicht genutzt werden konnte, kann in ein solches Netz eingespeist werden. Außerdem lassen sich auch weitere erneuerbare Energien besonders gut in ein kaltes Nahwärmenetz einbinden, etwa über eine Solarthermie-Anlage. Statt Wasser zirkuliert in einem kalten Nahwärmenetz ein Frostschutzmittel-Wasser-Gemisch, die sogenannte Sole. Das Besondere an kalter Nahwärme ist jedoch Folgendes: Um die notwendigen Temperaturen fürs Heizen und die Warmwasserbereitung zu erreichen, befinden sich in allen ans Netz angeschlossenen Häusern Wärmepumpen. Unter Zuhilfenahme von Strom erwärmen diese dezentralen Wärmepumpen das Wasser in den Heiz- und Warmwasserkreislauf der jeweiligen Haushalte auf die benötigten Temperaturen. Doch mit einem kalten Nahwärmenetz kann nicht nur im Winter geheizt, sondern im Sommer auch gekühlt werden. An heißen Tagen entziehen dann die dezentralen Wärmepumpen nach dem Kühlschrankprinzip die Wärme aus den Gebäuden und speisen diese in das Nahwärmenetz ein. Der Nachbar, der gerade duscht, nutzt diese Wärme beispielsweise dann gleich zur Warmwasserbereitung.

[4] https://business.ewe.de/magazin/wohnungswirtschaft/nahwaerme-im-vergleich

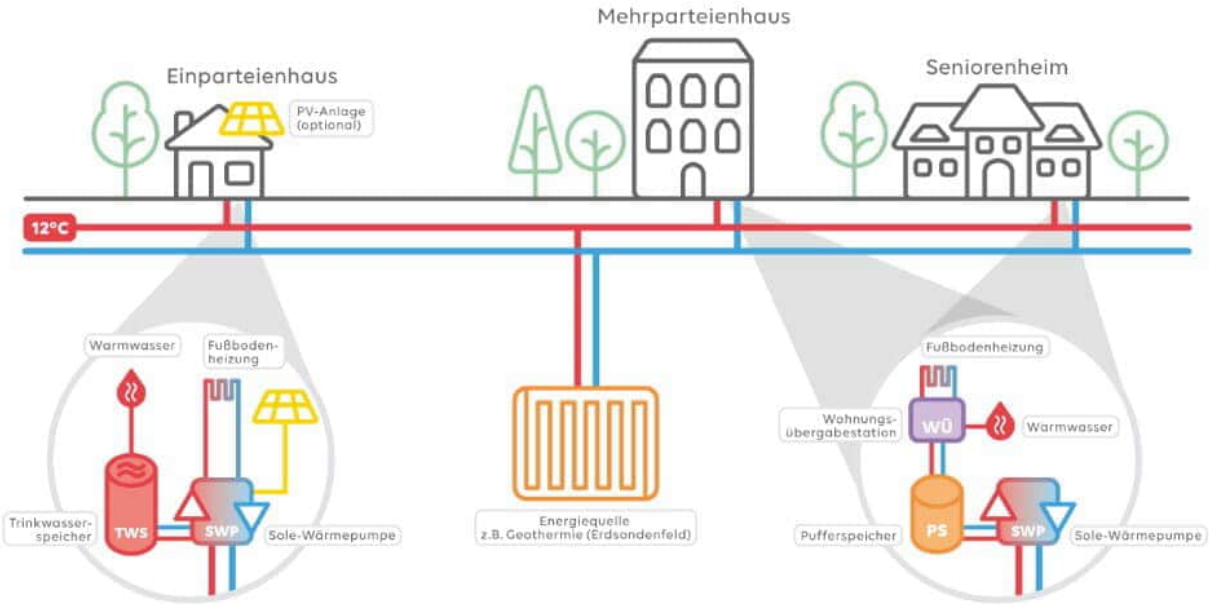


Abbildung 46: Kalte Nah- bzw. Fernwärme (Quelle: EWE)

Das geplante kalte Wärmenetz wird primär von der klassischen Fernwärme und ergänzend von der Booster-Wärmepumpe des Eisspeichers versorgt. Das Niedertemperatur-Wärmenetz ist mit einer Länge von 16,1 km geplant und kostet 15.435.000 Euro (vor Förderung, wobei 40% Förderung möglich ist; nach Förderung 9.260.000 Euro). Es ist mit Betriebskosten von 7.000 Euro/a zu rechnen. Eine Inbetriebnahme bis 2030 scheint möglich. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus von 10-12°C wird während der geplanten 3.500 Vollaststunden im Jahr mit etwa 0,5% Verlusten gerechnet. In Übergangszeiten, zum Beispiel im Herbst, kann es sogar zu einer Wärmeübertragung von dem noch warmen Erdreich auf die Rohre, also einem zusätzlichen Wärmegewinn, kommen. Nachfolgend die wesentlichen Eckdaten des kalten Fernwärmenetzes:

- Einspeisung durch WP (70%), Solarthermie (15%), Biomasse (15%)
- Nutzungsdauer: 40 a
- Investition: 15.435.000 Euro bei 16,1 km Netzlänge (davon 40% Förderung)
- Betriebskosten: 72.000 der Investition
- Laufzeit: ca. 3.500 Volllaststunden/a
- Verluste: 0,5%
- durchschnittl. Transportkosten (optimal): ca. 0,03 €/kWh$_{th}$

6 Energienachfrage 2023 und Zielkorridor 2040

Die Ausgangsbasis des Zielkorridors 2040 sind die heutigen Energieverbrauchswerte des Untersuchungsgebietes sowie heute schon antizipierte Veränderungen (z.B. voranschreitende energetische Sanierung, Ausbau E-Mobilität). Diese Energieverbräuche wurden im Rahmen des Projekts ermittelt. Der Wärme- und Strombedarf der privaten Haushalte wurde durch ein Gebäudemodell abgeschätzt. Alle Gewerbebetriebe im Untersuchungsgebiet wurden, nach vorheriger Information durch die Gemeinde Birkenfeld, von Fichtner kontaktiert und um die freiwillige Offenlegung der Verbrauchsdaten gebeten. Der Bedarf von Gewerben, von denen keine Offenlegung erfolgte, und der von öffentlichen Gebäuden wurde rechnerisch ermittelt.

Eine präzisere Analyse kann zukünftig durch die kommunale Wärmeplanung (KWP) erfolgen, im Rahmen derer gebäudescharfe Verbrauchsdaten durch die Netzbetreiber offengelegt werden müssen.

6.1 Private Haushalte

6.1.1 Wärmebedarf

Der jährliche Wärmebedarf (Raumwärme und Warmwasser) von privaten Haushalten wurde auf Basis von gebäudescharfen Geodaten simuliert. Die notwendigen Informationen wurden von Fichtner für die gesamte Gemarkung Birkenfeld (inkl. Gräfenhausen) beschafft und stehen für zukünftige Analysen zur Verfügung. Abbildung 47 zeigt den Anteil der beheizten Gebäude im Kerngebiet sowie die Aufteilung in Wohngebäude und Gewerbegebäude.

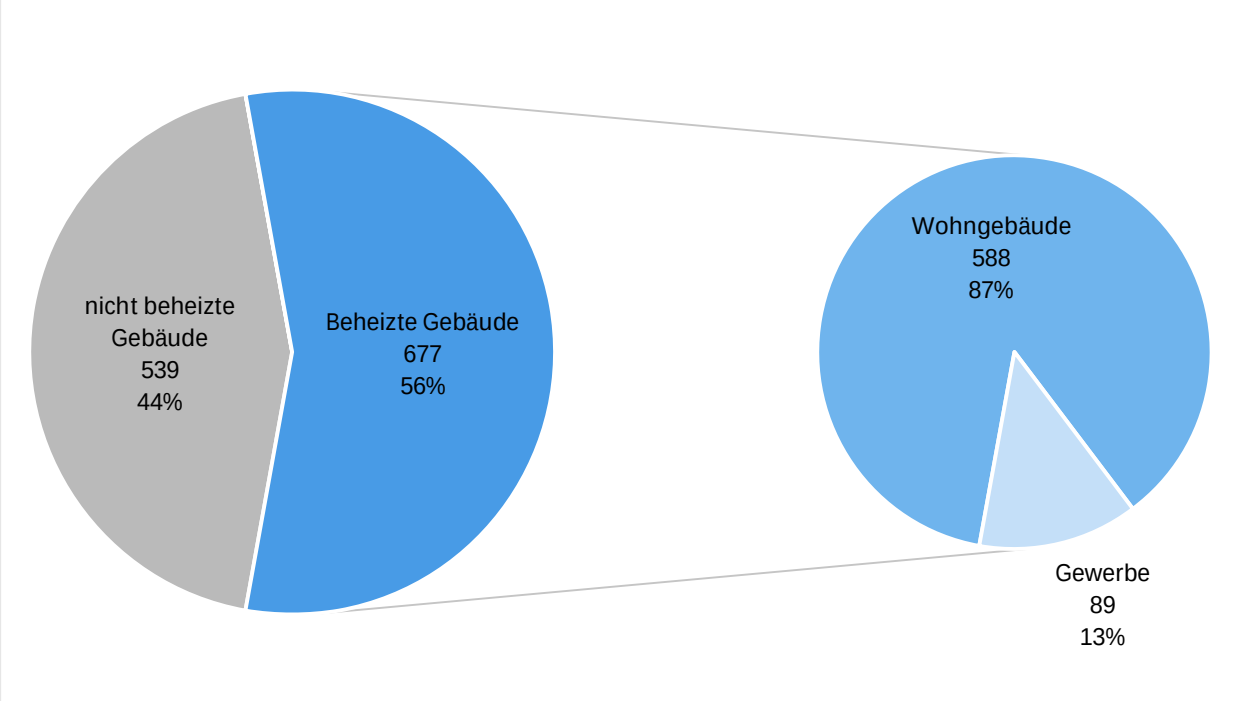


Abbildung 47: Beheizte Gebäude und Aufteilung in Wohngebäude und Gewerbe

Zunächst wurde ein Gebäudemodell der Wohngebäude erstellt und durch Eingabe der Parameter Baujahresaltersklasse, Wohnfläche und Gebäudetyp der jährliche Wärmebedarf der Wohngebäude durch spezifische Wärmebedarfe rechnerisch ermittelt.

Die stündliche Darstellung des Wärmebedarfs erfolgte anhand von Standardlastprofilen. Daraus ergibt sich für das Untersuchungsgebiet ein Wärmebedarf von 25,5 GWh (Wärmebereitstellung im Gebäude, abzgl. Verteilungsverlusten). Die folgende Abbildung 48 zeigt den prognostizierten stündlichen Standardlastverlauf für den Wärmebedarf von Wohngebäuden im Untersuchungsgebiet.

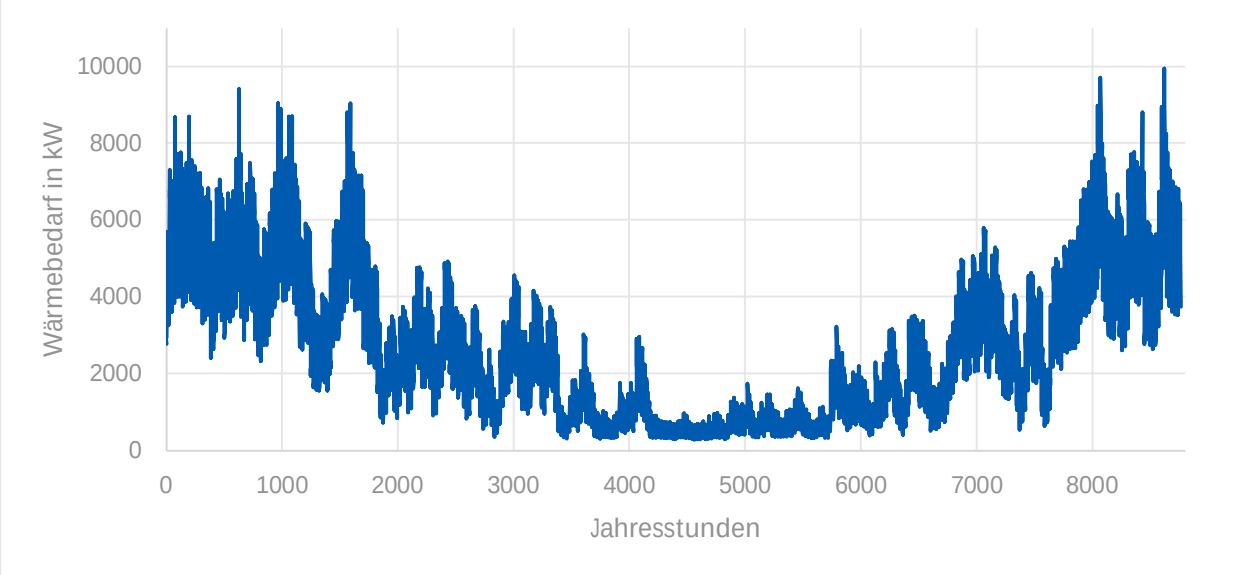


Abbildung 48: Standardlastprofil des Wärmebedarfs der Wohngebäude

6.1.2 Strombedarf

Zur rechnerischen Ermittlung des Strombedarfs von Wohngebäuden im Untersuchungsgebiet wurde die Anzahl der Haushalte im Untersuchungsgebiet abgeschätzt. Es ergibt sich ein heutiger jährlicher Strombedarf in den Wohngebäuden von 2,9 GWh. Abbildung 49 zeigt den ermittelten typischen Stromlastgang der Wohngebäude im Untersuchungsgebiet in einer Standardwoche.

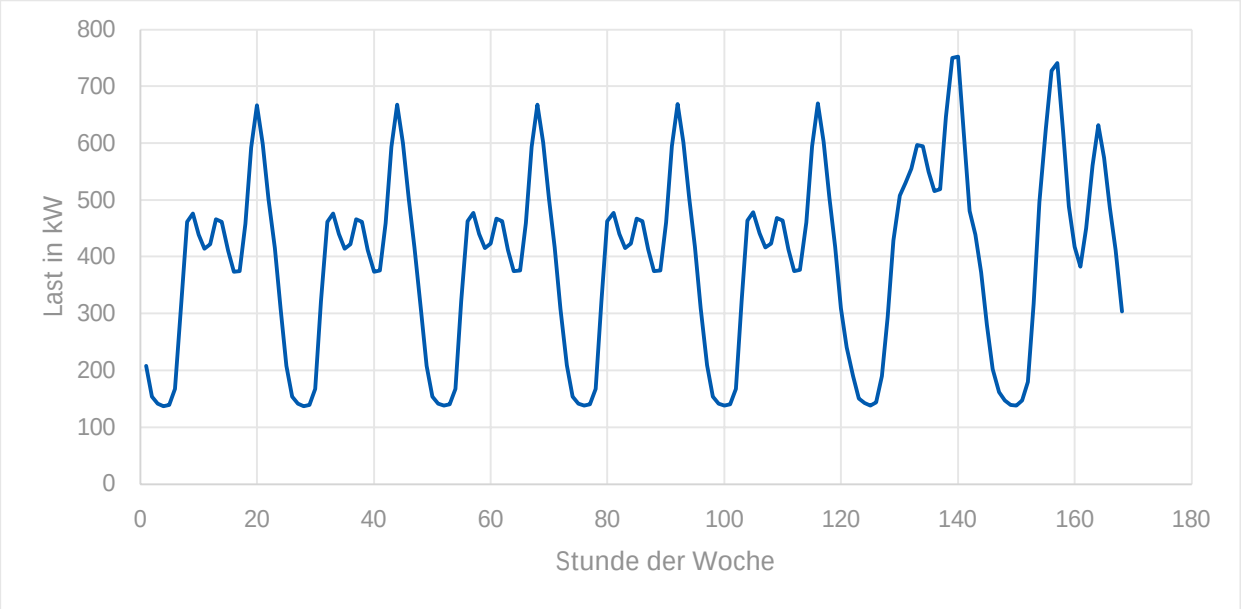


Abbildung 49: Stromlastprofil der Wohngebäude für eine Woche

6.2 Gewerbe und öffentliche Gebäude

Alle 48 Gewerbetreibenden im Untersuchungsgebiet wurden von der Gemeinde Birkenfeld postalisch über das laufende Projekt informiert und um Kooperation im Rahmen des Projekts gebeten. Anschließend wurden von Fichtner sämtliche Firmen telefonisch und per E-Mail um freiwillige Offenlegung ihrer Energieverbrauchsdaten gebeten. Abbildung 50 zeigt die hohe Rückmeldequote von 55%, was bei einer freiwilligen Befragung als Erfolg zu werten ist.

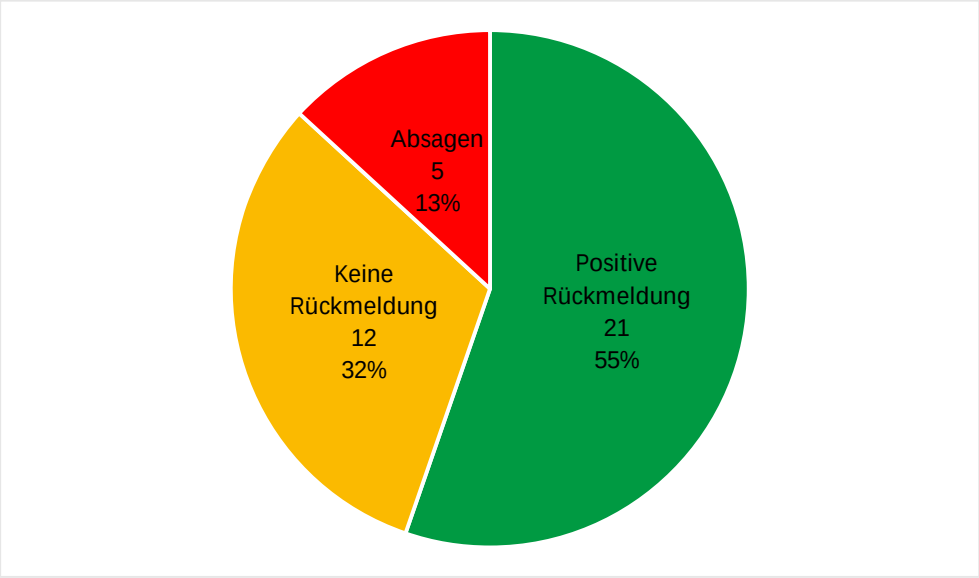


Abbildung 50: Rückmeldequote der Datenerhebung

Fehlende Verbrauchswerte im Untersuchungsgebiet wurden durch das Skalieren der rückgemeldeten Energieverbrauchsdaten unter Einbeziehung der Gebäudevolumina der Gewerbe und öffentlichen Gebäude rechnerisch ermittelt. Es konnte keine Anwendung von Erdgas zur Bereitstellung von

Hochtemperatur-Prozesswärme festgestellt werden, weshalb nachfolgend nur von der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ausgegangen wird.

Es ergibt sich ein jährlicher Wärmebedarf der Gewerbegebäude und öffentlichen Gebäude in Höhe von ca. 17,5 GWh und ein jährlicher Strombedarf von ca. 50 GWh.

6.3 Elektromobilität

Die Elektrifizierung der Mobilität wird laut Prognosen der Transportnetzbetreiber stark ansteigen, und daher ist zu prüfen, ob sie einen wesentlichen Einfluss auf das Realisierungskonzept hat. Der heutige Anteil an Elektroautos im Untersuchungsgebiet wurde über die Anzahl der Einwohner im Untersuchungsgebiet und den deutschlandweiten Anteil geschätzt. Es ergibt sich ein heutiger jährlicher Strombedarf von ca. 0,06 GWh im Untersuchungsgebiet für den Betrieb von ca. 25 privaten Elektrofahrzeugen. Dieser Bedarf wird bis 2040 auf knapp 1,1 GWh/a ansteigen. Da jedoch im Kerngebiet allein schon 50 GWh/a an Gewerbestrom benötigt werden, hat dieser Anstieg nur relevante Auswirkungen auf die Hausanschlusssituation (Stichwort: Wallboxen).

6.4 Zusammenfassung

Die Analyse erfolgte getrennt für die Kategorien Wohngebäude, Gewerbe und öffentliche Gebäude und E-Mobilität. In der folgenden Abbildung sind die wichtigsten Ergebnisse der Analyse dargestellt. Der Strombedarf wird vom Gewerbe dominiert, während die privaten Haushalte den größeren Anteil beim Wärmebedarf stellen. Die E-Mobilität spielt heutzutage eine sehr untergeordnete Rolle.

Im Zielkorridor 2040 sinkt der Wärmebedarf der privaten Haushalte aufgrund der ambitionierten Annahme einer Sanierungsrate von 2,5% (heutiger Durchschnitt 1%) und einer Sanierungstiefe von 50%. Da jedoch schon bis 2030 die wesentlichen Teile der Wärmeversorgung realisiert werden sollen, kann man zunächst von einer in etwa konstanten Situation ausgehen. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass das Wärmekonzept auf die gesamte Gemeinde ausgeweitet werden muss. Daher ist spätestens im Rahmen einer kommunalen Wärmeplanung die Wärmeplanung im Kerngebiet zu überarbeiten.

Der Strombedarf der Haushalte steigt aufgrund einer teilweisen Elektrifizierung der privaten dezentralen Wärmeversorgung sowie des starken Zuwachses der E-Mobilität an. Bei letzterem liegt der Strombedarf im Jahr 2040 bei etwa 1,1 GWh.

Die Energienachfrage des Gewerbes wurde als konstant angenommen, da im Rahmen des Projekts keinerlei Rückschlüsse auf den zukünftigen Energieverbrauch der Gewerbebetriebe und öffentlichen Gebäude gezogen werden konnten. Zu vermuten ist jedoch, dass der Wärmebedarf auch im Gewerbe zukünftig stärker durch Strom gedeckt wird. Dieser Effekt ist bei der jetzigen Datenlage jedoch nicht zu quantifizieren.

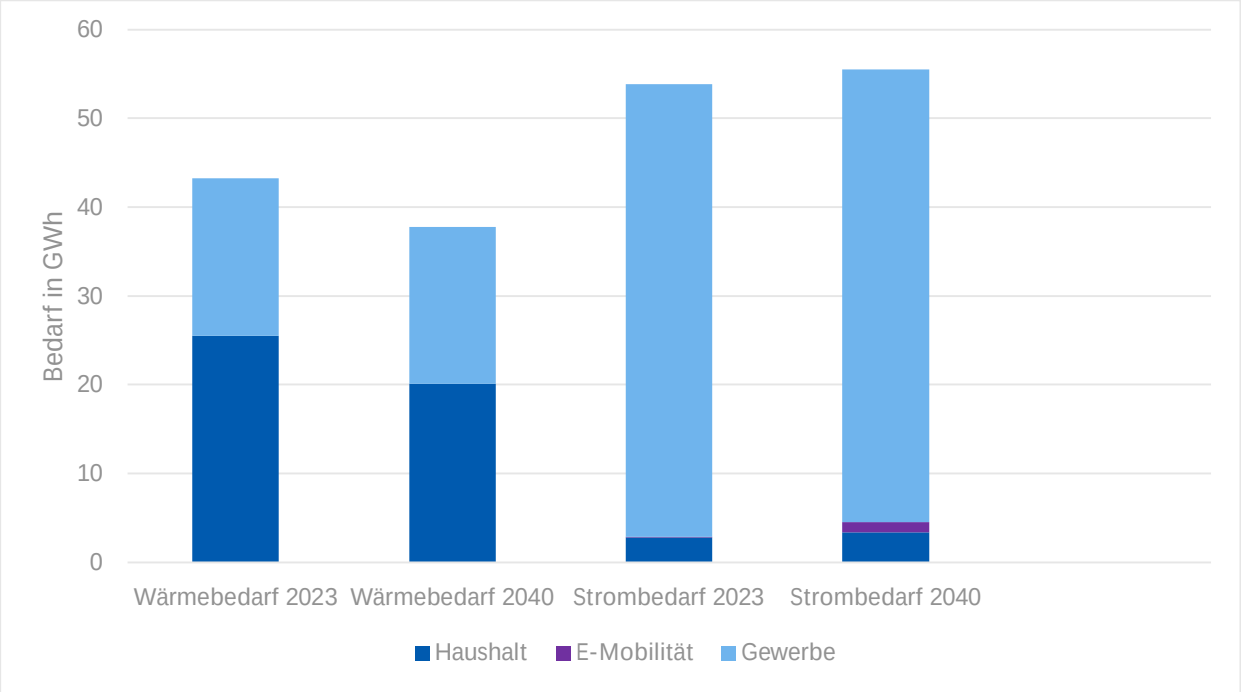


Abbildung 51: Energiebedarf im Kerngebiet

6.5 Strom: Vergleich Angebot und Nachfrage im Kerngebiet

Da das lokale Stromangebot im Wesentlichen auf Wind basiert, ist es notwendig zu wissen, in welchem Umfang das übergeordnete Stromnetz zur Absicherung der Nachfrage notwendig ist. Hierzu wurden folgende Überlegungen und Berechnungen angestellt.

Zunächst wurde die Nachfrageseite über generische Lastprofile dargestellt. Hierbei wurde zwischen Lastprofilen aus dem Gewerbe und aus privaten Haushalten unterschieden. Diese normierten, stündlichen Lastprofile wurden über die Anzahl der Haushalte sowie deren Stromverbrauch und die Anzahl der Gewerbebetriebe sowie deren Stromverbrauch hochskaliert. Insgesamt wurden 2,9 GWh Haushaltsstrom und 50 GWh Gewerbestrom berücksichtigt.

In einem nächsten Schritt wurde das lokale, fluktuierende Stromangebot (Wind, PV) über normierte Lastkurven der Region auf 8.760 Stundenwerte aufgeteilt. Hierbei wurden im proaktiven Szenario insgesamt 9 Windkraftanlagen an den beiden geplanten Standorten mit 148 GWh berücksichtigt sowie die Freiflächen PV und die Dach PV (nur Kerngebiet) mit 2,5 bzw. 10 GWh. Danach wurde die stündliche Differenz von Angebot (Wind, PV) und Nachfrage (Haushalte, Gewerbe) gebildet. Schlussendlich wurden die steuerbaren Stromerzeuger (Biomasse, Brennstoffzelle, Biogas) mit insgesamt 800 kW berücksichtigt. Da deren Einsatz planbar ist, wurde die gesamte Angebotskurve um 0,8 MW angehoben. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass damit für diese Anlagen rechnerisch eine Laufzeit von 8.760 Volllaststunden angenommen wird. Es kann aber angenommen werden, dass die Anlagen immer dann in Volllast laufen, sobald ein Netzstrombezug notwendig ist. Hierzu sind eine verlässliche Wind- und PV - Voraussagen notwendig, damit die steuerbaren Lasten (und die damit verbundenen Speicher) entsprechend vorausschauend zu steuern sind.

Damit ist der Strombezug aus dem öffentlichen Netz korrekt berechnet (Abbildung 52, roter Teil der Differenzlastkurze), nur die Überschüsse sind etwas zu hoch ausgewiesen (Abbildung 52, grüner Teil der

Differenzlastkurze), da in der Realität die Anlagen nur etwa 5.000 Volllaststunden aufweisen. Dieser Fehler liegt aber bei nur rund 2%.

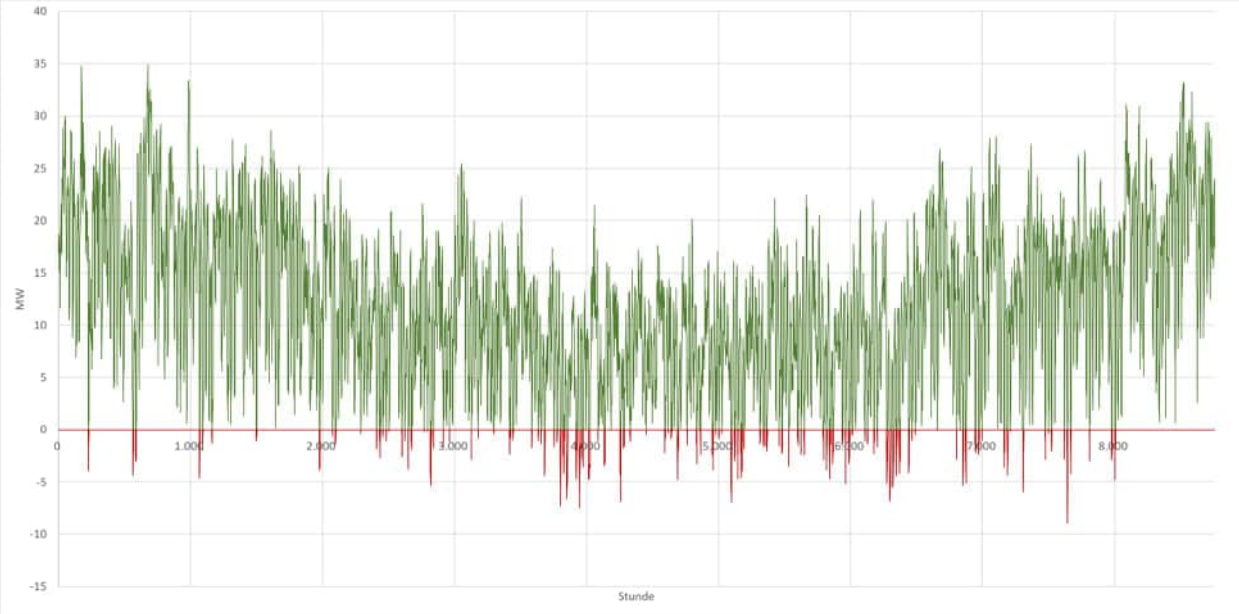


Abbildung 52: Differenzlastkurve lokales Stromangebot und Nachfrage des Kerngebiets

Ohne die 800 kW planbare Stromleistung ist ein Strombezug an rund 650 Stunden mit einer Energiemenge von rund 1,52 GWh aus dem öffentlichen Netz notwendig. Dies entspricht 2,8 % des jährlichen Strombedarfs im Kerngebiet. Mit den 800 kW planbarer Stromleistung kann der Bezug auf 500 Stunden mit einer Gesamtstrommenge von 1,07 GWh gesenkt werden. Dies entspricht 2,0 % des jährlichen Strombedarfs im Kerngebiet. Da die planbaren Stromerzeuger insgesamt eine Produktionskapazität von knapp 4 GWh haben, sind sie für diese Aufgabe mehr als ausreichend dimensioniert. Die längsten Unterbrechungszeiträume ohne Strombezug aus dem öffentlichen Netz betragen unter Berücksichtigung der planbaren Stromerzeugung 12 Stunden.

7 Digitalisierungskonzept

7.1 Management Summary

Im Zuge der klimatischen Herausforderungen unserer Zeit ist ein Umdenken hin zu mehr Nachhaltigkeit und ressourcenschonendem Verhalten erforderlich. Neben sozialer, industrieller und gesellschaftlicher Weiterentwicklung ist unter anderem auch die Nutzung regenerativer Energiequellen essenziell, um die vorgegebenen Klimaziele zu erreichen. Das bedeutet, dass sowohl die Erzeugung als auch der Verbrauch von erneuerbaren Energien bestmöglich genutzt und in Einklang gebracht werden müssen - ganzheitlich verstanden und spartenübergreifend umgesetzt. Dieses Vorhaben gelingt nur mit einer durchgreifenden Digitalisierung und Orchestrierung des Gesamtsystems der unterschiedlichen Energiequellen und Verbraucher.

Das vorliegende Digitalisierungskonzept beinhaltet geeignete Strategien und Vorgehensweisen, um das geplante smarte Energiesystem zu betreiben. Unter Berücksichtigung der Beschreibungen und Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel werden neben erforderlichen Voraussetzungen auch eine adäquate Systemarchitektur vorgestellt sowie unterschiedliche Anwendungsfälle erläutert, Geschäftsideen formuliert und Handlungsempfehlungen konkretisiert, um das geplante Vorhaben in Birkenfeld bestmöglich mit umfangreichen Digitalisierungsansätzen und -lösungen zu unterstützen.

Neueste Forschungsergebnisse belegen die Komplexität smarter Energiesysteme und zeigen, dass es keine universelle Lösung oder Technologie gibt, welche in der Lage ist, die zunehmenden Anforderungen an das System allein zu bewältigen. Aus diesem Grund ist an dieser Stelle eine vielschichtige und zugleich differenzierte Betrachtung erforderlich, da uns die Herausforderungen einer nachhaltigen Grundversorgung auch in Zukunft beschäftigen werden. Aus diesem Grund ist es umso wichtiger, bereits heute die neusten Erkenntnisse aus Industrie, Wissenschaft und Technik zu nutzen, um den Weg hin zu einer modernen, klimaneutralen Zukunft zu beschleunigen.

Veranschaulicht man das Energiesystem der Zukunft, so eignet sich die Darstellung eines Orchesters, welches aus unterschiedlichen Instrumentengruppen besteht, die gemeinsam dafür sorgen, dass musikalische Kompositionen in voller Pracht erklingen. Adaptiert auf eine moderne Versorgungsinfrastruktur, besteht diese nicht aus Instrumenten, sondern aus unterschiedlichen erneuerbaren Energiequellen, wie beispielsweise Photovoltaik oder Windkraft, die als Erzeuger fungieren. Auf der anderen Seite gibt es verschiedene Verbrauchergruppen wie Haushalte, Landwirtschaft, Mobilität oder die Industrie.

Neben den genannten Komponenten bestehen smarte Energiesysteme darüber hinaus aus einer Vielzahl weiterer heterogener Anlagen sowie unterschiedlicher Sensoren und (IT-) Systeme von jeweils unterschiedlichen Herstellern, die zwar ebenfalls für den erfolgreichen Betrieb des Gesamtsystems erforderlich sind, aber auch dessen Komplexität deutlich erhöhen. Eine möglichst durchgehende Digitalisierung ist dabei der wesentliche Schlüssel für die Bewältigung dieser Herausforderung.

Einer der vielversprechendsten Lösungsansätze für den Umgang mit der Komplexität in den modernen Energiesystemen der Zukunft ist die übergeordnete, prozessgesteuerte Systemorchestrierung, deren Hauptmerkmale Integration, Automatisierung und Transparenz sind.

Eine zentrale Datendrehscheibe und Integrationsplattform, wie beispielsweise Fichtner EDDIE, kann die Kernkomponente in einem orchestrierten Energiesystem sein. Zu ihren Hauptfunktionen zählt es, große Mengen an verschiedenen Daten über unterschiedliche Schnittstellen und Kommunikationstechnologien übertragen, persistieren, transformieren und bereitstellen zu können. Diese Fähigkeit ist vor allem aufgrund der enormen Vielzahl an Soft- und Hardwarekomponenten, die in Smart Birkenfeld eingesetzt werden, essenziell.
Durch den rasanten Anstieg von unterschiedlichen Anlagen- und Geräteherstellern nehmen auch die Anforderungen an IT-Schnittstellen sowie die Standardisierung zu. Gleichzeitig gewinnt die Rolle einer zentralen, prozessgesteuerten Daten- und Integrationsplattform zunehmend an Bedeutung. Diese ist dahingehend optimiert, Massen an Energiedaten strukturiert und performant zu verarbeiten sowie alle beteiligten Systeme komfortabel und zuverlässig zu vernetzen.

Mehrmonatige Praxistests in staatlich geförderten Forschungsprojekten haben die elementare Bedeutung zentraler Instanzen - auch in dezentralen Energiesystemen - eindeutig bestätigt, da sie eine transparente und ganzheitliche Betrachtung aller Vorgänge im Energiesystem ermöglichen.

Ein orchestriertes System mit einer zentralen Datendrehscheibe ermöglicht nicht nur den kontrollierten und spartenübergreifenden Betrieb von Smart Grids, sondern stellt darüber hinaus auch eine optimale Basis für weitere, zukunftsorientierte Anwendungsfälle dar. Aufgrund der Möglichkeit, das Gesamtsystem gemäß unterschiedlichen Kennzahlen flexibel betreiben zu können, ergeben sich durch die Systemorchestrierung enorme Potentiale für die Entwicklung lukrativer Geschäftsmodelle.

Mit dem Einsatz von künstlicher Intelligenz und moderner Machine Learning Algorithmen können Optimierungsmodelle trainiert werden, die beispielsweise den ökologischsten, ökonomischsten oder netzdienlichsten Betrieb des Gesamtsystems berechnen und dabei die spezifischen Auslegungen der Systemkomponenten sowie volatile Bewegungsdaten oder unterschiedliche Prognosen berücksichtigen. Darüber hinaus sind strukturierte und gesicherte Kommunikationsabläufe weitere wesentliche Erfolgsfaktoren für den Betrieb von komplexen Energiesystemen. Zentrale Komponenten, wie eine Datendrehscheibe, ermöglichen die Bereitstellung aller erforderlicher Eingangsdaten, die für die Erstellung von Prognosen oder die Berechnung unterschiedlicher Optimierungen benötigt werden. Eine kontinuierliche Übertragung von Mess- und Sensordaten schafft nicht nur Transparenz über den Zustand des Energiesystems, sondern stellt auch die Basis dafür dar, dass geeignete Steuerbefehle oder Fahrpläne automatisiert an die Anlagen und Geräte im Feld übertragen werden können. So wird ein bedarfsgerechter Betrieb aller Komponenten im Gesamtsystem ermöglicht.

Durch einen aktiven Netzbetrieb kann Smart Birkenfeld einen aktiven und bezahlten Beitrag für den Netzbetreiber anbieten. Vor allem Last- und Einspeisemanagement sowie die Vermeidung von Netzengpässen sind wichtige Anwendungsfälle, die in orchestrierten Energiesystemen in Echtzeit umgesetzt werden können und die dazu beitragen, eine kontinuierliche Netzstabilität zu gewährleisten. Vorausschauende Netzplanung oder die bedarfsgerechte Anlagenkonzeption sind Beispiele für mittel- und langfristig gedachte Usecases, die ohne digitale Datengrundlagen nur schwer zu realisieren sind. Neben der Bereitstellung von eigenen Systemdienstleistungen, dem Handeln mit verfügbaren Flexibilitäten oder der gezielten Nutzung von Synergieeffekten innerhalb des eigenen Energiesystems gibt es zahlreiche andere Optionen, die von Smart Birkenfeld kommerziell genutzt werden könnten. Themen wie etwa die Einbeziehung von digitalen, smarten Haushalten sind Möglichkeiten zur aktiven

Beteiligung der Einwohnerschaft hinsichtlich der Entwicklung zu einer smarten Gemeinde. Die notwendigen Schritte in eine klimaneutrale Zukunft gemeinsam zu gehen, stärkt nicht nur das Gemeinschaftsgefühl, sondern motiviert zusätzlich.

Hinsichtlich des Vorhabens „Smartes Birkenfeld“ ist die Orchestrierung des Gesamtsystems, basierend auf einer Datendrehscheibe und Integrationsplattform, geplant. Die Gemeinde kann somit nicht nur bezogen auf ihre moderne Energie-Infrastruktur eine bundesweite Vorreiterrolle einnehmen, sondern auch in Anbetracht der systematischen Digitalisierung eine Vorbildfunktion erlangen, sich gleichzeitig optimal für regulatorische Rahmenbedingungen sowie zukünftige Herausforderungen aufstellen und die neuen Möglichkeiten durch gewinnbringende Geschäftsmodelle monetarisieren.

7.2 Ausgangslage und Ziel des Digitalisierungskonzepts

7.2.1 Ausgangslage

Wie bereits eingangs beschrieben, stellen die Klimakrise und die Notwendigkeit zur CO_2-Neutralität nicht nur die Gesellschaft, sondern auch die Verantwortlichen der aktuellen Energiesysteme vor anspruchsvolle Herausforderungen. Diese werden durch strenge regulatorische Vorgaben zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2024 zusätzlich erschwert.
Beispielsweise die Integration von PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sind neue Aufgaben, denen sich smarte Gemeinden wie Birkenfeld bereits heute stellen müssen und die vor allem auch in Zukunft noch mehr an Bedeutung gewinnen werden. Die Digitalisierung hin zu intelligenten Verteilnetzen und die Entwicklung digitaler Lösungen ist dabei ein wesentlicher Teil der Lösungsstrategie. Die Komplexität wird dadurch verstärkt, dass nicht nur im Stromnetz die Digitalisierung voranschreiten muss, sondern auch in anderen Sparten wie Gas, Wasser oder Wärme. Die Transformation des Energiesystems erfordert demnach eine spartenübergreifende Lösung, in der zusätzlich auch die Volatilität der erneuerbaren Energien und anderen äußeren Einflussfaktoren berücksichtigt werden muss.

Dabei zeichnet sich ab, dass die Energiesysteme der Zukunft nicht nur stark individuell sein werden, weil sie beispielsweise von lokalen Gegebenheiten beeinflusst oder abhängig sind, sondern dass sie aus einer Vielzahl unterschiedlicher Komponenten von verschiedenen Anbietern oder Herstellern bestehen werden. Dieser Umstand führt dazu, dass die Notwendigkeit einer digitalen Systemorchestrierung besteht, um die Interoperabilität bzw. Kompatibilität zwischen verschiedenen Anlagen, Geräten, Systemen, Schnittstellen, Formaten etc. zu ermöglichen sowie eine strukturierte, sichere Kommunikation und Datenverarbeitung zu gewährleisten.

