



# Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen

LANUV-Fachbericht 62





**Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen**

**LANUV-Fachbericht 62**

Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen

Recklinghausen 2016

## IMPRESSUM

Herausgeber	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) Leibnizstraße 10, 45659 Recklinghausen Telefon 02361 305-0, Telefax 02361 305-3215 E-Mail: poststelle@lanuv.nrw.de
	Der Fachbericht 62 entspricht im Wesentlichen dem Abschlussbericht einer Studie, die im Auftrag des LANUV in Abstimmung mit dem MKULNV erstellt wurde.
Bearbeitung	Dr.-Ing. Stefan P. Schmidt (Projektleiter), Robert Achatz, Stefan Kissauer, Lahmeyer Hydroprojekt GmbH, Regionalbereich Mitte, Rießnerstraße 18, 99427 Weimar Tobias Friedrich, Heinz-Jörg Benning, DMT GmbH & Co.KG, Am Technologiepark 1, 45307 Essen Norbert Krzikalla, Dominic Nailis, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Alfonsstraße 44, 52070 Aachen
Projektbetreuung/Redaktion	Niklas Raffalski, Christina Seidenstücker, Antje Kruse, Dr. Barbara Köllner (LANUV)
Titelbild	Trianel GmbH
ISSN	1864-3930 (Print), 2197-7690 (Internet), LANUV-Fachberichte
Informationsdienste	Informationen und Daten aus NRW zu Natur, Umwelt und Verbraucherschutz unter • <a href="http://www.lanuv.nrw.de">www.lanuv.nrw.de</a> Aktuelle Luftqualitätswerte zusätzlich im • WDR-Videotext Tafeln 177 bis 179
Bereitschaftsdienst	Nachrichtenbereitschaftszentrale des LANUV (24-Std.-Dienst) Telefon 0201 714488

## Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

Die Energiewende schreitet weiter voran, der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung nimmt stetig zu. Auch in Zukunft wird vor allem die Bedeutung von Wind- und Solarenergie weiter steigen. Die „Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW“ des LANUV hat hierfür bereits Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung der einzelnen Erneuerbaren Energien in Nordrhein-Westfalen aufgezeigt.

Doch der wachsende Anteil regenerativer Energien bedeutet auch eine Herausforderung für die Versorgungsnetze: Einerseits kann es vorkommen, dass das Stromnetz an besonders windstarken Tagen die gesamte Menge der erzeugten Windenergie nicht mehr vollständig aufnehmen kann und somit Anlagen abgeregelt werden müssen. Andererseits muss auch in einem zukünftigen Strommarktdesign die Versorgungssicherheit in Zeiten gewährleistet sein, in denen die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien die Nachfrage nicht deckt.

Im Rahmen der Energiewende ist es daher von großer Bedeutung, dass zeitlich auftretende Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ausgeglichen werden können. Dafür muss die Flexibilität des gesamten Systems gesteigert werden. Eine Möglichkeit hierzu ist der verstärkte Einsatz von Energiespeichern, zum Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken.

Pumpspeicherkraftwerke sind in Deutschland bereits seit vielen Jahrzehnten erprobt und erreichen im Vergleich zu anderen Speichertechnologien im größeren Maßstab die höchsten Wirkungsgrade.

Der Bau eines Pumpspeicherkraftwerks ist in der Regel mit erheblichen Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden. Die vorliegende Studie hat daher bei den Anforderungen an mögliche Standorte in Nordrhein-Westfalen und bei deren Bewertung neben den technischen Voraussetzungen zahlreiche Kriterien aus Umwelt- und Naturschutz herangezogen. Ziel war es dabei, potenziell geeignete Standorte für Pumpspeicherkraftwerke im Land zu finden, die zudem eine möglichst geringe Konflikintensität aufweisen.

Die Ergebnisse zeigen, dass in Nordrhein-Westfalen insgesamt ein großes Potenzial für den Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten vorhanden ist. Im Rahmen von konkreten Planungen wird es dabei in Zukunft vor allem wichtig sein, einen Ausgleich zwischen den Erfordernissen der Energiewende und den Belangen von Natur- und Umweltschutz sowie den Interessen der betroffenen Menschen vor Ort zu erreichen.

Ich bedanke mich bei allen Beteiligten, die die Erstellung dieser Studie mit ihrem Fachwissen unterstützt haben und wünsche eine informative Lektüre.

Ihr



Dr. Thomas Delschen  
Präsident des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz  
Nordrhein-Westfalen

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>7</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>9</b>
<b>Anlagenverzeichnis .....</b>	<b>11</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis und Einheiten .....</b>	<b>12</b>
<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>13</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>18</b>
<b>2 Grundlagen von Pumpspeicherkraftwerken .....</b>	<b>20</b>
2.1 Bestand an Pumpspeicherkraftwerken .....	20
2.2 Geplante Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und Nordrhein-Westfalen .....	22
2.3 Funktionsweise und wesentliche Komponenten von Pumpspeicherkraftwerken .....	24
2.3.1 Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken .....	24
2.3.2 Bauliche Anlagen und elektromechanische Ausrüstung von Pumpspeicherkraftwerken .....	24
2.4 Standortanforderungen eines Pumpspeicherkraftwerkes.....	30
2.5 Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken für die Stromversorgung .....	32
2.5.1 Lastausgleich .....	32
2.5.2 Regelenergie.....	33
2.5.3 Blindleistungsregelung.....	34
2.5.4 Schwarzstartfähigkeit.....	34
2.5.5 Derzeitige und zukünftige Hauptaufgaben von Pumpspeicherkraftwerken.....	35
2.6 Energierrechtliche Grundlagen .....	35
2.7 Energiewirtschaftliche Grundlagen .....	37
2.7.1 Spotmarkt.....	37
2.7.2 Intraday-Markt.....	39
2.7.3 Regelenergiemarkt.....	40
2.7.4 Räumliche Positionierung neuer Pumpspeicherkraftwerke .....	42
2.8.1 Planungs- und Umweltrechtliche Grundlagen .....	43
2.8.2 Verträglichkeit von Pumpspeicherkraftwerken mit Schutzziele und weiteren Nutzungsansprüchen .....	44
<b>3 Methodik der Potenzialanalyse .....</b>	<b>47</b>
3.1 Kraftwerkskonzept der Studie .....	47
3.2 Datengrundlagen .....	48
3.3 Vorgaben für die Standortidentifikation und -bewertung .....	49
3.3.1 Mindestanforderungen .....	49

3.3.2	Ausschlusskriterien .....	50
3.3.3	Bewertungskriterien und zugehörige Indikatoren .....	56
3.4	Methodik für die Standortsuche und -bewertung .....	69
3.4.1	Topographische Analyse .....	69
3.4.2	Anwendung Ausschlusskriterien .....	73
3.4.3	Ermittlung Konfliktpotenzial .....	75
3.4.4	Standortidentifikation .....	79
3.4.5	Anpassungen der Vorgaben für die Standortsuche im Regierungsbezirk Köln .....	85
3.4.6	Standortbewertung.....	86
<b>4</b>	<b>Standorte an bestehenden Talsperren .....</b>	<b>93</b>
4.1	Vorauswahl geeigneter Talsperren.....	93
4.2	Identifikation möglicher Gegenbecken.....	96
4.3	Bewertung hinsichtlich Realisierbarkeit .....	98
4.3.1	Biggetalsperre .....	98
4.3.2	Rurtalsperre .....	98
4.3.3	Oestertalsperre .....	99
4.3.4	Stauanlage Ahausen.....	99
4.3.5	Glingebrachtalsperre.....	100
<b>5</b>	<b>Ergebnisse der Potenzialanalyse.....</b>	<b>104</b>
5.1	Ranking.....	104
5.2	Vorzugsstandorte.....	106
5.2.1	Beckenmodellierung .....	107
5.2.2	Standorte .....	109
5.3	Regionale Verteilung.....	111
5.4	Statistische Auswertung nach technischen Kriterien.....	113
5.4.1	Fallhöhen .....	113
5.4.2	Leistung / speicherbare Energiemenge .....	114
5.4.3	Horizontaldistanz .....	115
5.5	Landesweites Potenzial .....	117
<b>6</b>	<b>Eignung von Bergwerken in Nordrhein-Westfalen zur Anlage untertägiger Pumpspeicheranlagen .....</b>	<b>123</b>
6.1	Methodik Potenzialanalyse Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke .....	123
6.1.1	Festlegung der zu erfassenden Daten.....	123
6.1.2	Erfassung der Daten und Festlegung der Kriterien für die Erstbewertung.....	124
6.1.3	Erstbewertung der einzelnen Bergbaureviere .....	125
6.1.4	Weiterführende Analysen der geeigneten Bergbaureviere und Identifizierung geeigneter Bergwerksstandorte .....	126
6.2	Siegerländer Erzbergbaurevier .....	126
6.2.1	Lagerstättenverhältnisse.....	126
6.2.2	Bergbaubetrieb .....	126
6.2.3	Eignung von Bergwerken für untertägige Pumpspeicher .....	127

6.2.4	Aufschluss der Bergwerke für untertägige Pumpspeicher.....	131
6.3	Rheinisch-Westfälisches Steinkohlenrevier.....	132
6.4	Erzbergwerk „Wohlverwahrt-Nammen“ .....	133
6.4.1	Lagerstätte .....	133
6.4.2	Bergbaubetrieb .....	133
6.4.3	Aufschluss des Bergwerks für einen untertägigen Pumpspeicher .....	133
6.5	Ergebnisse .....	134
<b>7</b>	<b>Fazit.....</b>	<b>135</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>136</b>
	<b>Anlagen .....</b>	<b>139</b>

# Abbildungsverzeichnis

(Quellen: Abb. 8 – 12: BET Büro f. Energiewirtschaft und technische Planung GmbH;  
alle Anderen: Lahmeyer Hydroprojekt GmbH )

<b>Abbildung 1:</b>	Schematische Darstellung des Vorgehens für die Standortsuche und -bewertung .....	14
<b>Abbildung 2:</b>	Pumpspeicherkraftwerk-Schema.....	25
<b>Abbildung 3:</b>	Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal (Becken im Massenausgleich) ...	25
<b>Abbildung 4:</b>	Kriterien zur Auslegung der Maschinenteknik [Beck, Schmidt 2011] .....	26
<b>Abbildung 5:</b>	Prinzipskizze eines 2-Maschinen-Satzes (reversible Pumpturbinen).....	27
<b>Abbildung 6:</b>	Prinzipskizze eines 3-Maschinensatzes (mit vertikaler Welle) .....	28
<b>Abbildung 7:</b>	Zeitlicher Ablauf des Einsatzes der drei Regelenergiearten [BNetzA 2008] .....	34
<b>Abbildung 8:</b>	Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerks am Spotmarkt .....	37
<b>Abbildung 9:</b>	Entwicklung der durchschnittlichen absoluten Abweichung der Spotpreise vom Jahres- Base-Preis im Best Guess Szenario.....	38
<b>Abbildung 10:</b>	Preisdifferenz Intradaymarkt und day ahead Markt.....	39
<b>Abbildung 11:</b>	Entwicklung der Leistungspreise für Sekundärregelleistung (mengengewichtete Mittelwerte der gebotenen und bezuschlagten Preise) .....	41
<b>Abbildung 12:</b>	Entwicklung der Arbeitspreise für Sekundärregelenergie.....	41
<b>Abbildung 13:</b>	Kraftwerkskonzept der Studie .....	47
<b>Abbildung 14:</b>	Fallhöhe, Horizontaldistanz und Kostenkategorien von Standorten.....	50
<b>Abbildung 15:</b>	Räumliche Verbreitung der betrachteten geologischen Stufen .....	64
<b>Abbildung 16:</b>	Überblick über die EZG und die dazugehörigen TEZG (blaue Umrandung).....	66
<b>Abbildung 17:</b>	Zusammenführung aller EZG mit den dazugehörigen Regressionsgeraden .....	67
<b>Abbildung 18:</b>	Kartographischer Auszug der Ergebnisse der Berechnung der MQ-Werte .....	68
<b>Abbildung 19:</b>	Schematische Darstellung des Vorgehens für die Standortsuche und -bewertung .....	69
<b>Abbildung 20:</b>	Vereinfachte Darstellung eines Beckens mit Ringdamm.....	71
<b>Abbildung 21:</b>	Funktionsweise der Nachbarschaftsanalyse für das Ebenheitskriterium .....	72
<b>Abbildung 22:</b>	Potenzialflächen als Ergebnis der topographischen Analyse nach Regierungsbezirken (Farben zur Unterscheidung der Regierungsbezirke) .....	72
<b>Abbildung 23:</b>	Ausschlussgebiete (ohne Berücksichtigung / Aufbereitung der Regionalplanungsdaten und Geologie) .....	73
<b>Abbildung 24:</b>	Potenzialflächen nach Anwendung der Ausschlussgebiete nach Regierungsbezirken ....	74
<b>Abbildung 25:</b>	Konfliktbewertung für die Potenzialflächen, eingeteilt in Kacheln 250 m x 250 m, als Histogrammdarstellung .....	76
<b>Abbildung 26:</b>	Konfliktbewertung für die Potenzialflächen, eingeteilt in Kacheln 250 m x 250 m, als Summenkurve.....	76
<b>Abbildung 27:</b>	Visualisierung der Ergebnisse der kachelbasierten Konfliktbewertung (rote und orange Flächen wurden ausgeschlossen, gelbe und grüne Flächen werden weiter betrachtet) ..	77
<b>Abbildung 28:</b>	Flächenteilung nach Höhenschichten (hier 45 m für Potenzialflächen auf Kuppen) .....	80
<b>Abbildung 29:</b>	Manuelle Bearbeitung ungewünscht großer Potenzialflächen .....	80
<b>Abbildung 30:</b>	Herleitung der Pufferbreite von 83 m für Ringdammbecken bei Damm auf Ebene .....	82
<b>Abbildung 31:</b>	Herleitung der Pufferbreite von 105 m für Ringdammbecken bei Damm auf einer Kuppe	83
<b>Abbildung 32:</b>	Modellierung von Talsperren .....	84