Der Begriff der *Systemorchestrierung* ist essenziell für die Lösungsstrategie dieses Digitalisierungskonzepts und wird in Kapitel 7.6.1 genauer erläutert.

In den vorangegangenen Kapiteln des Realisierungskonzepts „Smartes Birkenfeld“ wird die geeignetste Auslegung des zukünftigen Energiesystems in Birkenfeld, basierend auf Modellierung, Optimierung, Planung und wirtschaftlichen Blickwinkeln, betrachtet sowie unter Berücksichtigung lokaler Bedingungen beschrieben.

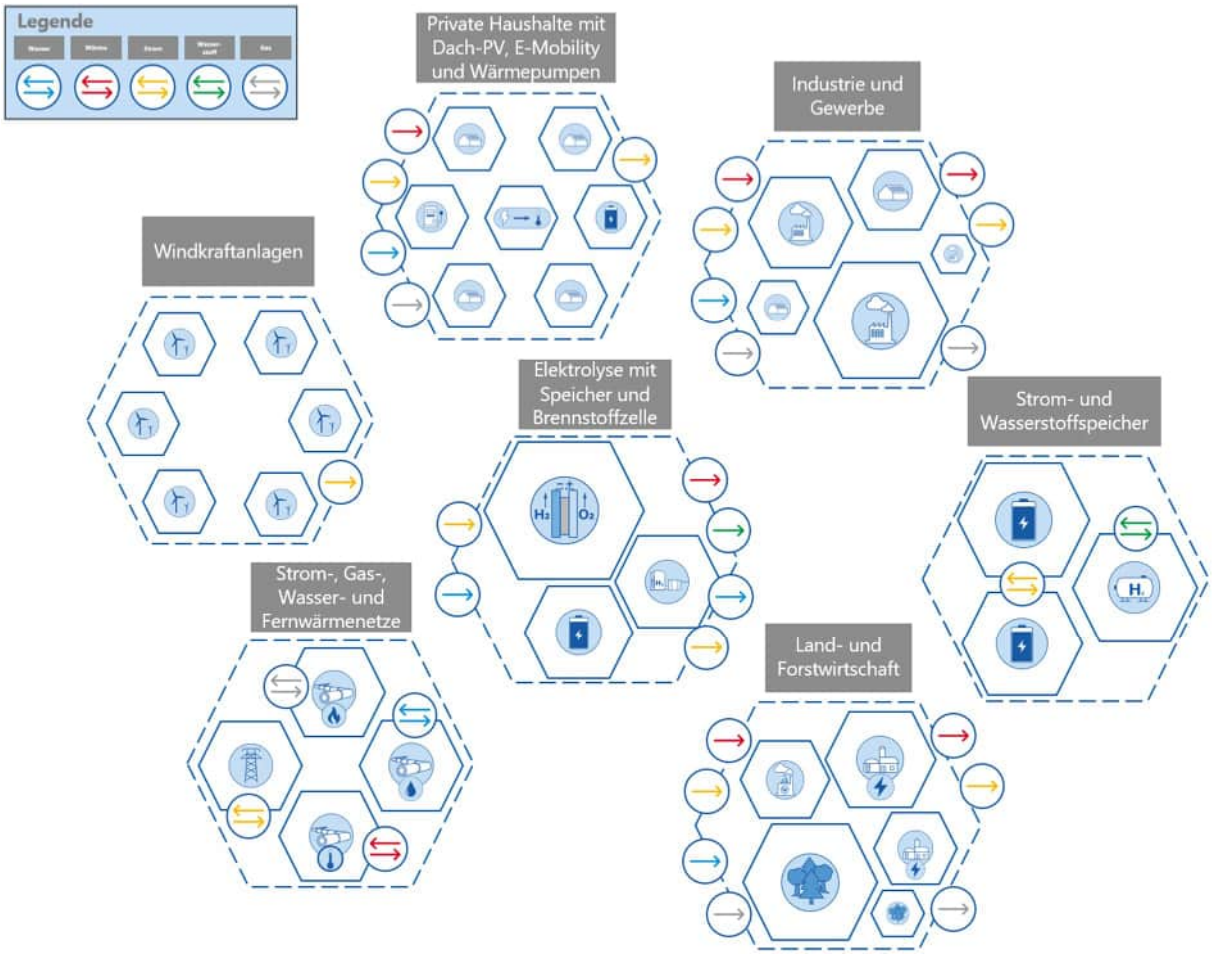


Abbildung 53: Schemadarstellung der Energiezellen und Stoffflüsse im "Smarten Birkenfeld"

Das Digitalisierungskonzept konkretisiert, wie der Betrieb des geplanten Energiesystems der Zukunft in Birkenfeld in der Praxis bestmöglich orchestriert und alle Komponenten in Einklang gebracht werden können.
Die folgenden Kapitel basieren neben den vorangegangen ingenieurtechnischen Betrachtungen auch auf aktuellen Erkenntnissen, die in kürzlich erfolgreich abgeschlossenen, praxisnahen Förderprojekten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gewonnen und seither kontinuierlich weiterentwickelt wurden.

Eine Schlüsselvoraussetzung für die Orchestrierung des Gesamtsystems ist die Digitalisierung. Neben notwenigen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Digitalisierung werden in diesem Konzept unterschiedliche Ansätze und mögliche Systemarchitekturen beschrieben, konkrete Use-Cases thematisiert sowie Mehrwerte vorgestellt, die sich durch eine digitale Modernisierung ergeben.

7.2.2 Zielstellung

Das primäre Ziel des hier vorliegenden Digitalisierungskonzepts ist die Fortsetzung der ingenieurtechnischen Arbeit, welche in den vorangegangenen Kapiteln des Realisierungskonzepts beschrieben wurde, aus IT-technischer Perspektive. In den nachstehenden Kapiteln wird konkretisiert, wie der Betrieb des vorgesehenen Energiesystems in Birkenfeld in der Praxis bestmöglich digitalisiert und orchestriert werden kann.

Das bedeutet, dass das Energiesystem der Zukunft in Birkenfeld nicht nur optimal orchestriert werden kann, sondern, dass durch die gelebte Digitalisierung auch über den Betrieb des Energiesystems hinaus noch zusätzliche Mehrwerte, wie etwa in Bezug auf Datennutzung oder beispielsweise der Entwicklung moderner, digitaler Lösungen für Bürgerinnen und Bürger, ermöglicht werden. Das würde der Gemeinde einen großen Vorsprung gegenüber anderen Gemeinden einbringen, die sich weder mit modernen Energiesystemen noch mit flächendeckender Digitalisierung auseinandersetzen.

7.3 Smart City Birkenfeld

Smart Grids bezeichnen moderne Stromnetze, die auf den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie sowie fortschrittlichen Komponenten setzen. Des Weiteren werden durch bidirektionale Energieflüsse erneuerbare Energien effizient integriert und Energieverluste minimiert. Der vielseitige Einsatz von Mess- und Sensortechnik in Smart Grids macht diese stark datengetrieben. Dies ermöglicht eine kontinuierliche Überwachung des Stromnetzes sowie ein effizientes Lastmanagement. Dadurch kann eine hohe Netz- und Spannungsstabilität im Stromnetz gewährleistet werden.

Wohin gehend sich der Begriff „Smart Grid“ in erster Linie auf die Modernisierung und Optimierung des Stromnetzes konzentriert, müssen für ein komplettes Energiesystem der Zukunft auch weitere Sparten berücksichtigt werden. Häufig wird für diese ganzheitliche Betrachtung der Begriff „Smart City“ verwendet, der hinsichtlich des geplanten Vorhabens in Birkenfeld verwendet werden sollte, da dieses neben Strom auch noch weitere Versorgungsbereiche wie Gas, Wasser oder Wärme umfasst.

Smart City Ansätze basieren auf der Integration aller vorhandener Ressourcen, um diese effizient zu nutzen und die Lebensqualität in der Stadt durch digitale Lösungen zu verbessern. Da die vorhandenen und geplanten Infrastrukturen von Ort zu Ort unterschiedlich sind, variieren die Bestandteile und Auslegungen der Energiesysteme der smarten Städte, so dass Integrationslösungen vorausgesetzt werden, welche die individuellen sowie lokalen Gegebenheiten berücksichtigen.

Im Fall „Smartes Birkenfeld“ bietet sich also auch der Begriff „Smart City Birkenfeld“ an.

7.3.1 Beteiligte Komponenten

Moderne Energiesysteme, wie sie für das „Smarte Birkenfeld“ geplant sind, bestehen aus unterschiedlichen Komponenten von verschiedenen Anbietern bzw. Herstellern. Neben einer Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sind im Feld große Mengen an Mess- und Steuerungstechnik zu finden. Darüber hinaus werden für einen erfolgreichen Betrieb diverse Softwarekomponenten benötigt.

Die nachstehende Auflistung stellt einen Auszug der voraussichtlich beteiligten bzw. benötigten Komponenten im smarten Birkenfeld dar und ergänzt die Aufstellung, die in den vorangegangenen Kapiteln des Realisierungskonzepts aufgeführt wurde.

Anlagen und Geräte im Feld

- Windkraftanlagen
- Dach-PV-Anlagen

- Wärmepumpen
- Solarthermie
- Speicher-Elektrolyse
- Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk
- Freiflächen PV-Anlagen
- Batteriespeicher
- E-Mobility
- Intelligente Messsysteme (iMSys)
- Gebäudeenergiemanagement-Systeme (GEMS)

Mögliche Software-Komponenten

- Kommunikations- und Datenintegrationsplattform
- Leitsysteme
- SCADA-Systeme
- Energy-Management-System (EMS)
- Gebäudeleittechnik (GLT)
- Gebäudeenergiemanagement-Systeme (GEMS)
- Smart Meter Gateway Administrationssystem (SMGWA)
- Meter Data Management System (MDM)
- Marktkommunikation
- Geoinformationssysteme (GIS)
- Energiedatenmanagement-Systeme (EDM)
- Prognose-Tool
- Predictive Maintenance Software
- Outage Management Software (OMS)
- Abrechnungssysteme
- ERP-Systeme
- Customer Relationship Management-Systeme (CRM)
- Reporting-Tools
- Asset Management Software
- Netzberechnungssoftware
- Datenplattformen
- IoT-Plattformen (Internet of Things)
- Big Data Analyse Tools
- Kundenportale
- Mobile Anwendungen (Apps)

Akteure und Rollen

- Netzbetreiber
- Messtellenbetreiber (MSB)
- Energielieferant bzw. Anlagenbetreiber
- Versorgungsdienstleister bzw. Erzeuger
- Mobilfunkbetreiber

- IT-Plattformbetreiber
- Zertifizierungsstelle (Certified Authority)
- Regulierungsbehörden
- Handelsplattformbetreiber
- Endkunde bzw. Verbraucher
- Solution Provider

7.3.2 Systemorchestrierung

In Anbetracht der steigenden Komplexität durch die zunehmende Diversität und Individualität in den zukünftigen Energiesystemen besteht die Notwendigkeit nach geordneten Abläufen und klar definierten Zuständigkeiten.
Vergleicht man die intelligenten Energiesysteme der Zukunft mit einem Orchester, so stellt man eine starke Ähnlichkeit fest, die dabei hilft, die Vielschichtigkeit durch Veranschaulichung besser zu verstehen: Genau wie in einem klassischen Orchester besteht das Energiesystem der Zukunft aus einer Vielzahl unterschiedlicher Komponenten, die alle für sich eigenständig funktionieren, aber in der Gesamtheit ihre volle Wirkungskraft erzielen.
Die folgende Aufstellung beinhaltet die wichtigsten Rollen eines klassischen Orchesters und zeigt auf, wie sich diese auf Zuständigkeiten und Werkzeuge in intelligenten Energiesystemen adaptieren lassen:

- Intendant: Übergeordnetes Finanz-, Strategie- und Regulationsmanagement sowie Öffentlichkeitsarbeit, Sponsoring und Vernetzung
- Orchestrator: Planungsbüro zur optimalen Auslegung und Zusammenstellung der EE-Anlagen im Feld
- Komponist: Betriebsoptimierungssoftware zur Erstellung geeigneter Fahrpläne
- Dirigent: Kommunikationsplattform zur Verteilung von Fahrplänen und Steuerbefehlen
- Musiker/Instrumentengruppe: Steuerbare EE-Anlagen im Feld
- Musikstück: Fahrplan für steuerbare EE-Anlagen - dynamische Inhalte, je nach KPI
- Zuhörer: Endkunden innerhalb des Energiesystems

In einem Orchester gibt es mit der Rolle des Dirigenten eine zentrale Instanz, die dafür sorgt, dass das Ensemble gemeinsam gut funktioniert, indem die Partitur eingehalten wird und somit das Musikstück in seiner Gänze wie vorgesehen klingt.

Die einzelnen Bestandteile intelligenter Energiesysteme können bereits während der Planungsphase optimal ausgelegt werden, so dass diese beispielsweise den lokalen Gegebenheiten entsprechen und die individuellen Anforderungen an das Energiesystem erfüllen. Darüber hinaus sollten alle Einzelkomponenten auch während des Betriebs kontinuierlich optimiert werden. Damit die volle Leistungsfähigkeit moderner Energiesysteme erreicht kann sowie deren Produktivität und Effektivität maximal gesteigert werden kann, ist eine strukturierte Orchestrierung des Gesamtsystems nötig.
Ähnlich wie in einem Orchester, in dem es wenig zielführend ist, das komplexe Musikstück nur mit einzelnen Instrumentengruppen zu proben, ist es auch in intelligenten Energiesystemen weniger erfolgsversprechend, einzelne Komponenten zu optimieren, statt einen ganzheitlichen Ansatz zu verfolgen. In Bezug auf Energiesysteme muss dieses als Gesamtsystem betrachtet und in sich optimiert werden. Die daraus entstehenden Synergieeffekte können beispielsweise einen ökonomischen Nutzen bringen.

Die nachstehende Abbildung veranschaulicht die Rolle einer zentralen Datendrehscheibe zur Orchestrierung des Gesamtsystems „Smartes Birkenfeld“ und stellt eine Ergänzung zum Blockschaltbild zur CO_2-neutralen Energieversorgung in Birkenfeld (siehe Abbildung 8) dar.

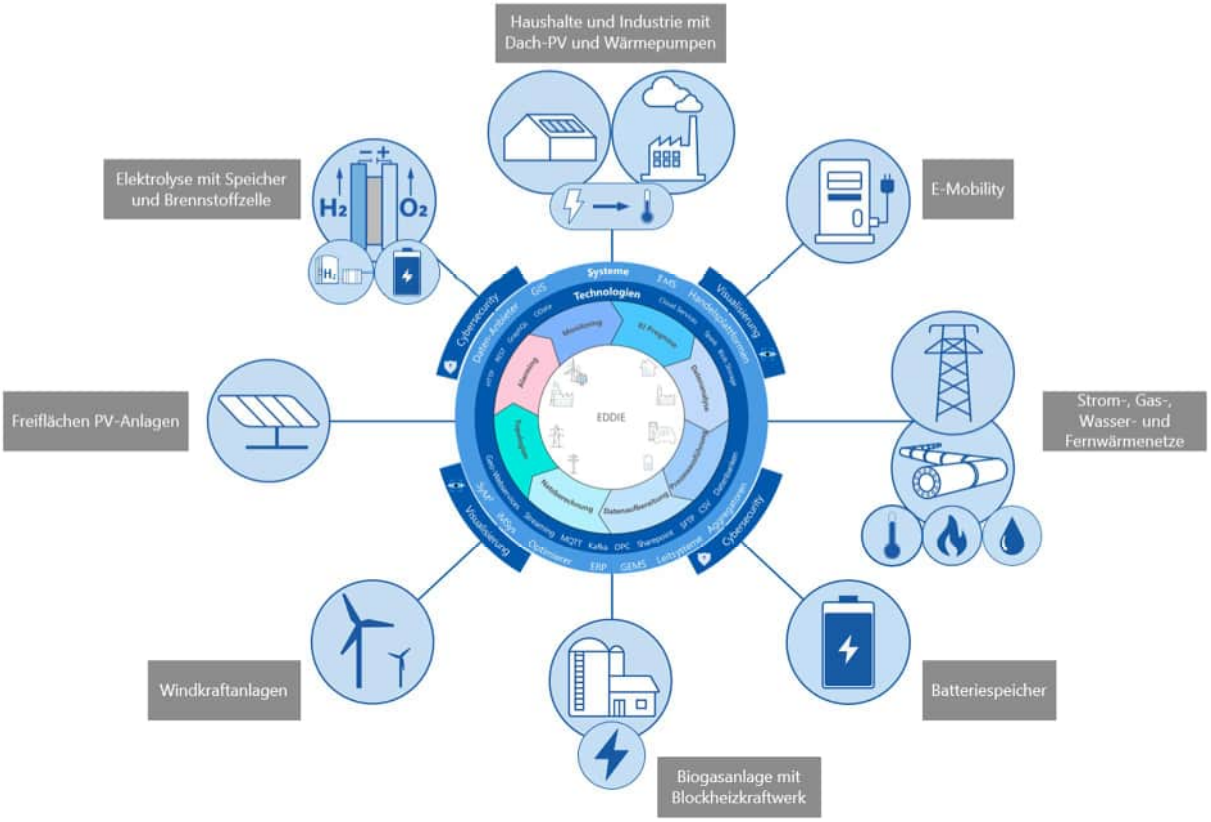


Abbildung 54: Komponenten wie beispielsweise Fichtner EDDIE agieren im intelligenten Energiesystem der Zukunft als zentrale Datendrehscheiben

Neben dem Transport der Energiedaten der dargestellten Komponenten im Feld, wie sie in dem technischen Blockschaltbild von Abbildung 8 sowie in der vereinfachten Systemübersicht in Abbildung 54 dargestellt sind, bindet eine Integrationsplattform alle beteiligten Umsysteme an, die im zukünftigen „Smarten Birkenfeld“ zum Einsatz kommen und trägt so zu einem funktionierenden Betrieb sowie zur Stabilität des Energiesystems bei.

Bei der Vielfalt und Vielzahl an innovativen Technologien, die im Smarten Birkenfeld realisiert werden sollen, ist eine strukturierte Systemorchestrierung zum einen zu empfehlen und stellt zum anderen einen technologischen Wettbewerbsvorsprung im Vergleich zu anderen Gemeinden dar.

7.3.3 Digitaler Zwilling

Im Kontext eines modernen Energiesystems ist ein digitaler Zwilling eine virtuelle Repräsentation des realen Energiesystems, die es ermöglicht, Energieflüsse und -verbräuche in Echtzeit zu überwachen und somit das Lastmanagement zu optimieren.
Darüber hinaus können technische Eigenschaften einzelner Komponenten, regulatorische Rahmenbedingungen sowie fachliche Zukunftsziele aller beteiligten Stakeholder integriert werden, um den digitalen Zwilling bestmöglich zu erweitern. Durch diese Konsolidierung eröffnet sich ein breites Spektrum an strategischen Planungsmöglichkeiten, die für einen ganzheitlich gedachten Ansatz, wie

Smartes Birkenfeld, unerlässlich sind.
Insbesondere können mit dieser Herangehensweise Synergieeffekte zwischen einzelnen Komponenten oder sogar zwischen ganzen Energiesparten identifiziert werden. Ferner ist es möglich, entworfene Szenarien virtuell zu simulieren, um sie hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit zu analysieren. Dadurch werden erforderliche Maßnahmen, wie die Durchführung von Zielnetzplanungen oder der intelligente Ausbau des Wärmenetzes, datenbasiert unterstützt.

Folglich stellt ein digitaler Zwilling eine Basis dar, um möglichst optimierte Maßnahmen für das reale Energiesystem abzuleiten. Gleichzeitig werden umfangreiche Tests und Simulationen ermöglicht, um verschiedene Szenarien und Handlungsstrategien zu erproben und zu optimieren. Somit stellt der digitale Zwilling eine wichtige Grundlage für die Entwicklung und Umsetzung von innovativen Konzepten und der Beantwortung von komplexen Fragen im Energiesektor dar.
Den Aufbau digitaler Zwillinge im Smarten Birkenfeld sowie dessen Anreicherung mit zahlreichen relevanten Informationen aus verschiedenen Umsystemen, ist zu empfehlen. Darüber hinaus ist die Verknüpfung der digitalen Abbilder mit geografischem Bezug ein wichtiger Bestandteil für eine nachvollziehbare Veranschaulichung der realen Komponenten sowie die Grundlage für interaktive Planungs- und Analysefunktionalitäten.

7.4 IT-Konzeption und Systemarchitektur

Die Diversität moderner Energiesysteme ist vielfältig und kann schnell eine große Komplexität erreichen. Um die Vielzahl der verschiedenen Anlagen, Geräte und Systeme unterschiedlicher Hersteller in Einklang zu bringen, ist der Ansatz der Systemorchestrierung, wie im vorherigen Kapitel 7.3.2 beschrieben, zu empfehlen.
Da die konkreten Voraussetzungen des Energiesystems beispielsweise nach lokalen Gegebenheiten, individuellen Eigenschaften oder spezifischen Anforderungen und Zielen variieren können, ist es wichtig, diese weitestgehend bereits in dem IT-Konzept zu beachten.

In diesem Kapitel wird eine geeignete IT-Systemarchitektur beschrieben, die sich für ein orchestriertes Energiesystem „Smartes Birkenfeld“ eignet. Vorab werden die wichtigsten Einflussfaktoren- bzw. Kriterien diesbezüglich erörtert, die entscheidend dafür sind, dass das IT-System die Anforderungen des Energiesystems erfüllt.

7.4.1 Kriterien

Eine der größten Anforderungen an geeignete Systemarchitekturen für intelligente Energienetze ist die Fähigkeit mit großen Datenmengen umgehen zu können. Dabei spielt nicht nur eine schnelle Datenverarbeitungsrate eine essenzielle Rolle, sondern auch Faktoren wie sichere Kommunikationswege, strukturierte Persistierung sowie vor allem eine hohe Skalierbarkeit und reibungslose Interoperabilität.

Skalierbarkeit
Die Zunahme an Datenmengen wird beispielsweise durch Vorgaben wie dem Smart Meter Rollout, zwangläufig gefördert. Ein weiterer Faktor ist die steigende Anzahl unterschiedlicher Geräte- und Systemhersteller. Folglich muss die Systemarchitektur eines intelligenten Energiesystems skalierbar gestaltet werden, um die Anforderungen erfüllen zu können und flexibel genug sein, um schnell neue Technologien integrieren zu können. Des Weiteren muss neben der reinen Datenverarbeitung

sichergestellt werden, dass weitere beteiligte Komponenten wie das Schnittstellen-, Daten- und Prozessmanagement ebenfalls skalierbar sind und konsistent weiterentwickelt werden können.

Verfügbarkeit

In einem smarten Energiesystem der Zukunft ist die hohe Verfügbarkeit der beteiligten IT-Komponenten unerlässlich. Beispielsweise können Datenlecks oder Ausfälle in Kommunikationsstrecken zu einem Fehlverhalten einzelner Systeme führen oder sogar die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems gefährden. Die eingesetzten Komponenten müssen daher über eine Rückfallebene verfügen, um im Störungs- oder Fehlerfall trotzdem eine unterbrechungsfreie Funktionalität des Energiesystems gewährleisten zu können.

Prozessautomatisierung

Die Modellierung von Prozessabläufen ist die Voraussetzung dafür, dass Prozesse automatisiert werden können. Die Implementierung von Automatismen ist unerlässlich für den Betrieb von intelligenten Energiesystemen. Aus diesem Grund ist es wichtig, in der IT-Architektur eine Process-Engine vorzusehen, die dafür sorgt, dass definierte und standardisierte Prozessabläufe zuverlässig sowie automatisiert durchgeführt werden, um eine strukturierte Systemorchestrierung zu ermöglichen.

IT-Security und Compliance

Cyberangriffe, Datenmanipulationen und Co. gehören zu den gefährlichsten potenziellen Bedrohungspunkten der heutigen Zeit. Die Einhaltung vorgegebener Sicherheitsvorgaben in den eingesetzten Systemkomponenten sowie die Einführung entsprechender Sicherheitsmechanismen zur bestmöglichen Vermeidung von Angriffsflächen ist eine wesentliche Voraussetzung für den Betrieb moderner Energiesysteme.
Die Architektur muss entsprechend geltenden Gesetzen und definierter Standards betrieben werden, um rechtlichen Anforderungen, beispielsweise hinsichtlich des Datenschutzes oder der Regulatorik, zu genügen und mögliche Sicherheitsrisiken zu minimieren.

Interoperabilität

Eine serviceorientierte Integrationsebene sollte Bestandteil der einzusetzenden IT-Architektur sein, um eine reibungslose Integration der unterschiedlichen Anlagen und Systeme zu ermöglichen. Zentrale Kommunikationsplattformen sorgen beispielsweise mit Hilfe von Standard-Konnektoren und -Schnittstellen dafür, dass alle beteiligten Komponenten intelligenter Energiesysteme möglichst komfortabel untereinander kommunizieren können und so die Datenübermittlung zu den vorhandenen (Um-) Systemen gewährleistet wird - unabhängig der unterstützten Protokolle oder Datenformate.

Echtzeit-Fähigkeit

Im Energiesystem der Zukunft ist es essenziell, schnell auf unvorhergesehene Ereignisse, wie beispielsweise drohende Netzengpässe, reagieren zu können, um die Stabilität des Gesamtsystems zu gewährleisten. Die eingesetzte Systemarchitektur muss entsprechend in der Lage sein, in Echtzeit Live-Daten zu verarbeiten oder Prozesse anzustoßen, da schnelle Reaktionen erforderlich sein können.

Visualisierung

Um die großen Mengen an unterschiedlichen technischen und fachlichen Daten sowohl verstehen als auch nachvollziehen zu können, ist es dringend zu empfehlen, in der IT-Architektur eine geeignete Visualisierung vorzusehen - auch um historische Auswertungen oder Analysen durchführen zu können. Dafür sind anschauliche Darstellungen geeignet, wie beispielsweise in einem Dashboard. Diese

ermöglichen auf der einen Seite ein aktives Monitoring der Funktionalität des Gesamtsystems und auf der anderen Seite einen ganzheitlichen Blick auf die laufenden Prozesse oder Geräte- und Systemverfügbarkeiten.

7.4.2 Systemübersicht

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die Komponenten, die innerhalb des Energiesystems eines Smarten Birkenfelds enthalten sein könnten, vorgestellt. Darüber hinaus wurde die Methodik der Systemorchestrierung in Kapitel 7.3.2 als besonders geeignet für die vorliegende Konstellation in der Gemeinde identifiziert.

Die nachstehende Abbildung zeigt eine vereinfachte Darstellung des Gesamtsystems im Smarten Birkenfeld mit einer zentralen Datendrehscheibe.

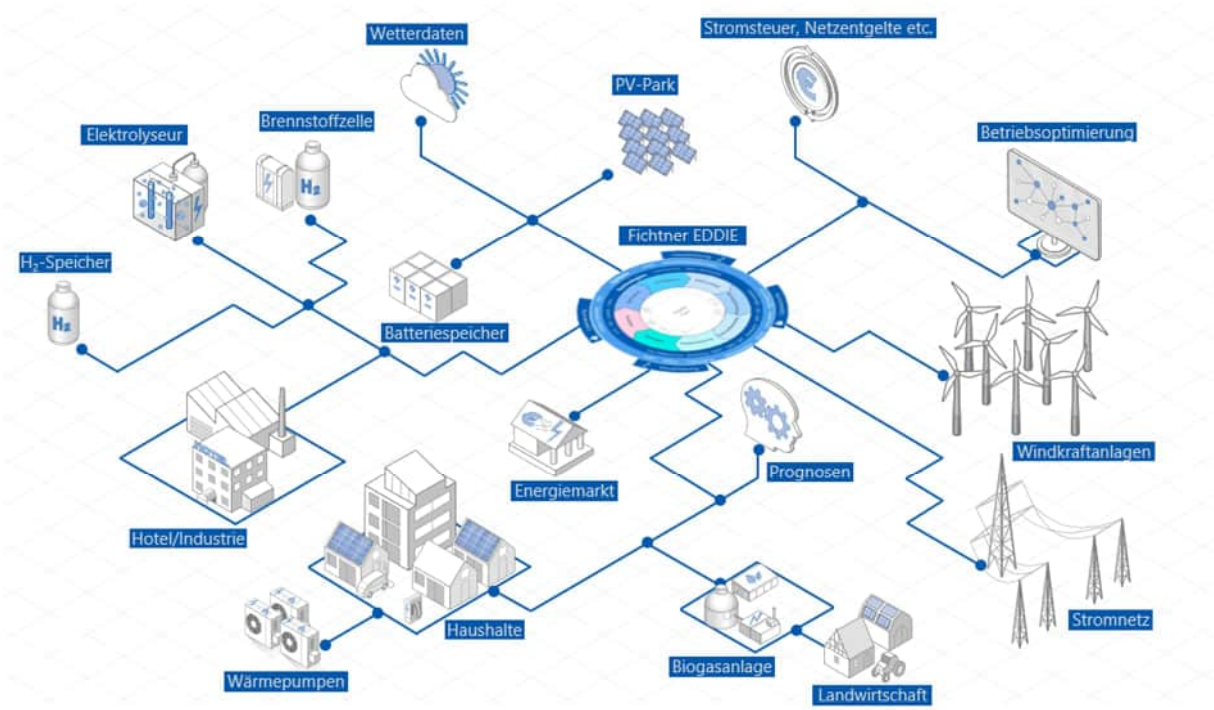


Abbildung 55: Exemplarische, einfache Veranschaulichung der Orchestrierung des Gesamtsystems Smartes Birkenfeld

Im dezentralen Energiesystem des Smarten Birkenfelds könnte eine Integrationsplattform als zentrale Komponente agieren und durch die strukturierte Anbindung aller beteiligten Akteure und Systeme eine geordnete Systemorchestrierung ermöglichen.

Dieser Systemaufbau ermöglicht eine sogenannte Datenkonsolidierung, die im nachstehenden Kapitel beschrieben wird.

7.4.3 Datenkonsolidierung

„Das Gold der Zukunft sind Daten." Diese Hypothese trifft auch bei der Digitalisierung smarter Energiesysteme zu. Eine erfolgreiche Steuerung und Überwachung des Energiesystems der Zukunft erfordert die Berücksichtigung einer Vielzahl von unterschiedlichen Daten und Prozessen. Erschwerend hinzu kommen beispielsweise fehlende Standards, die große Anzahl an verschiedenen Geräte- und System-Herstellern sowie diverse Datenformate.

Moderne Datenkonsolidierungsplattformen führen alle erforderlichen und vorhandenen Informationen aus den unterschiedlichsten Datenquellen in einer gemeinsamen Datenbasis zusammen und harmonisieren diese.
Besonders im Fall von dem Betrieb intelligenter Energiesysteme ist die Menge an benötigen Daten enorm und die Dateninhalte sind vielfältig, da sie aus unterschiedlichen Anlagen, Software-Systemen und Akteure, wie sie in Kapitel 7.3.1 aufgeführt sind, stammen.

Die Erstellung einer konsolidierte Datenbasis ist dementsprechend eine wesentliche Schlüsselkomponente für digitale Lösungen, nicht nur im Kontext von modernen Energiesystemen, sondern auch darüber hinaus. Eine akkurate, gut gepflegte Datenbasis mit hohen Qualitätsstandards ist die Voraussetzung für den Erfolg von Usecases und Geschäftsmodellen, wie sie exemplarisch in den Kapiteln 7.6 bzw. 7.7 aufgeführt sind.

7.4.4 Smart Meter Gateway Architektur

In modernen Energiesystemen der Zukunft ist eine Smart Meter Gateway Architektur unerlässlich. Sie ermöglicht eine sichere und zuverlässige Übertragung jeglicher Verbrauchs- und Erzeugungsdaten. Darüber hinaus ermöglicht eine SMGW-Architektur die intelligente Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Submetering, also der Erfassung des Energieverbrauchs von einzelnen Verbrauchern innerhalb eines Gebäudes, beispielsweise via LoRaWAN (Long Range Wide Area Network).

Die nachstehende Grafik zeigt den möglichen Aufbau einer SMGW-Architektur.

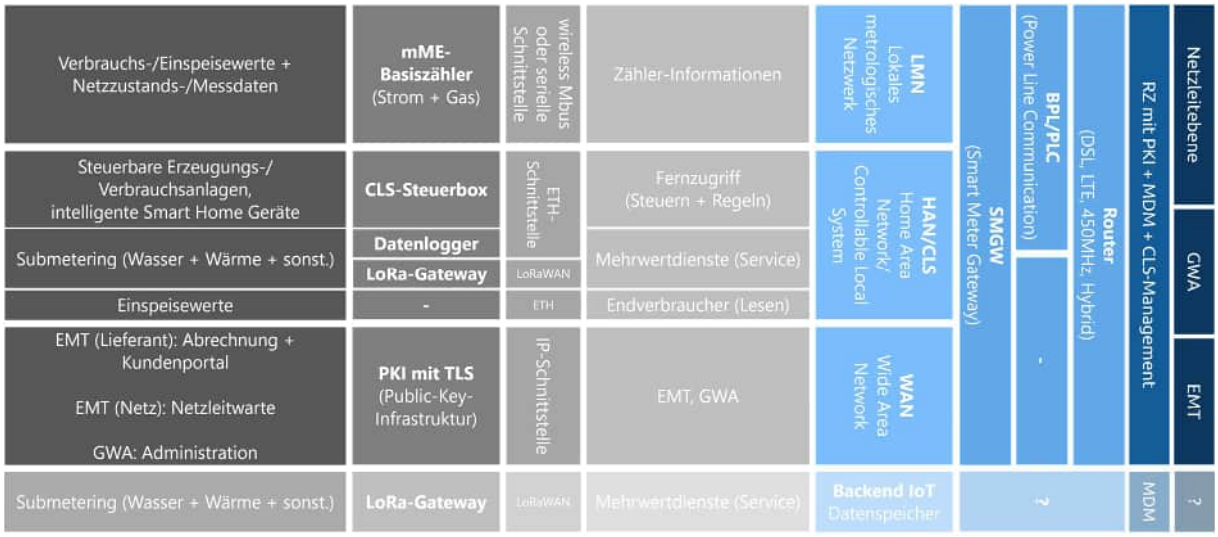


Abbildung 56: Aufbau und Struktur einer möglichen Smart Meter Gateway Architektur

Durch die Verwendung von Smart Meter Gateways können Verbrauchs- und Erzeugungsdaten, die von modernen Messeinrichtungen (mME) erfasst werden, automatisiert übertragen werden. Dadurch wird eine effiziente Abrechnung ermöglicht. Über die HAN/CLS-Schnittstelle an einem Smart Meter Gateway (SMGW), bzw. über eine entsprechende Steuerbox, lassen sich intelligente Smart Home Geräte steuern und tragen so zu einer besseren Regulierung des Energieverbrauchs bei.

Smart Meter Gateways sind wesentliche Bestandteile jedes zukünftigen Energiesystems, da durch die übertragenden Messdaten der Netzzustand ermittelt, analysiert und prognostiziert werden kann. Somit tragen sie zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Verbesserung der Netzstabilität bei.

Neben den genannten netztechnischen Aspekten ermöglicht eine SMGW-Architektur auch die Bereitstellung von Mehrwertdiensten - also zusätzliche Dienstleistungen, die über die reine Erfassung und Übertragung Messdaten hinausgehen und dem Endverbraucher einen Mehrwert bieten. Beispiele dafür sind Energie-Management-Systeme, die den Endkunden dabei unterstützen, seinen eigenen Energieverbrauch zu optimieren oder diesen in Echtzeit darzustellen, um bewusster mit Energie umzugehen.

Darüber hinaus ist eine SMGW-Architektur essenziell, um den Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit gerecht zu werden, wie sie in Kapitel 7.5.3 weiter erwähnt werden.

7.4.5 Präambel IT-Konzeption

Die vorangegangenen Kapitel haben verdeutlicht, dass eine der wesentlichen Herausforderungen für das Gelingen zukunftsorientierter Vorhaben wie dem Smarten Birkenfeld ist es, ein besonderes Augenmerk auf das Thema System- und Datenintegration zu legen. Die unterschiedlichen Komponenten, wie sie in Kapitel 7.3.1 erwähnt wurden, ergeben ein komplexes Gebilde, welches durch moderne Integrationslösungen strukturiert in Einklang gebracht werden können. Daneben ist die Konsolidierung der unterschiedlichsten Daten ein wichtiges Puzzlestück in zukünftigen Energiesystemen. Die in Kapitel 7.4.2 dargestellte Übersicht eines Smarten Birkenfelds verdeutlicht die Bedeutung einer zentralen Instanz auch in dezentralen Systemen.

Da die aktuelle Planung des Smarten Birkenfelds aus IT-technischer Sicht noch nicht weit genug fortgeschritten ist, kann an dieser Stelle keine finale Version der geeignetsten Konstellation vorgestellt werden. Es ist zu empfehlen, die tiefgehende IT-Konzeption erst zu erstellen, nachdem die beteiligten Anlagen, Systeme und deren Hersteller weitestgehend absehbar sind und die Präferenzen der Gemeinde berücksichtigt wurden.

Besonders die in Kapitel 7.4.1 erwähnten Kriterien sind bei der Konzeption des IT-Systems, das in einem nächsten Schritt weiter detailliert werden sollte, zu berücksichtigen und im besten Fall prototypisch auszuprobieren, bevor anschließend mit einer endgültigen Umsetzung begonnen wird.

7.5 IT-Sicherheit und Regulatorik

Die informationstechnischen Anforderungen für den Betrieb von Energiesystemen und -anlagen sind sehr komplex und erfordern eine detaillierte Betrachtung, die über den Kontext eines Digitalisierungskonzeptes hinaus reichen. Nichtsdestotrotz werden im Folgenden exemplarisch wichtige Ansätze, Regelwerke und Kriterien genannt, die diesbezüglich berücksichtigt werden sollten, um sie bereits an dieser Stelle aufzuführen. Grundsätzlich gilt selbstverständlich, dass jegliche sicherheitsrelevanten Belange des Gesamtsystems möglichst durchgehend in all seinen Teilkomponenten, beteiligten Systemen und Schnittstellen stets sichergestellt werden müssen.

7.5.1 Security by Design

Der Begriff „Security by Design“ beschreibt, dass bereits während der Konzeption und Entwicklung von Lösungen das Thema IT-Sicherheit mitbedacht und umgesetzt werden sollte. Hinsichtlich komplexer Vorhaben, wie im Smarten Birkenfeld, ist es stark zu empfehlen, diesem Prinzip zu folgen und bereits von

Beginn an einen IT-Grundschutzansatz zu etablieren. Eine nachträgliche Absicherung der IT-Systeme verursacht in den meisten Fällen zudem einen deutlichen Mehraufwand und ist unwirtschaftlich.

Datenmanipulation, Nichtverfügbarkeit von Systemen oder der Bruch von Vertraulichkeiten und Datenschutzvergehen sind Schäden, die durch Mindestsicherheitsmaßnahmen verhindert oder denen dadurch zumindest vorgebeugt werden kann. Für das Smarte Birkenfeld ist es daher zu empfehlen, einen Maßnahmenkatalog zu erstellen, welcher geeignete Mindestanforderungen beschreibt, um sich beispielsweise nicht dem Vorwurf grober Fahrlässigkeit schuldig zu machen.

Ein vollständiger Rundum-Schutz kann mit einem Katalog an Mindestmaßnahmen zwar nicht erreicht werden, nichtsdestotrotz trägt er aber zu einem angemessenen Sicherheitsniveau bei. Ein vollumfänglicher Schutz ist nur mit einem hohen wirtschaftlichen Aufwand sowie kontinuierlichen Aktualisierungen und Erweiterungen zu erreichen, um dem Stand der Technik zu folgen.

Die Mindestsicherheitsmaßnahmen, die in einem entsprechenden Katalog aufgeführt werden sollten, könnten in organisatorische, technisch-infrastrukturelle und personelle Maßnahmen sowie technische Werkzeuge gruppiert werden - wie nachfolgend exemplarisch aufgeführt:

Organisatorische Maßnahmen

- Entwicklung einer Organisationsstruktur zur Planung, Umsetzung, Aufrechterhaltung und kontinuierlichen Verbesserung der Informationssicherheit innerhalb des Smarten Birkenfelds
- IT-Sicherheitsunterweisung für Mitarbeiter, Dienstleister und Lieferanten
- Einführung eines Security Incidents Management (SIM) zur Erkennung und Behandlung von sicherheitsrelevanten Ereignissen
- Erstellung eines Datensicherungskonzepts
- Definition von Richtlinien für Passwörter

Technisch-infrastrukturelle Maßnahmen

- Konzeption und Implementierung eines Berechtigungsmanagements mit Multi-Faktor-Authentifizierung (MFA) zur Verwaltung und Steuerung von Rechten für Benutzer sowie zur Authentifizierung und zum Schutz vor Identitätsdiebstahl
- Umsetzung des Datensicherungskonzepts zur regelmäßigen Datensicherung und -überwachung
- Einführung eines Intrusion Detection Systems, um anormale Aktivitäten, die auf einen Angriffsversuch hindeuten können, wie häufige Zugriffsversuche von unbekannten IP-Adressen, mehrere gescheiterte Anmeldeversuche oder der Download großer Datenmengen frühzeitig zu erkennen
- Einführung eines Patch- und Release-Managements zur regelmäßigen Aktualisierung installierter Software oder des Betriebssystems
- Einrichtung von Virtual Private Networks (VPN) zur sicheren, verschlüsselten Verbindung von Endgeräten in das IT-Netzwerk

Personelle Maßnahmen

- Etablierung eines IT-Leiters (CIO) zur Steuerung und Verantwortung der Informationstechnik, einschließlich Fremdleistungen von externen Dienstleistern oder Lieferanten

- Etablierung eines IT-Sicherheitsverantwortlichen (CISO) zur Implementierung, Ausführung und Überwachung von Sicherheitsprüfungen, Sicherheitsunterweisungen, Compliance etc.