<b>Abbildung 33:</b> Horizontaldistanz und Fallhöhe für potenzielle Standorte im Regierungsbezirk Köln, allgemeine Mindestbedingungen und Modifikation.....	85
<b>Abbildung 34:</b> Räumliche Lage potenzieller Standorte im Regierungsbezirk Köln, rot markiert: ausgewählte Standorte für die weitere Bewertung nach Anpassung der Mindestkriterien (Kartengrundlage: TK 500. © Geobasis-DE / BKG 2013) .....	86
<b>Abbildung 35:</b> Bearbeitungsstand der verwendeten Potenzialflächen zur Identifikation geeigneter Gegenbecken für bestehende Talsperren .....	96
<b>Abbildung 36:</b> Ergebnisse des ersten GIS-Screenings zur Eignung vorhandener Talsperren (dunkelblau: bestehende Talsperren; lila: Ringdammb Becken; hellblau: Talsperren; schwarz: Zuordnungsgeraden) (Kartengrundlagen DGM10, TK200. © Geobasis-DE / BKG 2013) .....	97
<b>Abbildung 37:</b> Mehrfachkombinationen einzelner Becken.....	104
<b>Abbildung 38:</b> Beispiel für Beckenmodellierung eines Oberbeckens .....	107
<b>Abbildung 39:</b> Vergleich klassifizierter technischer Kennwerte der Vorzugsstandorte vor und nach Modellierung .....	109
<b>Abbildung 40:</b> Potenzielle Pumpspeicherkraftwerke an bereits im Planungsprozess befindlichen und neuen Standorten .....	110
<b>Abbildung 41:</b> Räumliche Verteilung aller in der Studie neu ermittelten 617 potenziellen Pumpspeicherkraftwerksstandorte .....	112
<b>Abbildung 42:</b> Prozentualer Anteil nach Fallhöhenklassen .....	113
<b>Abbildung 43:</b> Prozentualer Anteil nach Leistungsklassen.....	114
<b>Abbildung 44:</b> Prozentualer Anteil nach Klassen der Speicherbaren Energiemenge .....	115
<b>Abbildung 45:</b> Prozentualer Anteil nach Horizontaldistanzklassen.....	116
<b>Abbildung 46:</b> Prozentualer Anteil nach Kostenklassen (€/kW) .....	116
<b>Abbildung 47:</b> Prozentualer Anteil nach Kostenklassen (€/kWh) .....	117
<b>Abbildung 48:</b> In Planung befindliche Standorte.....	118
<b>Abbildung 49:</b> Regionale Verteilung des landesweiten Potenzials (neu ermittelte und im Planungsprozess befindliche Standorte) .....	120
<b>Abbildung 50:</b> Potenziell installierbare Leistung im Siegerländer Erzbergbau .....	128
<b>Abbildung 51:</b> Bergwerk Pfannenberger Einigkeit: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung .....	129
<b>Abbildung 52:</b> Bergwerk Storch & Schöneberg: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung.....	129
<b>Abbildung 53:</b> Bergwerk Eisenzecher Zug: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung.....	130
<b>Abbildung 54:</b> Bergwerk Neuer Haardt: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung .....	130

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b>	Technisch-machbare Pumpspeicherpotenziale in Nordrhein-Westfalen.....	16
<b>Tabelle 2:</b>	Bestehende Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland [Krüger 2012].....	20
<b>Tabelle 3:</b>	Bestehende Pumpspeicher in Nordrhein-Westfalen [Krüger 2012].....	21
<b>Tabelle 4:</b>	Derzeit geplante Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland.....	22
<b>Tabelle 5:</b>	Wichtigste Charakteristika der drei Regelenergiearten [dena 2010].....	33
<b>Tabelle 6:</b>	Vorgegebenes Mindestverhältnis von Fallhöhe zu Horizontaldistanz.....	50
<b>Tabelle 7:</b>	Ausschlusskriterien.....	51
<b>Tabelle 8:</b>	Als Ausschlusskriterium festgelegte Flächen in der Kategorie „Siedlungsflächen“ (ATKIS-Basis-DLM).....	53
<b>Tabelle 9:</b>	Als Ausschlusskriterium festgelegte Flächen in der Kategorie „Verkehrsinfrastruktur“ (ATKIS-Basis-DLM).....	54
<b>Tabelle 10:</b>	Als Ausschlusskriterium festgelegte Flächen in der Kategorie „Regionalplanung“.....	56
<b>Tabelle 11:</b>	Für die Bewertung verwendete Kriterien und zugehörige Indikatoren.....	57
<b>Tabelle 12:</b>	Für die Bewertung in der Kategorie „Siedlung/Infrastruktur“ verwendete Daten für das Kriterium „Siedlungsflächen Bestand“ (ATKIS Basis-DLM).....	60
<b>Tabelle 13:</b>	Für die Bewertung in der Kategorie „Siedlung/Infrastruktur“ verwendete Daten aus der Regionalplanung.....	61
<b>Tabelle 14:</b>	Bewertete Umweltgüter in der Kategorie „Umwelt“.....	61
<b>Tabelle 15:</b>	Für die Bewertung der Kriterien „Freiraum Vorranggebiet“ und „Freiraum, Vorbehaltsgebiet“ in der Kategorie „Umwelt“ verwendete Daten aus der Regionalplanung.....	62
<b>Tabelle 16:</b>	Statistische Auswertung der Potenzialflächen als Ergebnis der topographischen Analyse nach Regierungsbezirken.....	73
<b>Tabelle 17:</b>	Ausschlussflächen innerhalb der Potenzialflächen nach topographischer Analyse.....	74
<b>Tabelle 18:</b>	Statistische Auswertung der Potenzialflächen nach Anwendung der Ausschlussgebiete nach Regierungsbezirken.....	75
<b>Tabelle 19:</b>	Kriterien mit Gewichtung für die Beurteilung der Konflikte.....	78
<b>Tabelle 20:</b>	Flächentypisierung anhand der topographischen Suchkriterien.....	79
<b>Tabelle 21:</b>	Wasserspiegelschwankungen in Oberbecken.....	82
<b>Tabelle 22:</b>	Kriterien mit Gewichtung für die Beurteilung der Konflikte.....	88
<b>Tabelle 23:</b>	Standardgewichtung und Gewichtungsvariationen.....	92
<b>Tabelle 24:</b>	Grundsätzlich als Becken eines Pumpspeicherkraftwerkes in Frage kommende Talsperren.....	95
<b>Tabelle 25:</b>	Ergebnisse des ersten GIS-Screenings zur Eignung vorhandener Talsperren zum Ausbau zu Pumpspeicherkraftwerken.....	97
<b>Tabelle 26:</b>	Bewertung der verbliebenen fünf Talsperren bezüglich Machbarkeit der Nutzung als Gegenbecken für ein Pumpspeicherkraftwerk.....	101
<b>Tabelle 27:</b>	Anzahl Standorte im finalen Ranking mit Mehrfachkombinationen.....	105
<b>Tabelle 28:</b>	Eliminieren von Mehrfachkombinationen.....	105
<b>Tabelle 29:</b>	Anzahl Standorte im finalen Ranking ohne Mehrfachkombinationen.....	106

<b>Tabelle 30:</b>	Veränderung der technischen Kennwerte durch Modellierung der Vorzugsstandorte....	108
<b>Tabelle 31:</b>	Vorzugsstandorte nach Beckentypen .....	109
<b>Tabelle 32:</b>	Potenziale für Pumpspeicherkraftwerksstandorte gegliedert nach Regierungsbezirken und Standorttypen.....	111
<b>Tabelle 33:</b>	Verteilung der potenziellen Pumpspeicherkraftwerks Standorte nach Regierungsbezirken und Kreisen .....	111
<b>Tabelle 34:</b>	Anzahl Standorte nach Fallhöhenklassen .....	114
<b>Tabelle 35:</b>	Landesweites Potenzial nach Standorttyp.....	119
<b>Tabelle 36:</b>	Landesweites Potenzial nach Regierungsbezirken und Landkreisen .....	119
<b>Tabelle 37:</b>	Ermittelte Konflikte an den Vorzugsstandorten .....	121
<b>Tabelle 38:</b>	Ermitteltes Gesamthohlraumpotenzial.....	127
<b>Tabelle 39:</b>	Anzahl der Haupttagesschächte der näher untersuchten Erzbergwerke im Siegerland.	131

## Anlagenverzeichnis

- Anlage 1** Beurteilung der geologischen Eignung regionaler Einheiten für Pumpspeicherkraftwerke
- Anlage 2** Ranking der Pumpspeicherkraftwerksstandorte (einfache Verwendung der Beckenstandorte)
- Anlage 3** Erstbewertung Bergbaustandorte in Nordrhein-Westfalen
- Anlage 4** Erzbergwerke im nordrhein-westfälischen Teil des Siegerlandes mit einer Teufe größer 400 m
- Anlage 5** Leistungspotenzial der Bergwerke im Siegerländer Revier
- Anlage 6** Verzeichnis der relevanten Tageschächte im Siegerländer Revier

## Abkürzungsverzeichnis und Einheiten

ASB	Allgemeine Siedlungsbereiche
BAB	Bundesautobahn
BNatschG	Bundesnaturschutzgesetz
BSLE	Bereiche für den Schutz der Landschaft und die landschaftsorientierte Erholung
BSN	Bereiche für den Schutz der Natur
d.h.	das heißt
DLM	digitales Landschaftsmodell
DTK	Digitale Topographische Karte
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EZG	Einzugsgebiet
FFH	Flora-Fauna-Habitat
GIB	Bereiche für gewerbliche und industrielle Nutzungen
GIS	Geoinformationssystem
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HRB	Hochwasserrückhaltebecken
HWE	Hochwasserentlastungsanlage
ID	Identifikator
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LSG	Landschaftsschutzgebiet
m	Meter
MQ	mittlerer Abfluss
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NE	Nichteisenmetalle
NHN	Normalhöhennull
NRW	Nordrhein-Westfalen
NSG	Naturschutzgebiet
OK	Oberkannte
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
SPA	Special Protection Area (Europäisches Vogelschutzgebiet)
TEZG	Teileinzugsgebiet
u.a.	unter anderem
UB	Unterbecken
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UK	Unterkante
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie
z.B.	zum Beispiel

## Zusammenfassung

Im Rahmen der Energiewende wird in Deutschland ein immer größerer Anteil der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien gedeckt, vornehmlich mit Wind und Sonne als primären Energielieferanten. Da aber die Bereitstellung von Energie aus Wind und Sonne als den wichtigsten Erneuerbaren Energiequellen dargebotsabhängig ist und nicht unmittelbar an den Bedarf angepasst werden kann, ist die Überbrückung von kurz- oder langfristigen Ungleichgewichten zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung von zentraler Bedeutung. Grundsätzlich ist es dabei aus Gründen der Netzstabilität sinnvoll, dass schnell regelbare Pumpspeicherkraftwerke, die zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz beitragen, im Netz einigermaßen gleichmäßig verteilt sind und nicht nur in den Alpen gebaut werden, sondern auch in den deutschen Mittelgebirgen.

Die nordrhein-westfälische Landesregierung hat sich daher im Koalitionsvertrag 2012 - 2017 zum Ziel gesetzt, den Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten im Land zu unterstützen. Vor diesem Hintergrund hat das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen beauftragt, das Potenzial für neue Pumpspeicherkraftwerke im Land zu untersuchen.

Das Ziel der Studie ist es, geeignete Vorzugsstandorte für Pumpspeicherkraftwerke in Nordrhein-Westfalen zu identifizieren und diese unter Einbeziehung ökologischer (z.B. Gewässer-, Natur- und Artenschutz), sozialer (z.B. Siedlungsflächen, Erholung und Freizeitnutzung), und ökonomischer Faktoren (z.B. prognostizierte Kosten in €/kW) zu bewerten und landesweit das Potenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Bezug auf Leistung und Kapazität abzuschätzen. Als Vorzugsstandorte im Sinne dieser Studie sind jene potenziellen Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Nordrhein-Westfalen zu verstehen, die nach ökonomischen Kriterien und geographischer Lage sowie in Bezug auf die Konfliktintensität am besten abschnitten. Diese wurden im weiteren Verlauf der Studie detaillierter modelliert. Nicht bewertet und weitergehend modelliert wurden sich bereits in Planung befindliche Standorte. Sie wurden jedoch ebenfalls als Potenziale ausgewiesen, da Investoren diese konkret in Betracht ziehen und detailliertere Untersuchungen eingeleitet haben.

Eine Quantifizierung des für die Zukunft prognostizierten zusätzlichen Speicherbedarfs oder der Vergleich von Pumpspeicherkraftwerken mit anderen Speichertechnologien oder Flexibilisierungsoptionen sind hingegen nicht Gegenstand dieser Studie.

Die vorliegende Studie ist das Ergebnis einer fachlichen Betrachtung zu Potenzialen und nimmt keinerlei formale Planungs- oder gar Genehmigungsschritte vorweg. Insbesondere die Bewertung von Nutzungskonflikten an potenziellen Standorten oder bestehenden Talsperren ersetzt nicht die Beteiligung der Träger öffentlicher Belange oder anderer Verfahrensbeteiligter.

## Methodik

Die Untersuchung der Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken in Nordrhein-Westfalen basiert zum Großteil auf der Analyse relevanter Geodaten mit Hilfe von Geoinformationssystemen. Anschließend wurde eine statistische Auswertung der räumlichen Analyseergebnisse vollzogen.