Technische Werkzeuge

- Installation eines Virenscanners
- Nutzung einer Passwortmanagement Software
- Einsatz von Software zur Verschlüsselung von Festplatten
- Firewall, Proxy, VPN-Server etc.

Die genannten Maßnahmen gewährleisten keinen vollumfänglichen Schutz. Ferner sind sie als einfache Beispiele zu verstehen, die dabei helfen können, schnell grobe Schwachstellen zu vermeiden und ein möglichst grundlegendes Sicherheitsniveau zu etablieren, das kontinuierlich erweitert werden muss.

7.5.2 IT-Sicherheitskatalog für Energieanlagen

Das Bundesamt für Sicherheit und Informationstechnik (BSI) hat bereits 2018 in dem „IT-Sicherheitskatalog für Energieanlagen“ Mindeststandards definiert, die beschreiben, wie sich Betreiber von Energieanlagen hinsichtlich erforderlicher Telekommunikation sowie elektronischer Datenverarbeitungssysteme aufstellen müssen, um sich gegen mögliche Bedrohungen zu schützen. Die enthaltenen Angaben des IT-Sicherheitskatalogs sind für Energieanlagenbetreiber verpflichtend.

Im Wesentlichen werden Betreiber von Energieanlagen aufgefordert, ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) gemäß DIN EN ISO/IEC 27001 zu etablieren und zu zertifizieren. Dadurch sollen die nachstehenden Ziele erreicht werden:

- Sicherstellung der Verfügbarkeit der zu schützenden Systeme und Daten
- Sicherstellung der Integrität der verarbeiteten Informationen und Systeme
- Gewährleistung der Vertraulichkeit der verarbeiteten Informationen

7.5.3 Tarifanwendungsfälle für Messdaten und Messstellenbetrieb

Digitale Messdaten sind eines der essenziellsten Bestandteile moderner Energiesysteme. Sie geben vor allem Auskunft über den historischen und aktuellen Netzzustand und können in Kombination mit weiteren Informationen auch dazu genutzt werden, um zukünftige Zustände wie Netzengpässe oder verfügbare Flexibilitäten zu prognostizieren.

Intelligente Messsysteme, die in möglichst vielen Versorgungsanlagen implementiert werden müssen, liefern die erforderlichen Messdaten (Erzeugung, Verbrauch und Speicherung) und stellen somit auch die Grundlage für die Erfüllung der Aufgaben als Infrastrukturdienstleister bzw. Betreiber moderner Energiesysteme dar, die diese Informationen bereitstellen müssen. Bei der Datenbereitstellung sind sowohl die zeitlichen Auflösungen als auch die Fristen, in denen diese Informationen vorliegen müssen, abhängig von den gewählten Preis- und Tarifmodellen.

Sogenannte Tarifanwendungsfälle (TAF) sind Funktionen in intelligenten Messsystemen, durch die festgelegt wird, in welcher Häufigkeit und in welcher Auflösung das Messsystem den Messwert an das System des zertifizierten und zuständigen Messstellenbetreiber überträgt.

In Deutschland gelten hohe Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit - auch im Bereich der intelligenten Messsysteme. Aus diesem Grund werden vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) eine Vielzahl von Mindestanforderungen vorgegeben, so dass beispielsweise nur Smart Meter Gateways zugelassen werden, die diesen Anforderungen genügen.

Neben der Hardware wird auch der Betrieb der intelligenten Messsysteme durch strenge Mindestanforderungen reguliert. Sogenannte Smart-Meter-Gateway-Administratoren sind dafür zuständig, nicht nur den technischen Betrieb der iMSys sicherzustellen, sondern verantworten auch die vorgegebenen Anforderungen hinsichtlich der Informationssicherheit. Zugelassene Smart-Meter-Gateway-Administratoren müssen vom BSI zertifiziert werden und nachweisen, die gesetzlichen Vorgaben einhalten zu können. Die Rolle des Gateway-Administrators nimmt entweder der Messstellenbetreiber selbst ein oder er beauftragt für die Ausübung dieser Tätigkeit ein externes Unternehmen (Business Process Outsourcing; BPO).

7.5.4 Auswahl von Cloud-Lösungen bzw. -Anbietern

In den letzten Jahren haben sich Cloud-Lösungen etabliert. Gerade im Kontext moderner Energiesysteme liegt der wesentliche Vorteil „Skalierbarkeit“ auf der Hand. Immer größer werdende Datenmengen erfordern Flexibilität bei den zur Verfügung stehenden IT-Ressourcen. Diese Flexibilität trägt darüber hinaus auch zur Steigerung der Kosteneffizienz bei. Aus diesem Grund sind Cloud-Lösungen auch für den Einsatz im Smarten Birkenfeld zu empfehlen - allerdings im besten Fall eine in Deutschland beheimatete Cloud.

Cloud-Lösungen bieten oft von Haus aus eine hohe Sicherheit, da sie von spezialisierten Anbietern bereitgestellt werden, die die Sicherheit der Daten und Systeme gewährleisten.

Es ist zu empfehlen, bei der Wahl der Cloud-Anbieter darauf zu achten, dass die Daten in der EU gespeichert und verarbeitet werden. Für Cloud-Anbieter mit Sitz in Europa gelten die Datenschutzbestimmungen der EU, wohingegen Anbieter mit Sitz in Drittländern Daten nicht nach europäischen Richtlinien verarbeiten und verwalten müssen. Wenn sich das Rechenzentrum des Cloud-Anbieters außerhalb der EU befindet, muss genau geprüft werden, ob das Datenschutzniveau des Cloud-Anbieters das Niveau der EU erfüllt, da die Speicherung und Verarbeitung von personenbezogenen Daten gemäß DSGVO nur innerhalb der EU problemlos möglich ist.

Besonders interessant ist dabei gerade in Deutschland die DSGVO, die mitunter über das sogenannte C5-Zertifikat (Cloud Computing Compliance Criteria Catalogue) des BSI abgedeckt wird. Das C5-Zertifikat ist ein Kriterienkatalog und beschreibt die Mindestanforderungen an die Informationssicherheit für Cloud-Dienste, die nicht unterschritten werden sollten. Hier wird beispielsweise sichergestellt, dass die Daten sicher und nur in durch den Kunden festgelegten Rechenzentren innerhalb Deutschlands oder der EU gespeichert werden. Zudem muss die Cloud die wesentlichen technisch-infrastrukturellen Anforderungen erfüllen.

Verfügt ein Cloud-Anbieter über Zertifikate wie ISO 27001, Trusted Cloud Datenschutzprofil oder BSI C5, arbeitet er nach den erforderlichen Standards und ist DSGVO- sowie rechtskonform.

7.6 Anwendungsfälle

Als Kernbestandteil des Digitalisierungskonzepts werden in diesem Kapitel konkrete Usecases und Mehrwerte beschrieben, die durch den Einsatz einer zentralen Datendrehscheibe und Integrationsplattform ermöglicht werden.

7.6.1 Systemorchestrierung mit einer zentralen Datendrehscheibe

Moderne und smarte Energiesysteme sind bereits heute äußerst vielfältig und werden mit zunehmendem technologischem Fortschritt noch komplexer. Aufgrund der Mehrdimensionalität und der Notwendigkeit, alle energierelevanten Sparten wie Strom, Wärme und Gas zu berücksichtigen, müssen detaillierte Gebäudeinformationen durch Submetering oder E-Mobility- Aspekte harmonisiert werden. Des Weiteren steigt der Bedarf an externen Informationen wie Wetterdaten, Last- und Einspeiseprognosen sowie Strompreisprognosen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die für die Systemorchestrierung erforderlich sind.

Aktuelle Forschungsergebnisse zeigen, dass zur Bewältigung der Herausforderung der Datenbereitstellung und -vorhaltung, die Verfügbarkeit einer zentralen Datendrehscheibe essenziell ist. Auch in dezentralen Energiesystemen hat sich eine zentrale Komponente dafür bewährt, um technische Kommunikationswege und Datenströme über eine eindeutige Zuständigkeit abzuwickeln. Die Konsolidierung aller relevanten Informationen in einer gemeinsamen Datenbasis stellt dabei einen enormen Mehrwehrt für den stabilen Betrieb des Gesamtsystems dar.

Mit zunehmender Komplexität, beispielsweise durch den Ausbau von Smart Meter Geräten unterschiedlicher Hersteller oder die Inbetriebnahme weiterer Anlagen, steigt der Bedarf an strukturieren Prozessabläufen, einheitlichen Schnittstellen und definierten Nachrichtenformaten, um den sicheren Informationsaustausch innerhalb des Gesamtsystems zu gewährleisten.

Systemorchestrierung mit einer zentralen Datendrehscheibe und Integrationsplattform bedeutet auch, dass Schnittstellen definiert bedient und Prozesse automatisiert ausgeführt werden. Das steigert die Zuverlässigkeit und Stabilität des Gesamtsystems und trägt zu einer vorausschauenden Planungssicherheit, beispielsweise hinsichtlich ökonomischer Aspekte, bei.

7.6.2 Optimierung des Gesamtsystems durch aktiven Netzbetrieb

Ganz im Sinne der Systemorchestrierung und mit Fokus auf die Digitalisierung sollte das Energiesystem im Smarten Birkenfeld nicht nur aus Anlagensicht betrachtet werden. Stattdessen ist es zu empfehlen, zusätzlich alle beteiligten IT-Komponenten, wie sie in Kapitel 7.3.1 aufgeführt sind, geordnet in das in das Gesamtsystem einzubinden.

Eine Datendrehscheibe und Integrationsplattform ermöglichen es, Software zur Prognoseerstellung, Echtzeit-Messdaten, historische Informationen, externe Datenquellen und ökonomische Faktoren zu nutzen. Dadurch können Optimierungssysteme sowohl für die Auslegung des Energiesystems als auch für den anschließenden Betrieb mit Daten versorgt werden.

Energietechnische Optimierungssysteme und -algorithmen ermöglichen, basierend auf einer vorangegangenen Modellierung des Energiesystems, flexible Optimierungen etwa hinsichtlich Verbrauchs- und Einspeiseleistungen, CO_2-Neutralität oder wirtschaftlichen Kriterien. Je größer die

Menge der zur Verfügung stehenden Daten ist, desto besser ist die Performance von der Optimierung einzustufen. Daneben wirkt sich eine hohe Datenqualität ebenfalls positiv auf die Performance des Optimierungssystems aus.

Eine ähnliche Datenbasis wird auch für die Erstellung von Prognosen, wie beispielsweise für energiesysteminterne Lasten und Einspeisungen oder exogene, volatile Faktoren wie Strompreise oder Wetterinformationen, benötigt. Um eine kontinuierliche Verbesserung der berechneten Vorhersagen zu erzielen, werden die dabei zugrundeliegenden Machine Learning Modelle stetig validiert - basierend auf echten Messwerten und einem realen Verhalten der einzelnen Komponenten innerhalb des Gesamtsystems.

Das Zusammenspiel zwischen Kommunikations- und Prozesssteuerungsplattform, Prognosewerkzeug und Optimierungssystem ermöglicht einen flexiblen, automatisierten und optimierten Betrieb des Energiesystems, welches damit nach unterschiedlichen Key-Performance-Indikatoren (KPI) ausgelegt und betrieben werden kann.

Gängige Strategien, nach denen ein intelligentes Energiesystem optimiert betrieben werden kann, sind beispielsweise:

- Ökonomischer Betrieb, durch eine intelligente und kosteneffiziente Steuerung
- Ökologischer Betrieb, mit der Zielstellung CO_2-Neutralität
- Netzdienlicher Betrieb, durch bedarfsgerechte Steuerung der Einzelkomponenten
- Flexibler Betrieb, durch die Anpassung an schwankende Energieangebote und -nachfragen
- Sicherer Betrieb, durch die Überwachung und Vorhersage von potenziellen Risiken und Störungen im System
- Partizipativer Betrieb, durch die Beteiligung der BürgerInnen an der Steuerung und Gestaltung des Energiesystems
- Innovativer Betrieb, durch die Integration neuer Technologien und Geschäftsmodelle zur Steigerung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit
- Dezentraler Betrieb, durch Verteilung von Eispeisung, Last und Speicherung auf lokale Gebäude oder Quartiere, um Abhängigkeiten von zentralen Energieversorgern zu reduzieren

In den meisten Fällen werden moderne Energiesysteme nach mehreren KPIs betrieben. Integrations- und Prozesssteuerungsplattformen stellen die Basis für die Orchestrierung des Gesamtsystems dar und ermöglichen einen optimierten Betrieb gemäß variablen Kriterien und Ziele.

7.6.3 Last- und Einspeisemanagement

Digitale, orchestrierte Energiesysteme, wie sie für das Smarte Birkenfeld zu empfehlen sind, sind in der Lage sich aktiv um das eigene Last- und Erzeugungsmanagement kümmern. Effiziente Steuerungen von dezentralen Komponenten wie Erzeugern, Verbrauchen sowie von Prosumern können dazu beitragen, die Systemstabilität zu wahren, netzdienliches Verhalten zu fördern oder gemäß ökonomischen Aspekten optimal zu handeln.

Eine der wesentlichen Herausforderungen beim Last- und Erzeugungsmanagement ist die Steuerung der vorhandenen Komponenten unter Berücksichtigung von netzdienlicher Flexibilität und systemdienlichen Verhalten. Anreize, wie flexible Tarifmodelle oder besondere Vergütungen für netzdienliches Verhalten,

können dabei helfen die Einbindung von dezentralen Einheiten im Netz manuell und mittels Unterstützung der Bevölkerung zu optimieren. Intelligente Mess- und Steuerungssysteme können zudem eingesetzt werden, um die steuerbaren Komponenten individuell und bedarfsgerecht zu regulieren, um somit eine effiziente Nutzung des Netzes zu ermöglichen.

Die Wahrung der Systemstabilität ist ein weiterer wichtiger Aspekt, den es bezüglich Flexibilitätsmanagement zu berücksichtigen gilt. Diese Thematik gewinnt rasch an Relevanz, denn die stetig steigende Durchdringung des Netzes durch dezentrale Komponenten nimmt stark zu. Neben baulichen Maßnahmen wie die Erhöhung von Netzkapazität durch Netzausbau oder die Errichtung und den Betrieb von Speichersystemen, ist die Integration von intelligenten Steuerungssystemen ein wesentliches Puzzlestück für die Wahrung der Stabilität des Gesamtsystems.

7.6.4 Präventives und kuratives Engpassmanagement

Ergänzend zu dem vorangegangenen Kapitel 7.6.3 ist die Thematik des Engpassmanagements ein weiterer Anwendungsfall, der hinsichtlich modernen Energiesystemen nicht außer Acht gelassen werden darf.

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten in Nieder- und Mittelspannungsnetzen kann zu sogenannten strom- bzw. spannungsbedingten Netzengpässen führen. Durch aktiven Netzbetrieb, wie er bereits in Kapitel 7.6.2 kurz beschrieben wurde, können Engpässe sowohl präventiv als auch kurativ vermieden werden, indem der Leistungsfluss beeinflusst wird.
Voraussetzung für einen aktiven Netzbetrieb sind zentrale Komponenten, die beispielsweise die Überwachung des Gesamtsystems, die Erfassung von Zuständen sowie die Identifikation von Zustandsänderungen oder die Möglichkeit der Steuerung von Verbrauchern und Erzeugern ermöglichen.

Präventives Engpassmanagement zielt darauf ab, Engpässe bereits im Voraus zu erkennen und zu vermeiden, indem Maßnahmen ergriffen werden, bevor der eigentliche Engpass auftritt. Sowohl die Prognosen des Netzzustands als auch das Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern werden dafür genutzt.
Bei dem Ansatz des kurativen Engpassmanagements hingegen werden erst Maßnahmen durchgeführt, nachdem der Engpass bereits aufgetreten ist. Die aktive Steuerung des Leistungsflüsse im Netz ist eine wesentliche Maßnahme dieser Herangehensweise und zielt darauf ab, den Engpass zu beheben oder zu reduzieren.

7.6.5 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Um eine stabile und sichere Stromversorgung in Deutschland zu ermöglichen, werden unterschiedliche Systemdienstleistungen wie beispielsweise die Frequenz- und Spannungshaltung, Betriebsführung oder Engpassmanagement und Redispatch genutzt. Als smarte Gemeinde mit einem orchestrierten Energiesystem könnte auch Birkenfeld Systemdienstleistungen anbieten, um sowohl Verteil- als auch Übertragungsnetzbetreiber zu unterstützen und einen eigenen Beitrag zur sicheren und nachhaltigen Stromversorgung zu leisten.

Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungsleistungen nimmt der Anteil an dezentralen Energieerzeugungsanlagen stark zu. Dadurch müssen auch übergeordnete Netzbetreiber neue, moderne

Lösungsansätze verfolgen, um die Herausforderungen einer gesicherten Versorgungssituation zu gewährleisten.

Zu den gängigsten Systemdienstleistungen für Netzbetreiber zählen:

- Frequenz- und Spannungshaltung, um die Frequenz bzw. Spannung im Stromnetz stabil zu halten, beispielsweise durch Blindleistungsmanagement
- Betriebsführung, zur Überwachung und Steuerung des lokalen Stromnetzes, um beispielsweise auf Störungen und Schwankungen im Netz reagieren zu können
- Engpassmanagement und Redispatch 2.0, um Überlastungen im Stromnetz frühzeitig zu erkennen, aktiv zu vermeiden bzw. das Auftreten zu minimieren
- Netzplanung- und -optimierung, um das zukünftige Stromnetz effizient, nachhaltig und wirtschaftlich sowohl zu gestalten als auch zu betreiben und eine stabile Versorgung sicherzustellen.

7.6.6 Ganzheitliches Monitoring des Gesamtsystems

Moderne, digitalisierte Energiesysteme, die über eine zentrale Instanz orchestriert werden, erlauben einen ganzheitlichen Überblick auf das Gesamtsystem und bieten damit einen enormen Vorteil gegenüber altmodischen Aufstellungen. Aktuelle Forschungserkenntnisse, wie sie beispielsweise aus dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten flexQgrid gewonnen wurden, belegen, dass eine zentrale Komponente auch in einem dezentralen Energiesystem einen großen Mehrwert bringt.

Dadurch, dass die Daten-/Nachrichtenübertragung in orchestrierten Systemen über eine zentrale Stelle abgewickelt wird, hat diese die Möglichkeit, Informationen wie beispielsweise den Betriebszustand oder Echtzeit-Messwerte jeder einzelnen Komponente zu erfahren. Unter anderem können darauf basierend inaktive Akteure identifiziert werden, automatisiert aufgetretene Fehler erkannt werden oder auch fachliche Informationen, wie etwa aktuelle Batteriespeicherstände, Einspeiseleistungen und Verbräuche oder auch Wetterinformationen dargestellt werden.

Die Visualisierung der konsolidierten Daten in einem anschaulichen Monitoring ist obligatorisch. Am geeignetsten hierfür sind Dashboard-Ansichten, die beispielsweise den Betreibern oder den Gemeindeverantwortlichen im Smarten Birkenfeld zur Verfügung gestellt werden, um auf einen Blick einen ganzheitlichen Überblick über das Gesamtsystem „Smartes Birkenfeld“ zu erhalten.
Darüber hinaus ist es auch möglich, tiefgehende Detailinformationen wie technische Prozessabläufe, Rohdaten oder Metaeigenschaften zu jeder beteiligten Anlage oder System über das Monitoring zu erhalten und diese auch zu exportieren.

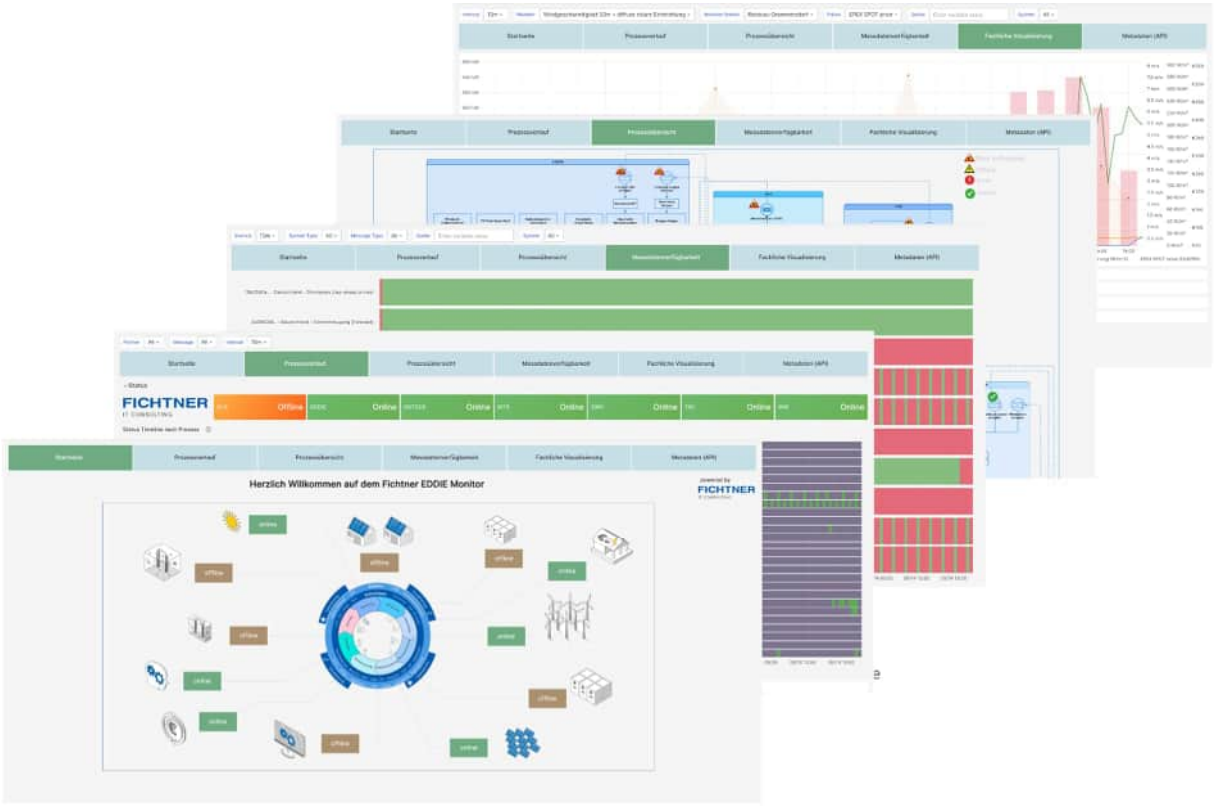


Abbildung 57: Zentrale Komponenten ermöglichen ein ganzheitliches Monitoring des Gesamtsystems in unterschiedlichen Ansichten im Monitoring Dashboard

Neben der reinen Visualisierung und Auswertung der aktuellen sowie historischen Geschehnisse, ermöglichen zentrale Komponenten das Gesamtsystem 24/7 und vollautomatisiert zu monitoren. Ein intelligentes Alarming analysiert Daten und Prozessabläufe kontinuierlich auf Anomalien, erkennt diese und weist aktiv auf Systemausfälle oder aufgetretene Fehler hin.
Über unterschiedliche Kommunikationswege, wie etwa per E-Mail oder über eine Push-Benachrichtigung, werden beispielsweise die Ansprechpartner der betroffenen Umsysteme und Betriebsmittel über technische Probleme oder Gemeindeverantwortliche über Unstimmigkeiten im Betrieb des Gesamtsystems automatisiert informiert.

7.6.7 Vorausschauende Netzplanung

Eine vorausschauende Kommunal- und Netzplanung ist ein wichtiger Bestandteil in einer modernen, smarten Gemeinde. Beispielsweise Fichtner Digital Grid ist eines der Lösungsportfolios, welches nicht nur Netzbetreiber, sondern auch Gemeinden bei der Bewältigung aktueller Herausforderungen unterstützt. Digitale Abbilder des realen Netzes inklusive der Verknüpfung von technischen, kaufmännischen und geografischen Informationen stellen das Fundament für effektive und realistische Planungen dar.

Moderne Datenkonsolidierungsplattformen sind dabei von entscheidender Bedeutung, indem sie als zuverlässige Datenquelle, beispielsweise für Software-Werkzeuge zur Zielnetzplanung, Netzberechnung oder zur Prognoseerstellung, fungieren.
Durch die Nutzung von Echtzeitdaten aus dem Energiesystem können realistische Szenarien berechnet werden, die auf echten Messwerten basieren. Dies ermöglicht eine präzise Planung und Optimierung des vorhandenen und zukünftigen Energiesystems.

Rechenfähige Netzmodelle sind, spartenübergreifend, die Grundlage für intelligente Energienetze. Sie basieren auf einer vollständigen Netztopologie, die mithilfe einer komplexen Geodatenaufbereitung und datenbasierten Algorithmen generiert werden kann.
Innovative Lösungsportfolios ermöglichen, basierend auf einer akkuraten Datengrundlage und unter Einsatz von Standardschnittstellen zu etablierten Netzberechnungswerkzeugen wie PowerFactory oder OpenSource-Lösungen wie PowerPanda, die Durchführung von echten Netzberechnungen sowie die Planung in einer intuitiven, browserbasierten Webanwendung.

Neben unterschiedlichen Szenarien können auch zukünftige Entwicklungen im Energiesystem berücksichtigt werden. Hierbei können beispielsweise neue Energiequellen oder Verbraucher in die Planung einbezogen werden. Auch die Integration von Elektromobilität und dezentralen Komponenten kann berücksichtigt werden. Durch Berechnungen des Energiesystems können Planungen verglichen, präzisiert und optimiert werden.

Eine vorausschauende Netzplanung kann dazu beitragen, sowohl die Effizienz als auch die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems zu steigen, frühzeitig bauliche Maßnahmen hinsichtlich eines erforderlichen Netzausbaus zu erkennen und durch eine intelligente Auslegung der beteiligten Verbrauchs-/Einspeise-/Speicher-komponenten gleichzeitig die CO_2-Emissionen zu reduzieren.

7.6.8 Einbeziehung von Einzelhaushalten

Eine konsolidierte Datenbasis, die beispielsweise durch eine zentrale Datendrehscheibe aufgebaut werden kann, ermöglicht nicht nur die Integration und Orchestrierung aller beteiligten Komponenten des Gesamtsystems, sondern schafft auch die Basis für unterschiedliche digitale Werkzeuge und moderne Services, die auch für Privatpersonen äußerst spannend sein können.

Beispielsweise können interaktive Kundenportale, sowohl für große Unternehmen als auch für Endkunden und Einzelhaushalte, an die zentrale Datendrehscheibe eines orchestrierten Energiesystems angebunden werden. Anschauliche Monitoring-Funktionalitäten, die grafische Darstellungen und Analysen von Verbräuchen und Einspeisungen ermöglichen, erhöhen die allgemeine Transparenz und können dazu beitragen, die Motivation innerhalb der Bevölkerung zu erhöhen, sich für eine moderne Energiezukunft zu interessieren und aktiv an der Gestaltung des Netzes der Zukunft zu beteiligen.

Darüber hinaus zeigen aktuelle Forschungsvorhaben, wie das staatlich geförderte Projekt flexQgrid, dass die Einbeziehung von Einzelhaushalten, die mit moderner Mess- und Steuerungstechnik sowie einem Gebäudeenergiemanagementsystem ausgestattet wurden, vor allem dann erfolgreich funktioniert, wenn diese in einem orchestrierten Gesamtsystem eingesetzt werden. Private BürgerInnen empfanden es beispielsweise als große Motivation sich aktiv am Energiesystem zu beteiligen, indem sie Einfluss auf das Ladeverhalten ihres E-Fahrzeugs nehmen konnten.

Eine mobil nutzbare App, die an die zentrale Datendrehscheibe des Energiesystems im Feldtestgebiet angebunden wurde, ermöglichte es Teilnehmenden, das Ladeverhalten des eigenen E-Fahrzeugs zu steuern. Hierbei wurde der Bedarf der Batterie konkret über die Anwendung bestimmt und die eingesetzten Gebäudeenergiemanagementsysteme haben daraufhin den optimalen Ladevorgang, individuell berechnet und umgesetzt.

Apps wie diese können darüber hinaus als digitale Haushaltshilfe weiterentwickelt und beispielsweise auch dafür genutzt werden, die BewohnerInnen mit individuellen Tipps und geeigneten Maßnahmen zur Energieverbrauchsoptimierung auszustatten, Strompreise in Echtzeit darzustellen oder flexible Stromtarife auszuwählen und so die Eigenmotivation hinsichtlich netzdienlichem, CO_2-neutralem und gleichzeitig wirtschaftlichem Verhalten zu erhöhen.

7.6.9 Digitalisierung als Finanzierungsmittel für Stadtentwicklung

Moderne Gemeinden mit einem hohen Grad an Digitalisierung sind prädestiniert für die Teilnahme an innovativen und zukunftsorientierten Vorhaben. Die eigene Digitalisierung eröffnet Städten und Gemeinden die Möglichkeit, sich als Partner an geförderten Forschungsprojekten zu beteiligen und dadurch zusätzliche Einnahmen zu generieren. Die Fördergelder können wiederum für die weitere Stadtentwicklung genutzt werden und dazu beispielsweise dazu beitragen, die spartenübergreifende Energie-Infrastruktur zu verbessern, den Rollout von Messtechnik und Sensorik zu beschleunigen oder neue Digitalisierungsprojekte zu finanzieren. Ferner lassen sich über diesen Weg neue Technologien entwickeln oder Prozesse und Verfahren praxisnah erproben, die dazu beitragen, die Stadtentwicklung nachhaltiger und effizienter zu gestalten.

Dass eine Gemeinde bereits mit einer umfangreichen Datenplattform ausgestattet ist, kann ein wichtiges Puzzlestück für die Eignung einer Beteiligung an einem Forschungsprojekt sein, in dem es beispielsweise sowohl um die Entwicklung als auch um die Umsetzung von Smart-City-Konzepten geht. Neben der Möglichkeit, eigene Expertisen und reale Bedürfnisse einzubringen, profitieren alle beteiligten Partner des Konsortiums von den gewonnenen Ergebnissen und können gleichzeitig die Rolle eines innovativen Vorreiters einnehmen. Letzteres steigert die Attraktivität der Gemeinde und kann etwa dazu beitragen, die Ansiedlung junger Familien sowie moderner Unternehmen zu fördern.

7.6.10 Bürgerbeteiligung und Community Gedanke

Eine offene, bilaterale Datenplattform, in der alle erhobenen Daten einer smarten Gemeinde strukturiert persistiert und anonymisiert zur Verfügung gestellt werden können, kann dazu beitragen, die Bürgerbeteiligung und den Community Gedanken in einer Gemeinde zu fördern bzw. überhaupt erst zu ermöglichen.

Seit einigen Jahren bewahrheitet sich die Hypothese, dass „Daten das Gold der Zukunft sind“. Bezogen auf moderne Energiesysteme trifft diese Position definitiv zu. Große Datensammlungen stellen die Basis für innovative KI- und Machine Learning Lösungen dar und sind die Basis für Industrie 4.0, Predictive Maintenance oder Betriebsoptimierungen.
Durch die Bereitstellung von anonymisierten, aber realen Daten und Informationen können Bürgerinnen und Bürger eigene Ideen verfolgen, Projekte initiieren und durch gegenseitigen Austausch nicht nur das Gemeinschaftsgefühl zu steigern, sondern auch eine zielorientierte Zusammenarbeit mit der Stadtverwaltung stärken.
Durch die Förderung und Ermöglichung von Community-Projekten können nicht nur Bürgerinnen und Bürger ihre Stadt aktiv mitgestalten und sich für ihre Interessen einsetzen, sondern auch moderne Unternehmen oder innovative Startups profitieren von dieser Offenheit.

Eine offene Datenplattform kann als Basis dafür dienen, um beispielsweise gemeinschaftliche Projekte zur Verbesserung der Infrastruktur oder zur Förderung von Nachhaltigkeit und Umweltschutz ins Leben zu

rufen oder moderne Produkte zu entwickeln.
Neben dem technologischen Weiterentwicklungspotential und der Steigerung der Attraktivität der Gemeinde als Standort für Unternehmen, können sich durch den Austausch zwischen verschiedenen, lokalen Akteuren neue Geschäftsmodelle entwickeln, die zur wirtschaftlichen Entwicklung der Gemeinde beitragen.

7.7 Ausblick & Geschäftsidee

Neben den im vorangegangenen Kapitel 7.6 beschriebenen Anwendungsfällen, ergeben sich durch die modernen Ansätze, wie einem orchestrierten Energiesystem mit einer zentralen Datenplattform bzw. einer konsolidierten Datenbasis, neue Geschäftsmodelle, die der Gemeinde Birkenfeld auch aus ökonomischer Sicht neue Möglichkeiten eröffnen können. Diese können perspektivisch als Dienstleistungen angeboten werden - im Fall der gezielten Vermarktung von Flexibilitäten beispielsweise auch über Birkenfeld hinaus.

7.7.1 Moderne Anwendungen für Bürgerschaft und öffentliche Wahrnehmung

Eine zentrale Datendrehscheibe und Integrationsplattform kann neben den bereits erläuterten Mehrwerten hinsichtlich Systemorchestrierung im Smarten Birkenfeld auch darüber hinaus genutzt werden. Der Aufbau einer konsolidierten Datenbasis (siehe Kapitel 7.4.3) ermöglicht die Entwicklung und Bereitstellung komfortabler Anwendungen für die Bürgerschaft sowie für Gewerbe oder Industrie.

Beispielsweise könnte eine Haushalts-App Familien dabei unterstützen, sich netzdienlich zu verhalten. Moderne Haushalte könnten über eine Anwendung individuelle Handlungsempfehlungen erhalten. Eine Anbindung an die zentrale Datendrehscheibe der Gemeinde stellt dafür die Voraussetzung dar und ermöglicht es Haushaltsdaten, mit Informationen des aktuellen Netzzustands oder dem momentanen Energieerzeugungsmix zu kombinieren. Somit könnten Anwender über ihr mobiles Endgerät Mitteilungen empfangen, wann der kostengünstigste oder ökologischste Zeitpunkt zum Einschalten der Waschmaschine ist oder wann ein geeigneter Zeitpunkt dafür wäre, die Wohnung zu lüften und die Heizung auszuschalten.

Im Zuge der Ausbreitung der E-Mobilität wird das Thema der erforderlichen Ladeleistung zunehmend brisanter. Anwendungen, wie beispielsweise ein „Ladeplaner“ können an eine zentrale Datenplattform angeschlossen werden, um basierend auf dem aktuellen Netzzustand und Prognosedaten die optimierte und bedarfsgerechte Ladung von E-Fahrzeugen zu ermöglichen. Die Nutzerinnen und Nutzer dieser Anwendung könnten dabei selbst Einfluss auf das Ladeverhalten ihres Fahrzeugs nehmen, indem sie im „Ladeplaner“ angeben, wann die nächste Fahrt geplant ist - beispielsweise am nächsten Morgen für die Fahrt zum Arbeitsplatz.

Die Gemeinde Birkenfeld selbst könnte ausgewählte Informationen aus der Datenplattform nutzen, um sich öffentlichkeitswirksam zu zeigen. Beispielsweise könnte ein „Online-Birkenfeld-EE-Monitor“ entwickelt werden, welcher die momentane Energieerzeugungs- und -verbrauchsbilanz in Echtzeit anschaulich visualisiert. Die transparente Darstellung würde Birkenfeld als Vorzeige-Gemeinde für den Einsatz erneuerbarer Energien präsentieren und für Prestige sorgen. Die damit verbundene überregionale Sichtbarkeit steigert das Ansehen von Birkenfeld und könnte auch dazu führen, dass sich

zukunftsorientierte Unternehmen in der Gemeinde ansiedeln oder junge Familien als neue Bürgerinnen und Bürger von Birkenfeld gewonnen werden können.

Für Unternehmen wie Planungs- und Beratungshäuser können ebenfalls Anwendungen implementiert werden, die auf den Informationen in der zentralen Datendrehscheibe basieren. Self-Service-Anwendungen, wie beispielsweise zur schnellen Netzanschlussprüfung, unterstützen den Arbeitsalltag von Projektplanern für den Bau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, können aber auch von Bürgerinnen und Bürgern für den Anschluss von Wallboxen genutzt werden sowie von Investoren, die beispielsweise das Ladeinfrastrukturnetz ausbauen möchten.

7.7.2 Kostenreduktion als Geschäftsmodell

Die Reduzierung von Kosten ist immer ein guter Ansatz für ein Geschäftsmodell. Im Kontext von orchestrierten Energiesystemen mit einer zentralen Daten- und Integrationsplattform ergibt sich eine Vielzahl von Einsparmöglichkeiten, wie sie exemplarisch nachstehend aufgeführt sind.

Lastspitzenausgleich

Durch Machine Learning gestützte Verbrauchsvorhersagen kann verhindert werden, dass Strompreisspitzen mit Lastspitzen übereinstimmen. Durch vorausschauendes Verhalten, beispielsweise unterstützt durch flexible Strompreise und eine Haushalts-App, wie sie im vorangegangenen Kapitel 7.7.1 bereits erläutert wurde, könnten sowohl Privatpersonen als auch große und kleine Unternehmen ihre eigenen Energiekosten minimieren, indem sie zu den ökologisch günstigsten Zeiten die meiste Energie verbrauchen.

Eigenverbrauchsoptimierung und CO_2-Reduzierung

Ergänzend zu dem Vermeiden von Lastspitzen zu Zeiten, in denen Energie teuer ist, könnten durch eine intelligente Orchestrierung des Gesamtsystems nicht nur Energiekosten gesenkt werden, sondern auch CO_2-Emissionen reduziert werden. Die Speicherung von überschüssiger Energie aus erneuerbaren Energiequellen sowie die entsprechende Steuerung von Energieflüssen können genutzt werden, um den Eigenverbrauch von Hauhalten, Industrie oder Landwirtschaft zu optimieren.

Echtzeit-Monitoring

Die Möglichkeit aktuelle Netzzustände und Energiemixe transparent nachvollziehen zu können, indem sie über eine zentrale Datendrehscheibe geleitet und entsprechend visualisiert werden, unterstützt die Identifikation geeigneter Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz - beispielsweise durch die Anpassung von Lastspitzen.

Integration und Prozessunabhängigkeit

Neben den energietechnischen Einsparpotentialen können durch den Einsatz einer zentralen Datendrehscheibe auch Kosten für die Neubeschaffung von Software eingespart werden. Moderne Lösungen sind in der Lage, vorhandene Anwendungen, beispielweise aus der Verwaltung oder der Abrechnung in moderne Energiesysteme, die gerade erst aufgebaut werden, zu integrieren. Dadurch können Zusatzkosten, die für Umschulung oder Beschaffung neuer IT-Werkzeuge erforderlich wären, eingespart werden.

7.7.3 Systemdienstleistungen und Vermarktung von Ressourcen

Der Ansatz der Systemorchestrierung ermöglicht eine optimale Nutzung von erneuerbaren Energien im Kontext des Gesamtsystems. Durch intelligente Steuerung kann das Energiesystem im Smarten Birkenfeld so betrieben werden, dass gewonnene oder bereitgestellte Ressourcen möglichst gewinnbringend verkauft werden können - zum Beispiel als Systemdienstleistung für das übergeordnete Netz, in Form von Flexibilität an den zuständigen Netzbetreiber oder als Rohstoff am Energiemarkt.

Beispielsweise könnte eine kluge Kombination aus PV-Energie und Batteriespeicher primär dazu genutzt werden, um den Strombedarf zu decken und gleichzeitig überschüssige Energie zu speichern und dann bereitzustellen, zu verbrauchen oder zu verkaufen, wenn es aus wirtschaftlicher Sicht am geeignetsten ist. KI gestützte Software oder intelligente Algorithmen können bei der Ermittlung des optimalen Zeitpunkts unterstützen - durch die Vorhersage von Lasten und Strompreisen, sowie unter Berücksichtigung der Wetterdaten und der Historie.

7.7.4 Auftreten als Messstellenbetreiber oder Aggregator

In den Kapiteln 7.4.4 und 7.5.3 wurde die Rolle des Messstellenbetreibers erwähnt. Die Gemeinde Birkenfeld, oder ein dafür gegründetes Unternehmen, könnte als lokaler Messstellenbetreiber auftreten und durch die damit verbundenen Leistungen Einnahmen erwirtschaften. Zu den primären Leistungen eines Messstellenbetreibers gehören:

- Installation von Messgeräten
- Messdatenerfassung und -speicherung
- Datenanalyse und -bereitstellung
- Wartung und Reparatur der Messgeräte
- Kundenservice

Im Kontext eines orchestrierten Energiesystems in Birkenfeld würde es naheliegen, dass alle datenbasierten Leistungen des Messstellenbetreibers auch über eine zentrale Datendrehscheibe kommuniziert, gespeichert und abgerufen werden können.

Neben dem Auftreten als Messstellenbetreiber ist auch die Funktion eines Aggregators denkbar. Ein Aggregator ist ein Unternehmen, das eine Plattform bereitstellt, auf der verschiedene Energieerzeuger und -verbraucher miteinander verbunden werden können. Der Aggregator sammelt die unterschiedlichen (Mess-)Daten von verschiedenen Energiequellen wie Solaranlagen, Windkraftanlagen, Batteriespeichern und anderen erneuerbaren Energiequellen sowie von Verbrauchern wie Haushalten, Unternehmen und Industrieanlagen. Die gesammelten Daten können analysiert und beispielsweise dafür genutzt werden, den Energiefluss zu optimieren.

Ein Aggregator kann auch als Vermittler zwischen Energieerzeugern und -verbrauchern fungieren, indem er den Verkauf von überschüssiger Energie von Erzeugern an Verbraucher erleichtert. Auf diese Weise kann der Aggregator dazu beitragen, die Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz zu erleichtern und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren.

7.7.5 Nutzung von Synergieeffekten

Die Nutzung von Synergieeffekten ist ein essenzieller Vorteil, den ein orchestriertes Energiesystem mit sich bringt und der auch aus kommerzieller Sicht genutzt werden sollte.

Verkauf von Energieprodukten

Durch den Verkauf produzierter Energieprodukte, die durch das Energiesystem „Smartes Birkenfeld“ ohnehin gewonnen werden, könnte die Gemeinde ihr verfügbares Haushaltsbudget verbessern. Beispielsweise Rohstoffe wie Sauerstoff, Wasserstoff, Wärme und CO_2 sind Nebenprodukte, die gespeichert, aufbereitet und weiterverkauft werden könnten.

Herstellung von klimaschonenden Energieprodukten

Zusätzliches Geld könnte mit der Herstellung von Energieprodukten wie beispielsweise ökologischen Treibstoffen erwirtschaftet werden. Stoffe, wie CO_2, ergeben sich aus dem Energiesystem „Smartes Birkenfeld“ und können durch chemische Verfahren weiter angereichert werden, um Treibstoff zu produzieren. Beispielsweise lässt sich aus dem CO_2 der verbrannten Biomasse in Kombination mit Elektrolyse grünes Methanol als Treibstoff (E-Fuel) herstellen, der entsprechend nicht aus fossilen Quellen stammt.

Nutzung staatlicher Fördermittel

Der Bau und Betrieb erneuerbarer Energiequellen werden regelmäßig staatlich gefördert - teilweise auch konkrete Kombinationen von modernen Technologien wie Windkraftanlagen, die an Elektrolyseure gekoppelt sind. Derartige Finanzierungsoptionen lohnen sich doppelt, da im genannten Beispiel sowohl mit der Rückverstromung Geld verdient werden könnte als auch mit der Abwärme der Elektrolyse, die quasi ein kostenfreies Nebenprodukt des Betriebs eines Elektrolyseurs ist. Auch die Kostenreduzierung beim Bau von EE-Anlagen, die sich durch die Förderung ergeben, ist aus wirtschaftlicher Sicht natürlich zu berücksichtigen.

Digitaler Zwilling und Datenkonsolidierung für optimierte Stadtplanung

Wie in Kapitel 7.3.3 genauer beschrieben, ist ein digitaler Zwilling eine virtuelle Repräsentation des realen Energiesystems. Die digitalen Abbilder der realen Komponenten innerhalb des Energiesystems können bereits in der Planungsphase dafür genutzt werden, um Synergieeffekte bewusst herzustellen bzw. gegenseitige Abhängigkeiten optimal in Einklang zu bringen. In Kombination mit dem Ansatz der Datenkonsolidierung (siehe Kapitel 7.4.3) können Synergieeffekte, spartenübergreifend oder zwischen einzelnen Komponenten, datenbasiert identifiziert und analysiert werden.

Neben netztechnischen Maßnahmen, wie Zielnetz-/Wärme- oder E-Mobility-Planungen, die vor allem auf aktuellen Netzzuständen, Netzberechnungen oder Prognosen basieren, können digitale Zwillinge auch für die Simulation verschiedener stadtplanerischer Szenarien genutzt werden, in denen zum Beispiel auch regulatorische Rahmenbedingungen oder lokale Besonderheiten berücksichtigt sind.

Beispielsweise bedingen die Anforderungen an eine Gebäudemodernisierung (z.B. Ausbau Dach-PV) auch eine Modernisierung der Infrastruktur (z.B. Ausbau Stromnetz) oder andere städtebauliche Maßnahmen, wie die Festlegung vereinfachter Bauvorschriften sowie Genehmigungsverfahren oder die Schaffung von Anreizen, wie beispielsweise die städtische Förderung von grünen Energieerzeugungsanlagen.

7.8 Handlungsempfehlungen

Bis zur finalen Realisierung und Inbetriebnahme des Smarten Birkenfelds sollten aus Sicht der Digitalisierung noch weitere Etappenziele eingeplant werden. Die nachstehende Abbildung stellt einen vereinfachten Meilensteinplan der IT-Themen dar, die im Anschluss an das vorliegende Digitalisierungs- bzw. Realisierungskonzept zu empfehlen sind. In den folgenden Unterkapiteln werden die wichtigen Meilensteine in Kurzform beschrieben.

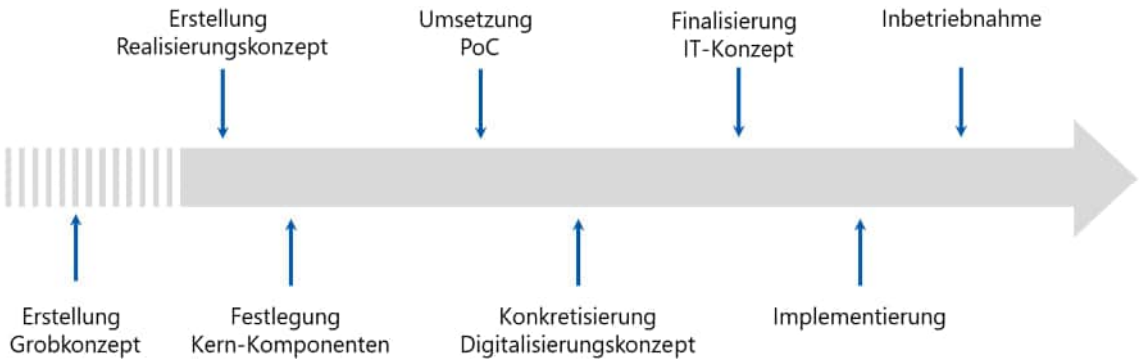


Abbildung 58: Vereinfachte Roadmap der Digitalisierung im Smarten Birkenfeld

Grundsätzlich ist ein iterativer Entwicklungsprozess in mehreren Stufen und mit einem agilen Vorgehen zu empfehlen. Im Idealfall werden alle Teilprojekte federführend vom selben Anbieter realisiert.

1. Festlegung der Kern-Komponenten und Systeme

Einer der wichtigsten nächsten Schritte hinsichtlich der Realisierung des Beschriebenen ist die Festlegung der geplanten Kern-Komponenten im Feld sowie die Aufstellung aller beteiligten IT- und Softwaresysteme. Darauf basierend kann die geplante Zielstruktur finalisiert und die Beschaffung benötigter Komponenten initiiert werden.

2. Entwicklung eines Prototyps

Es ist zu empfehlen, die Hauptbestandteile des geplanten IT-Systems zunächst in einer prototypischen Implementierung zu realisieren. Ziel des Prototyps ist ein frühzeitiger Erkenntnisgewinn. Die Erreichung technischer Durchbrüche sowie die Identifikation von Unklarheiten oder die Gewissheit zu möglichen Fehlerquellen ist essenziell für den Erfolg der finalen Umsetzung.

2a. PoC mit Fokus auf System- und Datenintegration

Der Proof of Concept sollte einen besonderen Fokus auf System- und Datenintegration legen. Dafür eignet sich der Einsatz einer zentralen Datendrehscheibe, der wichtigsten Komponente für ein funktionierendes, orchestriertes Energiesystem im Smarten Birkenfeld.

2b. IT-Sicherheit (Security by Design)

Die Informationssicherheit sollte möglichst bereits zu Beginn der Realisierung mitbedacht werden, da eine nachträgliche Absicherung der IT zumeist mit erhöhten Aufwänden verbunden ist. Der Begriff „Security by Design“ kann synonym dafür verwendet werden, um Anforderungen hinsichtlich IT-Sicherheit bereits bei der Entwicklung zu umzusetzen.

3. Konkretisierung des Digitalisierungskonzepts

Das vorliegende Digitalisierungskonzept beschreibt die Grundzüge, die für ein digitales, smartes Birkenfeld gegeben sein sollten. Hinsichtlich einer geplanten Realisierung müssen beispielsweise die nachstehenden Themen noch deutlich vertieft werden.

- IT-Sicherheit und Datenschutz
- Standardisierung
- Identifikation und Validierung der bevorzugten Kommunikationstechnologien
- Klärung IT-rechtlicher und regulatorischer Rahmenbedingungen
- Detaillierung der Kostenschätzung
- Definition von Schnittstellen
- Auswertung der eingesetzten IT-Systeme und bestehender Prozesse
- Aufstellung vertraglich geregelter Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten
- Klärung von Datenqualität und -verfügbarkeit

Die Erkenntnisse der prototypischen Entwicklung sind maßgeblich für die Erstellung eines finalen Umsetzungskonzepts und stellen auch eine gute Basis für das IT-Sicherheitskonzept dar. Auch Themen wie die Formulierung von Service-Level-Agreements (SLAs) und klaren Lizenzvereinbarungen sind für den zuverlässigen Betrieb eines intelligenten Energiesystems essenziell.

4. Implementierung und Inbetriebnahme

Im Anschluss an die Konkretisierung des Digitalisierungskonzepts bzw. Fertigstellung des Umsetzungskonzepts kann mit der offiziellen Implementierungsphase begonnen werden.

Die Fichtner IT Consulting GmbH qualifiziert sich aufgrund ihrer langjährigen Erfahrungen als IT-Beratungs- und Softwareentwicklungsunternehmen in der Energiewirtschaft als geeigneter Dienstleister sowohl für die weitere Konkretisierung des Smarten Birkenfelds als auch für die Realisierung.

8 Rechtlich organisatorischer Rahmen

Das nachfolgende Kapitel behandelt den organisatorischen Rahmen und die rechtlichen Vorgaben für die Umsetzung des Realisierungskonzepts. Weiter wird dargestellt, welche Förderungen im weiteren Sinne im technischen Konzept und der Wirtschaftlichkeitsanalyse berücksichtigt worden sind.

8.1 Allgemeine Entwicklung des Rechtsrahmens

Zum Erreichen der Klimaziele ist eine sektorenübergreifende Transformation zwingend notwendig. Schritt für Schritt zeichnen sich über verschiedene Rechtsakte auf EU- sowie auf nationaler Ebene rechtliche Vorgaben für die Dekarbonisierung ab, insbesondere durch das Fit For 55-Paket[5] (EU), den Koalitionsvertrag[6] und daraus resultierende Gesetze und Maßnahmen. Darüber hinaus kommen im Bereich Klimaschutz und Nachhaltigkeit immer mehr Förderprogramme hinzu. Verstärkt werden die Bestrebungen zur Klimaneutralität nunmehr durch den Ukraine-Krieg und die dadurch ausgelösten Bestrebungen in Richtung Energiesouveränität, welche sich grundsätzlich beschleunigend auf den Ausbau erneuerbarer Energien auswirken.

Mit Blick auf den Betrachtungszeitraum von knapp 20 Jahren beginnend ab 2024 bis hin zum Zieljahr 2040, war es bei der Erstellung des Realisierungskonzeptes für die Gemeinde Birkenfeld erforderlich, die dynamische und sich stetig entwickelnde Rechtslage mit einer gewissen Flexibilität einzubeziehen. Dafür wurden die relevanten Rechtsakte im Bereich Erneuerbare Energien, Ausstieg Erdgas, Rolle von Wasserstoff und Wärmemarkt analysiert und für das Projekt berücksichtigt. Nicht alle bereits angekündigten Rechtsakte wurden bis zur Fertigstellung des Berichts von den zuständigen Normgebern konkretisiert und verabschiedet. Dies gilt insbesondere für die Ausschreibungsverordnung betreffend Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung gemäß §§ 28f, 39o Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023[7]), die vom Bundestag am 10.11.2023 verabschiedete Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)[8] zu § 13k EnWG-E (sog. „Nutzen statt Abregeln“) oder spezifische Förderprogramme des Landes Baden-Württemberg für die Errichtung von Elektrolyseuren sowie die Stromsteuersenkung für Unternehmen. Die rechtlichen Vorgaben und Prämissen, die das technisch-ökonomische Konzept und die Wirtschaftlichkeitsanalyse beeinflusst haben, sind nachfolgend im Einzelnen dargestellt.

8.2 Gesellschaftsrechtliches Zielmodell

8.2.1 Grundstruktur und Vorteile des entwickelten Zielmodells

Die Umsetzung des Konzepts soll im Zielmodell durch eine kommunale Gesellschaft in der Privatrechtsform der GmbH erfolgen, an der die Gemeinde Birkenfeld durch ihren Eigenbetrieb

[5] Maßnahmenpaket zur Anpassung zahlreicher EU-Rechtsakte an die europäischen Klimaziele.

[6] Der Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP an sich ist nicht rechtsverbindlich, stellt aber eine klare Absichtserklärung dar und gibt daher die Richtung vor.

[7] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.

[8] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970; 3621), das zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 8. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 272) geändert worden ist.

Gemeindewerke Birkenfeld die Mehrheitsbeteiligung in Höhe von mind. 51% hält, während der strategische Partner max. 49% am Stammkapital halten soll. Unterhalb der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] sind grundsätzlich bedarfsgerecht weitere Tochtergesellschaften als Projektgesellschaften in der Rechtsform der GmbH & Co. KG vorgesehen, in denen die Einzelmaßnahmen bzw. Einzelprojekte aus dem Realisierungskonzept „Smartes Birkenfeld“ separat umgesetzt werden können.

Die „Kooperationsgesellschaft GmbH“ [Arbeitstitel] würde demnach bei den Einzelmaßnahmen und Geschäftsbereichen, für die eigene Gesellschaften sinnvoll erscheinen, als steuernde Holding fungieren und „Shared Services“ (wie z.B. gemeinsame Verwaltungsbereiche) gebündelt für ihre Projekttöchter erledigen können, während zugleich nicht ausgeschlossen ist, dass einzelne Geschäftsbereiche auch direkt in der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] bewirtschaftet werden.

Das Zielmodell lässt sich grafisch wie folgt darstellen:

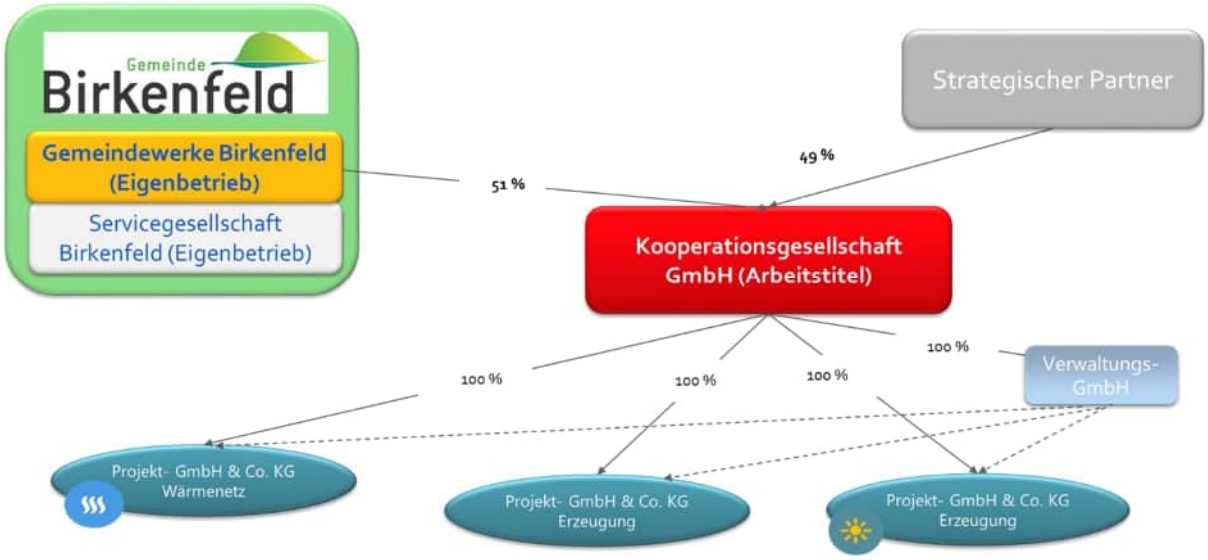


Abbildung 59: Gesellschaftsrechtliches Zielmodell

Die Gemeinde Birkenfeld kann die „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] nutzen, um mit einem strategischen Partner eine Institutionalisierte-Öffentlich-Private-Partnerschaft (IÖPP) zu errichten. Die Beteiligung an der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] soll dem Eigenbetrieb Gemeindewerke Birkenfeld zugeordnet werden. Dies erscheint der Haushaltstransparenz zuträglich und ist für die künftige Unternehmensführung, -überwachung und -verwaltung sinnvoll. Die Gemeindewerke Birkenfeld sind bereits in der Energie- und Wärmeversorgung tätig. Der strategische Partner soll Know-How und finanzielle Mittel zur Verfügung stellen sowie Dienstleistungen zur Umsetzung der Einzelprojekte im Rahmen der Realisierung des Konzepts erbringen.

Aufgrund des hohen Investitionsvolumens und der langfristigen Bindung des Kooperationspartners werden auch die in § 106 Abs. 1 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)[9] referenzierten EU-Schwellenwerte überschritten, sodass die Suche nach dem Kooperationspartner im Ergebnis EU-weit auszuschreiben ist (vgl. dazu ausführlich unter 8.4)

[9] Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 25. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 294) geändert worden ist.

Die vorgeschlagene Struktur hat zahlreiche Vorteile. Es erfolgt eine gesellschaftsrechtliche Zusammenführung des gesamten Realisierungskonzepts in der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel], an der die Gemeinde Birkenfeld bzw. die Gemeindewerke Birkenfeld die Mehrheit halten. Die „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] wird künftig daher überwiegend als steuernde Holding fungieren. Zugleich aber können die verschiedenen Geschäftsbereiche und Wertschöpfungsstufen voneinander getrennt entwickelt werden, die Projektgesellschaften können individuell auf die einzelnen Projekte maßgeschneidert werden. Ferner erlaubt das „Doppelstockmodell“ grundsätzlich, Fremdkapital auf Ebene der Holding als Eigenkapital auf Ebene der Projektgesellschaften einzubringen, was insbesondere bei Fördermitteln und im regulierten Bereich (z.B. Strom- und Wasserstoffnetze) von großem Vorteil sein kann. Schließlich wird so das wirtschaftliche Risiko des Gesamtkonzepts gemäß seinen Einzelprojekten auf verschiedene haftungsbeschränkte Gesellschaften verteilt, sodass eine Risikostreuung gewährleistet ist.

Im Folgenden wird erläutert, weshalb die Wahl bei der Rechtsform auf die der GmbH für die Holdingsgesellschaft und für die Projekttochtergesellschaften auf die der GmbH & Co. KG fällt sowie ein Überblick über diese beiden Rechtsformen gegeben.

8.2.2 Rechtsformwahl und Überblick über die GmbH und die GmbH & Co. KG

Bei der Darstellung des Zielmodells wird davon ausgegangen, dass die Privatrechtsform der Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) für die Kooperationsgesellschaft/Holding mit dem strategischen Partner, d.h. für die „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel], am günstigsten ist, während sich für ihre Tochtergesellschaften die Privatrechtsform der GmbH & Co. KG anbietet.

Bei den wirtschaftlichen Betätigungsformen von Kommunen stehen diesen grundsätzlich zunächst die öffentlich-rechtlichen Unternehmensformen, wie der Eigenbetrieb oder die Anstalt des öffentlichen Rechts im Sinne von § 102a der Gemeindeordnung des Landes Baden-Württemberg (GemO Ba-Wü)[10] zur Verfügung. Die Gemeindewerke Birkenfeld sind ein solcher Eigenbetrieb. Allerdings lassen sich die weiteren Aufgaben und Ziele für die Umsetzung des Realisierungskonzepts Birkenfeld nicht in geeigneter Weise in den öffentlich-rechtlichen Unternehmensformen erledigen. Insbesondere die Beteiligung eines privaten strategischen Partners erfordert die Privatrechtsform.

Bei den zur Verfügung stehenden Gesellschaftsformen der Privatrechtsform wären grundsätzlich auch andere Rechtsformen als die der GmbH und der GmbH & Co. KG denkbar. Gleichwohl muss die gewählte Rechtsform den gemeindewirtschaftsrechtlichen Anforderungen der GemO Ba-Wü entsprechen. Danach muss es sich um haftungsbeschränkte Rechtsformen handeln, sodass die Gesellschaft Bürgerlichen Rechts (GbR) bspw. ausscheidet und die Aktiengesellschaft darf gemäß § 103 Abs. 2 GemO Ba-Wü nur genutzt werden, *„wenn der öffentliche Zweck des Unternehmens nicht ebenso gut in einer anderen Rechtsform erfüllt wird oder erfüllt werden kann“*. Daher sind die Privatrechtsformen der GmbH und der GmbH & Co. KG auch vor dem Hintergrund der kommunalrechtlichen Voraussetzungen (vgl. dazu ausführlich unter 8.3) am besten umsetzbar.

Die Wahl der adäquaten Rechtsform ist im Rahmen wirtschaftlichen Handelns für Kommunen von grundlegendem Interesse. Die Holding und ihre Tochtergesellschaften ließen sich sowohl in der Rechtsform der GmbH als auch in der Rechtsform der GmbH & Co. KG errichten und betreiben.

[10] Gemeindeordnung für Baden-Württemberg (Gemeindeordnung - GemO), in der Fassung vom 24. Juli 2000, zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. Juni 2023 (GBl. S. 229, 231).

Entscheidend ist insofern, in welcher dieser beiden Rechtsformen kommunal- und gesellschaftsrechtliche Erfordernisse mit der vorgenannten Struktur besser kombinierbar sind.

Die GmbH ist eine verselbstständigte juristische Person des Privatrechts, die ihren Gläubigern gegenüber nur mit ihrem Gesellschaftsvermögen haftet (§ 13 Abs. 2 GmbHG), sie ist eine Kapitalgesellschaft. Das bei Gründung der Gesellschaft zu erbringende Mindestkapital wird bei der GmbH als Stammkapital bezeichnet und beträgt 25.000,-€. Im Gegensatz zu Personengesellschaften steht die kapitalmäßige Beteiligung der Gesellschafter im Vordergrund, nicht deren Persönlichkeit und Tätigkeit. Dies äußert sich z.B. darin, dass der Gewinn nach dem gesetzlichen Leitbild in der GmbH nicht wie in der Personengesellschaft nach „Köpfen", sondern nach Kapitalanteilen verteilt wird.

Bei der GmbH ist es ist auch ohne Weiteres möglich, dass sich privatrechtlich oder öffentlich-rechtlich strukturierte Dritte an ihr beteiligen. Dies ist im vorliegenden Zielmodell für die Beteiligung des strategischen Partners bedeutend. Die Übertragung von Geschäftsanteilen bedarf dabei der notariellen Form. Die GmbH eignet sich insbesondere auch für Holding- und Konzernstrukturen. Es ist für eine GmbH problemlos möglich, Tochtergesellschaften zu bilden oder sich an anderen Gesellschaften zu beteiligen. Zwischen diesen Gesellschaften können auch Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge geschlossen werden, um eine vollumfassende Leitung der Muttergesellschaft sicherzustellen bzw. es ihr zu ermöglichen, gegen die Verpflichtung zum Verlustausgleich sich das Ergebnis ihrer Tochter wirtschaftlich und steuerlich nutzbar zu machen. Beim Verlustausgleich ist aber zu bedenken, dass darüber für die Einzelprojekte in den Tochtergesellschaften in gewisser Weise wieder die Haftungsbeschränkung auf die Einzelprojekte aufgeweicht wird.

Bei der steuerlichen Behandlung der GmbH ist zwischen der Besteuerung der GmbH selbst und der ihrer Gesellschafter zu unterscheiden. Die GmbH wird als selbständiges Rechtssubjekt besteuert. Die GmbH ist zunächst kraft Rechtsform unbeschränkt körperschaftsteuerpflichtig. Diese Besteuerung besteht somit unabhängig davon, ob die GmbH hoheitliche oder wirtschaftliche Aufgaben wahrnimmt. Die GmbH ist kraft ihrer Rechtsform mit dem sog. Gewerbeertrag zudem gewerbesteuerpflichtig. Nach § 2 Abs. 1 S. 1 Umsatzsteuergesetz (UstG)[11] ist sie schließlich Unternehmerin und unterliegt den Regelungen des Umsatzsteuergesetzes. Die Besteuerung auf der Ebene der Gesellschafter findet dann statt, wenn die Gesellschafter beschließen, dass nach der Entrichtung der Unternehmenssteuern verbliebene Ergebnis an die Gesellschafter auszuschütten. Für die Besteuerung beim kommunalen Anteilseigner ist entscheidend, ob sich das Halten der Beteiligung bei der Kommune als vermögensverwaltende oder wirtschaftliche Tätigkeit im Rahmen eines sog. „Betriebs gewerblicher Art" (BgA) darstellt. Eine steuerliche Prüfung des hier vorgeschlagenen Zielmodells und eine Steuerberatung sind mit dieser groben Darstellung der Grundstrukturen in diesem Abschlussbericht nicht verbunden, sodass diese im Rahmen der Projektumsetzung gesondert erfolgen müssen.

Die GmbH & Co. KG ist eine Personen-, genauer gesagt eine Kommanditgesellschaft. Als Kommanditgesellschaft hat sie zwei Arten von Gesellschaftern: Die nur mit ihrer Einlage haftenden Kommanditisten und die persönlich mit ihrem gesamten Vermögen haftenden Komplementäre. Kennzeichen einer GmbH & Co. KG ist, dass hier eine GmbH Komplementärin ist. Trotz ihrer

[11] Umsatzsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Februar 2005 (BGBl. I S. 386), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 19. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 194) geändert worden ist.

Verbundenheit bleiben die Kommanditgesellschaft und die GmbH rechtlich immer zwei zu trennende Gesellschaften, die jeweils ihren eigenen Regeln unterliegen. Trotz der Nähe zur Kapitalgesellschaft ist die GmbH & Co. KG eine Personengesellschaft und grundsätzlich dem Recht der Kommanditgesellschaft nach dem Handelsgesetzbuch (HGB)[12] unterworfen. Eine GmbH & Co. KG erfordert immer zwei Gesellschaften: eine (Verwaltungs-)GmbH und eine Kommanditgesellschaft. Ihre Verbundenheit ergibt sich aus der Gesellschafterstellung der GmbH als persönlich haftende Gesellschafterin in der Kommanditgesellschaft. Für die Gründung einer GmbH & Co. KG benötigt man zunächst eine GmbH als Komplementärin. Hierfür kommt grundsätzlich jede bereits bestehende GmbH in Betracht, meist wird aber eine neue GmbH errichtet. Im Anschluss daran schließen die GmbH und die jeweiligen Kommanditisten den Gesellschaftsvertrag der KG. Daraus ergibt sich, dass auch nur eine Person eine GmbH & Co. KG errichten kann, indem der Alleingesellschafter der GmbH als einziger Kommanditist mit der GmbH den Gesellschaftsvertrag der GmbH & Co. KG schließt. So liegt der Fall in dem angedachten Zielmodell für die Projektgesellschaften, die als 100%ige Tochtergesellschaften unterhalb der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] errichtet werden sollen.

Gegenüber der GmbH hat die GmbH & Co. KG den Vorteil, dass der Gesellschaftsvertrag der KG und Änderungen des Gesellschaftsvertrages grundsätzlich nicht der notariellen Form bedürfen. Außerdem sind die Gesellschafter der GmbH & Co. KG in der Gestaltung des Gesellschaftsvertrages freier und flexibler, da das Recht der Personengesellschaften den Gesellschaftern größere Freiräume als das GmbH-Recht einräumt. Auch dies kann ein Vorteil für die Projektgesellschaften sein, die möglichst maßgeschneidert auf ihre Projekte zugeschnitten sein sollten.

In einer Kommanditgesellschaft obliegt die Geschäftsführung den persönlich haftenden Gesellschaftern. In einer typischen GmbH & Co. KG, in der es neben der Komplementär-GmbH keine weiteren persönlich haftenden Gesellschafter gibt, ist also ausschließlich die (Verwaltungs-)GmbH zur Führung der Geschäfte berechtigt und verpflichtet. Sie übt ihre Befugnisse durch ihre Organe, d.h. ihre Geschäftsführer aus. Die Geschäftsführer der (Verwaltungs-)GmbH handeln, wenn sie Geschäfte der GmbH & Co. KG wahrnehmen, aufgrund einer sog. „zweifachen Delegation“: Die GmbH ist befugt, die Geschäfte der Kommanditgesellschaft zu führen und die Geschäftsführer (der GmbH) sind befugt, die Geschäfte der GmbH zu führen, zu denen auch die Geschäftsführung der Kommanditgesellschaft zählt.

Bei der Finanzausstattung ist die GmbH & Co. KG als Personengesellschaft nicht verpflichtet über ein bestimmtes Mindestkapital zu verfügen. Jedoch wird es aus wirtschaftlichen Gründen unumgänglich sein, die Gesellschaft mit einem angemessenen Eigenkapital auszustatten. Gleichwohl kann sich diese Flexibilität als Vorteil für die einzelnen Projektgesellschaften erweisen. Unabhängig davon bleibt es dabei, dass die (Verwaltungs-)GmbH mit einem Stammkapital in Höhe von € 25.000,00 auszustatten ist. Dieses Kapital unterliegt den Kapitalerhaltungsregeln. In dem vorgeschlagenen Zielmodell würde aber voraussichtlich eine Verwaltungs-GmbH die Rolle der Komplementärin für alle Projekttochtergesellschaften übernehmen, sodass es nur einer Verwaltungs-GmbH bedarf, die mit mehreren Kommanditgesellschaften verbunden ist.

Das Haftungsregime der GmbH & Co. KG gestaltet sich ähnlich zu jenem der GmbH. Die GmbH & Co. KG selbst haftet ihren Gläubigern gegenüber unbeschränkt mit ihrem gesamten Vermögen. Neben die

[12] Handelsgesetzbuch in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Juni 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 154) geändert worden ist

Haftung mit dem Gesellschaftsvermögen der GmbH & Co. KG tritt die Haftung der Komplementär-GmbH. Die Komplementär-GmbH haftet den Gläubigern gegenüber mit ihrem ganzen Vermögen unmittelbar und unbeschränkt, §§ 128, 161 Abs. 2 HGB. Ein Kommanditist haftet nach seiner Eintragung in das Handelsregister für die Verbindlichkeiten der Gesellschaft grundsätzlich summenmäßig beschränkt, d.h. bis zur Höhe seiner im Handelsregister eingetragenen Haftsumme.

Im Gegensatz zur GmbH ist die GmbH & Co. KG im Rahmen der Körperschaftsteuer kein selbstständiges Steuersubjekt. Die Besteuerung erfolgt hier auf der Ebene der Gesellschafter. Hierzu wird auf Ebene der GmbH & Co. KG das Ergebnis der Gesellschaft einheitlich und gesondert festgestellt und dann den Gesellschaftern zugewiesen, die den ihnen zugewiesenen Anteil nach den jeweils für sie geltenden steuerlichen Vorschriften zu versteuern haben. Gewerbesteuerrechtlich ist die GmbH & Co. KG jedoch – wie die GmbH – ein selbstständiges Steuersubjekt. Die GmbH & Co. KG ist nach § 2 Abs. 1 S. 1 UstG grundsätzlich Unternehmerin und unterliegt damit den Regelungen des Umsatzsteuergesetzes. Eine steuerliche Prüfung des hier vorgeschlagenen Zielmodells und eine Steuerberatung sind mit dieser groben Darstellung der Grundstrukturen in diesem Abschlussbericht nicht verbunden, sodass diese im Rahmen der Projektumsetzung gesondert erfolgen müssen.

8.2.3 Der Weg zum Zielmodell

In einem ersten Schritt soll nach Fertigstellung des Realisierungskonzepts „Smartes Birkenfeld“ durch die Gemeinde Birkenfeld als Alleingesellschafterin die „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] gegründet werden.

Die Gesellschaft soll bei der Suche nach einem strategischen Partner als Vehikel dienen, sodass in einem gemeinsamen Vergabeverfahren einerseits die Leistungen des strategischen Partners für möglichst viele der im Realisierungskonzept detailliert definierten Einzelprojekte und andererseits bereits die gesellschaftsrechtliche Beteiligung des Partners an der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] ausgeschrieben werden kann (vgl. dazu ausführlich nachfolgend unter 8.4).

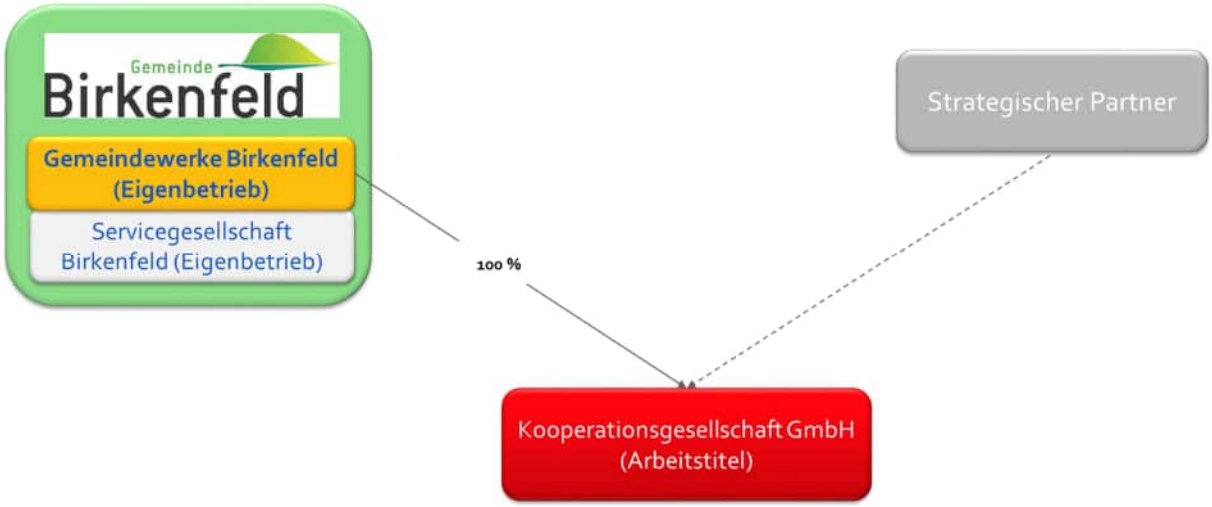


Abbildung 60: Gründung Kooperationsgesellschaft

Nach Erteilung des Zuschlags an den strategischen Partner soll dieser Geschäftsanteile in Höhe von maximal 49% des Stammkapitals an der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] übernehmen. Die Beteiligung des Partners an der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] erfordert zwar eine Satzungsänderung, die einen weiteren Beschluss des Gemeinderats nebst Vorlage bei der Kommunalaufsicht nach sich zieht. Es ist

allerdings Ziel des Vergabeverfahrens, die Ausgestaltung der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] unter Beteiligung des strategischen Partners so konkret wie möglich festzulegen, sodass die Angebote der Bewerber weitestgehend die neue Satzung der Gesellschaft, die Finanzierungsstruktur, die Höhe des künftigen Stammkapitals (durch voraussichtliche Kapitalerhöhung) usw. beinhalten.

Der Entwurf einer Satzung für die „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] liegt vor und wird im Vorfeld des Gründungsbeschlusses des Rats mit der zuständigen Kommunalaufsichtsbehörde abgestimmt.

Der Gegenstand des Unternehmens gemäß § 2 der Satzung soll lauten:

(1) Gegenstand des Unternehmens ist

a. die sichere, preiswürdige und umweltgerechte Versorgung der Bevölkerung mit Strom, Wasserstoff, Biogas und Wärme, die Errichtung, der Erwerb, der Betrieb, die Instandhaltung und der Ausbau der örtlichen Strom-, Wasserstoff-, Biogas- und Wärmenetze und dazugehöriger Anlagen sowie die Wahrnehmung des Messstellenbetreibers und Messdienstleisters;

b. die Bereitstellung von Energiedienstleistungen, der Betrieb von Telekommunikationsnetzen sowie die Erbringung von Telekommunikationsdienstleistungen;

c. die Projektierung, die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung (Strom, Wasserstoff, Biogas, Wärme) sowie der Verkauf der erzeugten Produkte;

d. die Planung von Anlagen zur Speicherung von Strom, Wasserstoff, Biogas und/oder Wärme aus erneuerbaren Energien sowie deren Einspeisung in das öffentliche Netz;

e. die Übernahme und der Betrieb der Straßenbeleuchtung und anderer infrastruktureller Dienste im Gemeindegebiet.

(2) Das Ziel der Gesellschaft ist dabei die Schaffung von dezentralen Energieerzeugungs-, Speicher- und Verteilungsinfrastrukturen sowie die regionale Vermarktung der erzeugten Energie und damit die wirtschaftliche Teilhabe an der regionalen Wertschöpfung. Die Gesellschaft soll durch Umsetzung zahlreicher Einzelprojekte im Bereich der Erneuerbaren Energien die Transformation der Energieversorgung in Birkenfeld ermöglichen und damit zur Klimaneutralität der Gemeinde Birkenfeld bis zum Jahr 2040 beitragen.

(3) Die Gesellschaft ist berechtigt, Geschäfte jeder Art durchzuführen, die dem vorstehend beschriebenen Geschäftszweck unmittelbar oder mittelbar dienen oder diesen ergänzen. Die Gesellschaft kann sich zur Erfüllung ihrer Aufgaben anderer Unternehmen bedienen, sich an ihnen beteiligen oder solche Unternehmen sowie Hilfs- und Nebenbetriebe gründen, errichten, erwerben, pachten oder die Betriebsführung übernehmen. Die Gesellschaft kann Zweigniederlassungen errichten.

Das Stammkapital der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] soll 25.000,- € betragen.

Der Unternehmensgegenstand lässt es in Abs. (3) gesellschaftsrechtlich zu, dass die entsprechenden Projekttochtergesellschaften für die Einzelprojekte gegründet werden. Die Umsetzung wird aber erst nach Beteiligung des strategischen Partners erfolgen.

Der hier beschriebene Unternehmensgegenstand wird weitestgehend bereits demjenigen des Zielmodells entsprechen, während das Stammkapital voraussichtlich im Rahmen einer Kapitalerhöhung angesichts der erheblichen Investitionsaufgaben des Realisierungskonzepts maßgeblich erhöht werden wird.

8.3 Kommunalwirtschaftsrechtliche Anforderungen

Gemäß § 102 Abs. 1 GemO Ba-Wü darf eine Kommune wirtschaftliche Unternehmen nur errichten oder erweitern, wenn

- der öffentliche Zweck das Unternehmen rechtfertigt,
- das Unternehmen nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde und zum voraussichtlichen Bedarf steht und
- bei einem Tätigwerden außerhalb der kommunalen Daseinsvorsorge der Zweck nicht ebenso gut und wirtschaftlich durch einen privaten Anbieter erfüllt wird oder erfüllt werden kann.

Diese Vorgaben werden bei der Errichtung der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] grundsätzlich eingehalten. Insbesondere der Unternehmensgegenstand erfüllt einen öffentlichen Zweck: Gegenstand der Gesellschaft soll gemäß § 2 des Satzungsentwurfs vorrangig die Energie- und Wärmeversorgung als Bestandteil der Daseinsvorsorge, die von einem öffentlichen Zweck umfasst ist. Im Rahmen dessen soll die Gesellschaft durch Umsetzung zahlreicher Einzelprojekte im Bereich der Erneuerbaren Energien die Transformation der Energie- und Wärmeversorgung in Birkenfeld ermöglichen und damit zur Klimaneutralität der Gemeinde Birkenfeld bis zum Jahr 2040 beitragen. Man wird zudem wohl aufgrund der zunehmend gesetzlichen Verankerung des Ziels der Klimaneutralität davon ausgehen können, dass die klimaneutrale Energie- und Wärmeversorgung, die mit der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] angestrebt wird, die Aufgabe der Daseinsvorsorge sogar in ganz besonderem Maße erfüllen wird.