Die Identifikation und Bewertung der potenziellen Standorte erfolgte im Wesentlichen in sechs aufeinander aufbauenden zentralen Arbeitsschritten (Abbildung 1). Diese Arbeitsschritte wurden gesondert auch

an allen geeigneten Talsperrenstandorten<sup>1</sup> in Nordrhein-Westfalen durchgeführt, um hier mögliche Potenziale zu identifizieren. Da an diesen Standorten schon ein Unterbecken vorhanden ist, kann in der Regel mit weniger räumlichen Konflikten beim Bau eines Pumpspeicherkraftwerks gerechnet werden, auch wenn sich im Einzelfall durch bestehende Nutzungen weitere Herausforderungen ergeben können.



**Abbildung 1:** Schematische Darstellung des Vorgehens für die Standortsuche und -bewertung

Im ersten Schritt wurden im Rahmen der topographischen Analyse landesweit alle topographisch geeigneten Flächen ermittelt. Wesentliche Kriterien hierbei waren eine möglichst große Höhendifferenz zwischen potenziellen Speicherbecken, eine möglichst große Ebenheit der Fläche bezogen auf jedes einzelne Speicherbecken und ein Mindestverhältnis von Fallhöhe zu Horizontaldistanz zwischen zwei Becken. An Hand dieser Kriterien wurden Mindestanforderungen definiert, die ein möglicher Pumpspeicherstandort im Rahmen der Potenzialanalyse erfüllen muss (installierbare Leistung mindestens 100 MW Turbinenleistung, Arbeitsvermögen mindestens sechs Turbinenstunden).

Anschließend wurden die Flächen aus den topographisch geeigneten Flächen ausgeschlossen, die auf Grund ihrer bisherige Nutzung, ihrem Schutzgrad oder der Unwirtschaftlichkeit des Standortes der Umsetzung oder Genehmigungsfähigkeit eines Pumpspeicherkraftwerks entgegenstehen. Zu diesem Zweck wurden Ausschlusskriterien definiert. Hierzu zählen beispielsweise Siedlungsflächen mit einer Größe von mehr als zwei Hektar (inklusive eines Puffers), Bundesautobahnen, Bundesfernstraßen und Eisenbahntrassen, FFH- und Vogelschutzgebiete, Naturschutzgebiete, Wasserschutzgebiete der Zonen I und II, bestimmte von der Regionalplanung festgesetzte Vorranggebiete (z.B. ASB, GIB) oder Gips- und anhydrithaltige geologische Formationen. Außerdem wurde eine Mindestgröße von 80.000 m<sup>3</sup> für potenzielle Becken mit Ringdamm und 40.000 m<sup>3</sup> für potenzielle neue Talsperren festgelegt. Im Ergebnis konnten so landesweit Potenzialflächen ermittelt werden.

<sup>1</sup> Der Begriff Talsperre bezieht sich in dieser Studie auf alle Stauanlagentypen der "DIN 19700 Stauanlagen Teile 11,12,13 und 14". Eine Größenabgrenzung nach Höhe und Volumen entsprechend den Regelungen des § 105 LWG NRW erfolgt hier nicht.

Im nächsten Schritt wurden die identifizierten Potenzialflächen mit Hilfe festgelegter gewichteter Bewertungskriterien in Bezug auf ihre Konfliktintensität beurteilt. Zu den hierzu heran gezogenen Bewertungskriterien zählen z.B. vereinzelt Siedlungsflächen kleiner als zwei Hektar, Wasserschutzgebiete der Zone III oder Landschaftsschutzgebiete. Im Resultat wurden in diesem Arbeitsschritt die konfliktreichsten 15 Prozent der Potenzialflächen frühzeitig ausgeschlossen.

Im Anschluss erfolgte eine Nachbearbeitung der Potenzialflächen, in der z.B. eine Beckentypisierung (Becken mit Ringdamm oder Talsperren) oder die Zuordnung von Ober- und Unterbecken (Standortbildung) erfolgte. Dabei wurde insgesamt eine große Anzahl von geeigneten Beckenstandorten in ganz Nordrhein-Westfalen gefunden. Diese weisen dabei zum Teil recht große Unterschiede auf, z.B. was die Fallhöhen, die daraus resultierende Leistung und die Horizontaldistanz der Becken angeht.

Daraufhin wurden die identifizierten Standorte hinsichtlich ihrer Konfliktintensität und Wirtschaftlichkeit bewertet. Dazu wurden zahlreiche Kriterien zur Beurteilung der Eignung der einzelnen Standorte aus verschiedenen Bereichen herangezogen. Hierzu zählen die Kategorien Technik / Kosten (Leistung, Fallhöhe, Horizontaldistanz, spezifischer Einheitspreis in €/kW), Infrastruktur (z.B. bestehende vereinzelt Siedlungsflächen, Straßen), Umwelt (z.B. Wasserschutzgebiete Zone III, Landschaftsschutzgebiete, Naturparke), Geologie (Standortsicherheit, Durchlässigkeit, Eignung für Ausbruch), Hydrologie (Wasserdargebot) und Energieableitung (Entfernung zu Hoch- und Höchstspannungsnetz). Dabei wurden die Kriterien in einem Fall entsprechend der topographischen Gegebenheiten des Regierungsbezirks Köln so angepasst, dass ein kleinerer Wert für das Verhältnis Fallhöhe zu Horizontaldistanz ausreichte um eine Kategorisierung als Vorzugsstandort zu rechtfertigen. Die Anpassung begründet sich im energiewirtschaftlichen Ziel einer regionalen Verteilung von PSW-Standorten. Die Standortbewertung erfolgte in einem Bewertungssystem aus Punktevergabe und Gewichtungsverfahren. Zusätzlich wurden Gewichtungsszenarien entwickelt, bei denen abweichend von der Standardgewichtung jeweils die sechs Kategorien (Technik/Kosten, Infrastruktur, Umwelt, Geologie, Hydrologie, Energieableitung) durch eine Verdopplung der Gewichtung der jeweiligen Kategorie in den Fokus gerückt wurden. Für die Einordnung der Standorte in ein Ranking wurde dabei im Sinne einer Abschichtung immer dasjenige der sechs Gewichtungsszenarien eines Standortes herangezogen, bei dem dieser am schlechtesten abschnitt.

Im letzten Schritt wurden auf Grundlage der Bewertung der einzelnen Standorte 23 Vorzugsstandorte ausgewählt. Für diese Vorzugsstandorte wurde nochmals eine detailliertere, objektbezogene Modellierung der Unter- und Oberbecken vorgenommen. Hierzu zählte eine gegenseitige Optimierung der Beckengrößen und Betriebsvolumina, die Ermittlung von Stauinhalten und Fassungsvermögen sowie die Darstellung der Überschneidungen mit bestehenden Nutzungen und Umweltschutzgütern auf Grundlage der räumlichen Ausdehnung der modellierten Standorte. Außerdem wurden auch die technischen Kennwerte für vier derzeit im Planungsprozess befindliche Standorte in Nordrhein-Westfalen ermittelt.

Darüber hinaus wurden in einer separaten Untersuchung die Möglichkeiten zur Errichtung unterirdischer Pumpspeicherkraftwerke in nordrhein-westfälischen Bergwerken betrachtet. Hierzu wurden zahlreiche Daten wie Lagerstättenarten, Betriebsgrößen, lagerstätten-spezifische maximale Abbauteufen und der aktuelle Stand der Förderung erhoben. Auf Grundlage festgelegter Kriterien wurden in einer Erstbewertung geeignete Bergbaureviere identifiziert und anschließend geeignete Bergwerksstandorte untersucht.

## Ergebnisse

Bei der Untersuchung der Potenziale von oberirdischen Pumpspeicherkapazitäten in Nordrhein-Westfalen konnte insgesamt ein beträchtliches Ausbaupotenzial identifiziert werden. Insgesamt wurden in Nordrhein-Westfalen 93 potenzielle Standorte für Pumpspeicherkraftwerke gefunden (ohne Mehrfachkombinationen der Becken). Diese Standorte weisen dabei Fallhöhen zwischen 184 m und 416 m auf. Die Spanne der potenziell installierbaren Leistung an diesen Standorten liegt zwischen 100 MW und 1400 MW, während die geschätzten Kosten der jeweiligen Standorte zwischen ca. 1200 €/kW und 2100 €/kW liegen.

Im Rahmen der landesweiten Potenzialanalyse wurden diese potenziellen Standorte an Hand ökologischer und wirtschaftlicher Faktoren bewertet und anschließend 23 Vorzugsstandorte im Detail untersucht. Zusammen mit den 4 derzeit im Planungsprozess befindlichen Projekten wurde für diese insgesamt 27 Standorte in Bezug auf die speicherbare Energiemenge ein technisch-machbares Potenzial von circa 55,7 GWh ermittelt (Tabelle 1). Dies entspricht etwa dem 45-fachen der derzeit in Nordrhein-Westfalen in Pumpspeicherkraftwerken speicherbaren Energiemenge und ca. dem 1,5-fachen der Pumpspeicherkapazität des derzeitigen Bestandes in Deutschland. Das technisch-machbare Potenzial in Bezug auf die installierbare Leistung der 23 Vorzugsstandorte sowie der 4 derzeit im Planungsprozess befindlichen Projekte beträgt insgesamt etwa 9,4 GW.

Bei den detaillierter betrachteten Vorzugsstandorten entfallen ca. 34 GWh auf neue Standorte, an denen Ober- und Unterbecken neu errichtet werden müssten, und ca. 13 GWh auf vier Standorte an bereits bestehenden Talsperren (Biggetalsperre, Rurtalsperre, Oestertalsperre, Glingeachtalsperre). Die Nutzung der Rurtalsperre als Unterbecken ist aus technischer Sicht realisierbar. Bestehende Nutzungskonflikte, die bei einer früheren Planung bereits bekannt wurden, müssten bei einer erneuten Beplanung im Rahmen einer frühzeitigen Öffentlichkeitsarbeit, mit Hilfe von Dialogveranstaltungen und letztendlich im Genehmigungsverfahren berücksichtigt werden. Für die vier derzeit im Planungsprozess befindlichen Standorte (Biggetalsperre, Hoher Eimberg-Itter, Nethe, Sorpeberg-Glinge) ergab die Untersuchung ein Potenzial von ca. 8 GWh speicherbarer Energiemenge.

Auf Grund der topographischen Struktur liegen etwa drei Viertel der Vorzugsstandorte sowie der im Planungsprozess befindlichen Standorte im Regierungsbezirk Arnsberg. Die übrigen Standorte befinden sich im Regierungsbezirk Detmold und im Regierungsbezirk Köln.

**Tabelle 1:** Technisch-machbare Pumpspeicherpotenziale in Nordrhein-Westfalen

	<b>Potenzial an 19 neuen Vorzugsstandorten</b>	<b>Potenzial an 4 Vorzugsstandorten an bestehenden Talsperren</b>	<b>Potenzial an 4 derzeit im Planungsprozess befindlichen Standorten</b>	<b>Technisch-machbares Gesamtpotenzial</b>
Speicherbare Energiemenge	34,4 GWh	13,3 GWh	8 GWh	55,7 GWh
Installierbare Leistung	5,7 GW	2,2 GW	1,5 GW	9,4 GW

Bei den im Rahmen dieser Studie ermittelten technisch-machbaren Potenzialen von 55,7 GWh speicherbarer Energiemenge bzw. 9,4 GW installierbarer Leistung handelt es sich dabei nicht lediglich um ein

technisches Potenzial, da bei der Bewertung und dem Vergleich potenzieller Standorte neben technischen Kriterien auch zahlreiche wirtschaftliche und ökologische Aspekte berücksichtigt wurden.

Dennoch konnten im Rahmen der landesweiten Betrachtung lokale Faktoren wie der besondere Artenschutz oder die Akzeptanz neuer Standorte innerhalb der Bevölkerung nicht voll umfänglich untersucht werden. Auch die Frage nach der Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern in einem zukünftigen Strommarktdesign in Deutschland wird sich erheblich auf die Investitionsentscheidungen und den Grad der Ausschöpfung der identifizierten Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke in Nordrhein-Westfalen auswirken. Trotz des insgesamt großen Potenzials an geeigneten Flächen in Nordrhein-Westfalen, wäre jedoch selbst bei wirtschaftlich guten Voraussetzungen eine Umsetzung von weitaus weniger als 27 Standorten realistisch.

### **Unterirdische Pumpspeicherkraftwerke**

Für unterirdische Pumpspeicherkraftwerke wurden der Eisenerzbergbau im Siegerland, der noch aktive Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes, der Eisenerzbergbau im Mindener Land/Weserbergland sowie der Steinsalzbergbau als geeignete Bergbaureviere mit Potenzialen für untertägige Pumpspeicherstandorte identifiziert.

Für den aktiven Steinkohlenbergbau im Ruhrgebiet und den Standort Wohlverwahrt-Nammen im Mindener Land/Weserbergland liegen Studien bzw. Konzepte über die technische Realisierbarkeit vor bzw. sind derzeit in der Erstellung. Eine Studie der BARBARA Erzbergbau GmbH ermittelte für den Standort Wohlverwahrt-Nammen eine installierbare Leistung von etwa 100 MW bei einer täglichen Laufzeit zwischen vier Stunden und fünf Stunden.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführte Analyse zeigt, dass ein ausreichendes Potenzial für die untertägige Speicherung von Energie darüber hinaus ebenfalls an Standorten des Siegerländer Eisenerzbergbaus vorliegt. Hier wurden insgesamt 14 Großbetriebe detailliert betrachtet. Dabei weisen die ehemaligen Bergwerke Pfannenberger Einigkeit, Storch & Schöneberg, Eisenzecher Zug und Neue Haardt das höchste Energiespeicherpotenzial auf. Die potenziell installierbare Leistung liegt dabei zwischen ca. 340 MW und ca. 500 MW bei einer Betriebszeit von sechs Stunden. Bezüglich der sohlenbezogenen Verteilung des Energiespeicherpotenzials weisen die Bergwerke Eisenzecher Zug und Pfannenberger Einigkeit im Vergleich zu den anderen betrachteten Standorten das größte horizontbezogene Speicherpotenzial auf.

Pumpspeicherkraftwerke, deren Speicherbecken zumindest teilweise in Form des Unterbeckens untertägig angeordnet sind, wurden bisher im industriellen Maßstab allerdings noch nicht realisiert, so dass für diesen Anwendungsfall auf keine Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann. Zwar ist hier die Realisierung technisch anspruchsvoller, dafür wird wegen der geringeren Flächeninanspruchnahme eine größere gesellschaftliche Akzeptanz erwartet. Ebenso wie bei konventionellen Pumpspeicherkraftwerken stehen hier jedoch auch die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen Investitionsentscheidungen im Wege. Sollten sich diese mittelfristig verbessern, wären eine detailliertere Einschätzung der technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit sowie standortbezogene Detailuntersuchungen notwendig.

# 1 Einleitung

Pumpspeicherkraftwerke können elektrische Energie speichern, in dem Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt wird. Bei Bedarf kann die Lageenergie des Wassers wieder in elektrische Energie umgewandelt werden, wenn das Wasser wieder in das Unterbecken strömt und dabei eine Turbine antreibt.

Pumpspeicher stellen bereits seit den Anfangstagen der Strombereitstellung einen wichtigen Garanten für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung dar. So wurde in Nordrhein-Westfalen bereits im Jahr 1930 mit der Anlage in Herdecke (auch Koepchenwerk genannt) eines der ersten größeren Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland in Betrieb genommen, und bewährt sich seitdem im Betrieb.

Vor dem Hintergrund der Energiewende werden auch Pumpspeicherkraftwerke als eine Option zur Flexibilisierung der Stromversorgung diskutiert. Seit einigen Jahren werden daher vermehrt Untersuchungen und Planungsleistungen zum Bau und zur Erweiterung von Pumpspeicherkraftwerken veranlasst.

Um das Gesamtpotenzial für neue Pumpspeicherkraftwerke im Land zu untersuchen, hat das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen die vorliegende Studie erarbeitet.

In Deutschland wird ein zunehmender Anteil der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien gedeckt, vornehmlich mit Wind und Sonne als primären Energielieferanten. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch betrug im Jahr 2014 in Deutschland bereits über 27 Prozent [BMWi 2015], der Anteil von Wind und Sonne daran lag bei ca. 57 Prozent.

Die Landesregierung Nordrhein-Westfalen hat sich in ihrem Koalitionsvertrag 2012 - 2017 das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2025 mindestens 30 Prozent des Stroms im Land aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen. Die Bundesregierung hat im Energiekonzept 2010 Ausbauziele formuliert, und will bis zum Jahr 2030 den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch deutschlandweit auf 50 Prozent steigern, bis zum Jahr 2050 auf 80 Prozent. Dieser Zielkorridor spiegelt sich auch in den Zielen des EEG 2014 wieder.

Da aber die Bereitstellung von Energie aus Wind und Sonne als den wichtigsten Erneuerbaren Energiequellen dargebotsabhängig ist und nicht unmittelbar an den Bedarf angepasst werden kann, besteht eine der größten Aufgaben im Rahmen der Energiewende in der Überbrückung von kurz- oder langfristigen Ungleichgewichten zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung. Dabei kommt der Energiespeicherung bei einem weiter steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien, neben weiteren Flexibilisierungsoptionen, eine zentrale Bedeutung zu. Verschiedene Studien gehen mittel- bis langfristig von einem zunehmenden Bedarf an Energiespeichern aus [BMWi, BMU 2010], [dena 2014], [Krüger 2012], [Moser 2014a].

Im Bereich der Elektrizität ist die Speicherung in Form von mechanischer (Pump-, Druckluft-, Schwungmassenspeicher), chemischer (Wasserstoff, Akkumulatoren) oder elektrischer Energie (Kondensatoren, Supraleitung) relevant. Pumpspeicherkraftwerke gelten dabei mit Wirkungsgraden von bis zu 80 Prozent derzeit als die technisch ausgereifteste und wirtschaftlichste Speichertechnologie in größerem Maßstab.

Daher hat sich die Landeregierung im Koalitionsvertrag 2012 - 2017 zum Ziel gesetzt, den Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten im Land zu unterstützen. Hierbei bieten neben neuen Pumpspeicherstandorten

auch bestehende Talsperren oder stillgelegte Bergwerke und Unterflurkraftwerke bisher ungenutzte Speicherpotenziale.

Derzeit existieren in Nordrhein-Westfalen drei Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 300 MW. Der Zeitraum von der Planung eines neuen Pumpspeicherkraftwerks bis zur Inbetriebnahme wird, wie laufende und abgeschlossene Projekte in Deutschland zeigen, bei mindestens zehn Jahren angesetzt. Auf Grund der Vorlaufzeit bei neuen Pumpspeicherprojekten müssen die Grundlagen für den Ausbau von Kapazitäten in Nordrhein-Westfalen also bereits heute gelegt werden.

Das Ziel der Studie ist es daher, geeignete Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Nordrhein-Westfalen zu identifizieren und zu bewerten sowie landesweit das Potenzial von Pumpspeicherkraftwerken in Bezug auf Leistung und Kapazität und unter Einbeziehung von Aspekten der Ökologie, der Siedlungsstruktur, der Freizeitnutzung sowie von ökonomischen Faktoren abzuschätzen. Eine Quantifizierung des für die Zukunft prognostizierten zusätzlichen Speicherbedarfs sowie der Vergleich von Pumpspeicherkraftwerken mit anderen Speichertechnologien oder Flexibilisierungsoptionen sind hingegen nicht Gegenstand dieser Studie.

## 2 Grundlagen von Pumpspeicherkraftwerken

In diesem Kapitel wird der derzeitige Stand der Pumpspeicherkraftwerke (PSW) als Teil der Energieversorgung in Deutschland und insbesondere in Nordrhein-Westfalen (NRW) dargelegt. Es wird aufgeführt, welche Pumpspeicherkraftwerke es in Deutschland zurzeit gibt, und welche Aktivitäten zur Erweiterung der Pumpspeicherkapazitäten derzeit laufen.

Ebenso wird ein Überblick über die Technik der Pumpspeicherung gegeben. Es werden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erläutert, in denen sich Pumpspeicher bewegen, und es werden die rechtlichen Vorgaben und Randbedingungen zur Genehmigung von neuen Pumpspeicherkraftwerken aufgeführt.

### 2.1 Bestand an Pumpspeicherkraftwerken

Aktuell verfügt Deutschland über eine Pumpspeicherleistung von ca. 6,6 GW und eine Pumpspeicherkapazität von rund 40 GWh (Tabelle 2), aufgeteilt auf 31 Standorte. Die sechs größten Anlagen mit einer Leistung von je über 300 MW bzw. einer Speicherkapazität von je über 2.000 MWh verfügen dabei über etwa 2/3 der vorhandenen Leistung und Speicherkapazität.

**Tabelle 2:** Bestehende Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland [Krüger 2012]

Standort	Leistung (MW)	Kapazität (MWh)	Betreiber	Bundesland
Goldisthal	1.060	8.480	Vattenfall	Thüringen
Markersbach	1.050	4.018	Vattenfall	Sachsen
Wehr	980	6.073	EnBW	Baden-Württemberg
Waldeck 2	440	3.428	E.ON	Hessen
Säckingen	353	2.064	EnBW	Baden-Württemberg
Hohenwarte 2	320	2.087	Vattenfall	Thüringen
Witznau	220	626	EnBW	Baden-Württemberg
Erzhausen	220	940	E.ON	Niedersachsen
Waldshut	176	402	EnBW	Baden-Württemberg
Langenprozelten	168	950	E.ON	Bayern
Happurg	160	900	E.ON	Bayern
Koepchenwerk Herdecke	153	590	RWE	Nordrhein-Westfalen
Häusern	144	463	EnBW	Baden-Württemberg
Waldeck 1	140	478	E.ON	Hessen
Rönkhausen	140	690	Mark E AG	Nordrhein-Westfalen
Tanzmühle Rabenleite	135	404	E.ON	Bayern
Geesthacht	120	600	Vattenfall	Schleswig-Holstein
Niederwartha	120	591	Vattenfall	Sachsen
Reisach Rabenleite	105	630	E.ON	Bayern
Glems	90	560	EnBW	Baden-Württemberg
Wendefurth	80	523	Vattenfall	Sachsen-Anhalt
Bleiloch	80	753	Vattenfall	Thüringen

Standort	Leistung (MW)	Kapazität (MWh)	Betreiber	Bundesland
Hohenwarte 1	63	795	Vattenfall	Thüringen
Leitzachwerk 2	49	550	E.ON	Bayern
Leitzachwerk 1	49	550	E.ON	Bayern
Schwarzenbachwerk	45	198	EnBW	Baden-Württemberg
Maxhofen-Oberberg	10	k.A.	E.ON	Bayern
Sorpetalsperre (derzeit kein Pumpbetrieb)	10	k.A.	RWE	Nordrhein-Westfalen
Höllbach 3	2	k.A.	E.ON	Bayern
Einsiedel	1	k.A.	EnBW	Baden-Württemberg
<b>Deutschland - kumuliert<sup>2</sup></b>	<b>6.515</b>	<b>~ 39.000</b>		
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	<b>303</b>	<b>1.280</b>		

Das meiste Potenzial für Pumpspeicher in Nordrhein-Westfalen bieten der Süden und Osten des Bundeslandes. Aktuell ist in Nordrhein-Westfalen eine Leistung von 300 MW und eine Kapazität von rund 1,28 GWh installiert (Tabelle 3). Die größte Leistung steuert das Köpchenwerk mit 153 MW bei, während das Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen die größte speicherbare Energiemenge aufweist.

**Tabelle 3:** Bestehende Pumpspeicher in Nordrhein-Westfalen [Krüger 2012]

Standort	Leistung (MW)	Kapazität (MWh)	Betreiber	Bundesland
Koepchenwerk Herdecke	153	590	RWE	Nordrhein-Westfalen
Rönkhausen	140	690	Mark E AG	Nordrhein-Westfalen
Sorpetalsperre (derzeit kein Pumpbetrieb)	10	k.A.	RWE	Nordrhein-Westfalen
<b>NRW - kumuliert</b>	<b>303</b>	<b>~ 1280</b>		

Das Köpchenwerk in Herdecke ist eines der ältesten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland [RWE 2005]. Es nutzt die Stauanlage Hengstey als Unterbecken. In Betrieb genommen wurde es im Jahr 1930 und war damit, gemeinsam mit dem zeitgleich in Betrieb genommenen Pumpspeicherkraftwerk Niederwartha bei Dresden, das erste größere Pumpspeicherkraftwerk mit einer Leistung von über 100 MW in Deutschland. Die technischen Anlagen (Pumpturbinen), das Kraftwerksgebäude sowie die Verbindungsleitungen (Druckstollen) zum Oberbecken wurden in den 80er Jahren gemäß dem damaligen Stand der Technik vollständig neu gebaut [Website RWE Power]. Die bisherigen vier Pumpen und Turbinen wurden durch eine neue Pumpe in einem Schacht ersetzt. Das Köpchenwerk ist an das 220kV-Höchstspannungsnetz angeschlossen.

Das Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen mit der Glingeachtalsperre als Unterbecken wurde 1969 in Betrieb genommen. Es verfügt über ein Schachtkraftwerk mit zwei Pumpeinheiten und einem unterirdischen Druckstollen als Verbindung zum Oberbecken. Es ist an die 110kV-Hochspannungsebene angeschlossen und wird im Verbund mit den übrigen Anlagen des Betreibers gefahren [Website markE]. Dieses Pumpspeicherkraftwerk wurde im Jahr 2014 vom Betreiber zur vorläufigen Stilllegung angezeigt.

<sup>2</sup> Ohne Langenprozelten, da das Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten ausschließlich durch die Deutsche Bahn genutzt wird und damit dem Strommarkt nicht zur Verfügung steht.

## 2.2 Geplante Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und Nordrhein-Westfalen

Vor dem Hintergrund der Energiewende und auf Grundlage verschiedener bereits abgeschlossener Studien bestehen konkrete Überlegungen, neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland zu errichten. Wenn alle geplanten Projekte umgesetzt würden, dann wäre in Deutschland zukünftig eine zusätzliche Speicherkapazität von etwa 35 GWh und in Nordrhein-Westfalen von rund 8,3 GWh installiert (Tabelle 4; zusammenstellt aus [Grünwerke, markE 2013a], [Grünwerke, markE 2013b], [Hartman et al. 2012], [Moser 2014a], [Thüringer Allgemeine Zeitung 2013], [Website Pumpspeicherkraftwerk Johanneszeche]). Der Status der Projekte variiert, vor allem da derzeit die Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen als ungünstig eingeschätzt werden und die teilweise fehlende Akzeptanz der Bevölkerung vor Ort für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken weiterhin anhält. Das führte dazu, dass vereinzelt Projekte wie das Pumpspeicherkraftwerk Rur von den Investoren nicht weiter verfolgt werden, und bei anderen Projekten, wie z.B. dem Standort Atdorf, die Planungsleistungen derzeit ruhen. Das Projekt Pumpspeicherkraftwerk Rur wird deshalb in der Tabelle 4 der derzeit geplanten Projekte nicht mehr aufgeführt. Dies gilt auch für den Standort Lüdge im Kreis Lippe, wo die Planungen für ein Pumpspeicherkraftwerk vom Investor mittlerweile eingestellt wurden.