Das geplante Unternehmen steht gemäß § 102 Abs. 1 Nr. 2 GemO Ba-Wü nach Art und Umfang auch in einem angemessenen Verhältnis zur Leistungsfähigkeit der Gemeinde Birkenfeld und zum voraussichtlichen Bedarf. In Anbetracht des Umfangs des Haushalts der Gemeinde Birkenfeld (im Jahr 2023 geplante ordentliche Erträge in Höhe von rund 31 Mio. € und Investitionen von rund 14 Mio. €), ist der Gründungsaufwand und die Aufbringung des Stammkapitals in Höhe von 25.000,- € für die Gesellschaft mit der Leistungsfähigkeit und dem Bedarf der Gemeinde vereinbar. Mit der Gesellschaft soll zunächst das Vergabeverfahren zur Suche nach einem strategischen Partner ermöglicht werden.

Auch die Subsidiaritätsklausel in § 102 Abs. 1 Nr. 3 GemO Ba-Wü steht dem Vorhaben nicht entgegen: Die Energieversorgung ist als Bestandteil der kommunalen Daseinsvorsorge anzusehen und daher eine privilegierte Tätigkeit, auf welche die Subsidiaritätsklausel bereits nicht anwendbar ist.

Die weiteren Voraussetzungen für die Errichtung eines Unternehmens in Privatrechtsform nach §§ 103 ff. GemO Ba-Wü sind vorliegend ebenfalls erfüllt. Der Satzungsentwurf soll im Vorfeld des Ratsbeschlusses zur Gesellschaftsgründung mit der zuständigen Kommunalaufsichtsbehörde abgestimmt werden.

Die Beteiligung des strategischen Partners selbst sowie die Satzungsänderung der „Kooperations-GmbH“ [Arbeitstitel] nach der Beteiligung des strategischen Partners sind ohnehin erneut durch den Rat zu beschließen und erneut mit der zuständigen Kommunalaufsichtsbehörde abzustimmen. Das bedeutet, dass die oben genannten kommunalrechtlichen Voraussetzungen für das Zielmodell erneut geprüft und auch durch dieses erfüllt werden müssen. Gleichwohl sind Vorteile damit verbunden, wenn die Zielgesellschaft zum Zeitpunkt der Durchführung des Verfahrens zur Beteiligung des strategischen Partners bereits als 100%ige Tochter der Gemeinde Birkenfeld bzw. der Gemeindewerke Birkenfeld existiert.

Im Folgenden wird das Verfahren zur Auswahl des strategischen Partners, d.h. des Kooperationspartners und die etwaig damit verbundene Auftragsvergabe vertiefend erläutert.

8.4 Verfahren zur Suche und Auswahl eines Kooperationspartners

Für die Erreichung des gesellschaftsrechtlichen Zielmodells sind im Weiteren verfahrensrechtliche Ausschreibungspflichten zu beachten.

8.4.1 Ausschreibungspflichten

Die Suche der Gemeinde Birkenfeld nach einem Kooperationspartner, der sich an einer gemeinsamen Projektgesellschaft beteiligt, ist – isoliert betrachtet – ausschreibungsfrei möglich. Auch wenn die Gemeinde Birkenfeld als Gebietskörperschaft gem. § 98, 99 Nr. 1 GWB als öffentliche Auftraggeberin Adressatin des sog. Kartellvergaberechts des Teil 4 des GWB (§§ 97 ff. GWB) ist, ist dieses nur anwendbar, wenn mit der Ausschreibung auch eine konkrete Leistungsbeschaffung angestrebt wird (vgl. § 103 Abs. 1 GWB). Die Veräußerung eines Gesellschaftsanteiles bzw. die gemeinsame Gründung einer Gesellschaft im Sinne einer „Investorensuche“ stellen keine solche Leistungsbeschaffung dar.[13] Eine Ausschreibungspflicht aus dem Kartellvergaberecht ergibt sich gleichwohl, wenn zur Gesellschaftsgründung weitere Leistungen hinzutreten, die nach der Gesellschaftsgründung durch die Projektgesellschaft oder den Projektpartner erbracht werden sollen.[14]

Vorliegend soll der Partner der Gemeinde Birkenfeld nicht nur eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung im Sinne eines Investments eingehen, sondern auch und gerade zur Ertüchtigung der Gesellschaft beitragen und Folgeaufträge zur Umsetzung des im Rahmen des vorliegenden Projekts erarbeiteten Realisierungskonzepts erhalten (z. B. Errichtung der Erzeugungsanlagen und Netze, Betrieb der Anlagen, etc.). Hiermit werden zwangsweise konkrete Leistungsbeschaffungen verbunden sein, sodass die Suche nach dem Kooperationspartner insgesamt in den Anwendungsbereich des Kartellvergaberechts fällt. Aufgrund des hohen Investitionsvolumens und der langfristigen Bindung des Kooperationspartners werden auch die in § 106 Abs. 1 GWB referenzierten EU-Schwellenwerte voraussichtlich überschritten, sodass die Suche nach dem Kooperationspartner im Ergebnis EU-weit auszuschreiben ist.

8.4.2 Einschlägige Verfahrensvorschriften

Im Rahmen der Ausschreibungsvorbereitung ist festzulegen, nach welchen Vorschriften die Gemeinde Birkenfeld die Suche nach dem Kooperationspartner auszuschreiben hat. Dies bestimmt sich im Wesentlichen nach dem Hauptgegenstand der Ausschreibung (Dienst-/Lieferleistungen = Vergabeverordnung, VgV;[15] Bauleistungen = Vergabebestimmungen im Anwendungsbereich der Richtlinie 2014/24/EU, VOB/A – EU) bzw. danach, ob die Gemeinde Birkenfeld in Bezug auf den Auftrag nach der Sektorenverordnung (SektVO)[16] als sog. Sektorenauftraggeberin (§§ 100, 102 GWB) angesehen

[13] *Dreher*, in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2021, § 103 GWB Rn. 70; EuGH, Urt. v. 22.12.2010, Rs. C-215/09, *Mehiläinen und Terveystalo Healthcare*, ECLI:EU:C:2010:807, Rn. 33.
[14] *Dreher*, in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2021, § 103 GWB Rn. 71; EuGH, Urt. v. 22.12.2010, Rs. C-215/09, *Mehiläinen und Terveystalo Healthcare*, ECLI:EU:C:2010:807, Rn. 34.
[15] Vergabeverordnung vom 12. April 2016 (BGBl. I S. 624), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 17. August 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 222) geändert worden ist.
[16] Sektorenverordnung vom 12. April 2016 (BGBl. I S. 624, 657), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 17. August 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 222) geändert worden ist.

werden kann, die in Bezug auf die jeweilige Verfahrensgestaltung mit gewissen Privilegien ausgestattet ist. Eine finale Prüfung ist erst möglich, wenn der konkrete Auftragsgegenstand feststeht.

8.4.3 Wahl der Verfahrensart und zeitliche Auswirkungen

Unabhängig von der einschlägigen Verfahrensordnung ist im Rahmen der Verfahrensvorbereitung zudem die Wahl der Verfahrensart zu treffen (Offenes Verfahren, Verhandlungsverfahren, wettbewerblicher Dialog, etc.). Häufig werden öffentlich-private Partnerschaften im Rahmen langwieriger und aufwändiger wettbewerblicher Dialoge vergeben, die insbesondere der Definition, der durch die gemeinsame Projektgesellschaft zu übernehmenden Leistungen dienen sollen. Diese Definition wird im Rahmen des Realisierungskonzepts bereits durch die Gemeinde Birkenfeld erarbeitet, sodass ein Bedarf hierfür nicht mehr besteht. Als Verfahrensarten kommen sodann noch das Offene Verfahren sowie ein Verhandlungsverfahren mit Teilnahmewettbewerb in Betracht.

Das Offene Verfahren ist einstufig aufgebaut. Auf eine Bekanntmachung, die alle durch die Bieter zu erfüllenden Anforderungen, Leistungsbeschreibungen sowie Vertragswerke enthält, geben interessierte Bieter unmittelbar ein verbindliches Angebot ab, das anschließend anhand der durch die Gemeinde bekanntgemachten Eignungs- und Auswahlkriterien bewertet wird. Verhandlungen mit den Bietern finden genauso wie nachträgliche Veränderungen der Vergabe- und Vertragsbedingungen nicht statt. Die Mindestangebotsfrist beträgt bei einem Offenen Verfahren in allen möglichen Verfahrensordnungen 30 Kalendertage (§ 15 Abs. 2 u. 4 VgV, § 14 Abs. 2 u. 4 SektVO, § 10a Abs. 1 u. 4 EU VOB/A). Gleichwohl wäre die Frist in Ansehung der Komplexität des finalen Realisierungskonzepts angemessen zu erweitern. Eine Frist von mindestens 60 Kalendertagen erscheint vor diesem Hintergrund angemessen. Anschließen würden sich die Nachforderung fehlender Unterlagen im gesetzlich zulässigen Rahmen sowie die Angebotsauswertung, sodass bei der Wahl eines Offenen Verfahrens insgesamt mit einer Verfahrensdauer von etwa 3 Monaten zu rechnen wäre.

Im Verhandlungsverfahren mit Teilnahmewettbewerb wird die Prüfung der festgelegten Eignungskriterien vorgelagert zur späteren Verhandlungsphase vorgenommen. Bieter geben zunächst sog. Teilnahmeanträge ab und weisen so ihre Eignung für den Auftrag nach. Nur geeignete Unternehmen dürfen dann ein Angebot abgeben, das zum Gegenstand von Verhandlungen gemacht wird. Im Anschluss an die Verhandlungen können neue Angebote abgefragt und neue Verhandlungsrunden eingeleitet werden, bis sowohl die Vergabeunterlagen als auch die Angebote der Bieter zuschlagsreif sind. Zeitlich ist das Verhandlungsverfahren durch wiederkehrende Abgabefristen geprägt. Die Mindestfrist für Teilnahmeanträge beträgt 30 Tage (§ 17 Abs. 2 VgV, 15 Abs. 2 SektVO, § 10c Abs. 1, § 10b Abs. 1 EU VOB/A). Hinzu kommen wiederkehrende Angebotsfristen, die zwar im Einvernehmen mit den Bietern verkürzt werden können, mit Blick auf den komplexen Auftragsgegenstand jedoch insgesamt angemessen sein müssen. Selbst im Falle der Durchführung nur einer Verhandlungsrunde wäre vorliegend wohl mit einer Laufzeit von ca. 5-6 Monaten bis zum Zuschlag zu rechnen.

Vor dem Hintergrund, dass der Kooperationspartner der Gemeinde Birkenfeld möglichst bis zum Beginn des Q2 2024 feststehen soll, erscheint vorliegend das einstufige Offene Verfahren vorzugswürdig. Die Vorbereitung des Verfahrens erfordert jedoch mit Blick auf die fehlende Möglichkeit, die Verfahrensunterlagen (insb. Leistungsbeschreibung, Verträge, etc.) nach der Angebotsabfrage zu verändern bzw. mit den Bietern zu verhandeln, eine besonders präzise Vorbereitung sowie eine vertiefte Marktkenntnis. Finden sich in den Verfahrensunterlagen „Deal-Breaker“ für interessierte Unternehmen,

könnte eine Angebotsabgabe ausbleiben und die Ausschreibung wäre ggf. unter Inkaufnahme des damit verbundenen Zeitverlusts zu wiederholen.

8.4.4 Vermeidung von Folgeausschreibungen

Um Folgeausschreibungspflichten zu vermeiden, sollten im Rahmen der Ausschreibungsvorbereitung möglichst viele für die Konzeptumsetzung benötigte Leistungen so konkret wie möglich beschrieben und beauftragt werden. Inwieweit dies möglich sein wird, hängt insbesondere von den Ergebnissen des Realisierungskonzepts sowie den hieraus abgeleiteten Leistungsbeschreibungen für die einzelnen Projektschritte ab. Spiegelbildlich sind für alle Leistungsteile auch Vertragswerke vorzubereiten, die der Ausschreibung als rechtliche Basis beigefügt werden können. Soweit Leistungen nicht zum Gegenstand der initialen Ausschreibung zur Suche eines Kooperationspartners gemacht werden können – etwa, weil einzelne Leistungspositionen ungewiss sind, müssen diese im Zweifel im Anschluss an die gemeinsame Gesellschaftsgründung durch die Projektgesellschaft wettbewerblich ausgeschrieben werden. Denn durch die mehrheitlich kommunale Beteiligung an der Projektgesellschaft dürfte die Projektgesellschaft selbst ebenfalls den kartellvergaberechtlichen Ausschreibungspflichten unterfallen, wobei nach der SektVO gegebenenfalls die höheren Schwellenwerte für Sektorenauftraggeber (§§ 100, 102 GWB) Anwendung finden.

8.5 Stromsteuer, Netzentgelte und Umlagen

Auch nach vollständigem Wegfall der EEG-Umlage zum 01.01.2023 erhöhen die Stromsteuer, Konzessionsabgabe, Netzentgelte und netzseitige Umlagen den Strompreis, im Jahr 2023[17] in folgender Höhe:

Stromsteuer	2,05 ct/kWh
Netzentgelte	netzabhängig (2022 im Bundesdurchschnitt 8,12 ct/kWh[18])
KWKG-Umlage	0,357 ct/kWh
Offshore-Netzumlage	0,591 ct/kWh
StromNEV-Umlage	0,417 ct/kWh
Konzessionsabgabe	0,11 – 2,39 ct/kWh

Gesetzlich sind für diese Strompreisbestandteile umfangreiche Befreiungs- und andere Begünstigungsmöglichkeiten vorgesehen.

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden die Tatbestände, nach denen Strompreisbestandteile entfallen (können) nur beim Verbrauch des Elektrolyseurs berücksichtigt. Im Übrigen sind die zu betrachtenden Fallkonstellationen von den zukünftigen Lieferverhältnissen und Erzeugungsstandorten abhängig und zum aktuellen Zeitpunkt zu vielzählig und unterschiedlich, um sie angemessen und belastbar zu bewerten. Es handelt sich außerdem – zumindest dort, wo Energie von der Gesellschaft an Letztverbraucher geliefert wird – um Kostenpunkte, die an den Letztverbraucher weitergereicht werden können. Hier beeinflussen die Kostenbestandteile daher eher die Positionierung des Stromvertriebs der

[17] Die Netzumlagen für 2024 wurden bereits veröffentlicht und sinken im Saldo leicht auf 1,334 ct/kWh (2023: 1,365 ct/kWh); Veröffentlichung einsehbar unter: Netztransparenz > Home.
[18] Vgl. Monitoringbericht Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html.

Gesellschaft am Markt als die unmittelbaren Kosten der Gesellschaft. Dennoch sind die folgenden Erwägungen bei der konkreten Gestaltung der Lieferverhältnisse und Standortbestimmung von Anlagen zu berücksichtigen, um attraktive Preisangebote für Letztverbraucher anbieten zu können, ohne den Gewinn der Gesellschaft zu schmälern.

8.5.1 Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht, wenn Strom aus einem Netz oder einer Kundenanlage zum Letztverbrauch entnommen wird (§ 5 Abs. 1, § 3 Stromsteuergesetz, StromStG[19]). Dadurch erhöht die Stromsteuer den Preis für den Stromverbrauch und ist in der Umsetzung des Realisierungskonzepts für die eigenen operativen Kosten der Gesellschaft und die Preisbildung für den an Dritte gelieferten Strom relevant. Im Gewerbebereich soll es nach dem Willen der Bundesregierung bis 2028 einen ermäßigten Steuersatz i.H.v. von 0,05 ct/kWh geben. Im Haushaltskundenbereich bleibt der bisherige Steuertarif i.H.v. 2,05 ct/kWh unverändert.

Im Rahmen der operativen Kosten der Gesellschaft ist die Stromsteuer zu beachten, da sie grundsätzlich auf den Strom, der von der Gesellschaft verbraucht wird (wie im Elektrolyseur oder in der Energiezentrale), anfällt.

Strom, der im Elektrolyseur verbraucht wird, ist, unabhängig von seiner Erzeugung, von der Stromsteuer befreit (§ 9a StromStG). Die Kosten für den Strom, der im Elektrolyseur eingesetzt wird, können daher ohne Stromsteuer kalkuliert werden. Zu beachten ist, dass die Stromsteuerbefreiung für Elektrolyseure (§ 9a StromStG) beim Hauptzollamt zu beantragen ist (§ 17a Stromsteuer-Durchführungsverordnung, StromStV[20]).

Strom, den die Gesellschaft in eigenen Anlagen selbst erzeugt und verbraucht, ist in zwei Fällen von der Stromsteuer befreit:

1. Die Anlage erzeugt Energie aus erneuerbaren Energieträgern (insbesondere PV oder Windkraft) und hat eine elektrische Nennleistung von mehr als zwei Megawatt (2.001 kW) und die Gesellschaft verbraucht den Strom am Ort der Erzeugung ohne Durchleitung durch das Netz der allgemeinen Versorgung (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG). Ort der Erzeugung ist dabei das Grundstück oder Flurstück, auf dem sich die Stromerzeugungsanlage befindet. Erfasst sein können auch mehrere Grundstücke, sofern sie nicht von natürlichen oder infrastrukturell trennenden Elementen unterbrochen sind.[21] Diese Befreiung ist insbesondere für den in den Windkraftanlagen erzeugten Strom in Betracht zu ziehen und kann genutzt werden, wenn der Strom ohne Netzdurchleitung am Ort der Windkraftanlagen von der Gesellschaft selbst verbraucht wird.
2. Die Anlage erzeugt Energie aus erneuerbaren Energieträgern (insbesondere PV oder Windkraft) oder ist eine hocheffiziente KWK-Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt und die Gesellschaft verbraucht den Strom in einem Radius von 4,5 km zur Anlage (§§ 9 Abs. 1 Nr. 3a) StromStG, 12b Abs. 5 StromStV). Diese Befreiung kommt angesichts der

[19] Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I, S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2483) geändert worden ist.
[20] Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 11. August 2021 (BGBl. I S. 3602) geändert worden ist.
[21] *Möhlenkamp*, in: Mühlenkamp/Milewski, § 9 StromStG Rn. 31; DGZD-Schreiben v. 22.06.2019, S. 9.

Anlagenleistung von weit über 2 MW (vgl. unter 4.1.1.3) für den Strom aus den Windkraftanlagen nicht in Betracht. Sie kann aber für den Strom aus den Freiflächen-PV-Anlagen genutzt werden, sofern die Verklammerung der Anlagen gemäß § 12b Abs. 2 StromStV nicht dazu führt, dass eine (fiktive) Anlagenleistung von über 2 MW vorliegt.

Bei der Kalkulation der Preise bzw. der zu erwartenden Gewinne aus der Stromlieferung an Letztverbraucher (Einwohner und Gewerbe) in Birkenfeld ist die Stromsteuer ebenfalls zu beachten. Entfällt sie, kann der Strompreis gesenkt oder bei gleichem Strompreis gegenüber dem Letztverbraucher ein höherer Gewinn erwartet werden.

Bei der Lieferung an Letztverbrauch entfällt die Stromsteuer in zwei Fällen nicht an:

1. Bei dem Letztverbraucher handelt es sich um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§§ 9b, 10 StromStG).
2. Der Verbrauch durch den Letztverbraucher erfolgt in einem Radius von 4,5 km zur Erzeugungsanlage, die maximal eine Nennleistung von 2 MW hat (§§ 9 Abs. 1 Nr. 3b) StromStG, 12b Abs. 5 StromStV). Auch hier ist die Anlagenverklammerung gemäß § 12b Abs. 2 StromStV zu beachten.

Die Befreiungen sind grundsätzlich zu beantragen. Nur bei Anlagen bis 1 MW gilt eine allgemeine (gesetzliche) Erlaubnis, ein Antrag ist dann nicht erforderlich (§§ 9, 10 StromStV). Außer für die Befreiung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes ist für die Nutzung der Befreiung die Erzeugung und der Verbrauch viertelstündlich zu messen, um die Zeitgleichheit nachzuweisen (§ 11a StromStV). Während die Erzeugungsanlagen ohnehin viertelstündlich gemessen werden, ist dies insbesondere bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch unter 100.000 kWh zu beachten, da deren Verbrauch in aller Regel nicht viertelstündlich gemessen wird. In diesen Konstellationen wären entsprechende Messeinrichtungen nachzurüsten.

8.5.2 Netzentgelte und Umlagen

Die Netzentgelte, KWKG- und Offshore-Netzumlage sowie die StromNEV-Umlage fallen nur und soweit an, wenn der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird.

In Abgrenzung zur Kundenanlage handelt es sich bei dem Netz der allgemeinen Versorgung um Energieversorgungsnetze, die der Verteilung von Energie an Dritte dienen und von ihrer Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, bei Errichtung feststehender oder bestimmbarer Letztverbraucher ausgelegt sind, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen (§ 3 Nr. 17 EnWG).

Da die Umlagen nur beim Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entstehen, können sie vermieden werden, wenn Strom am Ort der Erzeugung verbraucht wird oder über eine Direktleitung vom Ort der Erzeugung zum Letztverbraucher geleitet wird.

Kann eine Netzdurchleitung nicht vermieden werden, sind gesetzliche Begünstigungen für verschiedene Konstellationen zu beachten:

8.5.2.1 Netzentgeltbefreiungen und -reduzierungen

Für den Netzstrombezug von Elektrolyseuren sieht § 118 Abs. 6 S. 7-11 EnWG eine Befreiung von Netzentgelten vor. Nach überwiegender Auffassung ist die Befreiung unabhängig von der Verwendung des erzeugten Wasserstoffs: Er kann zur Rückverstromung, Wärmeerzeugung oder im stofflichen Einsatz in industriellen Prozessen eingesetzt werden.[22] In zeitlicher Hinsicht ist zu beachten, dass Elektrolyseure nach dem 31.12.2008 neu errichtet und zwischen dem 04.08.2011 und dem 03.08.2026 in Betrieb genommen werden. Die Frist wird – entgegen einer Anregung durch den Bundesrat[23] – wohl nicht verlängert werden. Im Rahmen der aktuellen Novelle des EnWG wird allerdings der Bundesnetzagentur (BNetzA) die Regelungskompetenz für die Ausnahmetatbestände übertragen (§ 21 Abs. 3 S. 3 Nr. 3 lit. e) EnWG-E[24]). Wird das EnWG wie im aktuellen Entwurf vorgesehen geändert, müsste die Ausgestaltung einer Befreiung von den Netzentgelten für Elektrolyseure durch die BNetzA erfolgen.[25]

Nach aktueller Rechtslage können die Kosten für den Strom, der im Elektrolyseur verbraucht wird, daher bei Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung nur dann ohne Netzentgelte kalkuliert werden, wenn der Elektrolyseur – anders als im Realisierungskonzept vorgesehen (dazu 4.7) – vor dem 03.08.2026 in Betrieb geht.

In der Preiskalkulation für an Dritte gelieferten Strom sind die Netzentgelte dagegen immer zu berücksichtigen, sobald das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird. Da im technischen Realisierungskonzept vorerst keine Errichtung von Stromdirektversorgungsanlagen geplant ist, sind für die Stromlieferungen in der Kalkulation regelmäßig Netzentgelte zu berücksichtigen. Darüber hinaus wurde im Realisierungskonzept bislang auch keine Fallkonstellation identifiziert, für die eine Reduzierung von Netzentgelten gemäß § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)[26] in Betracht kommt. Bei einzelnen Gewerbebetrieben wäre dies im Rahmen der konkreten Lieferverhältnisse zu prüfen.

8.5.2.2 Befreiungen von KWKG- und Offshore-Netzumlage nach EnFG

Für Strom zur Erzeugung von in das Erdgasnetz eingespeistes Speichergas sieht § 21 Abs. 5 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)[27] eine Befreiung von KWKG-[28] und Offshore-Netzumlage vor, soweit

---

[22] *Peiffer*, in: Assmann/Peiffer, BeckOK EnWG, 4. Auflage, 01.09.2022, § 118, Rn. 56.
[23] BT-Drs. 20/8165, S. 17.
[24] BT-Drs. 20/7310, S. 18.
[25] So die Bundesregierung, BT-Drs. 20/8165, S. 28.
[26] Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist. Hiernach sind Reduzierungsmöglichkeiten für die folgenden Konstellationen vorgesehen:

- Atypische Netznutzung, d. h. die Jahreshöchstlast eines Letztverbrauchers tritt vorhersehbar in lastschwachen Zeiten auf (§ 19 Abs. 2 StromNEV);
- Intensive Netznutzung, d. h. ein Letztverbraucher nutzt das Netz jährlich mindestens zu 7.000 Benutzungsstunden und für mindestens 10 GWh (§ 19 Abs. 2 StromNEV);
- Singuläre Nutzung eines Netzbetriebsmittels durch einen Letztverbraucher oberhalb der Umspannung von Mittel- zu Niederspannung (§ 19 Abs. 3 StromNEV);
- Individuelles Netzentgelt bei Entnahme des Stroms ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher und Rückeinspeisung des Stroms (§ 19 Abs. 4 StromNEV)

[27] Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.
[28] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist.

das Speichergas anschließend zur Stromerzeugung eingesetzt und der erzeugte Strom in das Netz eingespeist wird. Es ist nach dem Realisierungskonzept grundsätzlich denkbar, dass Netzstrom zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt wird und dieser Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist wird. Die Befreiung setzt voraus, dass nachgewiesen wird, dass das eingespeiste Gas dem zur Rückverstromung entnommenen Gas mengenmäßig entspricht (§§ 21 Abs. 5 EnFG, 44b Abs. 4 EEG).

KWKG- und Offshore-Netzumlage fallen nicht an, wenn der Strom zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verwendet wird (§§ 25, 26, 36 EnFG). Dies gilt unabhängig von der Verwendung des Grünen Wasserstoffs nach dessen Herstellung, solange der Wasserstoff "grün" im Sinne des EnFG ist. Die Voraussetzungen hierfür werden in einer Rechtsverordnung festgelegt. Es ist zu erwarten, dass die Rechtsverordnung die Maßstäbe der europäischen delegierten Verordnung zu Grünem Wasserstoff (delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 vom 10.02.2023) übernehmen wird. Danach muss der im Elektrolyseur eingesetzte Strom im Wesentlichen entweder über Direktleitungen aus EE-Anlagen stammen oder seine erneuerbare Erzeugung muss über Verträge mit Betreibern von EE-Anlagen[29] nachgewiesen werden.

Für Strom, der zur Speicherung in einem Stromspeicher oder für den Einsatz in einer Wärmepumpe oder an Ladesäulen entnommen wird, sehen §§ 21, 22 EnFG eine Begünstigung vor. Diese Nutzungsoptionen werden jedoch von der Gesellschaft nach dem Realisierungskonzept vorerst nicht betrieben, sodass eine Ersparnis nicht bei der Gesellschaft entstehen würde.

8.5.2.3 Befreiung von der StromNEV-Umlage

Eine Reduzierung der StromNEV-Umlage auf 0,05 ct/kWh oder für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf 0,025 ct/kWh für den Strombezug jeder kWh über 1 GWh ist in § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV vorgesehen. Ein solcher Strombezug kommt allenfalls im Bereich der zentral, durch die Gesellschaft betriebenen Wärmepumpen in Betracht, sofern der Strombedarf nicht ohnehin in unmittelbarer Umgebung (ohne Netzdurchleitung) zu den Wärmepumpen selbst erzeugt wird.

8.5.3 Konzessionsabgabe

Der Vollständigkeit halber wird an dieser Stelle auf die Konzessionsabgabe verwiesen, die bei Nutzung öffentlicher Wege (Wege der Gemeinde) zur Durchleitung von Strom anfällt und vom Energieversorgungsunternehmen an die Letztverbraucher von Strom weitergegeben wird. Die Konzessionsabgabe kann vermieden werden, wenn die Zuleitung von Strom ausschließlich über privaten Grund erfolgt.

8.5.4 Zwischenergebnis

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Realisierungskonzepts sind Einsparungsmöglichkeiten bei Netzentgelten, netzseitigen Umlagen und Abgaben angesichts der vielfältigen, teilweise zukünftigen Fallkonstellationen nur beim Verbrauch des Elektrolyseurs einberechnet. Im Übrigen ergibt sich bei Nutzung dieser Optionen daher ein zusätzliches Potenzial für die Gesellschaft.

[29] Für diese sog. PPAs sieht die Verordnung vor, dass das Kriterium der Zusätzlichkeit gewahrt werden und die zeitliche und räumliche Korrelation zwischen Strombezug und Erzeugungsanlage bestehen muss.

Netzentgelte sowie netzseitige Umlagen und Konzessionsabgabe fallen nicht an, wenn keine Netzdurchleitung erfolgt. Insofern ist der Verbrauch vor Ort oder die Nutzung von Direktleitungen bei der weiteren Umsetzung des Realisierungskonzepts vorzuziehen. Darüber hinaus führen die dargestellten Privilegierungstatbestände dazu, dass Netzentgelte oder netzseitige Umlagen nicht oder nur reduziert anfallen.

8.5.5 Anwendungsbeispiele

Für die mögliche Erweiterung des Geschäftsmodells der Kooperationsgesellschaft und aufgrund der vielfältigen Gestaltungsmöglichkeiten werden die vorgenannten Grundsätze der Stromkostenbestandteile und die Befreiungs- sowie Privilegierungstatbestände anhand einer beispielhaften Gestaltungsoption im Zusammenhang mit PV-Aufdachanlagen veranschaulicht.

Die PV-Aufdachanlage könnte durch einen Dritten (beispielsweise Eigentümer/WEG) errichtet und betrieben werden. Die Gesellschaft könnte den erzeugten Strom (ganz oder teilweise, d.h. nur Überschussstrom) vom Anlagenbetreiber erwerben. In diesem Fall würde die Gesellschaft demnach weder das Dach pachten noch in die Errichtung und den Betrieb der Anlage investieren.

Der Strompreis für den Strom, den der Anlagenbetreiber an die Gesellschaft liefern würde, würde sich aus PV-Gestehungskosten und Marge für den Anlagenbetreiber zusammensetzen. Die Umsatzsteuer würde anfallen, sofern nicht die Kleinunternehmerregelung greift. Stromsteuer würde in diesem Fall nur dann anfallen, wenn die Gesellschaft den Strom aus dem Netz zum Verbrauch entnehmen würde (z.B. im Elektrolyseur). Bei der Weiterleitung an einen Dritten würde aufgrund fehlender Entnahme aus dem Netz keine Stromsteuer entstehen.

Die Stromsteuer würde hingegen im weiteren Verlauf anfallen, sobald die Gesellschaft den Strom an einen Dritten veräußert, der ihn dann zum Verbrauch aus dem Netz entnimmt (z. B. Haushalte oder Gewerbe). Der Strompreis der Lieferung an diese Stromverbraucher würde sich dann aus den Beschaffungs- und Vertriebskosten, Netzentgelten, netzseitigen Umlagen, Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Umsatzsteuer zusammensetzen. Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG wird hier in aller Regel ausscheiden, da nicht davon auszugehen ist, dass die Gesellschaft die PV-Anlage vom Gebäudeeigentümer „betreiben lässt“.

8.6 Förderkulisse

Die notwendigen Investitionen in Energieerzeugungsanlagen und Netze in der Gemeinde Birkenfeld sowie deren Betrieb sollen in der anschließenden Umsetzungsphase durch Förderungen unterstützt werden.

8.6.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Strom aus Erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlagen) wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) durch die Einspeisevergütung, die Marktprämie oder den Mieterstromzuschlag gefördert (§ 19 Abs. 1 EEG). Das vorstehend dargestellte Konzept sieht die Errichtung und den Betrieb unterschiedlicher EE-Anlagen (Freiflächen- und Aufdach-PV, Windkraftanlagen) vor. Die EEG-Fördersätze (pro eingespeister kWh Strom) wurden im Rahmen der operativen Kosten der Windkraftanlagen und der PV-Anlagen

(Freifläche, Aufdach) als kostensenkender Aspekt aufgenommen. Für das Realisierungskonzept sind daher die Voraussetzungen für den Erhalt der entsprechenden EEG-Förderung zu beachten.

8.6.1.1 Grundsätze der EEG-Förderung

Anspruch auf die EEG-Förderung hat der Anlagenbetreiber, d.h. derjenige, der unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Stromerzeugung nutzt (§ 3 Nr. 2 EEG 2023). Anlagenbetreiber ist danach derjenige, der

- das wirtschaftliche Risiko der Anlage trägt (d.h. die Kostenlast für Errichtung, Instandhaltung, Instandsetzung, Wartung und Reinigung, Einsatzstoffe und Ersetzung übernimmt),
- die Arbeitsweise der Anlage selbstständig bestimmt,
- die tatsächliche Sachherrschaft über die Anlage ausübt.[30]

Nach dem Realisierungskonzept sollen diese Aufgaben und Rechte der Kooperationsgesellschaft zukommen. Sie wird damit Betreiberin der Anlagen und ist damit Anspruchsinhaberin möglicher EEG-Förderungen.

Die EEG-Förderung erfolgt grundsätzlich in Form eines Ct.-Betrages für jede in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeister kWh. Für Strom, der vor Ort verbraucht wird, kommt daher keine EEG-Förderung in Betracht.

Bei der Einspeisevergütung wird für jede eingespeiste kWh eine festgelegte Vergütung in Höhe des sog. „anzulegenden Wertes“ an den Anlagenbetreiber entrichtet. Erfolgt die Förderung über die Marktprämie, ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, den Strom selbst zu veräußern (an einen Direktvermarkter). Die gesetzliche Förderung über das EEG besteht in diesem Fall darin, dass den Anlagenbetreiber die Vergütung pro eingespeister kWh in einer gewissen Höhe („anzulegender Wert“) garantiert wird: Liegen die Marktpreise unter dieser Vergütung, wird vermutet, dass auch der Direktvermarkter eine niedrigere Vergütung zahlt, und die Differenz wird dem Anlagenbetreiber vom (Anschluss-)Netzbetreiber ausgeglichen.

Angesichts der im Konzept vorgesehenen Leistungsklassen von 1.000 bis 10.000 kW für PV-Freiflächenanlagen kommt für diese Technologien ausschließlich die Förderung über die Marktprämie in Betracht. Für PV-Aufdachanlagen hingegen wurde der Wertebereich 10 kWp angegeben; hier ist die Förderung über die Einspeisevergütung zu gesetzlich festgelegten Fördersätzen denkbar.

Zu beachten ist, dass gemäß § 24 EEG 2023 – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen – bestimmte Anlagen zur Bestimmung der installierten Leistung für die Förderhöhe verklammert werden, wenn

- sie sich auf demselben Grundstück, demselben Gebäude, demselben Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden;
- sie Strom aus gleichartigen erneuerbaren Energien erzeugen;
- für den in ihnen erzeugten Strom der Anspruch nach § 19 Absatz 1 (Einspeisevergütung, Marktprämie oder Mieterstromzuschlag) in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung besteht und

[30] BGH, NVwZ 2008, 1154.

- sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Freiflächen- und Aufdachanlagen werden dabei nicht zusammengefasst (§ 24 Abs. 1 Satz 3 EEG 2023). Die Verklammerungswirkung ist bei der Umsetzung des Konzepts zu beachten.

§ 80a EEG sieht ein Kumulierungsverbot vor, nach dem die EEG-Förderung nicht mit „Investitionszuschüssen" kombiniert werden kann. Unter Investitionszuschüssen ist wohl weit gefasst jede andere Förderung der Anlage, z.B. auch zinsfreie Darlehen der KfW, zu verstehen. Dem Kumulierungsverbot wurde im Konzept bereits Rechnung getragen: Für Anlagen bzw. Technologien, für die im Bereich der Kapitalkosten (CAPEX) eine Förderung der Investitionskosten aufgenommen wurde (beispielsweise Biomasse-BHKW), wurde keine (zusätzliche) regelmäßige Förderung des erzeugten Stroms im Rahmen der operativen Kosten angesetzt.

Für die genauen Fördervoraussetzungen und Förderhöhe ist zwischen den unterschiedlichen EE-Anlagen zu differenzieren:

8.6.1.2 Photovoltaik

Im Bereich der EEG-Förderung für Stromerzeugung in Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) ist zwischen Aufdach-Anlagen, Freiflächenanlagen und den besonderen Freiflächenanlagen Agri-PV (PV mit gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung) zu differenzieren.

8.6.1.2.1 Aufdach-Anlagen

Das Geschäftsmodell der Gesellschaft sieht zum aktuellen Zeitpunkt nicht vor, dass PV-Aufdachanlagen von der Gesellschaft betrieben werden. Daher sind mögliche Erlöse aus der EEG-Vergütung für Strom, der in Aufdach-Anlagen erzeugt wurde, nicht in der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Gesellschaft berücksichtigt worden.

Dennoch sind die erzielbaren Vergütungen für das Gesamtkonzept der klimaneutralen Energieversorgung in Birkenfeld interessant. Dabei kann die EEG-Förderung für jeden möglichen Betreiber (in Birkenfeld ansässige Gewerbe, Haushalte oder zukünftig doch die Gesellschaft) einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage leisten. Daher wird die EEG-Förderung für Aufdach-Anlagen der Vollständigkeit halber im Folgenden knapp dargestellt.

Für die EEG-Förderung von in Aufdach-Anlagen erzeugten Strommengen ist zwischen Anlagen mit einer installierten Leistung bis und ab 1 MW zu unterscheiden.

Bei Anlagen mit einer installierten Leistung bis 1 MW ist zwischen Überschuss- und Volleinspeisung zu unterscheiden. Bei der Überschusseinspeisung werden nur solche Strommengen, die nicht vor Ort verbraucht wurden, eingespeist und vergütet. Bei der Volleinspeisung wird der gesamte erzeugte Strom in das Netz eingespeist; eine kaufmännisch-bilanzielle Volleinspeisung ist möglich.

Die Förderung bei Überschusseinspeisung stellt sich nach Leistungsklassen, aus denen eine Mischförderung über die zutreffenden Leistungsklassen berechnet wird, wie folgt dar (§ 48 Abs. 2 EEG 2023):

- bis 10 kW = 8,6 ct/kWh,
- bis 40 kW = 7,5 ct/kWh,

- bis 1 MW = 6,2 ct/kWh.

Entscheidet sich der Anlagenbetreiber für die Volleinspeisung, erhält er zusätzlich einen Bonus (§ 48 Abs. 2a EEG 2023):

- bis 10 kW = 4,8 ct/kWh,
- bis 40 kW = 3,8 ct/kWh,
- bis 100 kW = 5,1 ct/kWh,
- bis 400 kW = 3,2 ct/kWh,
- bis 1 MW = 1,0 ct/kWh.

Aus den Leistungsklassen der Überschusseinspeisung und dem Bonus für die Volleinspeisung wird bei Anlagen eine Mischförderung über die zutreffenden Leistungsklassen und Boni-Schwellen errechnet.

Für Aufdach-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 MW (1.001 kW) wird die Förderhöhe im Rahmen der Ausschreibung bestimmt. Der Förderhöchstsatz liegt aktuell bei 11,25 ct/kWh.[31] In der letzten Ausschreibungsrunde im Juni 2023 lag der niedrigste Gebotswert eines Gebotes, das einen Zuschlag erhielt, bei 8,80 ct/kWh, der höchste Gebotswert bei 10,80 ct/kWh und der durchschnittliche Zuschlagswert bei 10,18 ct/kWh.[32]

8.6.1.2.2 Freiflächenanlagen

Das Konzept sieht Freiflächenanlagen mit Leistungsklassen zwischen 1.000 und 10.000 kW vor. Für das Realisierungskonzept sind folgende Aspekte zur Förderhöhe bei Freiflächenanlagen sowie zu Voraussetzungen der Förderung zu beachten.

Auch bei Freiflächenanlagen ist hinsichtlich der Förderhöhe zwischen Anlagen bis und ab 1 MW installierte Leistung zu differenzieren.

Für PV-Freiflächenanlagen bis 1 MW installierte Leistung und Inbetriebnahme ab dem 01.01.2023 beträgt der Fördersatz 7,00 ct/kWh (§ 48 Abs. 1 EEG). Der Fördersatz ist gesetzlich bestimmt; eine Teilnahme an einer Ausschreibung damit entbehrlich. Die im Konzept angenommene Förderhöhe von 7 ct/kWh kann damit für Anlagen mit einer installierten Leistung von 1.000 kW angenommen werden.

Für PV-Freiflächenanlagen über 1 MW (ab 1.001 kW) installierte Leistung wird der anzulegende Wert durch Ausschreibung ermittelt (§ 22 Abs. 3 EEG 2023). Die Anlage darf erst nach erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung in Betrieb genommen werden (vgl. § 38a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023).

Die geplanten Freiflächenanlagen sollen jeweils eine installierte Leistung von 1.000 – 10.000 kW haben. Es ist daher davon auszugehen, dass zumindest einige der Anlagen eine installierte Leistung von 1.001 kW haben und damit ausschreibungspflichtig sind. Aufgrund der marktlichen Ermittlung des Fördersatzes in der Ausschreibung, stellt sich die Frage, welcher Fördersatz für die geplanten Freiflächenanlagen

[31] Dies gilt für das Jahr 2023, BNetzA, Festlegung vom 27.12.2022, Az.: 4.08.01.01/1#5; gesetzlich 9,00 ct/kWh (§ 38e Abs. 1 EEG 2023).