**Tabelle 4:** Derzeit geplante Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland

Standort	Leistung (MW)	Kapazität (MWh)	Betreiber	Bundesland
Atdorf	1.400	13.000	Schluchenseewerke AG	Baden-Württemberg
Blautal	60	370	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm gmbH, Eduard Merkel GmbH&CoKG	Baden-Württemberg
Forbach Neubau	200	1.428	EnBW AG	Baden-Württemberg
Sorpeberg-Glinge	420	2.030	Mark-E Aktiengesellschaft, Grünwerke GmbH	Nordrhein-Westfalen
Hoher Eimberg-Itter	324	1.950	Mark-E Aktiengesellschaft, Grünwerke GmbH	Hessen/Nordrhein-Westfalen
RIO/Schweich	300	4.464	Stadtwerke Trier	Rheinland-Pfalz
Halde Sundern	15	74	RWE Innogy GmbH, RAG Montan Immobilien GmbH	Nordrhein-Westfalen
Energiespeicher Riedel	300	3.732	Donaukraftwerk Jochenstein AG	Bayern
Waldeck 2+	300	369	E.ON SE	Hessen
Einöden	150	1.600	Pumpspeicherkraftwerk Einöden GmbH	Bayern
Jochberg	700	k.A	Energieallianz Bayern GmbH&Co.KG	Bayern
Nethe	390	2.323	Trianel GmbH	Nordrhein-Westfalen
Leinetal	200	k.A	HOCHTIEF AG	Niedersachsen
Rottachsee	30-50	240-360	Allgäuer Überlandwerk GmbH	Bayern

<b>Standort</b>	<b>Leistung (MW)</b>	<b>Kapazität (MWh)</b>	<b>Betreiber</b>	<b>Bundesland</b>
Breitenstein	60	360	Allgäuer Überlandwerk GmbH	Bayern
Leutenberg	380	k.A	STRABAG AG	Thüringen
Ellrich	640	k.A	STRABAG AG	Thüringen
Schmalwasser	1.000	k.A	Trianel GmbH	Thüringen
Heimbach	280-320	k.A	Stadtwerke Mainz AG	Rheinland-Pfalz
Naturstromspeicher Gaildorf	16	k.A	MBS Naturstromspeicher GmbH	Baden-Württemberg
Osser (Pumpspeicherkraftwerk Johanneszeche)	100	810	Vispiron Energy GmbH	Bayern
Hainleite	240-500	k.A	HOCHTIEF AG	Thüringen
Poschberg	450	k.A	Max Aicher Poschberg Projekt GmbH	Bayern
<b>NRW – kumuliert</b>	<b>≈1.130</b>	<b>≈6.400</b>		
<b>Deutschland - kumuliert</b>	<b>7.955 - 8.275</b>	<b>≈33.000</b>		

## **2.3 Funktionsweise und wesentliche Komponenten von Pumpspeicherkraftwerken**

Nachfolgend werden die Bestandteile und die Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken ausführlicher beschrieben. Es wird dargestellt, aus welchen Komponenten ein Pumpspeicherkraftwerk besteht und wie diese zusammenwirken. Außerdem wird beschrieben, welche baulichen, maschinentechnischen und elektrotechnischen Anlagen zur Erfüllung der Aufgaben erforderlich bzw. geeignet sind.

### **2.3.1 Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken**

Die Gravitation ist die physikalische Größe, deren Wirkung für die Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken genutzt wird. Indem Masse unter Aufbringung elektrischer Energie gegen die zum Erdmittelpunkt gerichtete Gravitationskraft auf höheres Geländeniveau transportiert wird, wird die potenzielle Energie der transportierten Masse (Wasser) erhöht.

Für eine Anlage zum Pumpspeicherbetrieb werden benötigt:

- Mindestens zwei Wasserreservoirs auf unterschiedlich hohem Geländeniveau (Ober- und Unterbecken). Diese Becken werden in der Regel durch Stauvorrichtungen (Dämme, Mauern) begrenzt.
- Triebwasserleitungen, die den Austausch der Pendelwassermenge zwischen den Becken ermöglichen. Hierzu gehören auch Absperrorgane, Ein- und Auslaufbauwerke sowie gegebenenfalls ein Wasserschloss zum Ausgleich von Druckstößen, die durch Reguliervorgänge oder bei Betriebsstörungen auftreten können.
- Ein Krafthaus (ober- oder unterirdisch) mit den für die Energieumwandlungsprozesse notwendigen hydraulischen und elektrischen Maschinen und den für den Betrieb erforderlichen Nebeneinrichtungen.
- Anbindung an das Stromnetz.

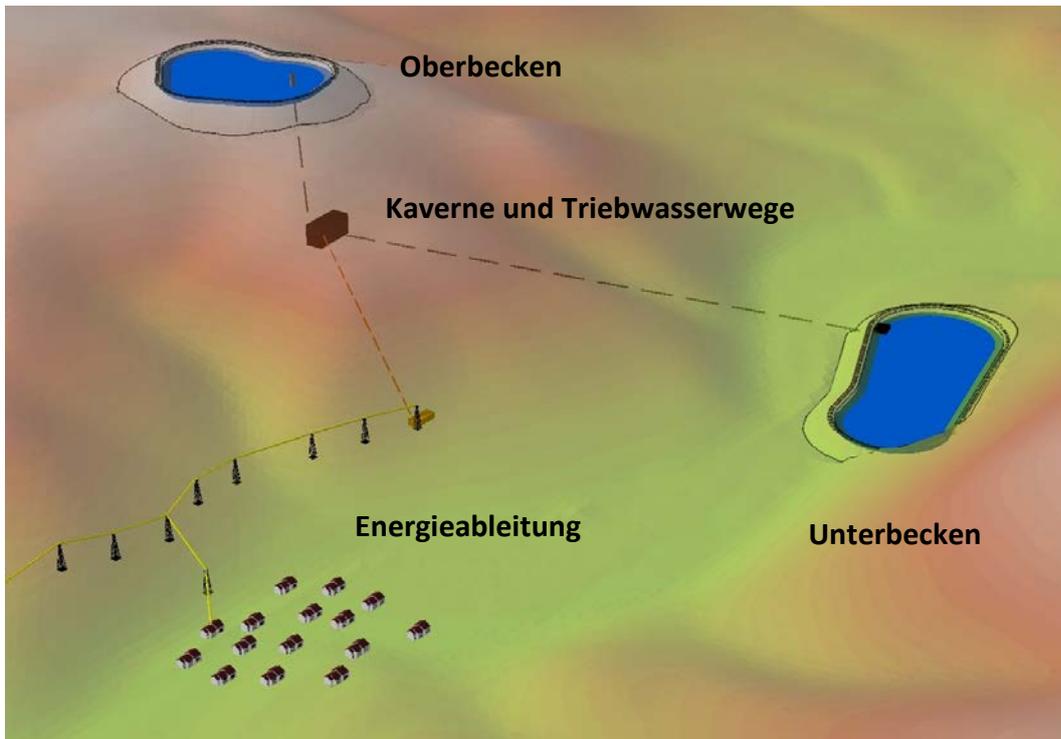
### **2.3.2 Bauliche Anlagen und elektromechanische Ausrüstung von Pumpspeicherkraftwerken**

#### **2.3.2.1 Bautechnik**

Die wesentlichen bautechnischen Anlagen eines Pumpspeicherkraftwerkes bilden die Absperrbauwerke des Ober- und des Unterbeckens und die Verbindungsleitung zwischen Ober- und Unterbecken, auch Wasserweg genannt, sowie die erforderlichen Bauwerke zur Anordnung der elektromechanischen Ausrüstung des Kraftwerkes (siehe Abbildung 2).

Die Speicherbecken können durch den Aufstau eines Gewässers (Talsperre) oder aber als Becken ohne natürlichen Zufluss gebildet werden. Becken ohne natürliche Zuflüsse werden dabei durch ringförmige Absperrbauwerke (Dämme oder Staumauern) umschlossen. Vorzugsweise wird versucht, diese Becken im Massenausgleich anzulegen, d.h. Aushubmaterial für die Eintiefung des Geländes wird zur Aufschüttung von Ringdämmen verwendet. Die Methoden für den Bau der Absperrbauwerke bzw. der Becken entstammen dem konventionellen Talsperrenbau.

Durch Ringdämme gebildete Becken, insbesondere Oberbecken, sind meist vollkommen abgedichtet, um zum einen Sickerverluste des energetisch hochwertigen Wassers weitgehend zu vermeiden, zum anderen das Risikopotenzial der hochliegenden Becken zu minimieren.



**Abbildung 2:** Pumpspeicherkraftwerk-Schema

Die Wahl des Dichtungssystems hängt von der Konstruktion des Beckens bzw. des Dammes ab. Als Dichtungssystem kommen Innendichtungen und Oberflächendichtungen (Ton-, Folien- und Asphaltichtung) in Frage.

Weitere Gesichtspunkte, die berücksichtigt werden müssen, sind die raschen und häufigen Stauspiegelschwankungen durch den Betrieb. Dies betrifft sowohl die Dichtungen als auch die Absperrbauwerke selbst, die sicher gegen Porenwasserüberdruck ausgebildet sein müssen.



**Abbildung 3:** Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal (Becken im Massenausgleich)

Der Wasserweg unterteilt sich in die mit hohem Druck aus dem Oberbecken beaufschlagte oberwasserseitige Triebwasserleitung und die mit geringerem Druck aus dem Unterbecken beaufschlagte unterwasserseitige Triebwasserleitung. Triebwasserwege wurden ursprünglich als übertägige Stahlrohre ausgeführt. Diese müssen in regelmäßigen Abständen mit dem Untergrund fixiert werden, um die auftretenden Kräfte in das Gebirge abzutragen. Sowohl die Stahlleitungen als auch die Widerlager sind dabei der Witterung ausgesetzt, was zu erheblichen Aufwendungen für den Unterhalt (z.B. Korrosionsschutz, Betoninstandsetzung) führt.

Da der Flächenverbrauch und der damit verbundene Eingriff in die Umwelt einen Nachteil für den Neubau von übertägigen Leitungen darstellt und gleichzeitig erhebliche Fortschritte in der untertägigen Vortriebstechnik (u. a. durch die Entwicklung von Tunnelbohrmaschinen (TBM)) erzielt wurden, werden die Triebwasserleitungen bei neuen Anlagen in der Regel unterirdisch erstellt. Für die oberwasserseitigen Druckstollen oder -schächte wird dabei wegen des hohen Innendrucks in der Regel eine Stahlpanzerung vorgesehen, während für die Unterwasserstollen meist eine Betonauskleidung ausreicht. In jüngster Zeit erzielte Fortschritte in der Vertikalbohrtechnik führen dazu, dass bei neuen Anlagen vermehrt vertikale oberwasserseitige Triebwasserleitungen geplant werden. Damit wird die Länge der deutlich teureren stahlgepanzerten Leitungen verkürzt.

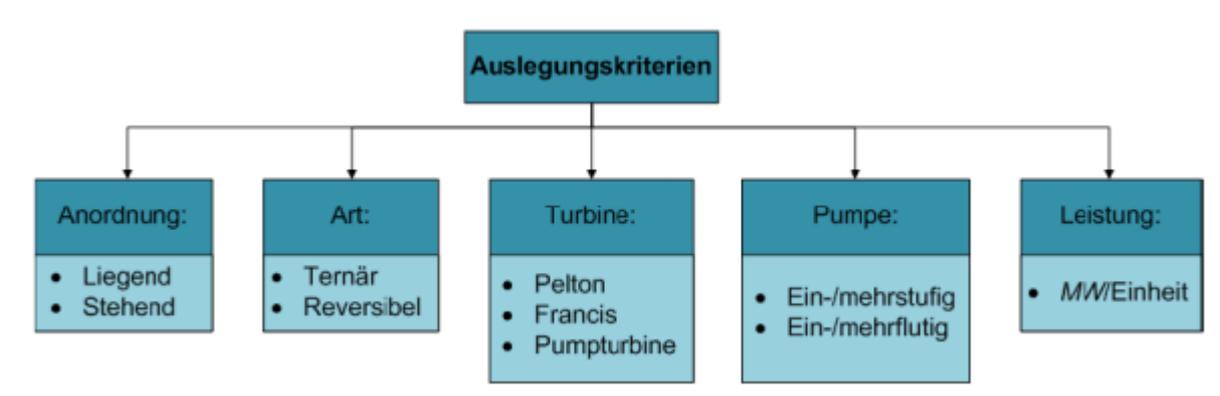
Lage und Anordnung des Krafthauses hängen sowohl von den geologischen Verhältnissen als auch von der Konzeption der Gesamtanlage und der gewählten Maschinenteknik ab. Die maschinentechnischen Anlagen werden dabei entweder untertägig in einer Kaverne angeordnet oder in tiefe Schächte am Rand des Unterbeckens eingebaut (Schachtkraftwerk).

Kavernen besitzen den Vorteil, dass damit die Länge des oberwasserseitigen Druckstollens minimiert werden kann - mit entsprechend geringeren Kosten für die Stahlpanzerung. Schachtkraftwerke bieten sich insbesondere bei sehr kurzen Horizontalentfernungen zwischen Ober- und Unterbecken an.

Zusätzlich zu den vorgenannten Hauptbauwerken sind abhängig vom jeweiligen Anlagenkonzept diverse Nebenbauwerke erforderlich (wie z.B. Ein- und Auslaufbauwerk, Zugangs-, Flucht-, Energieableistungstollen, Trafokaverne, Umspanngebäude, Zugangs- und Betriebswege, Betriebsgebäude etc.).

### 2.3.2.2 Maschinenteknik

Die vorliegenden örtlichen Randbedingungen (wie z. B. die Fallhöhe) sowie die zukünftige Betriebsweise (Ausgleich von Lastschwankungen, Bedarfsschwankungen oder Bereitstellung von Spitzenlastenergie) entscheiden über die Auslegung eines Maschinensatzes. Nachstehend sind die grundsätzlichen Variationsmöglichkeiten für die Auslegung und die Wahl des Hauptmaschinensatzes dargestellt.



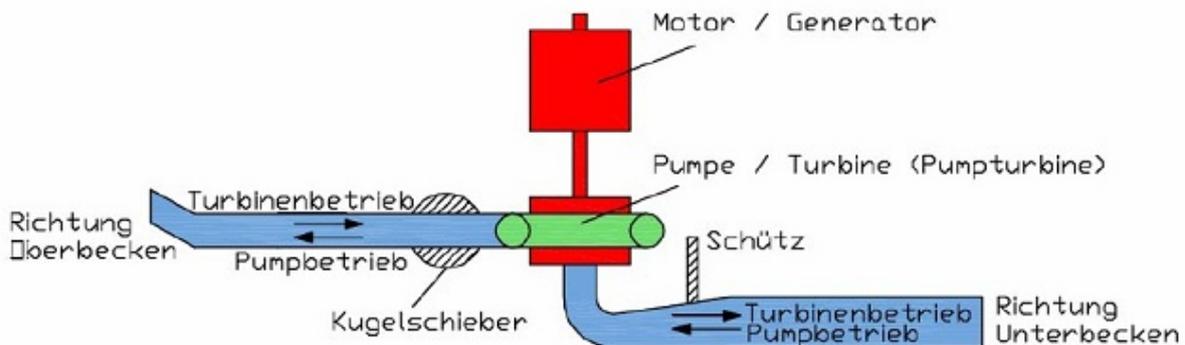
**Abbildung 4:** Kriterien zur Auslegung der Maschinenteknik [Beck, Schmidt 2011]

Neben der Hauptmaschine (Pumpe und Turbine) zur Energieumwandlung ist eine Vielzahl von maschinellen Hilfseinrichtungen für den Betrieb des Kraftwerkes erforderlich, wie z.B. Regler, Absperrorgane (Kugelschieber, Drosselklappe, Schütz), Entwässerungsanlage, Druckluftanlage oder Kühlwasserversorgung.

### Art des Maschinensatzes

Die Pumpe hat die Aufgabe, durch Änderung des Drucks in den Triebwasserleitungen das Wasser zur Bewegung entgegen der Gravitation in Richtung eines Oberbeckens zu bringen. Sie wird durch einen Motor angetrieben, der elektrische Energie aus dem Stromnetz aufnimmt und in mechanische kinetische Energie (Drehbewegung der Achse des Pumpaggregats über die Zeit) umwandelt. Die Turbine wandelt die geradlinige Bewegung des durch die Triebwasserleitungen Richtung Unterbecken fallenden/schießenden Wassers in eine Drehbewegung ihrer eigenen Achse um. Sie ist mit einem Generator gekoppelt/verbunden.

Die hydraulische Maschine kann als Pumpturbine oder als ternärer Maschinensatz ausgeführt werden. Unter Pumpturbinen (auch 2-Maschinensatz genannt) versteht man einen Pumpspeichersatz bestehend aus Motor-Generator und reversibler Pumpturbine (Typ Francis), welche mit einem einzigen Laufrad die Speicherpumpe und Turbine ersetzt. Selten wird zwischen Motor-Generator und Pumpturbine eine Kuppelung oder ein Wandler eingesetzt. Im 2-Maschinensatz wird also die Pumpe und die Turbine in einer Maschine vereinigt (siehe Abbildung 5).

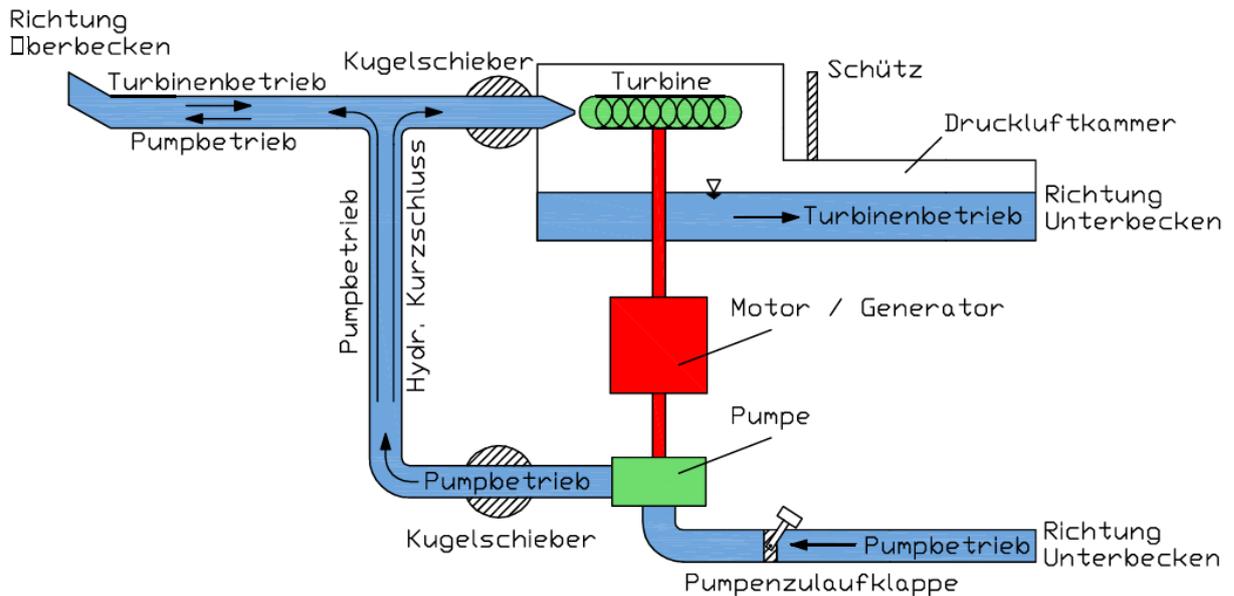


**Abbildung 5:** Prinzipskizze eines 2-Maschinen-Satzes (reversible Pumpturbinen)

Da der Pumpspeichersatz nur ein Laufrad besitzt, gibt es nur eine einzige Verbindung vom Oberwasser zum Unterwasser. Damit wird nur eine oberwasserseitige Absperrarmatur notwendig. Durch Drehrichtungswechsel kann die Pumpturbine entweder für den Pumpbetrieb, den Turbinenbetrieb oder den Phasenschieberbetrieb (in beiden Drehrichtungen) eingesetzt werden. Die Betriebsart „hydraulischer Kurzschluss“ (Pump- und Turbinenbetrieb gleichzeitig) ist physikalisch nicht möglich. In den vergangenen 35 Jahren wurden die Pumpspeicherkraftwerke weltweit überwiegend mit Pumpturbinen ausgestattet, ausschließlich mit vertikaler Anordnung.

Unter einem ternären Maschinensatz (auch 3-Maschinensatz genannt) versteht man einen Pumpspeichersatz bestehend aus Speicherpumpe, Motor-Generator und Turbine. Dabei wird der Motor-Generator jeweils durch eine Welle einerseits mit der Turbine, andererseits mit der Speicherpumpe verbunden.

Manchmal wird zwischen Motor-Generator und Turbine eine Kupplung, und/oder zwischen Motor-Generator und Speicherpumpe ein Wandler eingebaut (siehe Abbildung 6).



**Abbildung 6:** Prinzipskizze eines 3-Maschinensatzes (mit vertikaler Welle)

Beim ternären Maschinensatz sind sowohl für die Turbine als auch für die Speicherpumpe jeweils eine Verbindung zur oberwasserseitigen Druckrohrleitung und eine Verbindung zum niederdruckseitigen Wasserweg erforderlich. Die oberwasserseitigen Verbindungen sind mit Absperrarmaturen (meistens Kugelschieber) auszurüsten. Wird die Turbine (Speicherpumpe) starr mit dem Motor-Generator gekoppelt, dreht das Laufrad der Turbine (Speicherpumpe) im Pumpen-(Turbinen-) Betrieb in Luft mit. Ein Druckluftsystem oder eine unterwasserseitige Absperrarmatur sorgt für die Senkung des Wasserspiegels im Saugrohr. Der ternäre Maschinensatz kann für die Betriebsart „Pumpbetrieb“, „Turbinenbetrieb“, „Phasenschieberbetrieb“ oder „hydraulischer Kurzschluss“ eingesetzt werden. Die letzte Betriebsart ermöglicht die Leistungsregelung im Pumpbetrieb, erfordert aber besondere Sorgfalt bei der Konstruktion, um die möglicherweise höhere mechanische Belastung der Maschine sicher zu beherrschen.

Die meisten Pumpspeicherkraftwerke in Europa, die vor 1975 gebaut wurden, sind mit ternären Maschinensätzen konstanter Drehzahl ausgerüstet, mit horizontaler oder vertikaler Anordnung.

Der früher gebräuchliche ternäre Maschinensatz ist auch heute nach wie vor eine Option bei großen Fallhöhen (über 600 m), da für die Turbine eine andere Bauart gewählt werden kann (Pelton-Turbine) als für die Pumpe. Aber auch unabhängig von der Fallhöhe bieten ternäre Maschinensätze Vorteile: Die unabhängige Auslegung von Pumpen und Turbinen ermöglicht höhere Wirkungsgrade (die Entkopplung von Pumpe und Turbine führt zu niedrigeren Reibungsverlusten), kurze Startzeiten oder die Möglichkeit eines hydraulischen Kurzschlusses, was eine Lastregelung auch im Pumpbetrieb ermöglicht. Diesen Vorteilen, die gerade bei zunehmender Bedeutung der Bereitstellung von Regelenergie zur Geltung kommen, stehen allerdings auch einige erhebliche Nachteile im Vergleich zu reversiblen Pumpturbinen gegenüber, wie deutlich höhere Aufwendungen und Kosten, höhere Strömungsverluste und ein höherer Wartungsaufwand.

Die Fortschritte in der Entwicklung und Konstruktion von reversiblen Pumpturbinen sowie ihre kompakte Bauweise mit entsprechenden Kostenvorteilen gegenüber ternären Maschinensätzen haben dazu ge-

führt, dass heute überwiegend Pumpturbinen zum Einsatz kommen. Ferner sind Pumpturbinen mit Hinblick auf die Betriebskosten günstiger und erfordern einen geringeren Wartungsaufwand als ternäre Maschinensätze [Beck, Schmidt 2011]. Insbesondere Pumpturbinen mit variabler Drehzahl (in Verbindung mit Asynchronmotorgeneratoren), wie sie seit etwa zwei Jahrzehnten auf dem Markt sind, haben den Einsatzbereich von Pumpturbinen deutlich erweitert.

### **Pumpen- und Turbinentypen und ihr Einsatzspektrum**

Abhängig von den Einsatzbedingungen und den gewünschten Betriebsweisen finden verschiedene Pumpen, Turbinen oder Pumpturbinen in Pumpspeicherkraftwerken Verwendung.

#### Radialpumpen

Für Pumpspeicheranlagen werden hauptsächlich Speicherpumpen mit Radiallaufrad ausgewählt, da die Axialradpumpen nur für kleine Förderhöhen ( $< 50$  m) verwendet werden. Radialpumpen sind ähnlich wie Francis-Turbinen aufgebaut.

#### Francis-Pumpturbine

Die Francis-Pumpturbinen sind sehr leistungsfähige Pumpturbinen, die auch für größere Fallhöhen (bis etwa 800 m) geeignet sind. Der Wechsel von Pump- zu Turbinenbetrieb erfolgt durch die Änderung der Drehrichtung der Maschine. Die überwiegende Mehrzahl von Pumpspeicherkraftwerken wurde in den vergangenen Jahrzehnten mit Francis-Pumpturbinen ausgestattet. Francis-Maschinen können auch nur als Turbinen oder nur als Pumpe eingesetzt werden.

#### Pelton turbine

Pelton turbinen werden in Pumpspeicherkraftwerken nur beim 3-Maschinensatz verwendet, pumpen ist physikalisch nicht möglich. Pelton turbinen kommen zum Einsatz, wo große und sehr große ( $> 700$  m) Fallhöhen bei vergleichsweise geringen Wassermengen vorkommen. Der Teillastwirkungsgrad beim Peltonrad ist besser als bei anderen Turbinenarten, deshalb eignen sie sich ausgezeichnet für den Regelbetrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes, bei dem längere Einsatzzeiten im Teillastbereich gefahren werden.

Zusätzlich zu den vorgenannten Turbinen- und Pumpentypen kommen noch folgende Sonderformen in Abhängigkeit von den Einsatzbedingungen in Frage:

#### Kaplan turbine

Kaplan turbinen sind besonders für kleine Fallhöhen ( $H < 80$  m) geeignet. Die Eintrittskanten und Austrittskanten der Kaplan-Pumpturbinen werden umgeformt, um die Strömungsverhältnisse bei Pump- und Turbinenbetrieb optimal zu gewährleisten. Wie normale Kaplan turbinen besitzen die Kaplan-Pumpturbinen verstellbare Leiträder und Laufräder, wodurch die Wirkungsgrade im Teillastbetrieb verhältnismäßig gut verlaufen.

#### Isogyre-Pumpturbine

Diese Art von Pumpturbine besitzt eine Pumpe und eine Turbine, die nebeneinander auf einem Wellenstrang montiert sind. Die Turbine und die Pumpe haben im Betrieb die gleiche Drehrichtung. Dies hat zur Folge, dass die Maschine bei Umkehrbetrieb nicht zum Stillstand kommen muss. Dadurch sind die Umschaltzeiten geringer, und es ist möglich die Last von Stromnetz schneller auszugleichen.