[32] Veröffentlichung der BNetzA, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2023/Gebotstermin1062023/start.html, zuletzt abgerufen am: 7.11.2023.

kalkuliert werden sollte. Im Ausschreibungstermin Juli 2023 lag der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert bei 6,47 ct/kWh, der höchste Zuschlagswert bei 6,65 ct/kWh und der niedrigste Gebotswert bei 5,39 ct/kWh.[33] Der aktuelle Förderhöchstsatz im Ausschreibungsverfahren liegt bei 7,37 ct/kWh.[34] Bei diesem Höchstsatz handelt es sich um einen von der Bundesnetzagentur erhöhten Wert; der gesetzliche Höchstwert beträgt 5,90 ct/kWh (§ 37b EEG 2023). Die Erhöhung nach der Festlegung der Bundesnetzagentur vom 23.01.2023 gilt für Ausschreibungen mit einem Gebotstermin in den auf die Festlegung folgenden zwölf Kalendermonaten. Er gilt mithin nur noch für den Gebotstermin im Dezember 2023. Ob und inwiefern eine Verlängerung der Erhöhung erfolgt, kann zum aktuellen Zeitpunkt nicht beurteilt werden. Womöglich wird hierzu anhand der Ergebnisse der Ausschreibung im Dezember eine Entscheidung getroffen. Da die letzten Ausschreibungen im März und Juli 2023 (anders als die Ausschreibungen im Jahr 2022, die die Erhöhung durch die Bundesnetzagentur veranlasst hatten) nicht mehr unterzeichnet waren, erscheint eine Verlängerung der Erhöhung auf 7,37 ct/kWh nicht zwingend. Vielmehr könnte die Bundesnetzagentur veranlasst sein, den Höchstwert zwar weiterhin über den gesetzlichen Höchstwert von 5,9 ct/kWh anzuheben, aber weniger deutlich als im Jahr 2023. Der zugrunde gelegte Wert von 7 ct/kWh erscheint damit auch im Bereich der ausschreibungspflichtigen Anlagen möglich.

Im Bereich der Freiflächenanlagen ist zu berücksichtigen, dass die überbaute Fläche bestimmte Voraussetzungen erfüllen muss, damit die Anlage förderfähig nach dem EEG ist. Für Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis 1 MW, für die die Förderung gesetzlich bestimmt wird, finden sich die förderfähigen Flächen in § 48 Abs. 1 EEG 2023. Es handelt sich im Wesentlichen um folgende Flächenkategorien:

- Planfestgestellte Flächen
- Flächen im Bereich beschlossener Bebauungspläne, die
  - vor 01.09.2003 aufgestellt wurden oder
  - vor 01.01.2010 aufgestellt wurden und ein Gewerbe- oder Industriegebiet vorsehen oder
  - nach dem 01.09.2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Solaranlage aufgestellt wurden, sofern sich die Fläche längs von Autobahnen oder Schienenwegen befindet, bereits bei Aufstellung des Bebauungsplans versiegelt war oder eine Konversionsfläche ist;
- Wasserflächen.

Für Anlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW, deren Förderungshöhe in der Ausschreibung ermittelt wird, sind die förderfähigen Flächen in § 37 Abs. 1 EEG 2023 aufgeführt. Es handelt sich im Wesentlichen um folgende Flächenkategorien:

- bereits versiegelte Flächen,
- Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung,
- Flächen längs von Autobahnen oder Schienenwegen,
- Flächen im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans, der vor dem 1.9.2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,

[33] Veröffentlichung der BNetzA unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Gebotstermin01072023/start.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.
[34] BNetzA, Festlegung vom 23.01.2023, Az.: 4.08.01.01/1#7.

- Flächen im Standortbereich eines Bebauungsplans, der vor dem 1.1.2010 für die Standortfläche ein Gewerbe- oder Industriegebiet ausgewiesen hatte,
- planfestgestellte Flächen oder Flächen von Mülldeponien,
- Flächen, die im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben stehen oder standen und nach dem 31.12.2013 von dieser verwaltet worden sind,
- Ackerflächen in einem benachteiligten Gebiet,
- Grünflächen in einem benachteiligten Gebiet und
- Wasserflächen.

Alle diesen Flächenkategorien dürfen keinen entwässerten, landwirtschaftlich genutzten Moorboden darstellen.

8.6.1.3 Wind

Die EEG-Förderung wurde auch bei der Kostenkalkulation der Windkraftanlagen berücksichtigt. Für das Realisierungskonzept sind die folgenden Aspekte zur Förderhöhe und Fördervoraussetzungen zu beachten. Außerdem wird auf die Ausführungen zum Bau- und Genehmigungsrecht (nachstehend unter 8.7.2) verwiesen.

Die Höhe der Förderung von Windenergieanlagen wird nach dem EEG ebenfalls abhängig von der Größe der Anlage unterschiedlich ermittelt:

Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung bis 1 MW (1.000 kW) müssen für eine Förderung nicht an einer Ausschreibung teilnehmen. Die Förderungshöhe berechnet sich aus den Zuschlagswerten der vorangegangenen Ausschreibungen. Dafür wird der Durchschnitt aus den im Vorvorjahr jeweils höchsten bezuschlagten Geboten gebildet (§ 46b Abs. 1 EEG 2017 bzw. § 46 Abs. 1 EEG 2021/2023). Für das Jahr 2023 werden deshalb die Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2021 verwendet. Damit liegt der aktuelle Wert bei 5,97 ct/kWh.[35] Für das Jahr 2024 werden wiederum die Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2022 verwendet, aus denen sich ein anzulegender Wert von 5,88 ct/kWh für Anlagen, die 2024 in Betrieb gehen, ergibt.[36]

Ab einer installierten Leistung über 1 MW (1.001 kW) wird der anzulegende Wert im Ausschreibungsverfahren ermittelt. Geplant sind Windkraftanlagen in der Leistungsklasse 30.000 bis 42.000 kW (zuvor unter 4.1). Es dürfte sich damit um ausschreibungspflichtige Anlagen handeln, die dementsprechend in Höhe des in der Ausschreibung ermittelten Fördersatzes gefördert werden. Der gesetzliche Höchstwert beträgt 5,88 ct/kWh (§ 36b EEG 2023). Dieser wurde von der Bundesnetzagentur durch Festlegung vom 27.12.2022 mit Wirkung für die darauffolgenden zwölf Kalendermonate auf 7,35 ct/kWh erhöht.[37] In den vergangenen Ausschreibungen wurden folgende Ergebnisse[38] erzielt:

[35] Abrufbar auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/artikel.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

[36] Siehe Fn. 35.

[37] Bundesnetzagentur, Festlegung vom 27.12.2022, Az.: 4.08.01.01/1#6.

[38] Abrufbar auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2023/Gebotstermin1052023/start.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

	Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	Höchster Gebotswert (ct/kWh)
05/2023	7,34	7,35
08/2023	7,32	7,35

Für die Ausschreibung mit Gebotstermin 02.11.2023 wurde das Ausschreibungsvolumen reduziert, da nach Ansicht der Bundesnetzagentur eine Unterzeichnung drohte.[39] Angesichts dieser Einschätzung ist es möglich, dass die Bundesnetzagentur auch für die Ausschreibungen im Kalenderjahr 2024 einen Höchstwert festlegen wird, der wesentlich über dem gesetzlichen Höchstwert von 5,88 ct/kWh liegt.

Das Konzept kalkuliert eine Förderung der operativen Kosten durch die EEG-Förderung in Höhe von 6 ct/kWh. Dieser Wert liegt zwar etwas höher als der gesetzliche Höchstwert von 5,88 ct/kWh. Auf Grundlage der erläuterten Erwägungen und der Ergebnisse der letzten Ausschreibungen erscheint ein solcher Fördersatz allerdings als möglich.

Vor der Teilnahme an einer Ausschreibung muss das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren bereits abgeschlossen sein; die Genehmigungen müssen bereits vier Wochen vor dem Gebotstermin erteilt worden sein (§ 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023).

Im Zusammenhang mit der Stromerzeugung in Windkraftanlagen kann angesichts der hohen möglichen Erzeugungsmenge auch die Erzeugung von Grünem Wasserstoff am Standort in Betracht gezogen werden. Dann sind die Förderungen, die über die im Folgenden näher dargestellten Ausschreibungen erzielt werden können, zu beachten, die grundsätzlich höher liegen als die allgemeinen Förderungen für erneuerbar erzeugten Strom.

8.6.1.4 Innovative Konzepte und Förderung von Wasserstoff

Innovative Anlagenkonzepte und Elektrolyseure werden über gesonderte Ausschreibungen gefördert. In diesem Bereich besteht (alternativ zur Inanspruchnahme von Investitionskostenzuschüssen, vgl. 8.6.5 sowie zum Kumulierungsverbot 8.6.1.1) die Möglichkeit der Förderung im Rahmen der allgemeinen Innovationsausschreibung (§§ 28e, 39n EEG 2023), als innovatives Konzept mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§§ 28f, 39o EEG 2023) oder von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§§ 28g, 39p EEG 2023). Die Höhe der Förderung wird im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Förderfähig sind Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1 MW. Kleinere Anlagen werden im Wasserstoffbereich nicht gefördert; die einzelnen Stromerzeugungsanlagen können aber als solche förderfähig sein.

Im Rahmen der allgemeinen Innovationsausschreibung (§§ 28e, 39n EEG 2023) werden Kombinationen aus verschiedenen EE-Anlagen (mindestens eine Windenergie- oder PV-Anlage) mit oder ohne Stromspeicher gefördert, sofern die Anlagen über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden sind (§ 3 Innovationsausschreibungsverordnung, InnAusV). Nach der Ausschreibungsverordnung beträgt der Höchstwert 7,5 ct/kWh; er wurde (zumindest bis zum Frühling 2024) von der Bundesnetzagentur auf 9,18 ct/kWh erhöht.

[39] Abrufbar auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Gebotstermin1112023/start.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023

Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§§ 28f, 39o EEG 2023) müssen eine Anlagenkombination aus Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen mit einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff (als Speichergas) vorsehen. Diese Anlagenkombination muss über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt Strom einspeisen. Dies dürfte für die Kombination aus Elektrolyseur, der nach dem Realisierungskonzept in der Nähe des Recyclinghofes, d.h. nord-östlich von Birkenfeld, errichtet werden soll (vgl. unter 4.7), und einer oder mehrerer Windenergieanlagen, für die Standorte in Gebieten süd-westlich und westlich von Birkenfeld vorgesehen sind (vgl. unter 4.1.1), nicht gegeben sein. In Betracht kommt daher allenfalls die Kombination mit einer Solaranlage. Im Elektrolyseur darf ausschließlich Strom aus den anderen Anlagen der Anlagenkombination zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt werden. Der Wasserstoff darf nicht in das Netz eingespeist werden, sondern muss ausschließlich rückverstromt werden. Darüber hinaus sind die konkreten Anforderungen an die Konzepte und der Förderhöchstsatz noch nicht bekannt; die Ausschreibungsverordnung wird frühestens im Oktober erwartet. Die Ausschreibungen werden mit Gebotstermin am 15.12.2023 und 01.07.2024 sowie anschließend in den Jahren 2025 – 2028 jährlich zum 01.01. und 01.07. stattfinden.

Das EEG sieht außerdem in §§ 28g, 39p EEG ausdrücklich eine Fördermöglichkeit für die Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff vor. Auch hier liegen die Ausschreibungsverordnung und damit die genauen Voraussetzungen für eine Förderung und der Höchstsatz noch nicht vor. Die Ausschreibungen finden mit Gebotstermin am 15.12.2023 und anschließend in den Jahren 2024 – 2026 jeweils am 01.06. und 01.12. statt. Der Grüne Wasserstoff, dessen Rückverstromung im Rahmen der Ausschreibung für die Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff gefördert wird, muss unter Nutzung von EE-Strom erzeugt werden. Davon kann – in Anlehnung an die Vorgaben der EU an die Herstellung sog. Erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr – ausgegangen werden, wenn eine Direktleitung von einer EE-Anlage zum Elektrolyseur führt oder – unter weiteren Voraussetzungen – bei der Nutzung von Netzstrom in Verbindung mit entsprechenden PPAs.[40] Um sich die Teilnahme an diesen Ausschreibungen zukünftig offen zu halten, sind diese bereits bekannten Fördervoraussetzungen bei der Planung, insbesondere bei der Standortauswahl für Erzeugungsanlagen und Speicher/ Elektrolyseur/ Rückverstromungsanlage, zu beachten.

Zum Förderhöchstsatz der Fördermöglichkeiten im Zusammenhang mit Wasserstoff (§§ 28f und 28g EEG 2023) können folgende Annahmen getroffen werden: Der Förderhöchstsatz für die allgemeine Fördermöglichkeit von innovativen Konzepten (§ 39n EEG) liegt aktuell bei 9,18 ct/kWh.[41] Angesichts des Umstandes, dass neben der allgemeinen Förderung zwei neue ausdrückliche Fördermöglichkeiten für die Verstromung von (Grünem) Wasserstoff geschaffen wurden, ist wohl davon auszugehen, dass der Förderhöchstsatz in den ausdrücklichen Fördermöglichkeiten über 9,18 ct/kWh liegen wird. Ob und welcher Fördersatz realisiert werden kann, hängt am Ende des Tages von der erfolgreichen Teilnahme am Ausschreibungsverfahren mit dem dort selbst eingebrachten Gebotswert ab. Bei der Festlegung des eigenen Gebotswerts ist folglich zu beachten, dass zum einen der vorgegebene Förderhöchstwert nicht überschritten wird und zum anderen der eigene Gebotswert im Vergleich zum Ausschreibungsvolumen

[40] So in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 durch Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, L 157/20.

[41] BNetzA, Festlegung 24.03.2023, Az. 4.08.01.01/1#12, gilt bis Frühling 2024; gesetzlicher Wert 7,5 ct/kWh (§ 10 Innovationsausschreibungsverordnung - InnAusV).

und den anderen Gebotswerten anderer Teilnehmer berücksichtigt werden kann. Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass ein Wert von 11 ct/kWh als optimistischer Prognosewert für eine Förderung geeignet ist. Denn aktuell sind nur wenige andere Teilnehmer im Rahmen von Ausschreibungen zu innovativen Konzepten ersichtlich.[42] Eine konservativere Prognose würde einen Förderhöchstsatz von 7,5 ct/kWh gemäß § 10 Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV)[43] ansetzen.

Die am 10.11.2023 vom Bundestag verabschiedete EnWG-Novelle sieht in § 13k EnWG eine neue Regelung zum sog. „Nutzen statt Abregeln“ vor. Danach werden Übertragungsnetzbetreiber Betreibern von Anlagen, die als zuschaltbare Lasten fungieren können, ab dem 01.10.2024 die Nutzung von ansonsten abzuregelndem erneuerbarem Strom (Abregelungsstrommengen) anbieten. Erfüllt der Elektrolyseur die Kriterien, die noch von der Bundesnetzagentur festgelegt werden (insbesondere zur Zusätzlichkeit der Lasten) kommt es grundsätzlich in Betracht, die Regelung für den Elektrolyseur zu nutzen. Hinzu treten die Voraussetzungen in § 13k Abs. 4 EnWG, die jedoch derzeit ohne Weiteres nicht gegeben sind.

8.6.1.5 Biomasse

Das Konzept sieht auch die Nutzung von Biomasse vor. Für die Errichtung der entsprechenden Anlagen wurde eine Förderung der Investitionskosten durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) vorgesehen (vgl. unter 8.6.2). Angesichts des Kumulierungsverbots im EEG (vgl. 8.6.1.1) wurde demzufolge keine weitere EEG-Förderung (der operativen Kosten) einkalkuliert.

8.6.1.6 Zwischenergebnis

Die EEG-Fördersätze für die unterschiedlichen Erzeugungsanlagen und Konzepte wurden im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung des Gesamtprojektes berücksichtigt.

Im Hinblick auf innovative Konzepte und die Erzeugung von Wasserstoff besteht die Möglichkeit der Förderung in (teilweise neuen) Ausschreibungen. Die genauen Voraussetzungen und erzielbaren Fördersätze sind noch nicht abschließend festgelegt. Bereits bekannte Voraussetzungen, wie, dass Stromerzeugung und Speicherung in Wasserstoff (für die Förderung innovativer Konzepte und von Konzepten wasserstoffbasierter Stromspeicherung) hinter einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt erfolgen müssen, müssten bei der Standortauswahl berücksichtigt werden.

8.6.2 Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Die Möglichkeit zur Förderung der notwendigen Investitionen in den Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien besteht über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und ist auch für das Realisierungskonzept von hoher Relevanz.

[42] Abrufbar auf der Homepage der Bundesnetzagentur unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

[43] Innovationsausschreibungsverordnung vom 20. Januar 2020 (BGBl. I S. 106), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist.

Die Förderung über BEW wurde bereits im Koalitionsvertrag angekündigt und soll Anreize für Wärmenetzbetreiber schaffen.[44] Die zugrundeliegende Förderrichtlinie trat am 15.09.2022 in Kraft[45] und löst das Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“ ab. Die Richtlinie hat derzeit eine Geltungsdauer von 6 Jahren. Gegenstand der Förderung sind Transformationspläne und Machbarkeitsstudien (Modul 1), die systemische Förderung für den Neubau und für Bestandsnetze (Modul 2), Einzelmaßnahmen (Modul 3) und die Betriebskostenförderung (Modul 4). Antragsberechtigt sind grundsätzlich Unternehmen im Sinne des § 14 des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB), Kommunen (soweit wirtschaftlich tätig), kommunale Eigenbetriebe und Unternehmen, kommunale Zweckverbände, eingetragene Vereine und Genossenschaften.[46] Die Antragstellung kann elektronisch über das Portal erfolgen.[47] Für die beantragten Leistungen dürfen Lieferungs- und Leistungsverträge allerdings erst nach Erhalt des Zuwendungsbescheids beauftragt werden.[48]

Dabei wurden für die hier zu betrachtende Umsetzung des Realisierungskonzepts die Fördermöglichkeiten nach dem Modul 2 und perspektivisch nach Modul 3 und 4 bei der Kalkulation und Wirtschaftlichkeitsanalyse einbezogen. Hinzuweisen ist, dass es sich bei den nachstehend angegebenen Förderhöhen und Quoten um Maximalbeträge handelt. Über die konkrete Höhe der gewährten Förderung entscheidet das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) nach den Vorgaben der Förderrichtlinie[49] und seiner in den Merkblättern zu den Modulen[50] niedergelegten Verwaltungspraxis. Weitere Bedingung für den Erhalt der Förderung ist, dass zum Zeitpunkt der Entscheidung ausreichend Fördermittel zur Verfügung stehen. Das Bundeswirtschaftsministerium plant für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) im aktuellen Haushalt 4 Mrd. € bis 2027 ein. Im Haushaltsjahr 2022 wurde noch mit rund 3 Mrd. € bis 2026 geplant, von denen über 540 Mio. € für Investitionen in klimaneutralen Umbau der Fernwärme – unter anderem für Großwärmepumpen, Wärmespeicher und Erdwärmenutzung vom BAFA bereits in anderen Projekten zugesagt worden sind.[51]

Aufgrund der beabsichtigten Aufstockung bestehen daher für die Umsetzung des Realisierungskonzeptes in der Gemeinde Birkenfeld derzeit gute Aussichten auf Erhalt der Fördermittel nach BEW.

Die nach der Förderrichtlinie wesentlichen Voraussetzungen für die Module sind nachfolgend beschrieben. Bei der Erstellung des technischen Konzepts wurden die weiteren technischen Anforderungen nach den Merkblättern (Stand: 14.02.2023) des BAFA berücksichtigt (zuvor unter 4 und 5) und bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse als Annahmen einbezogen (nachstehend unter 9).

---

[44] „*Wir werden uns für eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung und den Ausbau der Wärmenetze einsetzen. Wir streben einen sehr hohen Anteil Erneuerbarer Energien bei der Wärme an und wollen bis 2030 50 Prozent der Wärme klimaneutral erzeugen.*“ S. 45 des Koalitionsvertrags 2021-2025 zwischen der SPD, Bündnis 90/Die Grünen und der FDP.

[45] 9.1 der Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“ vom 1.8.2022, BAnz AT 18.8.2022 B1.

[46] 5.1 der Richtlinie BEW (Fn. 45).

[47] https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

[48] Förderanträge sind vor Vorhabenbeginn zu stellen, Vorhabenbeginn = Abschluss eines der Ausführung zuzurechnenden Lieferungs- oder Leistungsvertrags. Planungs- und Beratungsleistungen dürfen vor Antragstellung vorgenommen werden. Vgl. 8.1. der Richtlinie BEW.

[49] Oben Fn. 45.

[50] Merkblatt Modul 1, 2, 3 (Stand 14.2.2023) bzw. 4 (Stand 27.2.2023): Antragstellung und Verwendungsnachweis sowie Merkblatt Module 1 bis 4: Technische Anforderungen (Stand 14.2.2023), abrufbar unter oben Fn. 47.

[51] Energate-Messenger, Meldung vom 31.10.2023, https://www.energate-messenger.de/news/237777/mehr-mittel-fuer-waermenetzefoerderung-eingeplant, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

8.6.2.1 Modul 2

Fördergegenstand von Modul 2 ist der Neubau von Wärmenetzen, welche zu mindestens 75 % mit erneuerbaren Energien und Abwärme gespeist werden. Ein solcher Neubau ist im Realisierungskonzept für das erweiterte Kerngebiet der Gemeinde Birkenfeld vorgesehen (zuvor unter 5). Für das Realisierungskonzept nicht relevant ist die Transformation von Bestandsinfrastrukturen.

Förderkriterien sind neben dem Mindestanteil erneuerbarer Energien und Abwärme sowie dem treibhausgasneutralen Zielbild 2045 auch ein – je nach Netzgröße unterschiedlicher – maximaler Biomasseanteil,[52] bei Netzen die Mindestgröße von 17 versorgten Gebäuden oder 101 versorgten Wohneinheiten, ein maximales Temperaturniveau und ein maximaler Anteil fossil befeuerter Anlagen.[53] Diese Grundvoraussetzungen sind nach der dem Realisierungskonzept zu Grunde liegenden technischen Konzeption gegeben (zuvor unter 5).

Die Förderquote beträgt max. 40% der förderfähigen Ausgaben, mit einer Begrenzung auf max. 100 Mio. Euro pro Antrag und zu ermittelnder Wirtschaftlichkeitslücke.[54] Sie wird gewährt als Projektförderung in Form der Anteilsfinanzierung zu den Netto-Ausgaben und als nichtrückzahlbarer Zuschuss.

Als förderfähige Wärmequellen kommen dabei u.a. die im Realisierungskonzept vorgesehenen Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme, oberflächennahe Geothermie, Solarthermie und photovoltaisch-thermische Kollektoren und die Einbindung von industrieller, gewerblicher oder sonstiger Abwärme, Biomasseanlagen und bestimmter Anlagen, für die Brennstoffe nach der 1. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) verwendet werden, in Frage. Bezüglich Infrastrukturmaßnahmen werden Rohleitungen, Wärmespeicher, Übergabestationen, Wärmetauscher, Anlagen zur Druckerhöhung und Druckhaltung, Optimierungsmaßnahmen, Umfeldmaßnahmen und Planungsleistungen gefördert.

Für die elektronische Antragstellung muss eine Machbarkeitsstudie für das betrachtete Wärmenetz vorliegen. Diese muss nicht im Rahmen von Modul 1 entstanden sein, aber den Kriterien des technischen Merkblatts zur Förderrichtlinie entsprechen.[55] Das vorliegende Realisierungskonzept beinhaltet dabei bereits einen Großteil der erforderlichen Inhalte.[56] Des Weiteren müssen die Anträge eine detaillierte

---

[52] Neue klimafreundliche Wärmenetze mit einer Länge von unter 20 km: keine Beschränkung; Netze mit einer Länge von 20-50 km: max. 35 % Biomasseanteil (zum Ende des Bewilligungszeitraumes) bzw. 25 % (am Ende des Zielbilds Treibhausgasneutralität bis 2045 bei Machbarkeitsstudien und systemischer Förderung eines Neubaus); Netze mit einer Länge größer 50 km: max. 25 % Biomasseanteil (zum Ende des Bewilligungszeitraumes) bzw. 15 % (am Ende des Zielbilds Treibhausgasneutralität bis 2045 bei Machbarkeitsstudien und systemischer Förderung eines Neubaus).

[53] 7.2.3.1 und 4 der Richtlinie BEW (Fn. 45) sowie Merkblatt Module 1 bis 4: Technische Anforderungen, 3.3, abrufbar unter oben Fn. 50.

[54] Wirtschaftlichkeitslücke zwischen der Nutzung fossiler Energien zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung, der Nutzung verschiedener erneuerbarer Energieträger und den dafür notwendigen Maßnahmen im Netz. Berechnungen zufolge wird dies auch unter Berücksichtigung steigender CO2-Preise so bleiben. Vgl. 3 Richtlinie BEW (Fn. 45).

[55] Vgl. Merkblatt Modul 2, Ziffer 4 mit Verweis auf Merkblatt technische Anforderungen der Module 1 bis 4, beide abrufbar wie oben Fn. 50: Zu den Mindestinhalten einer Machbarkeitsstudie gehören jeweils eine Ist-Analyse (Analyse der Wärmebedarfe des zu versorgenden Gebiets), eine Potentialanalyse (Ermittlung der Potenziale erneuerbarer Energien und von Abwärme im Untersuchungsgebiet), eine Soll-Analyse inkl. Primärenergieeinsparung und CO2-Einsparung (Analyse des Wärmeerzeugerportfolios unter Berücksichtigung der Anforderungen an ein Wärmenetzsystem). Neben dem Pfad zur Treibhausgasneutralität mit den Wegmarken 2030, 2035, 2040, 2045 ist darüber hinaus auch der Kostenrahmen zu bestimmen. Der Detaillierungsgrad ist aufgrund des zu betrachtenden Zeithorizontes vergleichbar mit einer Untersuchung angelehnt an die Leistungsphase 1 der Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen (HOAI).

[56] So wurden bei der Erstellung des Realisierungskonzept insbesondere eine Ist-Analyse und auch ein Potentialanalyse durchgeführt sowie der Kostenrahmen bestimmt.

Projektbeschreibung[57], eine Wirtschaftlichkeitslückenberechnung, Planungsunterlagen[58] und Prinzipschemata[59], Nachweise zur Plausibilisierung der Ausgabenposten im Finanzierungsplan sowie einen Zeit- und Ressourcenplan[60] enthalten.

8.6.2.2 Modul 3

Neben der Förderung des Neubaus der Wärmenetze können zu einem späteren Zeitpunkt gegebenenfalls erforderliche Veränderungen der von der Kooperationsgesellschaft errichteten Netze auch über das Modul 3 gefördert werden.

Fördergegenstand von Modul 3 sind Einzelmaßnahmen in Wärmenetzen, die dem treibhausgasneutralen Zielbild dienen. Die Förderquote beträgt max. 40% der förderfähigen Ausgaben, mit einer Begrenzung auf max. 100 Mio. Euro pro Antrag und zu ermittelnder Wirtschaftlichkeitslücke. Sie wird gewährt als Projektförderung in Form der Anteilsfinanzierung zu den Netto-Ausgaben und als nichtrückzahlbarer Zuschuss.

Einzelmaßnahmen können außerhalb einer Transformation eines Wärmenetzes beantragt werden, wenn ein Zielbild des dekarbonisierten Wärmenetzes in Grundzügen nebst prognostizierten CO2-Einsparungen vorgelegt werden kann und die entsprechende Investition eine künftige Langfriststrategie vorbereitet oder ermöglicht.[61] Fördergegenstand sind Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel, Wärmespeicher, Rohrleitungen für den Anschluss von EE-Erzeugern und der Integration von Abwärme sowie für die Erweiterung von Wärmenetzen und Wärmeübergabestationen.

Die Förderquote beträgt max. 40% der förderfähigen Ausgaben mit einem Maximalbetrag von 100 Mio. Euro pro Antrag und einer Begrenzung auf eine zu ermittelnde Wirtschaftlichkeitslücke des Antrages.

Auch hier muss für die Antragstellung eine Machbarkeitsstudie oder ein Transformationsplan für das betrachtete Wärmenetz vorliegen. Diese müssen nicht im Rahmen von Modul 1 entstanden sein, aber den Kriterien des technischen Merkblatts zur Förderrichtlinie entsprechen. Des Weiteren müssen die Anträge eine Projektbeschreibung, eine Wirtschaftlichkeitslückenberechnung und Planungsunterlagen enthalten. Darüber hinaus muss eine Übersicht der personellen und finanziellen Ressourcen sowie den Bauablauf (Planungsleistungen, Ausschreibungen und Vergabe, Bau) für die Antragstellung vorliegen.

---

[57] Projektbeteiligte, kartographische Lage bzw. Standort des Wärmenetzes, tabellarische Aufstellung der jeweiligen förderfähigen Erzeugungsanlagentypen mit Kennzahlen zum jeweiligen Erzeuger/ der jeweiligen Wärmequelle, tabellarische Aufstellung von Wärmesenken/-kunden nach Größenklassen/Anschlusstypen der Hausübergabestationen, tabellarische Aufstellung auszutauschender Wärmeverteilleitungen und neu zu verlegender Wärmeverteilleitung sowie von Hausanschlussleitungen, tabellarische Darstellung erforderlicher Genehmigungen für Wärmeerzeuger, Wärmequellen, Wärmetrassen.

[58] Planung analog zu den Leistungsphasen 1 bis 4 der HOAI muss für Modul 2 überwiegend abgeschlossen sein, Datenblätter, technische Herstellerbeschreibungen der Wärmeerzeuger.

[59] Diese sollen das Wärmenetzsystem besser darstellen. Dies können verschiedene technische Zeichnungen sein, die je nach eingesetzten Komponenten und Komplexität des Systems unterschiedlich sein können, z. B. Hydraulikschema des Wärmenetzes, Netzplan, Ausgestaltung der Hausübergabe, Einbindung von Wärmeerzeugern, Schema zur Wärmequellenerschließung, Einbindung von Wärmespeichern.

[60] Grafische und tabellarische Darstellung relevanter Ausführungszeiträume und Meilensteine der Bauphase sowie personelle und finanzielle Ressourcen; Bauablauf (Planungsleistungen, Ausschreibungen und Vergabe, Bau) müssen für die Antragstellung vorliegen. Diese gilt zu aktualisieren und Nachweis gegenüber BAFA mind. 1x jährlich zu erbringen.

[61] 7.2.4.1. der der Richtlinie BEW (Fn. 45).

8.6.2.3 Modul 4

Fördergegenstand der Betriebskostenförderung nach Modul 4 ist die für die Erzeugung von erneuerbaren Wärmemengen aus Solarthermieanlagen sowie aus strombetriebenen Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen, sowohl in Neubau- wie in transformierten Bestandsnetzen, für alle Wärmetechniken, die jeweils eine Jahresarbeitszahl (SCOP) von mindestens 2,5 erreichen.[62] Die Förderquote wird jährlich auf Basis der vom Antragsteller vorzulegenden Daten bestimmt.

Antragsgegenstand sind ausschließlich Anlagen, welche bereits im Rahmen eines Antrages in Modul 2 oder Modul 3 der BEW gefördert wurden. Eine Antragstellung ist daher zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht möglich und wird auch für die Zukunft noch nicht bewertet, da das vorliegende Realisierungskonzept auf einen wirtschaftlichen Betrieb der Wärmeversorgungsanlagen gerichtet ist. Sollten zukünftig Wirtschaftlichkeitslücken beim Betrieb für die Erzeugung von erneuerbaren Wärmemengen aus Solarthermieanlagen sowie aus strombetriebenen zentralen Wärmepumpen ersichtlich werden, wäre die Inanspruchnahme einer Betriebskostenförderung von der Kooperationsgesellschaft zu untersuchen.

8.6.3 Bundesförderung für effiziente Gebäude

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) verbindet frühere Förderprogramme zur Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Gebäudebereich und unterstützt unter anderem den Einsatz neuer Heizungsanlagen, die Optimierung bestehender Heizungsanlagen, Maßnahmen an der Gebäudehülle und den Einsatz optimierter Anlagentechnik.[63] Bereits förderfähig[64] sind alle Maßnahmen an Gebäuden, die die Energieeffizienz verbessern. Dies beinhaltet u.a. auch die Errichtung, Umbau und Erweiterung von Anlagen zur Wärmeerzeugung (Heizungstechnik). Darüber hinaus lässt sich die Fachplanung und Baubegleitung der Maßnahmen durch Energieeffizienz-Experten bezuschussen. Die BEG besteht aus drei Teilprogrammen: Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG), Bundesförderung für effiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG NWG) und Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM).

Antragsberechtigt sind seit der zweiten Reformstufe alle Investoren (z. B. Hauseigentümer, Contractoren, Unternehmen, gemeinnützige Organisationen, Kommunen) von förderfähigen Maßnahmen an Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden.

Die Förderrichtlinie für BEG-Einzelmaßnahmen wird derzeit nach den Vorgaben des Bundestages, die am 8.9.2023 zusammen mit der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes beschlossen worden sind,

[62] 7.1.4. der der Richtlinie BEW (Fn. 45).

[63] https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023. Zu den Inhalten auch Kilmaschutz- und Energieagentur Niedersachsen vgl. Entwurf zur Novellierung der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG): Bis zu 75% Förderung für den Heizungstausch - Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (klimaschutz-niedersachsen.de), zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

[64] https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_infoblatt_foerderfaehige_kosten.pdf?__blob=publicationFile&v=3, S. 18, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

überarbeitet.[65] Die neuen Bedingungen sollen zu Beginn 2024 in Kraft treten. Danach wird es für den Heizungstausch wird es folgende Investitionskostenzuschüsse geben:

- Eine Grundförderung von 30% für alle Wohn- und Nichtwohngebäude, die wie bisher allen Antragstellergruppen offensteht;
- einen einkommensabhängigen Bonus von 30% für selbstnutzende Eigentümerinnen und Eigentümer mit bis zu 40.000 Euro zu versteuerndem Haushaltseinkommen pro Jahr;
- sowie einen Klima-Geschwindigkeitsbonus von 20% bis 2028 für den frühzeitigen Austausch alter fossiler Heizungen für selbstnutzende Eigentümerinnen und Eigentümer.
- Die Boni sind kumulierbar bis zu einem max. Fördersatz von 70%.
- Die Förderrichtlinie wird dabei eine Obergrenze der förderfähigen Kosten bei Wohn- und Nichtwohngebäuden vorgeben (voraussichtlich 30.000 Euro).

Es ist zudem wahrscheinlich, dass die in der Grundförderung geplante 30%-Förderung von Kapitalkosten (CAPEX) wie bisher für auch Contractoren und für alle Erfüllungsoptionen nach dem neu beschlossenen § 71 GEG[66] gelten. Hierzu zählen dann auch Wärmepumpen oder Solarthermie-Hybridheizung (Wärmepumpe oder solarthermische Anlage kombiniert mit einem mit Öl oder Gas betriebenen (Spitzenlast-) Heizkessel, oder mit einer Biomasseheizung. Die genauen technischen Maßgaben werden in der neuen Förderrichtlinie festgelegt.

Die Förderung nach BEG ist danach für den potenziellen Geschäftsbereich der Kooperationsgesellschaft im Rahmen des Anlagencontractings zu berücksichtigen.

8.6.4 Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Für die in der technischen Konzeption vorgesehene Errichtung eines Elektrolyseurs kommt derzeit allein eine Investitionskostenförderung des Bundes in Betracht. Grundlage ist das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II (NIP).[67] Dieses sieht einen Investitionszuschuss von bis zu 45% der förderfähigen Kosten vor. Förderbedingung ist allerdings, dass der erzeugte Wasserstoff ausschließlich für die Nutzung im Verkehr (Brennstoffzellen, regenerative Kraftstoffe) eingesetzt wird.[68] Aufgrund der technischen Konzeption und der darin vorgesehen Nutzung des gewonnenen Wasserstoffs für die Rückverstromung, wurde eine entsprechende Investitionsförderung in das Realisierungskonzeptes nicht einbezogen.

8.6.5 Landeseigene Förderprogramme

Aktuelle Förderprogramme des Landes Baden-Württemberg wurden für die Umsetzung des Realisierungskonzepts nicht in die technische Konzeption und Wirtschaftlichkeitsanalyse einbezogen. Für

[65] Gesetz zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Bürgerlichen Gesetzbuches, zur Änderung der Verordnung über Heizkostenabrechnung, zur Änderung der Betriebskostenverordnung und zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung, BT-Drs. 415/23, S. 25; vgl. Information des BMWK, https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Dossier/beg.html, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.
[66] Gesetz zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes (Fn. 65), BT-Drs. 415/23.
[67] https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMVI/nip-ii-nachhaltige-mobilitaet.html und https://www.ptj.de/nip, beide zuletzt abgerufen am 7.11.2023.
[68] Vgl. Ziffer 2.4 und 4.4. der Bekanntmachung der Neufassung der Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase 2, vom 11.8.2022, https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2851/live/lw_bekdoc/bmdv_nip_foederrichtlinie_ma_20220818.pdf, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

die im Realisierungskonzepts im Mittelpunkt stehende Wärmeerzeugung und -verteilung ist die Förderung nach BEW und BEG umfassend. Eine Doppelförderung durch Landesmittel scheidet aus.

Aufgrund der spezifischen Förderbedingungen nach dem NIP (oben 8.6.4) ist weiter eine Förderung für die Errichtung und den Betrieb von Elektrolyseanlagen in Betracht zu ziehen. Derzeit gibt es in Baden-Württemberg kein offenes landeseigenes Förderprogramm, dass – ähnlichen dem Bayerischen Modell – einen Investitionszuschuss für den Einsatz von Elektrolyseuren ab 1 MW Leistungsgrenze vorsieht.[69] Für das Realisierungskonzept wurde jedoch die geplante Neuauflage des Förderprogramms „Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff (KWH2)[70] einbezogen. In Diskussion steht ein Investitionszuschuss von 30-40% der förderfähigen Kosten. Das Programm soll bis Anfang 2024 veröffentlicht werden.

8.7 Rechtliche Realisierungsfähigkeit im Übrigen

8.7.1 Vorgaben zum Netzanschluss der Erzeugungsanlagen

Zwar sollen Teile des in den Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen erzeugten Stroms (auch zur Vermeidung von Abgaben und Umlagen, vgl. 8.5) möglichst vor Ort verbraucht oder über Direktleitungen zum Verbraucher geleitet werden. Insbesondere die Versorgung der Verbraucher wie Industrie und Haushalte in Birkenfeld wird dabei aber überwiegend nicht über Direktleitungen, sondern vielmehr über das Netz der allgemeinen Versorgung erfolgen, mithin durch Einspeisung in das örtliche Nieder- oder Mittelspannungsnetz.

Der Anschluss von EE-Anlagen an das Netz der allgemeinen Versorgung ist in § 8 EEG geregelt, der einen Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber auf Anschluss der Erzeugungsanlage vorsieht. Danach ist insbesondere geregelt, wo die Verknüpfung mit dem Netz erfolgt. Als sog. „gesetzlicher Netzverknüpfungspunkt“ ist danach zunächst der Verknüpfungspunkt definiert, der einen Anschluss an die geeignete Spannungsebene ermöglicht, die (in der Luftlinie) kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist und im Vergleich zu anderen denkbaren Verknüpfungspunkten technisch und wirtschaftlich am günstigsten ist (§ 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2023). Ziel des Gesetzes ist, dass der volkswirtschaftlich (kosten-) günstigste Netzverknüpfungspunkt gewählt wird.

Dem Anlagenbetreiber wird daher auch nur insoweit ein Wahlrecht zugesprochen, als der Anschluss an dem gewählten Netzverknüpfungspunkt nicht mit nicht unerheblichen Kosten für den Netzbetreiber verbunden ist (§ 8 Abs. 2 EEG 2023). Das Letztentscheidungsrecht liegt allerdings weiterhin beim Netzbetreiber, solange am gewählten Netzverknüpfungspunkt die Abnahme des Stroms sichergestellt ist (§ 8 Abs. 3 EEG 2023).

Die Kosten des Netzanschlusses (inklusive der notwendigen Messeinrichtungen) trägt grundsätzlich der Anlagenbetreiber (§ 16 Abs. 1 EEG 2023). Nutzt der Netzbetreiber sein „Letztentscheidungsrecht“ gemäß § 8 Abs. 3 EEG 2023 und weist dem Anlagenbetreiber einen Netzverknüpfungspunkt zu, der mit

[69] Pressemitteilung der Bayerischen Staatsregierung vom 26.7.2023 „Bayerisches Förderprogramm für Elektrolyseure: Richtlinien veröffentlicht zwar in Bayern“, https://www.bayern.de/bayerisches-frderprogramm-fr-elektrolyseure-richtlinien-verffentlicht, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.
[70] Siehe https://www.kea-bw.de/foerderdatenbank/detail/klimaschutz-und-wertschoepfung-durch-wasserstoff-kwh2, zuletzt abgerufen am 7.11.2023.