#### Dériazsche-Pumpturbine

Die Dériazsche-Pumpturbine ist besonders für mittlere Fallhöhen ( $30 \text{ m} < H < 100 \text{ m}$ ) geeignet. Wegen der Verstellbarkeit von Stützschaufeln und Laufschaufeln kann das Wasser nach Bedarf in die benötigte

Richtung geleitet werden, sodass die Dériazsche-Pumpturbine einen relativ guten Wirkungsgrad bei Teillastbereich besitzt.

### 2.3.2.3 Elektrische Anlagen

Zu den erforderlichen elektrischen Anlagen eines Krafthauses gehören im Wesentlichen folgende Komponenten:

- Motorgenerator
- Maschinentransformator zur Transformation der Generatorspannung zur Netzspannung
- Umspannanlage
- Maschinenschaltanlage
- Erdungsanlage
- Eigenbedarfsanlage
- Schwarzstarteinrichtung
- Gleichstromanlagen
- Druckluftanlagen
- Schaltwarte (autom. Schutz, Fernmelde- und Wirkanlagen)
- Prozessleitsystem (Überwachung und Bedienung der Anlagentechnik)

Der Generator wandelt die mechanische kinetische Energie der sich drehenden Turbine in elektrische Energie um. Das hierbei angewandte physikalische Prinzip ist die elektromagnetische Induktion: Ändert sich der magnetische Fluss durch eine durch einen Leiter umschlossene Fläche, so entsteht in dem Leiter eine elektrische Spannung (z. B. wenn ein elektrischer Leiter in einem Magnetfeld rotiert wird).

Bei Pumpspeicherkraftwerken fanden bis vor kurzem nahezu ausschließlich Synchron-Motor-Generatoren als vertikale oder horizontale 50 Hz Dreiphasen-Synchronmaschinen mit nichtveränderlicher Drehzahl Verwendung, die starr an eine Pumpe turbine gekuppelt sind. Im Turbinenbetrieb dient der Synchron-Motor-Generator der Erzeugung von elektrischer Energie, die über einen Maschinentransformator in das Hochspannungsnetz eingespeist wird. Im Pumpbetrieb bezieht der Synchron-Motor-Generator elektrische Leistung aus dem Hochspannungsnetz.

In der letzten Zeit werden jedoch auch verstärkt drehzahlvariable Maschinen eingesetzt, um im Pumpbetrieb eine Regelbarkeit der Maschine und damit der Leistungsaufnahme zu erreichen. Drehzahlvariable Asynchron-Motorgeneratoren wurden im großtechnischen Maßstab in Europa zum ersten Mal im Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Inbetriebnahme 2003) eingesetzt. Es wurden dort zwei der insgesamt vier Maschinensätze a 265 MW Leistung drehzahlvariabel gebaut. Durch Veränderung der Drehzahl zwischen 300 und 346 U/min (Synchrodrehzahl 333 U/min) kann eine Regelbarkeit der Maschine im Pumpbetrieb über eine Bandbreite von etwa 100 MW erzielt werden. Drehzahlvariable Asynchronmaschinen wurden zwischenzeitlich mehrfach in Europa verwirklicht. Für das derzeit im Bau befindlich Pumpspeicherkraftwerk Frades II in Portugal ist der Einsatz von zwei drehzahlvariablen Maschinensätzen mit jeweils 380 MW Leistung geplant [Website Voith].

## 2.4 Standortanforderungen eines Pumpspeicherkraftwerkes

Die fundamentale Voraussetzung für den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes sind geeignete topographische Verhältnisse. Das Projektgebiet muss über entsprechende zusammenhängende Flächen verfügen, sodass der Raum für die Anlage der Speicherbecken in der geplanten Größe vorhanden ist. Neben

dem Platz für die Speicherbecken sollte die Topographie auch eine möglichst große Fallhöhe zwischen den Speicherbecken bei möglichst kleiner Horizontalentfernung ermöglichen.

Die Leistung eines Pumpspeicherkraftwerkes ist direkt proportional sowohl zur Fallhöhe als auch zum Durchfluss. Daraus ergibt sich zwangsläufig, dass bei halber Fallhöhe die doppelte Wassermenge erforderlich wird, wenn man die gleiche Leistung erzielen will. Die doppelte Wassermenge bedeutet eine Verdoppelung des erforderlichen Speichervolumens, und damit des erforderlichen Flächenbedarfs für die Speicherbecken. Eine geringere Fallhöhe hat jedoch auch unmittelbare Auswirkungen auf alle anderen Bauteile des Pumpspeicherkraftwerkes. Die erforderlichen Wasserwege (Stollen oder Druckrohrleitungen) sind entsprechend größer auszubilden, da größere Durchflussmengen zu transportieren sind. Turbinen/Pumpe müssen größere Wassermengen fördern und werden entsprechend größer. Aufgrund niedrigerer Drehzahl werden Generator/Motor bei gleicher Leistung größer und schwerer. Der Krafthauskran muss wegen der größeren Maschinen schwerere Lasten bewegen können, und auch das Krafthaus muss wegen des erhöhten Platzbedarfes durch die größeren Maschinen angepasst werden.

Eine geringere Fallhöhe zieht also neben einem erhöhten Flächenbedarf und damit verbundenen Auswirkungen auf Landschaft, Natur und Umwelt auch einen erhöhten Bauaufwand mit entsprechend höheren Baukosten nach sich. Bei ansonsten gleichen Randbedingungen wird man sowohl aufgrund von Wirtschaftlichkeits- als auch von Umweltüberlegungen immer Standorte mit größerer Fallhöhe gegenüber Standorten mit geringerer Fallhöhe vorziehen.

Vor Inbetriebnahme eines Pumpspeicherkraftwerkes ist es erforderlich, das hydraulische System zu füllen. Während des Betriebes wird kein Wasser verbraucht, jedoch müssen Verdunstungs- und Versickerungsverluste aus den Speicherbecken ausgeglichen werden. Ein möglicher Standort muss demnach über ein ausreichendes Wasserdargebot verfügen, um die Erstfüllung des Systems und im späteren Betrieb eventuell den Ausgleich der geringfügigen Verluste aus dem System sicherzustellen. Diese können jedoch in der Regel durch den Niederschlag ausgeglichen werden. Stehen keine Oberflächengewässer zur Verfügung, so könnte die erforderliche Wassermenge gegebenenfalls auch mit Hilfe von Brunnen dem Grundwasser entnommen werden.

Die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerkes erfordert den Bau von Speicherbecken (Ober- und Unterbecken), von unterirdischen Stollensystemen, Kraftwerksgebäuden (oberirdisch oder unterirdisch) und Nebeneinrichtungen. Dementsprechend stellt sich eine Vielzahl von Anforderungen an den Baugrund. Er muss beispielsweise als Dammschüttmaterial verwendbar sein, bei der Anlage von untertägigen Hohlräumen einen vertretbaren Ausbruchs- und Sicherungsaufwand zulassen, ausreichend standfest für die Gründung von Bauwerken sein und Abdichtungen gegenüber Wasserwegigkeiten ermöglichen. Es ist deshalb essentiell, dass die Geologie (Baugrund) für die Errichtung der erforderlichen Bauwerke grundsätzlich geeignet ist. Selbst wenn die technische Machbarkeit eines Pumpspeicherkraftwerkes noch gegeben ist, können ungünstige geologische Verhältnisse aufgrund der zusätzlichen erforderlichen Maßnahmen enorme Kostensteigerungen bewirken. Damit wird die ohnehin durch hohe Anfangsinvestitionen bestimmte Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken unter Umständen nicht mehr erreicht.

Die zum Betrieb der Pumpen erforderliche elektrische Energie bzw. die von den Turbinen erzeugte elektrische Energie muss aus dem Stromnetz bezogen oder in das Stromnetz eingespeist werden. Das Pumpspeicherkraftwerk muss also mit einer Hoch- oder Höchstspannungsleitung mit ausreichender Übertragungsleistung an das Stromnetz angebunden sein. Der Neubau solcher Leitungstrassen ist oftmals mit einem erheblichen Eingriff in die Umwelt verbunden. Die Genehmigung neuer Leitungstrassen ist deshalb ähnlich anspruchsvoll wie die Genehmigung des eigentlichen Pumpspeicherkraftwerkes und kann durchaus ein Ausschlusskriterium für ein Vorhaben darstellen.

Jede der grundlegenden Randbedingungen - Topographie, Geologie, Hydrologie, Energieableitung - kann ein technisches Ausschlusskriterium für den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes sein. Die Summe aller Einflüsse aus den technischen Randbedingungen bestimmt zusammen mit der Marktsituation und den umweltfachlichen Gegebenheiten letztlich auch die wirtschaftliche Machbarkeit eines Pumpspeicherkraftwerkes.

## **2.5 Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken für die Stromversorgung**

Im folgenden Abschnitt wird dargelegt, welche Aufgaben ein Pumpspeicherkraftwerk im Stromnetz erfüllen kann. Dabei wird unter anderem auf die Möglichkeiten zum Lastausgleich und zur Bereitstellung von Regelenergie eingegangen und zukünftige Aufgaben von Pumpspeicherkraftwerken beschrieben.

Im Laufe der Zeit wurden (und werden weiterhin) zahlreiche Technologien entwickelt, elektrische Energie zu speichern, die sich je nach Eigenschaft des Energiespeichers für unterschiedliche Anwendungen eignen. Außer Pumpspeicherkraftwerken sind dies z.B. Batterien unterschiedlicher Bauarten, Kondensatoren, Wasserstoff- oder Methanspeicher (in Verbindung mit Elektrolyse und Brennstoffzellen oder Methanisierung) sowie Druckluftspeicher. Bislang hat jedoch keine dieser Technologien einen ähnlichen Entwicklungsstand in Bezug auf den großtechnischen Einsatz und die wirtschaftliche Nutzung erreicht wie Pumpspeicherkraftwerke.

Die wichtigsten technischen Eigenschaften zur Beurteilung von Energiespeichern sind Speicherkapazität, Speicherleistung, Wirkungsgrad, Speicherverluste, Leistungsdichte, Leistungsgradient und Lebensdauer [SRU 2010].

Die hohe verfügbare Leistung, die kurze Startzeit und der vergleichsweise hohe Wirkungsgrad machen Pumpspeicherkraftwerke derzeit zu den wirtschaftlichsten elektrischen Großspeichern. Sie werden weltweit seit Jahrzehnten eingesetzt und sind demnach langjährig erprobt. Die ersten größeren Pumpspeicherkraftwerke in Deutschlands wurden Ende der 1920iger Jahren errichtet (z. B. Koepchenwerk, Pumpspeicherkraftwerk Niederwartha).

Die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelenergie und Blindleistung, die Nutzung zum Lastausgleich bzw. -glättung und vor allem ihre Schwarzstartfähigkeit machen sie darüber hinaus zu wichtigen Systemkomponenten der deutschen Energieversorgung. Insbesondere zeichnet Pumpspeicherkraftwerke aus, dass sie im Rahmen des normalen Netzbetriebes die o.g. Betriebsweisen parallel fahren können [dena 2010]. Durch die zunehmende Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Quellen ist abzusehen, dass Beiträge zur Systemstabilität weiterhin erforderlich sein werden. Zudem gewinnt bei fortschreitendem Ausbau volatiler Erzeugung die Frage der Energiespeicherung zunehmend an Bedeutung.

### **2.5.1 Lastausgleich**

Der Lastausgleich oder Wälzbetrieb ist die klassische Betriebsweise eines Pumpspeicherkraftwerkes. Es gibt positiven und negativen Lastausgleich. Zu Zeiten der Spitzenlast (meist Tageszeit) erzeugen Pumpspeicherkraftwerke Strom und speisen diesen ins Netz ein. In Zeiten niedriger Last (in der Regel nachts) entnehmen Pumpspeicherkraftwerke Strom aus dem Netz und pumpen Wasser in die höher gelegenen Oberbecken, um elektrische Energie in Form potenzieller Energie zu speichern. Die Betriebsart (Pumpen

oder Turbinieren) wird in letzter Zeit jedoch weniger vom Verbrauch als von der Netzeinspeisung dominiert. So werden zur Mittagszeit aufgrund des Einspeisepeaks durch Photovoltaikanlagen trotz eines hohen Verbrauchs im Netz Pumpspeicherkraftwerke zunehmend im Pumpbetrieb gefahren.

## 2.5.2 Regelenergie

Eine gleichbleibende Netzfrequenz (50 Hz) ist zur Vermeidung von Schäden für Verbraucher und zur Gewährleistung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes notwendig. Stromerzeugung und Stromverbrauch stimmen jedoch nie exakt überein, z. B. ist das Verbraucherverhalten nicht zu 100 Prozent prognostizierbar, wodurch Lastprognosefehler entstehen. Auf Produzentenseite können Erzeugungsschwankungen auftreten z.B. durch fluktuierende Einspeisungen oder Kraftwerksausfälle. Dies kann dazu führen, dass die Frequenz vom definierten Sollwert abweicht. Als Richtwert gilt dabei, dass ein Leistungsmangel im Netz von 100 MW zu einer Absenkung der Frequenz um ca. 0,01 Hz führt [Giasecke, Mosony 2009].

In diesem Zusammenhang werden folgende drei Arten der Regelenergie unterschieden, deren wichtigste Charakteristika in Tabelle 5 abgebildet sind.

- Primärregelung,
- Sekundärregelung,
- Minutenreserve (Tertiärregelung).