Mehrkosten für den Anlagenbetreiber verbunden ist, trägt der Netzbetreiber diese Mehrkosten (§ 16 Abs. 2 EEG 2023).

8.7.2 (Bau-) Genehmigungsrechtliche Erwägungen bei EE-Anlagen

Es bestehen keine grundsätzlichen Zweifel an der Genehmigungsfähigkeit der Freiflächen-PV und der Windanlagen. Die Genehmigungsfähigkeit im Einzelfall ist aber abhängig von vielen Einzelfragen. Das gilt auch für die Genehmigungen der anderen geplanten Anlagen. Daher wird eine spätere Prüfung für die konkreten einzelnen Anlagen notwendig. Dabei sind insbesondere die folgenden Vorgaben entscheidend:

Für Windkraftanlagen ab 50m Höhe ist ein Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)[71] erforderlich. Die Behörde prüft neben immissionsschutzrechtlichen Erwägungen auch andere erforderliche Genehmigungen und Zustimmungen wie insbesondere Bauordnungs- und Bauplanungsrecht, Natur- und Artenschutzrecht (sog. Konzentrationswirkung, § 13 BImSchG). Die Genehmigung wird im förmlichen (§ 10 BImSchG, insbesondere mit Öffentlichkeitsbeteiligung) oder vereinfachten (§ 19 BImSchG) Verfahren erteilt. Für Windfarmen mit weniger als 20 Windkraftanlagen (wie hier) ist das vereinfachte Verfahren grundsätzlich möglich (Ziffer 1.6 des Anhang 1 zur 4. BImSchV).

Für die Umweltverträglichkeitsprüfung nach Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVPG)[72] i. R. d. Genehmigungsverfahrens gilt: Für Windfarmen mit mindestens 3 Anlagen ist eine standortbezogene Vorprüfung durchzuführen, mit mindestens 6 Anlagen ist eine allgemeine Vorprüfung durchzuführen. Von einer Windfarm ist auszugehen, wenn die Anlagen in einem funktionalen Zusammenhang stehen und sich ihr Einwirkungsbereich überschneidet (§ 2 Abs. 5 UVPG). Aus den Vorprüfungen kann sich jeweils die Pflicht zur vollständigen UVP-Prüfung ergeben. Hier können sich Erleichterungen ergeben, wenn der Regionalverband Nordschwarzwald, in dessen Gebiet Birkenfeld liegt, die Ausweisung von Windenergiegebieten abgeschlossen hat, in diesem Rahmen bereits eine Umweltprüfung durchführt und der geplante Standort für die Windkraftanlage weder in einem Natura 2000-Gebiet noch einem Naturschutzgebiet oder Nationalpark liegt. Denn dann ist keine (erneute) UVP-Prüfung erforderlich (§ 6 Windenergieflächenbedarfsgesetz, WindBG)[73]. Die Planungen des Regionalverbands Nordschwarzwald befinden sich aktuell bereits in der strategischen Umweltprüfung (vgl. unter 4.1.1.1).

Nach Genehmigung des Regionalplans durch das Ministerium für Landesentwicklung und Wohnen sind die festgelegten Ziele von allen öffentlichen Stellen im Rahmen der raumbedeutsamen Planung zu beachten. Flächennutzungs- und Bebauungspläne müssen durch die Kommunen an die Ziele des Regionalplans angepasst werden (§ 1 Abs. 4 BauGB). Bis dahin gelten die Darstellungen der kommunalen Bauleitpläne fort. Neben dem Wegfall der UVP-Prüfung entfällt unter Umständen auch die Artenschutzprüfung, wenn sich die Anlage in einem durch den Regionalverband festgelegten Windenergiegebiet befindet.

---

[71] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 11 Absatz 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.
[72] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 88) geändert worden ist.
[73] Windenergieflächenbedarfsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 202) geändert worden ist.

Baurechtlich dürfte es sich bei den Standorten für die Windenergieanlagen um den unbeplanten Außenbereich i. S. d. § 35 Baugesetzbuch (BauGB)[74] handeln. Windenergieanlagen sind gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB grundsätzlich privilegierte Vorhaben im Außenbereich und zulässig, wenn der Windenergieanlage keine öffentlichen Belange entgegenstehen und die ausreichende Erschließung gesichert ist. Dabei ist zu beachten, dass die Errichtung und der Betrieb von EE-Anlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegen (§ 2 EEG 2023). Die Ausweisung von Flächen für Windenergie an anderer Stelle führt nunmehr nicht mehr dazu, dass eine Anlage am geplanten Standort nicht genehmigungsfähig ist (§ 35 Abs. 3 S. 3 BauGB i. V. m. § 249 Abs. 1 BauGB).

8.7.3 Wasserstoff und Elektrolyseur

Im vorstehend dargestellten Konzept ist auch die Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur vor Ort vorgesehen.

8.7.3.1 Genehmigungsrechtliche Vorgaben

Die Genehmigungsfähigkeit der Anlage(n) kann in der aktuellen Projektphase mangels konkreter Anlagenpläne nicht abschließend beurteilt werden. Nach dem Realisierungskonzept soll der Elektrolyseur in der Nähe des Recyclinghofes errichtet werden. In diesem Zusammenhang sind aber bereits jetzt zur Anlagenplanung und Standortwahl folgende Erwägungen zu beachten:

Der Elektrolyseur unterliegt als bauliche Anlage dem Bauplanungs- und Bauordnungsrecht. Die Vereinbarkeit mit den Vorgaben wird im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Verfahrens geprüft (sog. Konzentrationswirkung).

Bei Elektrolyseuren handelt es sich um Anlagen der Ziffer 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchG[75], für die grundsätzlich (außer z.B. bei Forschungsvorhaben oder für die Herstellung in nicht industriellem Umfang) ein förmliches immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 10 BImSchG) erfolgen muss. Nach dem UVPG ist eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen (Ziffer 4.2, Anlage 1 zum UVPG). Gegebenenfalls folgt auf die Vorprüfung eine umfassende Umweltverträglichkeitsprüfung. Darüber hinaus ist im Rahmen des Genehmigungsverfahrens die 12. BImSchV (Störfall-Verordnung) zu beachten, deren Anwendungsbereich eröffnet sein kann.

Dieses Verfahren hat grundsätzlich Konzentrationswirkung für andere erforderliche Genehmigungen (vgl. unter 8.7.2). Insbesondere die baurechtliche Genehmigung ist hiervon erfasst. Die Genehmigungsfähigkeit des Vorhabens richtet sich nach dem Standort des Vorhabens im Innenbereich oder Außenbereich.

Im Innenbereich sind grundsätzlich der Bebauungsplan und dessen Festsetzungen bzw. die Umgebungsbebauung maßgeblich (§§ 30, 34 BauGB).

[74] Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 221) geändert worden ist.
[75] So auch der Leitfaden des Umweltministeriums Baden-Württemberg zur Genehmigung von Elektrolyseuren, Mai 2023, abrufbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Genehmigung-und-Ueberwachung-Elektrolyseure-zur-Herstellung-von-Wasserstoff.pdf.

Im Außenbereich sind Elektrolyseure grundsätzlich unzulässig (§ 35 BauGB). Elektrolyseure, die in räumlich-funktionalem Zusammenhang mit einer Windkraftanlage errichtet werden, können aber gemäß § 249a Abs. 1 BauGB zu diesen Windkraftanlagen gefasst werden und nach denselben Regelungen zulässig sein, wenn die ergänzenden Vorgaben des § 249a Abs. 4 BauGB eingehalten sind:

- Es darf nur Strom aus der Windkraftanlage oder anderen EE-Anlagen zur Wasserstoffherstellung eingesetzt werden (Nr. 1)
- Die Grundfläche der baulichen Anlage darf 100 m^2 nicht überschreiten und der Höhenunterschied zwischen der Geländeoberfläche im Mittel und dem höchsten Punkt der Anlage darf 3,5 m nicht überschreiten (Nr. 2)
- Die Windkraftanlage darf nicht bereits mit einer anderen Anlage zur Wasserstoffherstellung verbunden sein (Nr. 3),
- Der Wasserstoffspeicher darf keine größere Fassungskapazität als 5.000 kg haben (Nr. 4 i. V. m. Störanfall-Verordnung).

Vergleichbare Vorgaben gelten, wenn ein Elektrolyseur im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer PV-Anlage errichtet wird. Diese Vorgaben sind daher unbedingt bei der Errichtung des Elektrolyseurs zu beachten, sofern der zukünftige Standort des Elektrolyseurs im Außenbereich liegt.

Zusätzlich zum immissionsschutzrechtlichen Verfahren ist ggf. ein wasserrechtliches Verfahren anzustrengen, wenn beispielsweise Abwasser eingeleitet werden oder Wasser entnommen werden soll.

8.7.3.2 Verwendung des Wasserstoffs

Nach dem technischen Konzept soll der erzeugte Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt werden (zuvor 4.7). Hierbei wird der Wasserstoff als Speicher elektrischer Energie eingesetzt und bei Bedarf rückverstromt. Im Realisierungskonzept wurde hierzu die geplante Neuauflage des landeseigenen Förderprogramms „Klimaschutz und Wertschöpfung durch Wasserstoff (KWH2) einbezogen (zuvor 4.7 und 8.6.5). Ferner bestehen (alternativ, vgl. zum Kumulierungsverbot zuvor 8.6.1.1) insbesondere die oben erläuterten (zuvor 8.6.1.4) EEG-Förderungsmöglichkeiten für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§§ 28f, 39o EEG 2023) und für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§§ 28g, 39p EEG 2023).

Perspektivisch kommen jedoch auch alternative Nutzungsmöglichkeiten in Betracht, die bei der Ausarbeitung des Realisierungskonzeptes erwogen worden sind. In Abhängigkeit davon, wie der Wasserstoff eingesetzt werden soll, sind weitere Vorgaben und Entwicklungen zu beachten.

Soll der Wasserstoff zur Herstellung von Derivaten eingesetzt werden, kann die Eigenschaft als „Grüner“ Wasserstoff entscheidend sein. Dazu sind die Vorgaben aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) und den dazu erlassenen delegierten Verordnungen der EU-Kommission, insbesondere die Verordnung (EU) 2023/1184 vom 10.02.2023, in der die Vorgaben für „grüne“ Kraftstoffe aus Wasserstoff festgehalten sind zu beachten.

Zum aktuellen Zeitpunkt kann Wasserstoff auch in das Gasverteilnetz beigemischt werden. Dabei sind die Beimischungsquoten zu beachten. Hierbei ist die Möglichkeit, Herkunftsnachweise für grünen Wasserstoff auszustellen, zu beachten.

Der zukünftige Umgang mit Gasverteilernetzen und der Aufbau von Wasserstoffverteilernetzen wird zukünftig nach dem Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (WPG)[76] im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung durch die Kommunen untersucht. Diese können auch die Ausweisung eines Gebietes als Wasserstoffausbaugebiet erfolgen.

8.7.4 Konzessionsvertragssituation

Das technische Konzept sieht die Errichtung von Stromerzeugungsanlagen (insbesondere Windkraft- und PV-Anlagen) vor (zuvor 4.1und 4.2), für die teilweise eigene Stromleitungen verlegt werden oder die zukünftig an das vorhandene Netz der allgemeinen Versorgung anzuschließen sind. Ferner erfolgt die Wärmeversorgung in der Gemeinde Birkenfeld derzeit zum großen Teil über das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung. Nach der im Realisierungskonzept vorgesehenen Umstellung der Wärmeversorgung auf Fern- und Nahwärmenetze sowie alternative dezentrale Wärmeerzeugungsanlagen werden daher Teile des Gasversorgungsnetzes voraussichtlich nicht mehr benötigt. Andererseits soll in der Gemeinde Birkenfeld im öffentlichen Straßenraum ein Wärmeversorgungsnetz neu verlegt werden. Aus diesen Umständen ergeben sich die nachfolgenden wegerechtliche Fragestellungen, die mit der Nutzung der öffentlichen Straßen und Wege für die Verlegung der Betrieb von Energieversorgungsnetzen verbunden sind. Von einer Betrachtung der Wegerechte für Wasserstoffleitungen wird abgesehen, da ein Verteilnetz im technischen Konzept nicht vorgesehen ist (vgl. zuvor 5). Wegerecht für einzelne Wasserstoffleitungen sind im Bedarfsfall mit dem jeweiligen Grundstückseigentümer bzw. der Gemeinde zu vereinbaren.

8.7.4.1 Stromversorgungsnetz

Das in der Gemeinde Birkenfeld befindliche Stromversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung wird von der zum EnBW-Konzern gehörenden Netz BW GmbH betrieben. Vertragliche Grundlage für die Nutzung der öffentlichen Verkehrswege zur Verlegung und den Betrieb des allgemeinen Stromversorgungsnetzes ist der bis zum 31.12.2028 laufende Stromkonzessionsvertrag zwischen der Gemeinde Birkenfeld und der EnBW Regional AG.

Rechtliche Einschränkungen für die Verlegung von Stromleitungen der Kooperationsgesellschaft ergeben sich aus dem Stromkonzessionsvertrag mit der EnBW Regional AG nicht. Ferner bestehen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (§§ 17 ff. und §§ 20 ff.), Erneuerbare-Energien-Gesetz (§ 8, siehe zuvor 8.7.1) und der Niederspannungsanschlussverordnung[77] und Stromnetzzugangsverordnung[78] gesetzliche Anschluss- und Netzzugangspflichten für Stromerzeugungsanlagen.

Grundsätzlich kann die Kooperationsgesellschaft auch eine Übernahme des Stromversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung anstreben, um zusätzliche Einnahmen zu erzielen und das Stromversorgungsnetz für die Energieversorgung in der Gemeinde Birkenfeld bedarfsgerecht aus- und umzubauen. Hierfür wäre eine erfolgreiche Bewerbung der Kooperationsgesellschaft auf den am 31.12.2028 auslaufenden Konzessionsvertrag erforderlich. Für das im Realisierungskonzept entworfene

[76] BT-Drs. 20/8654.
[77] Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist.
[78] Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

technische Konzept ist eine Übernahme des Stromversorgungsnetzes jedoch keine notwendige Bedingung.

8.7.4.2 Gasversorgungsnetz

Das in der Gemeinde Birkenfeld befindliche Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung wird von der Gasversorgung Pforzheim Land GmbH (GVP) seit dem Auslaufen der Konzession zum 1.5.2022 ohne vertragliche Grundlage betrieben. Ein Vertragsschluss über einen Interimsvertrag kam nicht zustande. Rechtliche Einschränkungen für den Aufbau eines Wärmeversorgungsnetzes ergeben sich daraus nicht.

Die Gemeinde kann gesetzliche Ansprüche (§ 1004 BGB) ausüben, sofern die Beseitigung / Umlegung von Erdgasverteilungsanlagen erforderlich ist. Die Kostenverteilung wäre im Einzelfall gesondert zu prüfen.

8.7.4.3 Wärmeversorgungsnetz

Derzeit gibt es in der Gemeinde Birkenfeld kein Wärmeversorgungsnetz. Sofern die Kooperationsgesellschaft nach dem Realisierungskonzept ein Wärmeversorgungsnetz im erweiterten Kerngebiet errichtet, bedarf sie für die erforderliche Nutzung der öffentlichen Straßen und Wege ebenfalls eines Wegenutzungsvertrages, in dem die Gemeinde Birkenfeld Kooperationsgesellschaft als Wärmenetzbetreiber die Errichtung und den Betrieb der Wärmeverteilungsanlagen gestattet.

Nach Ansicht des Bundeskartellamtes bedarf es für die Vergabe von Wegerechten für Wärmeversorgungsnetze, anders als bei Strom- und Gasverteileranlagen, keiner öffentlichen Ausschreibung, sofern im Zusammenhang mit der Wegenutzungsvergabe keine Ausschließlichkeitsrechte eingeräumt werden, die dem Wärmenetzbetreiber eine Monopolstellung verschaffen.[79] Solche Ausschließlichkeitsrechte können sich auch aus einem Anschluss- und Benutzungszwang, die die Gemeinde mittels einer Satzung erlässt, oder aufgrund von Dienstbarkeiten ergeben. Die rechtlich allerdings umstrittene Frage, ob die Gemeinde die Wegerechte auch auszuschreiben hat, wenn keine Ausschließlichkeitsrechte eingeräumt, liegt dem Bundesgerichtshof zum Fernwärmenetz Stuttgart zur Entscheidung vor.[80] Je nach Ausgang und Begründung der am 5.12.2023 erwarteten Entscheidung kann sich dann eine Ausschreibungsverpflichtung ergeben, die von der Gemeinde Birkenfeld vor der Einräumung der Wegerechte für die Errichtung des Wärmenetzes zu beachten ist. Das Vergabeverfahren für die Wegenutzungsrecht wäre dann ähnlich wie bei Strom- und Gasnetzen (vgl. § 46 EnWG) zu gestalten. Danach muss die Ausschreibung transparent und diskriminierungsfrei mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf erfolgen. Eine freihändige Vergabe würde grundsätzlich einen Verstoß gegen §§ 19, 20 GWB darstellen. Andererseits wurden mit der Verwaltungsanweisung zur Nutzung öffentlicher Verkehrswege zum Bau und Betrieb von Leitungen für die Wärmeversorgung sowie Leitungen für elektrische Energie und Gas den Gemeindewerken Birkenfeld bereits bis zum 31.12.2042 Wegerechte zugeteilt. Ob diese Wegerechte auf die Kooperationsgesellschaft übertragen werden können, ist ebenfalls anhand der bevorstehenden BGH-Entscheidung zu beurteilen.

Der Gemeinde Birkenfeld steht es ferner grundsätzlich frei, für die Nutzung der öffentlichen Wege vom Wärmenetzbetreiber ein Gestattungsentgelt zu verlangen. Für die Höhe des zulässigen Gestattungsentgeltes gelten ebenfalls kartellrechtliche Grenzen.[81] In der Vergangenheit haben jedoch

[79] Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Fernwärme, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - August 2012, Rn. 254 ff.
[80] BGH, Az. KZR 101/20 (Fernwärmenetz Stuttgart), verhandelt am 11.7.2023, Verkündungstermin 5.12.2023.
[81] Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Fernwärme, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - August 2012, Rn. 257 ff.

viele Gemeinden gerade bei der Neuerrichtung von Wärmenetzen und bei kleineren Netzen auf ein Gestattungsentgelt verzichtet. Für Netze von 10 bis 100 km Trassenlänge wurde nach einer Erhebung des Bundeskartellamtes im Jahr 2008 nur für rund 43% der Netze ein Wegenutzungsentgelt mit der Kommune vereinbart.[82] Das Bundeskartellamt vermutet, dass kleinere Netze oftmals ungünstigere Kostenstrukturen aufweisen, so dass Gemeinden bewusst auf Gestattungsentgelte verzichten, um Endverbraucherpreise nicht weiter zu verteuern.

Auch im Rahmen des Realisierungskonzepts wurde kein Wegenutzungsentgelt kalkuliert, was auch der Kooperationsgesellschaft den Markteintritt in die Wärmeversorgung erleichtert.

[82] Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Fernwärme, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - August 2012, Rn. 159 ff.

9 Wirtschaftlichkeitsanalyse

9.1 Vorwort

Die vorliegende Wirtschaftlichkeitsanalyse soll aufbauend auf einer integrierten Planung bzw. eines Business Cases (GuV-, Bilanz- und Cashflow-Planung) die Wirtschaftlichkeit des Realisierungskonzeptes für „Smartes Birkenfeld“ bestätigen. Die Wirtschaftlichkeit wird mittels der sog. Nettobarwertmethode (Net Present Value) und dem internen Zinsfuß (Effektivverzinsung) beurteilt.

Der Planungszeitraum erstreckt sich über einem Zeitraum vom Jahr 2023 (Basisjahr) bis zum Jahr 2045. Die Planung ist grundsätzlich hierarchisch aufgebaut. Grundlage dieses Business Cases ist ein umfassender und iterativer Prozess. Der Business Case ermöglicht einen tiefen und qualifizierten Einblick in das Projekt „Smartes Birkenfeld“ und seine Einflussfaktoren.

Um die Abhängigkeits- und Korrelationsbeziehung des Projektes mit dem Umfeld und den relevanten Rahmenbedingungen darzustellen, werden die in den vorherigen Kapiteln dargestellten exogenen Einflüsse des Umfeldes sowie die Stärken und Schwächen des Realisierungskonzeptes für „Smartes Birkenfeld“ verarbeitet. Die Planung setzt auf fundierten Prognosen und Abschätzungen auf und berücksichtigt Absatzmarktentwicklungen, technologischen Veränderungen, Produktinnovationen, etc.

9.2 GuV-Planung

9.2.1 Übersicht

Die qualitativen Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel werden in ein finanzielles Planungsmodell mit quantitativen Prämissen übergeleitet. Für die zukünftige Entwicklung der zentralen Werttreiber wurden die in Kapital 3, 4 und 6.5 dargestellten Annahmen zugrunde gelegt. Daneben werden grundsätzlich alle relevanten Ertrags- und Aufwandspositionen mit einer allgemeinen Preissteigerungsrate i. H. v. 2 % inflationiert. Abweichungen hiervon werden bei den einzelnen Positionen erläutert.

[T€]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Umsatzerlöse	**0**	**0**	**0**	**0**	**12.537**	**14.771**	**16.929**	**20.940**
Stromerlöse	0	0	0	0	12.525	14.163	16.320	15.623
Wärmeerlöse	0	0	0	0	12	12	13	5.019
Wasserstofferlöse	0	0	0	0	0	596	596	298
Sonstige betriebl. Erträge	0	0	0	0	5	305	305	1.404
Materialaufwand	0	0	0	0	1.660	3.236	4.874	5.217
Rohergebnis	**0**	**0**	**0**	**0**	**10.882**	**11.841**	**12.360**	**17.126**
OPEX	0	0	0	0	3.876	4.460	4.549	5.184
EBITDA	**0**	**0**	**0**	**0**	**7.007**	**7.381**	**7.811**	**11.942**
Abschreibungen	0	0	0	0	4.020	4.770	4.770	7.083
EBIT	**0**	**0**	**0**	**0**	**2.987**	**2.611**	**3.042**	**4.859**
Finanzergebnis	0	0	-927	-1.853	-3.024	-3.050	-2.942	-3.355
EBT	**0**	**0**	**-927**	**-1.853**	**-37**	**-439**	**100**	**1.504**
Steuern von Einkommen und Ertrag	0	0	0	0	0	0	0	294
Jahresüberschuss	**0**	**0**	**-927**	**-1.853**	**-37**	**-439**	**100**	**1.210**

Kennzahlen	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rohergebnismarge					86,8%	80,2%	73,0%	81,8%
in % der Umsatzerlöse								
Materialaufwand					13,2%	21,9%	28,8%	24,9%
OPEX					30,9%	30,2%	26,9%	24,8%
EBITDA					55,9%	50,0%	46,1%	57,0%
Abschreibungen					32,1%	32,3%	28,2%	33,8%
EBIT					23,8%	17,7%	18,0%	23,2%
Finanzergebnis					-24,1%	-20,7%	-17,4%	-16,0%
EBT					-0,3%	-3,0%	0,6%	7,2%
Effektive Steuerrate					0,0%	0,0%	0,0%	19,6%

[T€]	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Umsatzerlöse	**21.384**	**21.841**	**22.162**	**22.490**	**22.825**	**23.166**	**23.514**	**23.869**
Stromerlöse	15.966	16.321	16.538	16.760	16.985	17.216	17.451	17.690
Wärmeerlöse	5.119	5.222	5.326	5.433	5.541	5.652	5.765	5.880
Wasserstofferlöse	298	298	298	298	298	298	298	298
Sonstige betriebl. Erträge	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404
Materialaufwand	5.444	5.677	5.791	5.907	6.025	6.145	6.268	6.394
Rohergebnis	**17.344**	**17.567**	**17.775**	**17.987**	**18.203**	**18.424**	**18.649**	**18.879**
OPEX	5.288	5.394	5.502	5.612	5.724	5.839	5.955	6.074
EBITDA	**12.055**	**12.173**	**12.273**	**12.375**	**12.479**	**12.586**	**12.694**	**12.804**
Abschreibungen	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083
EBIT	**4.973**	**5.091**	**5.191**	**5.293**	**5.397**	**5.503**	**5.611**	**5.722**
Finanzergebnis	-3.091	-2.826	-2.561	-2.297	-2.032	-1.768	-1.503	-1.238
EBT	**1.882**	**2.265**	**2.629**	**2.996**	**3.365**	**3.735**	**4.108**	**4.483**
Steuern von Einkommen und Ertrag	373	655	802	895	988	1.082	1.177	1.272
Jahresüberschuss	**1.510**	**1.609**	**1.828**	**2.101**	**2.376**	**2.653**	**2.931**	**3.211**

Kennzahlen	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Rohergebnismarge	81,1%	80,4%	80,2%	80,0%	79,8%	79,5%	79,3%	79,1%
in % der Umsatzerlöse								
Materialaufwand	25,5%	26,0%	26,1%	26,3%	26,4%	26,5%	26,7%	26,8%
OPEX	24,7%	24,7%	24,8%	25,0%	25,1%	25,2%	25,3%	25,4%
EBITDA	56,4%	55,7%	55,4%	55,0%	54,7%	54,3%	54,0%	53,6%
Abschreibungen	33,1%	32,4%	32,0%	31,5%	31,0%	30,6%	30,1%	29,7%
EBIT	23,3%	23,3%	23,4%	23,5%	23,6%	23,8%	23,9%	24,0%
Finanzergebnis	-14,5%	-12,9%	-11,6%	-10,2%	-8,9%	-7,6%	-6,4%	-5,2%
EBT	8,8%	10,4%	11,9%	13,3%	14,7%	16,1%	17,5%	18,8%
Effektive Steuerrate	19,8%	28,9%	30,5%	29,9%	29,4%	29,0%	28,7%	28,4%

[T€]	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Umsatzerlöse	**24.231**	**24.600**	**24.977**	**25.361**	**25.753**	**26.152**	**26.560**
Stromerlöse	17.935	18.184	18.438	18.697	18.962	19.232	19.507
Wärmeerlöse	5.998	6.118	6.240	6.365	6.492	6.622	6.755
Wasserstofferlöse	298	298	298	298	298	298	298
Sonstige betriebl. Erträge	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404	1.404
Materialaufwand	6.521	6.652	6.785	6.921	7.059	7.200	7.344
Rohergebnis	**19.113**	**19.352**	**19.595**	**19.844**	**20.097**	**20.356**	**20.619**
OPEX	6.196	6.320	6.446	6.575	6.707	6.841	6.978
EBITDA	**12.917**	**13.032**	**13.149**	**13.269**	**13.390**	**13.515**	**13.642**
Abschreibungen	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083
EBIT	**5.834**	**5.949**	**6.066**	**6.186**	**6.308**	**6.432**	**6.559**
Finanzergebnis	-974	-709	-445	-180	-108	-54	0
EBT	**4.861**	**5.240**	**5.622**	**6.006**	**6.200**	**6.378**	**6.559**
Steuern von Einkommen und Ertrag	1.368	1.465	1.562	1.660	1.711	1.759	1.807
Jahresüberschuss	**3.492**	**3.775**	**4.060**	**4.346**	**4.489**	**4.619**	**4.752**

Kennzahlen	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Rohergebnismarge	78,9%	78,7%	78,5%	78,2%	78,0%	77,8%	77,6%
in % der Umsatzerlöse							
Materialaufwand	26,9%	27,0%	27,2%	27,3%	27,4%	27,5%	27,7%
OPEX	25,6%	25,7%	25,8%	25,9%	26,0%	26,2%	26,3%
EBITDA	53,3%	53,0%	52,6%	52,3%	52,0%	51,7%	51,4%
Abschreibungen	29,2%	28,8%	28,4%	27,9%	27,5%	27,1%	26,7%
EBIT	24,1%	24,2%	24,3%	24,4%	24,5%	24,6%	24,7%
Finanzergebnis	-4,0%	-2,9%	-1,8%	-0,7%	-0,4%	-0,2%	0,0%
EBT	20,1%	21,3%	22,5%	23,7%	24,1%	24,4%	24,7%
Effektive Steuerrate	28,2%	28,0%	27,8%	27,6%	27,6%	27,6%	27,6%

Tabelle 10: GuV-Planung

9.2.2 Umsatzerlöse

Zentraler Ausgangspunkt der Planung der Umsatzerlöse ist grundsätzlich das prognostizierte Erzeugungspotenzial und die prognostizierte Entwicklung des relevanten Absatzmarktes im Realisierungskonzept für „Smartes Birkenfeld“.

Für die relevanten Medien Strom, Wärme und Wasserstoff werden aufbauend auf die in Kapitel 3 und 6.5 ausgeführten Schätzungen die Mengenbilanzen in den nachstehenden Unterkapiteln – unterteilt nach dem jeweiligen Erzeugungspotenzial, der Vermarktung und der internen Weiternutzung – für die Planung der Umsatzerlöse zugrunde gelegt.

9.2.2.1 Strom

Der Hochlauf im Vertrieb ist beim Medium Strom bzgl. der Haushalts- und Industriekunden sowie beim Strom für Solewärmepumpen beim Kunden über einen Zeitraum von 3 Jahren geplant.

Der geplante Strombezug aus dem Netz i. H. v. max. 3 % wird auf die Gesamtvermarktung bezogen und variiert je nach geplantem Erzeugungspotenzial der verschiedenen Erzeugungseinheiten. Hierdurch wird die zeitliche Struktur des Absatzes zur zeitlichen Struktur der Erzeugung ausgeglichen.

Wie in nachfolgender Tabelle abgebildet, wird der Großteil des Erzeugungspotenzials (z.B. ab dem Jahr 2030 rd. 133.007.000 kWh) vermarktet, während nur ein deutlich geringerer Teil (z.B. ab dem Jahr 2030 rd. 23.500.000 kWh) in die geplanten Erzeugungseinheiten zur weiteren Nutzung einfließen.

Mengenbilanz Strom (in KWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Windkraft	0	0	0	0	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000
Photovoltaik (Freiflächen-PV)	0	0	0	0	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
ZZSE Speicherelektrolyseur /BR-Zelle	0	0	0	0	0	0	0	1.100.000
BHKW (Strom)	0	0	0	0	0	0	0	2.100.000
Biogasanlage	0	0	0	0	700.000	700.000	700.000	700.000
Netzbezug (Input) Strom	0	0	0	0	529.000	1.058.000	1.587.000	1.607.000
Anteil Netzbezug auf Vermarktung					3%	3%	3%	3%
Erzeugungspotential in kWh	**0**	**0**	**0**	**0**	**152.229.000**	**152.758.000**	**153.287.000**	**156.507.000**
HH-Strom (Output)	0	0	0	0	966.667	1.933.333	2.900.000	2.900.000
Ind.-Strom (Output)	0	0	0	0	16.666.667	33.333.333	50.000.000	50.000.000
Strom für Solewärmepumpen beim Kunden (Output)	0	0	0	0	0	0	0	666.667
Netz-Strom (Output)	0	0	0	0	134.595.667	111.891.333	94.787.000	79.440.333
Vermarktung	**0**	**0**	**0**	**0**	**152.229.000**	**147.158.000**	**147.687.000**	**133.007.000**
ZZSE Speicherelektrolyseur (Strom)	0	0	0	0	0	5.600.000	5.600.000	5.600.000
Eisspeicher	0	0	0	0	0	0	0	2.000.000
Booster WP	0	0	0	0	0	0	0	1.400.000
Saisonaler Erdspeicher	0	0	0	0	0	0	0	7.400.000
Große Wärmepumpe (Luft-WP)	0	0	0	0	0	0	0	6.000.000
Abwärme (WP für Netz) (Wasser-Wasser WP)	0	0	0	0	0	0	0	1.100.000
interne Weiternutzung	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5.600.000**	**5.600.000**	**23.500.000**

Mengenbilanz Strom (in KWh)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Windkraft	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000
Photovoltaik (Freiflächen-PV)	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
ZZSE Speicherelektrolyseur /BR-Zelle	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
BHKW (Strom)	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Biogasanlage	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Netzbezug (Input) Strom	1.627.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000
Anteil Netzbezug auf Vermarktung	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Erzeugungspotential in kWh	**156.527.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**
HH-Strom (Output)	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000
Ind.-Strom (Output)	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000
Strom für Solewärmepumpen beim Kunden (Output)	1.333.333	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Netz-Strom (Output)	78.793.667	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000
Vermarktung	**133.027.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**
ZZSE Speicherelektrolyseur (Strom)	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000
Eisspeicher	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Booster WP	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000
Saisonaler Erdspeicher	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000
Große Wärmepumpe (Luft-WP)	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000
Abwärme (WP für Netz) (Wasser-Wasser WP)	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
interne Weiternutzung	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**

Mengenbilanz Strom (in KWh)	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Windkraft	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000	148.500.000
Photovoltaik (Freiflächen-PV)	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
ZZSE Speicherelektrolyseur /BR-Zelle	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
BHKW (Strom)	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Biogasanlage	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Netzbezug (Input) Strom	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000	1.647.000
Anteil Netzbezug auf Vermarktung	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Erzeugungspotential in kWh	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**	**156.547.000**
HH-Strom (Output)	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000	2.900.000
Ind.-Strom (Output)	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000
Strom für Solewärmepumpen beim Kunden (Output)	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Netz-Strom (Output)	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000	78.147.000
Vermarktung	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**	**133.047.000**
ZZSE Speicherelektrolyseur (Strom)	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000	5.600.000
Eisspeicher	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Booster WP	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000	1.400.000
Saisonaler Erdspeicher	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000	7.400.000
Große Wärmepumpe (Luft-WP)	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000	6.000.000
Abwärme (WP für Netz) (Wasser-Wasser WP)	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
interne Weiternutzung	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**	**23.500.000**

Tabelle 11: Planung Mengenbilanz Strom

Für die Planung der Umsatzerlöse, der Umlagen sowie der Netzentgelte wurden folgende Preise mit Stand 2023 in ct/kWh unterstellt:

Preise in ct/kWh	Endkundenpreis (netto)	Commodity-Preis (netto)
Netzbezug (Input) Strom		11,0
HH-Strom (Output)	23,5	8,5
Ind.-Strom (Output)	15,5	8,5
Strom für Solewärmepumpen beim Kunden (Output)	23,5	8,5
Netz-Strom (Output)		7,0

Tabelle 12: Planung Preise Strom

Die Bürger von Birkenfeld können voraussichtlich elektrische Energie zum Preis von 28 ct/kWh (brutto) beziehen. Dies entspricht dem aktuellen, in anderen Gemeinden gängigen Preisniveau. Die Energiepreise in smartes Birkenfeld sind jedoch als langfristig stabil und weitestgehend unabhängig von internationalen Konfliktszenarien und Preissprüngen anzusehen.

Die geplanten Preise folgen grundsätzlich der in Kapitel 9.2.1. genannten Preissteigerungsrate. Lediglich werden die Preisannahmen für die Stromeinspeisung (Netz Strom (Output)) im Zeitverlauf nicht inflationiert, um vereinfachend die zunehmende Gleichzeitigkeit bei Windausbau und das damit real rückläufige Preisniveau abzubilden.

Die geplanten Umlagen und Netzentgelte folgen vereinfachend der Systematik, in dem die Unterschiedsbeträge zwischen dem o. g. Endkundenpreis (netto) und dem o. g. Commodity Preis (netto) multipliziert mit der geplanten jeweiligen Absatzmenge angesetzt und entsprechend inflationiert werden.

9.2.2.2 Wärme

Wie in nachfolgender Tabelle abgebildet, wird die Gesamtheit des Erzeugungspotenzials vermarktet.

Mengenbilanz Wärme (in KWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ZZSE Speicherelektrolyseur	0	0	0	0	0	0	0	1.100.000
BR-Zelle (Rückverstromung) mit ZZSE (Wärme)	0	0	0	0	0	0	0	900.000
Saisonaler Erdspeicher	0	0	0	0	0	0	0	7.500.000
Große Wärmepumpe (Luft-WP)	0	0	0	0	0	0	0	18.000.000
Solarthermie - Freifläche	0	0	0	0	0	0	0	2.500.000
Abwärme (WP für Netz) (Wasser-Wasser WP)	0	0	0	0	0	0	0	4.000.000
Booster WP	0	0	0	0	0	0	0	6.400.000
Erzeugungspotential in kWh	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**40.400.000**
HH Wärme (Output)	0	0	0	0	0	0	0	14.082.243
Ind. Wärme (Output)	0	0	0	0	0	0	0	17.100.000
Wärmeverluste 70 Grad-Netz	0	0	0	0	0	0	0	2.182.757
Wärme an Sole Wpen (Output)	0	0	0	0	0	0	0	7.000.000
Wärmeverluste 10 Grad-Netz	0	0	0	0	0	0	0	35.000
Vermarktung	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**40.400.000**

Mengenbilanz Wärme (in KWh)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ZZSE Speicherelektrolyseur	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
BR-Zelle (Rückverstromung) mit ZZSE (Wärme)	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000
Saisonaler Erdspeicher	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000
Große Wärmepumpe (Luft-WP)	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000
Solarthermie - Freifläche	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
Abwärme (WP für Netz) (Wasser-Wasser WP)	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000
Booster WP	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000
Erzeugungspotential in kWh	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**
HH Wärme (Output)	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243
Ind. Wärme (Output)	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000
Wärmeverluste 70 Grad-Netz	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757
Wärme an Sole Wpen (Output)	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000
Wärmeverluste 10 Grad-Netz	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Vermarktung	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**

Mengenbilanz Wärme (in KWh)	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
ZZSE Speicherelektrolyseur	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000
BR-Zelle (Rückverstromung) mit ZZSE (Wärme)	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000
Saisonaler Erdspeicher	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000	7.500.000
Große Wärmepumpe (Luft-WP)	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000	18.000.000
Solarthermie - Freifläche	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000	2.500.000
Abwärme (WP für Netz) (Wasser-Wasser WP)	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000
Booster WP	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000	6.400.000
Erzeugungspotential in kWh	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**
HH Wärme (Output)	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243	14.082.243
Ind. Wärme (Output)	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000	17.100.000
Wärmeverluste 70 Grad-Netz	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757	2.182.757
Wärme an Sole Wpen (Output)	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000
Wärmeverluste 10 Grad-Netz	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Vermarktung	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**	**40.400.000**

Tabelle 13: Planung Mengenbilanz Wärme

Daneben werden Wärmeverluste i. H. v. 7 % beim 70-Grad-Netz und Wärmeverluste i. H. v. 0,5 % beim 10-Grad-Netz bezogen auf das jeweilige Vermarktungspotenzial berücksichtigt.

Für die Planung der Umsatzerlöse für die Wärme wurden folgende Preise in ct/kWh mit Stand 2023 unterstellt:

Preise in ct/kWh	Endkundenpreis (netto)
HH Wärme (Output)	14,0
Ind. Wärme (Output)	11,0
Wärme an Sole Wpen (Output)	6,0

Tabelle 14: Planung Preise Wärme

Die Bürger von Birkenfeld können nach derzeitigem Planungsstand Wärme zum Preis von 17 ct/kWh (brutto) beziehen. Dies entspricht den aktuellen, in anderen Gemeinden gängigen Preisniveaus für derartige Projekte. Die Energiepreise in smartes Birkenfeld sind jedoch als langfristig stabil und weitestgehend unabhängig von internationalen Konfliktszenarien und Preissprüngen anzusehen.

Die geplanten Preise folgen grundsätzlich der in Kapitel 9.2.1 genannten Preissteigerungsrate.

9.2.2.3 Wasserstoff

Wie in nachfolgender Tabelle abgebildet, wird ab dem Jahr 2023 die Hälfte des Erzeugungspotenzials vermarktet, während die andere Hälfte für die Brennstoffzelle (Rückverstromung Wasserstoff) weitergenutzt wird. Darüber hinaus birgt smartes Birkenfeld das Potenzial, weitere Energiedienstleistungen zu vermarkten. Man denke an den Verkauf von Wasserstoff bzw. von H2-basierten Treibstoffen für die Mobilität, das Angebot für Netzbetreiber Systemdienstleistungen zu erbringen, der Industrie Flexibilitäten anzubieten oder das aufgebaute Know-How zu vermarkten.

Mengenbilanz Wasserstoff (in KWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ZZSE Speicherelektrolyseur	0	0	0	0	0	3.976.000	3.976.000	3.976.000
Erzeugungspotential in kWh	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**
HH Wasserstoff (Output)	0	0	0	0	0	3.976.000	3.976.000	1.988.000
Vermarktung	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3.976.000**	**3.976.000**	**1.988.000**
BR-Zelle (Rückverstromung) mit ZZSE (Wasserstoff)	0	0	0	0	0	0	0	1.988.000
interne Weiternutzung	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1.988.000**

Mengenbilanz Wasserstoff (in KWh)	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
ZZSE Speicherelektrolyseur	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000
Erzeugungspotential in kWh	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**
HH Wasserstoff (Output)	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000
Vermarktung	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**
BR-Zelle (Rückverstromung) mit ZZSE (Wasserstoff)	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000
interne Weiternutzung	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**

Mengenbilanz Wasserstoff (in KWh)	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
ZZSE Speicherelektrolyseur	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000	3.976.000
Erzeugungspotential in kWh	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**	**3.976.000**
HH Wasserstoff (Output)	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000
Vermarktung	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**
BR-Zelle (Rückverstromung) mit ZZSE (Wasserstoff)	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000	1.988.000
interne Weiternutzung	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**	**1.988.000**

Tabelle 15: Planung Mengenbilanz Wasserstroff

Für die Planung der Umsatzerlöse wurden folgende Preise in ct/kWh mit Stand 2023 unterstellt:

Preise in ct/kWh	Endkundenpreis (netto)
HH Wasserstoff (Output)	15,0

Tabelle 16: Planung Preise Wasserstroff

Die geplanten Preise folgen nicht der in Kapitel 9.2.1 genannten Preissteigerungsrate. Die Preisannahmen für die Wasserstofferlöse werden im Zeitverlauf nicht inflationiert, um vereinfachend sinkende reale Produktionskosten abzubilden. Hier ist eine Vermarktung langfristig zu 18 ct/kWh (brutto) eingeplant.

9.2.3 Sonstige betriebliche Erträge

Unter den sonstigen betrieblichen Erträgen sind alle regelmäßig auftretenden Erträge anzusetzen, sofern es für sie keine besonderen Ertragsposten gibt und diese nicht in den Umsatzerlösen enthalten sind.

Vorliegend werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen hauptsächlich die Auflösungen der Sonderposten für die geplanten Förderungen (vgl. hierzu die Angaben in Kapitel 4) angesetzt. Die Planung erfolgt hierbei ab Inbetriebnahme, unterteilt nach den jeweiligen Erzeugungseinheiten, Wärmenetz und Hausanschlussleitungen, innerhalb der geplanten, wirtschaftlichen Nutzungsdauer.

Daneben werden auch die Auflösungen der Sonderposten für die Kundenbeiträge für das Wärmenetz und die Hausanschlussleitungen ab Inbetriebnahme innerhalb der geplanten, wirtschaftlichen Nutzungsdauer vereinfachend hier mit eingeplant.

Die konkreten Annahmen zur Ermittlung der Sonderposten werden im Kapitel 9.3.5. genauer erläutert.

9.2.4 Materialaufwand

Über die der Umsatzplanung zugrunde liegenden Mengengerüste wird die Menge der zu beschaffenden Rohstoffe ermittelt. Im vorliegenden Fall werden für das Biomasse-BHKW der Bezug von Holzhackschnitzel (Preis 0,952 ct/kWh Stand in 2023) und für die Biogasanlage der Güllebezug (Preis 6,679 ct/kWh Stand in 2023) unter Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerungsrate verarbeitet.

Daneben wird der geplante Stromnetzbezug mit 11 ct/kWh (Stand in 2023) eingeplant und unter Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerungsrate angesetzt.

Die Umlagen und Netzentgelte für Strom wurden abgeschätzt (vgl. Kapitel 9.2.2.1.) angesetzt und sind wirtschaftlich ein durchlaufender Posten.

9.2.5 OPEX

Die OPEX werden als ein Verdichtungspunkt der betrieblichen Aufwendungen, die nicht in anderen einzelnen Aufwandspositionen verarbeitet wurden, pauschal geplant. Die geplanten OPEX (Operational Expenditures) wurden aufgrund der in Kapital 4 dargestellten Annahmen ermittelt. Sie ermitteln sich jeweils in Abhängigkeit (in %) zu den jährlichen, unterstellten CAPEX (Capital Expenditures) für jede geplante Anlage (Erzeugungseinheiten, Wärmenetz und Hausanschlussleitungen).

Daneben werden ab dem Jahr 2027 sog. Kosten der Gesellschaft (laufenden Kosten wie Jahresabschluss, Steuerdeklaration, Geschäftsführung, Verwaltung, usw.) i. H. v. 250 T€, Rückstellungszuführungen für Rückbau (Windkraft) i. H. v. 112,5 T€ und Landpachtkosten i. H. v. 765 T€ eingeplant.

9.2.6 Abschreibungen

Abschreibungen sind ihrer Natur nach in Abstimmung mit der Planung des Anlagevermögens sowie den üblichen und rechtlich vorgegebenen Rahmenbedingungen zu planen. Grundsätzlich baut die vorliegende Planung der zukünftigen Abschreibungen auf der jeweiligen Hochrechnung der Gesamtinvestition je Erzeugungseinheit, Wärmenetz und Hausanschlussleitung auf und wird gleichmäßig innerhalb auf die jeweilige unterstellte, wirtschaftliche Nutzungsdauer (lineare Abschreibung) ab Inbetriebnahme eingeplant.

Die Nutzungsdauern wurden für das Wärmenetz mit 40 Jahren, für den Eisspeicher mit 25 Jahren und für die Erzeugungseinheiten mit 20 Jahren angenommen.

9.2.7 Finanzergebnis

Die Prognose des Zinsaufwandes basiert neben der geplanten Fremdkapitalaufnahme auf einer Einschätzung der zukünftig zu erwartenden Kreditkonditionen (Zins- und Tilgungsplanung). Hierbei werden bei einer 15-jährigen Tilgungslaufzeit der jeweiligen Darlehen mit entsprechender Zinsbindung Fremdkapitalzinsen i. H. v. 4,75 % unterstellt.

9.2.8 Steuern

Zur Ermittlung der zukünftigen Steuern vom Einkommen und Ertrag werden die Vorschriften des herrschenden Steuersystems auf die ermittelte Bemessungsgrundlage angewendet. Es wurde Körperschaftsteuer (15 % zzgl. Solidaritätszuschlag) und Gewerbesteuer (Hebesatz 330 %) geplant. Daneben wurden gewerbesteuerliche Hinzurechnungen für die Zinsen und Pachten verarbeitet und hinsichtlich der anfänglich entstehenden Verlustvorträge die Regelungen für die Mindestbesteuerung berücksichtigt.

9.3 Bilanzplanung

9.3.1 Übersicht

Grundlage für die Planung ist die Übernahme der Prämissen aus Kapitel 4 je Planungsposition (Erzeugungseinheit, Wärmenetz und Hausanschlussleitung). Die voraussichtliche zukünftige Entwicklung der Bilanz wird nachfolgend dargestellt.

[T€]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Anlagevermögen	0	25.740	51.480	87.893	101.793	108.483	144.137	137.054
Sachanlagen	0	25.740	51.480	87.893	101.793	108.483	144.137	137.054
Umlaufvermögen	0	8.000	7.073	5.220	6.054	5.913	6.234	7.515
Forderungen u. sonstige VG	0	0	0	0	2.486	2.930	3.358	4.153
Bankguthaben	0	8.000	7.073	5.220	3.568	2.984	2.876	3.362
Bilanzsumme	0	33.740	58.553	93.113	107.847	114.396	150.371	144.570
Eigenkapital	0	13.148	17.369	22.799	26.345	28.198	36.382	37.592
SoPo für Investitionszuschüsse	0	0	0	3.104	12.576	19.163	37.336	35.933
Rückstellungen	0	0	0	0	113	225	338	450
Verbindlichkeiten	0	20.592	41.184	67.210	68.814	66.810	76.315	70.595
davon Bankdarlehen	0	20.592	41.184	67.210	67.788	65.383	74.563	68.682
Bilanzsumme	0	33.740	58.553	93.113	107.847	114.396	150.371	144.570
Eigenkapitalquote		38,97%	29,66%	24,48%	24,43%	24,65%	24,20%	26,00%

[T€]	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Anlagevermögen	129.972	122.889	115.807	108.724	101.642	94.559	87.477	80.394
Sachanlagen	129.972	122.889	115.807	108.724	101.642	94.559	87.477	80.394
Umlaufvermögen	8.981	9.332	9.396	9.461	9.527	9.595	9.664	9.734
Forderungen u. sonstige VG	4.241	4.332	4.396	4.461	4.527	4.595	4.664	4.734
Bankguthaben	4.740	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Bilanzsumme	138.953	132.221	125.202	118.185	111.169	104.154	97.140	90.128
Eigenkapital	39.102	39.495	39.625	39.756	39.888	40.020	40.154	40.288
SoPo für Investitionszuschüsse	34.529	33.126	31.722	30.319	28.915	27.511	26.108	24.704
Rückstellungen	563	675	788	900	1.013	1.125	1.238	1.350
Verbindlichkeiten	64.759	58.925	53.068	47.210	41.353	35.497	29.641	23.786
davon Bankdarlehen	62.802	56.922	51.042	45.161	39.281	33.401	27.520	21.640
Bilanzsumme	138.953	132.221	125.202	118.185	111.169	104.154	97.140	90.128
Eigenkapitalquote	28,14%	29,87%	31,65%	33,64%	35,88%	38,42%	41,34%	44,70%

[T€]	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Anlagevermögen	73.312	66.229	59.146	52.064	44.981	37.899	30.816
Sachanlagen	73.312	66.229	59.146	52.064	44.981	37.899	30.816
Umlaufvermögen	9.806	9.879	9.954	10.030	10.108	10.187	10.268
Forderungen u. sonstige VG	4.806	4.879	4.954	5.030	5.108	5.187	5.268
Bankguthaben	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Bilanzsumme	83.117	76.108	69.100	62.094	55.089	48.086	41.084
Eigenkapital	40.423	40.559	40.697	36.554	32.012	27.472	21.733
SoPo für Investitionszuschüsse	23.301	21.897	20.494	19.090	17.687	16.283	14.880
Rückstellungen	1.463	1.575	1.688	1.800	1.913	2.025	2.138
Verbindlichkeiten	17.931	12.076	6.222	4.649	3.477	2.306	2.334
davon Bankdarlehen	15.760	9.879	3.999	2.399	1.200	0	0
Bilanzsumme	83.117	76.108	69.100	62.094	55.089	48.086	41.084
Eigenkapitalquote	48,63%	53,29%	58,90%	58,87%	58,11%	57,13%	52,90%

Tabelle 17: Bilanzplanung

9.3.2 Anlagevermögen

Die Planung des Anlagevermögens baut auf den Informationen zur unterstellten Inbetriebnahme und unterstellten Baujahren sowie der geplanten Abschreibungen der einzelnen Anlagen auf (vgl. hierzu entsprechenden Ausführungen in der Cashflow-Planung). Dabei werden vereinfachend Anlagen im Bau innerhalb des unterstellten Bauzeitraumes sukzessive aktiviert.

9.3.3 Working Capital

Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen werden bezogen auf den Umsatz ermittelt. Hierbei wurde eine Forderungsquote i. H. v. rd. 20 % unterstellt. Dies entspricht einem Zahlungsziel von 2 Monaten zzgl. der Umsatzsteuer.

Die liquiden Mittel werden grundsätzlich bis zum Jahr 2030 als Residualgröße aus der Bilanz- und Ertragsplanung ermittelt und die geplanten Jahresüberschüsse zur Sicherung einer notwendigen Arbeitsliquidität thesauriert. Ab dem 2031 wird für die weitere Planung des operativen Betriebs eine Arbeitsliquidität i. H. v. 5.000 T€ angenommen und der überschüssige Bestand an liquiden Mitteln ausgeschüttet.

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen werden bezogen auf den Materialaufwand und den OPEX ermittelt. Hierbei wurde analog zu den Forderungen eine Verbindlichkeitenquote i. H. v. rd. 20 % unterstellt.

9.3.4 Eigenkapital

Die Planung des Eigenkapitals berücksichtigt neben der Ergebnisverwendung durch Ausschüttung bzw. Thesaurierung von aufgelaufenen Gewinnen und Einlagen bzw. Kapitalauskehrungen an die Gesellschafter.

9.3.5 Sonderposten für Investitionszuschüsse

Bei bestimmten Anlagen werden die in Kapitel 4 genannten Förderungen eingeplant. Der Ansatz und die sukzessive ertragswirksame Auflösung erfolgt hierbei jeweils ab Inbetriebnahme über die geplante, wirtschaftliche Nutzungsdauer der bezuschussten Anlage.

Daneben werden auch Sonderposten für die Kundenbeiträge bezogen auf das Wärmenetz und die Hausanschlussleitungen ab Inbetriebnahme und deren Auflösung innerhalb der geplanten Nutzungsdauer der Anlagen geplant und im Sonderposten für Investitionszuschüsse mit abgebildet.

9.3.6 Rückstellungen

Ab dem Jahr 2027 werden jährlich mit Inbetriebnahme der Windkraftanlagen sukzessive Rückstellungen für den Rückbau der Windkraftanlagen i. H. v. jährlich 112,5 T€ eingeplant, sodass bis zum Jahr 2046 eine unterstellte Gesamtrückstellung i. H. v. 2.250 T€ erreicht wird. Hiermit verbundene Zinseffekte werden aus Wesentlichkeitsgründen vereinfachend nicht abgebildet.

9.3.7 Verzinsliches Fremdkapital

Die Planung der verzinslichen Verbindlichkeiten berücksichtigt die periodengerechte Kreditaufnahme und die -tilgung.

9.4 Cashflow-Planung

9.4.1 Übersicht

[T€]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jahresüberschuss	**0**	**0**	**-927**	**-1.853**	**-37**	**-439**	**100**	**1.210**
+ Abschreibungen	0	0	0	0	4.020	4.770	4.770	7.083
-/+ Erhöhungen / Verminderungen sonstige Aktiva	0	0	0	0	-2.486	-443	-428	-796
+/- Erhöhungen / Verminderungen sonstige Passiva	0	0	0	0	1.138	514	437	273
+/- Zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	0	0	0	0	-5	-305	-305	-1.404
+/- Zinsaufwendungen / Zinserträge	0	0	927	1.853	3.024	3.050	2.942	3.355
= Cash Flow aus lfd. Geschäftstätigkeit	**0**	**0**	**0**	**0**	**5.653**	**7.147**	**7.516**	**9.722**
- Auszahlungen in das Anlagevermögen	0	-25.740	-25.740	-36.413	-17.919	-11.459	-40.424	0
= Cash Flow aus Investitionstätigkeit	**0**	**-25.740**	**-25.740**	**-36.413**	**-17.919**	**-11.459**	**-40.424**	**0**
- Ausschüttungen der Ergebnisse/ Sonstige Entnahmen	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Zuführung zum EK	0	13.148	5.148	7.283	3.584	2.292	8.085	0
-/+ Tilgung / Aufnahme von Fremdkapital	0	20.592	20.592	26.026	578	-2.406	9.180	-5.880
+ Zuführung zu Sonderposten	0	0	0	3.104	9.477	6.893	18.478	0
-/+ Zinsaufwendungen / Zinserträge	0	0	-927	-1.853	-3.024	-3.050	-2.942	-3.355
= Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	**0**	**33.740**	**24.813**	**34.560**	**10.614**	**3.728**	**32.801**	**-9.236**
+ Zahlungswirksame Veränderungen	0	8.000	-927	-1.853	-1.652	-584	-107	486
Liquide Mittel Endbestand	**0**	**8.000**	**7.073**	**5.220**	**3.568**	**2.984**	**2.876**	**3.362**

[T€]	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Jahresüberschuss	**1.510**	**1.609**	**1.828**	**2.101**	**2.376**	**2.653**	**2.931**	**3.211**
+ Abschreibungen	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083
-/+ Erhöhungen / Verminderungen sonstige Aktiva	-88	-91	-64	-65	-66	-68	-69	-70
+/- Erhöhungen / Verminderungen sonstige Passiva	157	159	135	135	136	136	137	137
+/- Zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404
+/- Zinsaufwendungen / Zinserträge	3.091	2.826	2.561	2.297	2.032	1.768	1.503	1.238
= Cash Flow aus lfd. Geschäftstätigkeit	**10.349**	**10.183**	**10.139**	**10.148**	**10.157**	**10.168**	**10.181**	**10.195**
- Auszahlungen in das Anlagevermögen	0	0	0	0	0	0	0	0
= Cash Flow aus Investitionstätigkeit	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
- Ausschüttungen der Ergebnisse/ Sonstige Entnahmen	0	-1.216	-1.698	-1.970	-2.245	-2.520	-2.798	-3.076
+ Zuführung zum EK	0	0	0	0	0	0	0	0
-/+ Tilgung / Aufnahme von Fremdkapital	-5.880	-5.880	-5.880	-5.880	-5.880	-5.880	-5.880	-5.880
+ Zuführung zu Sonderposten	0	0	0	0	0	0	0	0
-/+ Zinsaufwendungen / Zinserträge	-3.091	-2.826	-2.561	-2.297	-2.032	-1.768	-1.503	-1.238
= Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	**-8.971**	**-9.923**	**-10.139**	**-10.148**	**-10.157**	**-10.168**	**-10.181**	**-10.195**
+ Zahlungswirksame Veränderungen	1.378	260	0	0	0	0	0	0
Liquide Mittel Endbestand	**4.740**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**

[T€]	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Jahresüberschuss	**3.492**	**3.775**	**4.060**	**4.346**	**4.489**	**4.619**	**4.752**
+ Abschreibungen	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083	7.083
-/+ Erhöhungen / Verminderungen sonstige Aktiva	-72	-73	-75	-76	-78	-79	-81
+/- Erhöhungen / Verminderungen sonstige Passiva	138	138	139	139	140	141	141
+/- Zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404	-1.404
+/- Zinsaufwendungen / Zinserträge	974	709	445	180	108	54	0
= Cash Flow aus lfd. Geschäftstätigkeit	**10.211**	**10.228**	**10.247**	**10.268**	**10.338**	**10.414**	**10.491**
- Auszahlungen in das Anlagevermögen	0	0	0	0	0	0	0
= Cash Flow aus Investitionstätigkeit	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
- Ausschüttungen der Ergebnisse/ Sonstige Entnahmen	-3.357	-3.639	-3.923	-8.489	-9.030	-9.160	-10.491
+ Zuführung zum EK	0	0	0	0	0	0	0
-/+ Tilgung / Aufnahme von Fremdkapital	-5.880	-5.880	-5.880	-1.600	-1.200	-1.200	0
+ Zuführung zu Sonderposten	0	0	0	0	0	0	0
-/+ Zinsaufwendungen / Zinserträge	-974	-709	-445	-180	-108	-54	0
= Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	**-10.211**	**-10.228**	**-10.247**	**-10.268**	**-10.338**	**-10.414**	**-10.491**
+ Zahlungswirksame Veränderungen	0	0	0	0	0	0	0
Liquide Mittel Endbestand	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**	**5.000**

Tabelle 18: Cashflow-Planung

9.4.2 Investitionen und Finanzierung

Aus dem zugrunde liegenden Konzept wurde der notwendige Investitionsbedarf abgeleitet. Dabei wurden für jede betriebliche Investition die in Kapitel 4 angegebene Möglichkeit der Finanzierung durch öffentliche Fördermittel und Kundenbeiträge (bei Wärmenetz und Hausanschlüsse) berücksichtigt.

Das Investitionsvolumen beläuft sich auf insgesamt 166 Mio. Euro, darunter rd. 158 Mio. Euro für Investitionen in das notwendige Sachanlagevermögen und zusätzlich rd. 8 Mio. Euro für die anlaufende Projektphase und zur Sicherung einer Arbeitsliquidität in einem angemessenen Umfang.

Die Finanzierung erfolgt über Fördermittel von rd. 32 Mio. Euro, Kundenbeiträge von rd. 6 Mio. Euro und Fremdkapital von insgesamt rd. 88 Mio. Euro. Das notwendige Eigenkapital beziffert sich auf rd. 40 Mio. Euro, das im Zeitraum von 2024 bis 2029 eingebracht wird.

9.5 Beurteilung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit an relevanten Maßstäben

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit erfolgt mittels der sog. Nettobarwertmethode (Net Present Value) und dem internen Zinsfuß (Effektivverzinsung).

Der Nettobarwert ergibt sich jeweils aus der Summe der Barwerte der zu kapitalisierenden finanziellen Überschüsse.

Diskontierung finanzielle Überschüsse [T€]	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Finanzielle Überschüsse	**-13.148**	**-5.148**	**-7.283**	**-3.584**	**-2.292**	**-8.085**	**0**	**0**
Basiszinssatz	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%
Marktrisikoprämie v. pers. Steuern	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%
Beta-Faktor (unverschuldet)	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Eigenkapitalquote	100,0%	47,8%	38,3%	34,3%	38,4%	42,5%	44,8%	48,8%
Verschuldungsgrad	0,00	1,09	1,61	1,91	1,61	1,35	1,23	1,05
Beta-Faktor (verschuldet)	0,47	0,84	1,02	1,12	1,02	0,93	0,89	0,83
(Buch-)Wert Fremdkapital	0,0	20.592,0	41.184,0	67.210,0	67.788,3	65.382,7	74.562,8	68.682,5
Wachstumsabschlag	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Kapitalisierungszinssatz	**5,69%**	**8,01%**	**9,13%**	**9,77%**	**9,12%**	**8,58%**	**8,32%**	**7,92%**
Barwertfaktor	0,9462	0,8760	0,8027	0,7313	0,6702	0,6173	0,5699	0,5280
Barwerte Eigenkapital	**-12.440**	**-4.510**	**-5.846**	**-2.621**	**-1.536**	**-4.990**	**0**	**0**
Rollback	**5.421**	**18.878**	**25.539**	**35.152**	**42.169**	**48.306**	**60.533**	**65.566**
Nettobarwert zum 01.01.2024 (Bewertungsstichtag)	**5.421**							

Diskontierung finanzielle Überschüsse [T€]	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Finanzielle Überschüsse	**1.216**	**1.698**	**1.970**	**2.245**	**2.520**	**2.798**	**3.076**	**3.357**
Basiszinssatz	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%
Marktrisikoprämie v. pers. Steuern	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%
Beta-Faktor (unverschuldet)	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Eigenkapitalquote	53,0%	56,8%	60,7%	64,6%	68,6%	72,7%	76,9%	81,4%
Verschuldungsgrad	0,89	0,76	0,65	0,55	0,46	0,38	0,30	0,23
Beta-Faktor (verschuldet)	0,77	0,73	0,69	0,66	0,63	0,60	0,57	0,55
(Buch-)Wert Fremdkapital	62.802,2	56.921,8	51.041,5	45.161,2	39.280,9	33.400,6	27.520,2	21.639,9
Wachstumsabschlag	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Kapitalisierungszinssatz	**7,58%**	**7,31%**	**7,07%**	**6,86%**	**6,67%**	**6,49%**	**6,33%**	**6,18%**
Barwertfaktor	0,4908	0,4574	0,4272	0,3998	0,3748	0,3520	0,3310	0,3118
Barwerte Eigenkapital	**597**	**776**	**842**	**897**	**945**	**985**	**1.018**	**1.047**
Rollback	**70.761**	**74.909**	**78.686**	**82.280**	**85.678**	**88.869**	**91.838**	**94.572**

Diskontierung finanzielle Überschüsse [T€]	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Ewige Rente
Finanzielle Überschüsse	**3.639**	**3.923**	**8.489**	**9.030**	**9.160**	**10.491**	**4.901**
Basiszinssatz	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%	2,75%
Marktrisikoprämie v. pers. Steuern	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%
Beta-Faktor (unverschuldet)	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Eigenkapitalquote	86,0%	90,9%	96,2%	97,6%	98,8%	100,0%	100,0%
Verschuldungsgrad	0,16	0,10	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
Beta-Faktor (verschuldet)	0,53	0,50	0,48	0,48	0,47	0,47	0,47
(Buch-)Wert Fremdkapital	15.759,6	9.879,3	3.999,0	2.399,3	1.199,7	0,0	0,0
Wachstumsabschlag	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Kapitalisierungszinssatz	**6,03%**	**5,90%**	**5,77%**	**5,74%**	**5,71%**	**5,69%**	**5,69%**
Barwertfaktor	0,2940	0,2776	0,2625	0,2482	0,2348	0,2222	3,9065
Barwerte Eigenkapital	**1.070**	**1.089**	**2.228**	**2.242**	**2.151**	**2.331**	**19.147**
Rollback	**97.056**	**99.273**	**101.207**	**98.560**	**95.187**	**91.466**	**86.177**

Tabelle 19: Nettobarwertermittlung

Auf Basis der dargestellten zu diskontierenden finanziellen Überschüsse sowie der Kapitalisierungszinssätze ergibt sich ein Ertragswert bzw. Nettobarwert i. H. v. T€ 5.421, sodass der Kapitalwert größer ist als der initiale Kapitaleinsatz zuzüglich Verzinsung. Daraus ergibt sich, dass die Kooperations-GmbH der klimaneutralen Energieinfrastruktur Birkenfelds wirtschaftlich arbeitet und das Projekt finanziell vorteilhaft ist.

Die durchschnittliche Eigenkapitalrendite liegt mit rd. 7,7 % über den entsprechenden adäquaten Kapitalkosten von durchschnittlich rd. 7,0 % nach Unternehmenssteuern. Das Projekt hat eine durchschnittliche Gesamtkapitalrendite von rd. 6,0 % nach Unternehmenssteuern.

10 Partizipation der Bürgerinnen und Bürger

10.1.1 Vorbemerkung und Überblick über die Möglichkeiten der Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern

Die Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern an Erneuerbaren-Energie-Anlagen spielt schon seit längerem in der ganzen Bunderepublik eine Rolle. Sehr bedeutend ist die Frage der Partizipation der Bürgerinnen und Bürger auch für Birkenfeld. Hier stehen nicht nur einzelne Erneuerbaren-Energie-Anlagen in Rede, sondern es soll mit dem Realisierungskonzept Smartes Birkenfeld ein umfassendes Maßnahmenpaket als Gesamtkonzept zur vorzeitigen Erreichung der Klimaneutralität umgesetzt werden. So sehr einerseits der Wunsch nach Partizipation der Bürgerinnen und Bürger an diesem Gesamtprojekt verständlich ist, so sehr sind den Gestaltungsmöglichkeiten andererseits gerade bei derart komplexen Projekten mit erheblichen Investitionsvolumina auch praktische Grenzen gesetzt. Für Birkenfeld ergeben sich die Grenzen u.a. aus der für die Realisierung und Finanzierung sinnvollsten (gesellschaftsrechtlichen) Zielstruktur und dem Auswahlverfahren zur Suche nach einem strategischen Partner. Zudem sollen – auch wenn das Realisierungskonzept Smartes Birkenfeld für insgesamt wirtschaftlich solide erachtet wird – in Birkenfeld selbstverständlich keine Finanzierungsinstrumente vertrieben werden, mit denen Projektrisiken in unangemessener Weise auf Bürgerinnen und Bürger übertragen werden. Nachfolgend werden die Möglichkeiten von Bürgerbeteiligungen dargestellt und es wird sodann erläutert, welche Formen für das Realisierungskonzept Smartes Birkenfeld grundsätzlich ungeeignet oder geeignet erscheinen. Im Wesentlichen ist zwischen

1. der echten gesellschaftsrechtlichen Beteiligung einzelner Bürgerinnen und Bürger an den Projektgesellschaften,
2. der mittelbaren gesellschaftsrechtlichen Beteiligung einzelner Bürgerinnen und Bürger, regelmäßig durch Bündelung über Bürgergenossenschaften und einer
3. finanziellen Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern als Kapitalgeber

zu unterscheiden.

10.1.2 Echte gesellschaftsrechtliche Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern

Die Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger am Eigenkapital wird typischerweise in den Rechtsformen der eingetragenen Genossenschaft (eG) und der GmbH & Co. KG umgesetzt. Als gesellschaftliche Form der Bürgerbeteiligung bietet sich insbesondere die ohnehin für Projektgesellschaften empfohlene Rechtsform der GmbH & Co. KG an. Diese Rechtsform erlaubt es, die Haftung aller beteiligten Akteure zu beschränken und gleichzeitig die Geschäftsführungsbefugnis auf den oder die Gesellschafter der Komplementär-GmbH zu begrenzen. Auf diese Weise können die Initiatoren der Gesellschaft zusätzliches Eigenkapital in Form von Kommanditanteilen zuführen, ohne ihre Kontrolle über die Geschäftsführung einzubüßen.

Die gesellschaftsrechtliche Beteiligung einzelner Bürgerinnen und Bürger als Gesellschafter von Projektgesellschaften bringt jedoch schon bei kleineren Projekten mitunter Nachteile mit sich. So sind regelmäßig insbesondere die Prospektpflicht, die Prospekthaftung und der Aufwand von Gesellschafterversammlungen zu bedenken.

Im Falle der Zielstruktur für Birkenfeld (siehe zuvor 8.2) muss zudem danach unterschieden werden, ob eine Bürgerbeteiligung an der Kooperationsgesellschaft oder den künftigen einzelnen Projektgesellschaften angestrebt werden soll.

Eine echte gesellschaftsrechtliche Beteiligung an der Kooperationsgesellschaft ist u.a. schon deshalb nicht zu empfehlen, weil das geplante Ausschreibungsverfahren zur Suche nach einem strategischen Partner mit einer noch offenen Option eine Bürgerbeteiligung (dritte noch unbekannte Gesellschafter) praktisch unmöglich gemacht würde und die Kooperationsgesellschaft in der Zielstruktur als GmbH errichtet werden soll. Die Ausschreibung muss zumindest die ausgeschriebene Beteiligung in Höhe von 49% an der Kooperationsgesellschaft mit der Gemeinde Birkenfeld als 51%ige Mehrheitsgesellschafterin klar definieren. Die spätere Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger als weitere Gesellschafter an der einmal im Zielmodell ausgeschriebenen Kooperationsgesellschaft dürfte dann nicht mehr möglich sein. Demgegenüber wäre die echte gesellschaftsrechtliche Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger als Kommanditisten der späteren einzelnen Projektgesellschaften zwar noch eher denkbar. Aber neben den oben beschriebenen allgemeinen Nachteilen ist auch hier zu bedenken, dass die Konstellation in Birkenfeld eine besondere ist. So sollen mit der Suche nach dem strategischen Partner bereits möglichst viele der Einzelprojekte des Gesamtkonzepts zur Erledigung durch den strategischen Partner in einem einzigen Verfahren ausgeschrieben werden, sodass auch bei den Projekttochtergesellschaften eine vom Zielmodell abweichende Gesellschafterstruktur nachteilig ist. Anders als in den meisten Fällen klassischer Bürgerbeteiligungen geht es hier grundsätzlich immer um die Umsetzung des Gesamtkonzepts. Die Bürgerinnen und Bürger könnten als Kommanditisten der einzelnen Projektgesellschaften grundsätzlich auch „nur“ die Beteiligung an einem oder mehreren dieser Einzelprojekte erreichen und würden im Falle des Scheiterns der einzelnen Projektgesellschaft zumindest voll mit ihrer Kommanditeinlage haften.

10.1.3 Mittelbare gesellschaftsrechtliche Beteiligung durch Bündelung über eine Bürgergenossenschaft

Die mittelbare gesellschaftsrechtliche Bürgerbeteiligung, bei der Anstelle der einzelnen Bürger eine Bürgergenossenschaft Gesellschafterin der Projektgesellschaften wird, ist eine Variante, die gegenüber der direkten gesellschaftsrechtlichen Beteiligung einzelner Bürgerinnen und Bürger durchaus Vorteile bringt und die sich häufig auch praktisch gut umsetzen lässt.

Dabei wird die Genossenschaft als Kommanditist an der Projekt GmbH & Co. KG beteiligt und partizipiert an den Gewinnen, zugleich hat ihr Vorstand ein – je nach Beteiligung der Genossenschaft – gewichtetes Mitsprache- und Stimmrecht. Der Entscheidungsprozess der Genossenschaftsmitglieder findet in der Genossenschaft statt. Gleichzeitig entsteht in der Projektgesellschaft kein unverhältnismäßiger Aufwand bei der Entscheidungsfindung, weil alle Bürgerinnen und Bürger mit einer Stimme und als ein Gesellschafter in der Projektgesellschaft sprechen. Derartige Beteiligungen lassen sich zudem grundsätzlich so ausgestalten, dass keine Prospektpflicht besteht. Dieses Bürgerbeteiligungsmodell eignet sich besonders, wenn vor Ort in der Kommune bereits eine Bürgergenossenschaft besteht.

Gleichwohl sich eine mittelbare gesellschaftsrechtliche Beteiligung durch Bündelung über eine Bürgergenossenschaft grundsätzlich besser umsetzen lässt als die direkte gesellschaftsrechtliche Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern, so ist auch dieses Bürgerbeteiligungsmodell im Ergebnis für Birkenfeld nicht zu empfehlen. Letztlich sprechen, trotz gewisser Erleichterungen, was z.B. die Prospektpflicht anbelangt, die gleichen Gründe gegen die mittelbare – wie gegen die unmittelbare

Beteiligung. Eine Beteiligung der Bürgergenossenschaft an der Kooperationsgesellschaft ist insbesondere vor dem Hintergrund des Verfahrens zur Suche nach dem strategischen Partner problematisch. Weiterhin würde auch mit der mittelbaren Beteiligung an den einzelnen Projektgesellschaften keine Umsetzung des Gesamtkonzepts befördert und keine Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger am Gesamtkonzept erreicht.

10.1.4 Finanzielle Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern als Kapitalgeber

Sehr häufig beschränkt sich die Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern auf eine finanzielle Beteiligung, in der sie als an den Projekten interessierte Kapitalgeber auftreten. Die finanzielle Beteiligung ist besonders dann für alle Beteiligten attraktiv, wenn ein Projekt konzeptionell ausgereift ist, es schon starke Akteure für die Projektumsetzung gibt und die Bürgerinnen und Bürger keinen besonderen Bedarf an Mitsprachemöglichkeiten in der Projektgesellschaft sehen, sondern mit einem finanziellen Ertrag für ihr Kapital zufrieden sind, bei dem sie davon ausgehen können, dass damit zugleich ein sinnvolles Projekt in ihrer Gemeinde befördert wird.

Bei der finanziellen Bürgerbeteiligung gibt es zahlreiche Finanzierungsinstrumente, von denen die wichtigsten im Folgenden kurz überblicksartig dargestellt werden sollen. Grundsätzlich lassen sich alle nachfolgend genannten Finanzierungsinstrumente mit mehr oder weniger Aufwand später noch in die Struktur des in diesem Abschlussbericht vorgeschlagenen Zielmodells integrieren, ohne dass es dafür substanzieller Eingriffe bedarf.

- Bei einem partiarischen Darlehen handelt es sich um ein Darlehen mit gewinnabhängigem Zins. Bei dem partiarischen Darlehen handelt sich um eine Vermögensanlage nach § 1 Abs. 2 Nr. 3 VermAnlG.
- Bei einem Nachrangdarlehen handelt es sich um ein vom Bürger gewährtes Darlehen, das bei einer Insolvenz der Gesellschaft nachrangig bedient wird. Die Rückzahlung erfolgt normalerweise am Ende der Laufzeit zum Nennwert. Auch das Nachrangdarlehen ist gem. § 1 Abs. 2 Nr. 4 VermAnlG Vermögensanlage.
- Ähnlich wie ein Nachrangdarlehen sind Genussrechte und stille Beteiligungen rechtlich Vermögensanlagen nach dem VermAnlG, die dem Anleger eine rein vertragliche Position einräumen, die eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung simuliert. Während Genussrechte als solche nicht rechtlich definiert sind, findet sich die sogenannte stille Beteiligung im Handelsgesetzbuch. Dabei leistet der stille Gesellschafter eine Einlage für das Unternehmen, um im Gegenzug am Gewinn beteiligt zu werden. Grundsätzlich kann der Kapitalgeber auch bis zur Höhe seiner Einlage am Verlust beteiligt werden, dies wird allerdings regelmäßig vertraglich ausgeschlossen. Die Rahmenbedingungen ergeben sich aus den §§ 230 ff. HGB. Die Rückzahlung erfolgt am Ende der Laufzeit zum Nennwert.
- Inhaberschuldverschreibungen werden von Emittenten ausgegeben, um Kapital zu generieren. Erwirbt ein Anleger eine Inhaberschuldverschreibung, so stellt er dem Emittenten einen festgelegten Nennwert für einen klar definierten Zeitraum zur Verfügung. Die Regelungsgrundlage für Inhaberschuldverschreibungen ergibt sich aus § 793 BGB; § 2 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) Wertpapierhandelsgesetz (WpHG). Es handelt sich wie bei den (nachfolgenden) Genussrechten um Wertpapiere, so dass sich eine Prospektpflicht in diesem Falle aus der EU-Prospektverordnung in Verbindung mit dem deutschen Wertpapierprospektgesetz (WpPG) ergibt.
- Auch die Genussscheine (verbriefte Genussrechte), die ein verbrieftes Recht auf Gewinnbeteiligung beinhalten, sind Wertpapiere gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) WpHG und unterfallen der EU-

Prospektverordnung. Ein Genussschein beteiligt die Wertpapierinhaber an Unternehmensgewinnen. Sie verfügen jedoch nicht über Eigentümerrechte. Genussscheine können, wie Genussrechte relativ frei gestaltet werden

- Bei der mittelbaren Fremdkapitalbeteiligung (Sparbrief) nimmt die Kooperationsgesellschaft oder Projektgesellschaft einen Bankkredit auf, der über eine festverzinsliche Bankanleihe (sog. Sparbrief) refinanziert wird. Dadurch wird die Umsetzung der Beteiligung auf die Bank verlagert, die auch Vertragspartner der Bürgerinnen und Bürger wird, und macht sich deren Vertriebswege und branchenspezifischen Fachkenntnisse zunutze. Zudem sind Bankanleihen mit Finanzierungsvolumina unter bestimmten Schwellenwerten nach WpPG von der Prospektpflicht für Wertpapiere ausgenommen. Die Bank behält für diese Leistungen eine Marge ein, regelmäßig besteht aber auch ein geringes Risiko (z.T. Absicherung über Einlagensicherungsfonds). Diese „Auslagerung“ an Bank ist häufig sehr attraktiv, weil es den Aufwand vermeidet, den die Umsetzung einer „echten“ Bürgerbeteiligung kostet. Zudem bieten einige Banken mittlerweile Beteiligungsmodelle an, bei denen die Emission der Bankanleihe über das Unternehmen erfolgt (hier z.B. über die Kooperationsgesellschaft oder die einzelnen Projektgesellschaften). Die Unternehmen können die Bürgerinnen und Bürger dann zudem über Bonusleistungen an eventuellen Überschüssen aus den finanzierten Projekten beteiligen.

Die konstruktiv am einfachsten in dem komplexen Zielmodell des Realisierungskonzepts umzusetzende finanzielle Bürgerbeteiligung dürfte die zuletzt beschriebene mittelbare Fremdkapitalbeteiligung, d.h. der sog. „Sparbrief“ sein. Hier können die Gemeinde bzw. Gemeindewerke Birkenfeld gemeinsam mit dem Kooperationspartner später in der konkreten Umsetzung des Zielmodells und/oder der Einzelprojekte gemeinsam mit einer geeigneten Bank den Sparbrief auflegen oder eine entsprechend über die Bank organisierte Unternehmensanleihe herausgegeben. Die Verzinsung auf das durch die Bürgerinnen und Bürger eingezahlte Kapital hängt von den konkreten Konditionen der Bank- bzw. “Unternehmensanleihe” ab.

11 Roadmap

Die Darstellung der Roadmap beginnt ausgehend vom Beschluss des Gemeinderates vom 20.02.2024:

Zeitplan	Maßnahme / Meilenstein
02 / 2024	Beschluss des Gemeinderates vom 20.02.2024 zum Realisierungskonzept, der Ausschreibung und Gründung der Kooperationsgesellschaft
02 / 2024	Anzeige des Beschlusses zu Gesellschaftsgründung bei der Kommunalaufsicht gem. § 108 GO BW
02 – 03 / 2024	Nach Freigabe der Kommunalaufsicht Gründung der Kooperationsgesellschaft als 100% des Eigenbetriebs / der Gemeinde Birkenfeld (Notar)
02 – 03 / 2024	EU-weite Bekanntmachung „Suche nach strategischem Partner und Leistungen für das Realisierungskonzept“ im offenen Verfahren und Durchführung Ausschreibungsverfahren
03 – 05 / 2024	Abschluss des Ausschreibungsverfahrens durch Zuschlag nach Gemeinderatsbeschluss
04 – 05 / 2024	Beteiligung des Partners an der Kooperationsgesellschaft
Zeitplan geplante Fertigstellung	*Im Folgenden weitere Darstellung gemäß technischer Konzeption*
2027	Windkraft
2027	Freiflächen-PV
2030	Biomasse-BHKW
2027	Biogas-Stromerzeugung
2030	Solarthermie - Freifläche
2030	Geothermie
2030	Wasserstoff: Zink-Zwischenschritt-Elektrolyseur
2030	Brennstoffzelle
2030	Saisonaler Erdspeicher
2030	Eisspeicher
2030	Wärmepumpen
2030	Klassisches Fernwärmenetz
2030	Kaltes Fernwärmenetz

Hinweis: Im vorstehend vorgeschlagenen Terminplan kann es insbesondere abhängig vom Verlauf der kommunalaufsichtsrechtlichen Prüfung und des Verlaufs des Ausschreibungsverfahrens zu Änderungen und Anpassungen sowie notwendigen Beschlussfassungen des Gemeinderates kommen.