**Tabelle 5:** Wichtigste Charakteristika der drei Regelenergiearten [dena 2010]

	<b>Abruf</b>	<b>Zeitlicher Einsatz</b>	<b>Erzeugung</b>
<b>Primärregelung</b>	Innerhalb von 30 s in vollem Umfang	$0 < t < 15 \text{ min}$	Nach dem Solidaritätsprinzip von allen ÜNB
<b>Sekundärregelung</b>	Innerhalb von max. 5 min in vollem Umfang	$30 \text{ s} < t < 60 \text{ min}$	Automat. Aktivierung durch betroffenen ÜNB
<b>Minutenreserve</b>	Innerhalb von max. 15 min in vollem Umfang	$15 \text{ min} < t < 60 \text{ min}$ (bzw. mehrere Stunden bei mehreren Störungen)	Durch betroffenen ÜNB

Sie unterscheiden sich durch zeitlichen Einsatz, Abruf und Erzeugung. Abbildung 7 verdeutlicht, dass die drei Arten nacheinander abgerufen werden und sich gegenseitig ablösen.

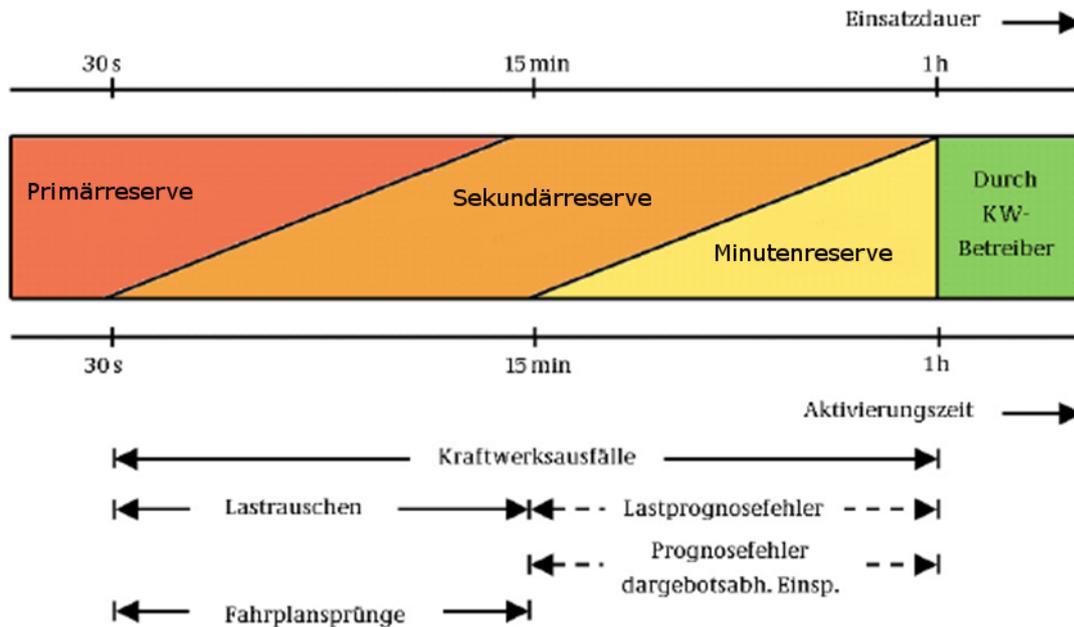


Abbildung 7: Zeitlicher Ablauf des Einsatzes der drei Regelenergiearten [BNetzA 2008]

### 2.5.3 Blindleistungsregelung

Die Gesamtleistung, die ein Erzeuger ins Netz speist, wird Scheinleistung genannt. Sie setzt sich aus Wirk- und Blindleistung zusammen. Dabei ist die Wirkleistung die eigentliche, in Strom und Arbeit umgesetzte Leistung, während die Blindleistung die Leistungsbestandteile charakterisiert, die zum Auf- und Abbau von Magnetfeldern benötigt werden. Prinzipiell wäre es wünschenswert, wenn das Netz und die Verbraucherlasten nur Wirkleistung für den Betrieb benötigen. Da aber sämtliche elektrische Motoren, Kondensatoren sowie die Übertragungsleitungen und Kabel Magnetfelder erzeugen und damit Blindleistung verbrauchen, müssen Blindleistungsanteile aus dem Netz bezogen bzw. ins Netz gespeist werden. Blindleistung bewirkt, dass die Frequenz der Spannung gegenüber der Frequenz des Stromflusses verschoben wird. Die jeweiligen Leistungsanteile werden mittels des Faktors  $\cos\varphi$  beschrieben. Da die Stromerzeugung der meisten Pumpspeicherkraftwerke über einen Synchrongenerator ans Netz gekoppelt ist, lässt sich die Blindleistungseinspeisung (bzw. der Leistungsfaktor  $\cos\varphi$ ) bei Pumpspeicherkraftwerken besonders flexibel regeln. Pumpspeicherkraftwerke können Blindleistung erzeugen oder verbrauchen, ohne Wirkleistung bereitzustellen. Diese Betriebsweise wird als Phasenschieberbetrieb bezeichnet. Dabei läuft der Generator „leer“ (ohne Last) im Stromnetz mit. Die Turbinen sind entweder abgekuppelt oder laufen entleert mit.

### 2.5.4 Schwarzstartfähigkeit

Für den Fall des Zusammenbruchs des Energieversorgungsnetzes sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit vorzuhalten. Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Eigenschaft ausgewählter Kraftwerke, ohne jegliche externe Energieversorgung aus abgeschaltetem Zustand heraus hochfahren zu können. Neben Pumpspeicherkraftwerken sind Gas- und Druckluftkraftwerke für den Schwarzstart geeignet. Wasserkraftwerke und damit auch Pumpspeicherkraftwerke weisen gegenüber Gaskraftwerken als Erzeugungseinheiten für den Schwarzstart eine höhere Sicherheit auf, da sie nicht auf die externe Versorgung durch einen Generator oder Akkumulator angewiesen sind. Da in Deutschland nur ein Druckluftkraftwerk existiert, spielen Druckluftkraftwerke hier für den Schwarzstart keine wichtige Rolle.

Neben der reinen Schwarzstartfähigkeit ist die flexible Regelbarkeit des Kraftwerks nach dem Schwarzstart eminent wichtig, da die Vorhersage der Last gerade in der Anfangsphase des Zuschaltens erster Teilnetze extrem schwierig ist und sich Lastschwankungen erst mit zunehmender Größe des wiederaufgebauten Netzes ausgleichen [dena 2010].

### 2.5.5 Derzeitige und zukünftige Hauptaufgaben von Pumpspeicherkraftwerken

Der gegenwärtig und zukünftig stark zunehmende Anteil Erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung soll zu einem Großteil durch Windkraftanlagen und Photovoltaik realisiert werden. Da die Einspeisung beider Erzeugungsarten naturgemäß starken Fluktuationen unterliegt, wird die Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken für die Lastglättung und Bereitstellung von Regelleistung zukünftig weiter steigen [IWES 2009]. Damit verschiebt sich der Hauptaufgabenbereich der Pumpspeicherkraftwerke zunehmend von der ursprünglichen Aufgabe der Gewährleistung des Lastausgleichs (Tag-Nacht) zum Schwerpunkt der kurz- bis mittelfristigen Frequenz- und Spannungsregulierung. Damit verbunden sind längere Betriebsphasen in Teillast sowie häufigeres An- und Abfahren der Maschinen [Jansen, Schöner 2011].

Pumpspeicherkraftwerke können eventuell erforderliche Abregelungen von Erneuerbaren Energien bei Überangebot im Netz verringern und die gespeicherte Energie wieder in das Energiesystem einspeisen. Damit kann ein signifikanter Anteil von Erzeugung aus erneuerbaren Quellen zusätzlich verwendet werden.

#### **Bedeutung und Hauptaufgaben von Pumpspeicherkraftwerken für das Stromnetz**

- Lastausgleich im Stromnetz (Wälzbetrieb)
- Bereitstellung von Regelleistung
- Blindleistungsregelung (Phasenschieberbetrieb)
- Schwarzstartfähigkeit nach Netzausfall
- Kurze Reaktionszeit für alle Einsatzbereiche

## 2.6 Energierrechtliche Grundlagen

In diesem Kapitel werden die energierechtlichen Grundlagen dargestellt, die einen Einfluss auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken haben. Zu den relevanten energierechtlichen Grundlagen zählen dabei insbesondere das EnWG mit seinen Regelungen zum Netzzugang und zu Netzentgelten und das EEG. Für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ist es von besonderer Bedeutung, ob für den Pumpstrom Netzentgelte und EEG-Umlage zu zahlen sind. Dies war in der Vergangenheit durch Rechtsunsicherheiten bei der Frage, ob Pumpspeicher als „Letztverbraucher“ anzusehen sind, zum Teil nicht eindeutig geregelt.

### 2.6.1.1 EEG-Umlage

Nach bis zum Jahr 2014 geltender Rechtslage (hier § 37 EEG 2012) waren Betreiber von Pumpspeichern verpflichtet, EEG-Umlage für den Pumpstrom zu entrichten, sofern dieser nicht aus eigenen Erzeugungsanlagen stammt. Gängige Praxis war aber, dass die EEG-Umlage nicht gezahlt wurde, und dass diese Position in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Pumpspeicherprojekten nicht berücksichtigt wurde. Das am 01.08.2014 in Kraft getretene neue EEG 2.0 enthält nun folgenden Absatz:

*„Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage ..., wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird.“ (§ 60 Abs. 3, Satz 1)*

Damit sind derzeit alle Stromspeicher, auch Pumpspeicherkraftwerke, von der EEG-Umlage befreit.

### **2.6.1.2 Netzentgelte**

Sowohl Neuanlagen als auch Bestandsanlagen sind grundsätzlich zur Zahlung von Netzentgelten für den Pumpstrom verpflichtet. Für Neuanlagen gilt jedoch eine befristete Befreiung von dieser Verpflichtung. Mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 wurde diese Frist von zehn auf zwanzig Jahre verlängert. Diese Regelung gilt für Anlagen, die ab dem 4. August 2011 innerhalb eines Zeitraums von 15 Jahren in Betrieb genommen werden [EnWG § 118 Abs. 6].

Des Weiteren sind Bestandsanlagen für zehn Jahre von der Zahlung von Netzentgelten befreit, wenn deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung um mindestens 15 Prozent und deren speicherbare Energiemenge um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden.

Voraussetzung für diese Freistellungen ist, *„...dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.“* Dies wird in der Regel der Fall sein, da bei hoher Residuallast tendenziell auch die Strompreise hoch sind, so dass es sich nicht lohnt zu pumpen. Diese Anforderung kann aber im Einzelfall zu einer Einschränkung der Nutzung des Pumpspeichers führen. Insbesondere in Verteilnetzen können auch Situationen auftreten, in denen hohe Netzlasten mit niedrigen Strompreisen zusammenfallen, die Belastung des Verteilnetzes also von der Gesamtlastsituation in Deutschland abweicht.

Nicht von der Zahlungspflicht für Netzentgelte befreit sind somit Bestandsanlagen, die vor dem 4. August 2011 in Betrieb genommen wurden und deren Leistung und Speicherkapazität nicht nachträglich erhöht wurde.

#### **Zwischenfazit:**

Die Befreiung von Netzentgelten und EEG-Umlage ist eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für eine wirtschaftliche Betriebsweise von Pumpspeichern. Auch wenn die Anlagen künftig von den Umlagen befreit sind, reichen die Erlöse der Beteiligung am Spot-, Intraday- und Regelenergiemarkt nicht aus, um die Vollkosten neuer Anlagen zu decken (vgl. Kapitel 2.7). Daher sind weitere Anreize erforderlich, wenn Pumpspeichern im künftigen Energieversorgungssystem eine größere Bedeutung zukommen soll. Diese sollen zwar über die Garantie des freien Preissignals im neuen Strommarktgesetz entstehen, das unter anderem auch den Abbau der Kraftwerks-Überkapazitäten fördern soll. Da auf dieses Preissignal aber alle Flexibilitätsoptionen im freien Spiel der Kräfte reagieren sollen, ergeben sich für Pumpspeicher aber auch im neuen Strommarktdesign aufgrund ihrer nachteiligen Gestehungskosten gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen keine expliziten Marktvorteile. Mit einer zunehmenden Durchdringung des Energiesystems mit Erneuerbaren Energien kommen allerdings neben Kurzzeitspeichern wie beispielsweise Batteriesystemen und E-Mobilität oder der Lastverschiebung auch Mittel- und Langzeitspeicher zum Einsatz. Hieraus können sich neue strategisch wichtige Einsatz- und Erlösfelder für Pumpspeicher entwickeln.

## 2.7 Energiewirtschaftliche Grundlagen

Mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung werden mehr Stromspeicher im System benötigt, um die wetterabhängige Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie an den Bedarf anzupassen. Im Fall von Netzengpässen können Stromspeicher die Abregelung von Erneuerbaren Energien vermeiden. Pumpspeicherkraftwerke sind derzeit die einzige in großem Maßstab erprobte und bewährte Technologie für die Speicherung von Strom. Außerdem weisen sie relativ niedrige spezifische Gesamtkosten auf.

Pumpspeicherkraftwerke können ihre Leistung grundsätzlich am Spotmarkt, am Intradaymarkt und an den Regelenergiemärkten für Sekundärregelung sowie Minutenreserve anbieten. Diese Märkte werden in diesem Abschnitt knapp beschrieben und deren historische Preisentwicklungen dargestellt. Außerdem wird aus der Perspektive Nordrhein-Westfalens die Frage untersucht, wo in Deutschland neue Pumpspeicherkraftwerke optimaler Weise errichtet werden sollten, um mögliche Netzengpässe zu vermeiden.

### 2.7.1 Spotmarkt

Der kurzfristige Großhandelspreis für Strom bildet sich an der Strombörse EPEX durch Angebot und Nachfrage. Der Preis wird jeweils „Day ahead“ für jede Stunde des folgenden Tages gebildet (Spotmarkt). Dabei bieten die einzelnen Kraftwerke in der Regel einen Preis in Höhe ihrer Grenzkosten. Das teuerste in einer Stunde noch benötigte Kraftwerk setzt für diese Stunde den Preis. Diesen Preis erhalten dann alle, die für diese Stunde Strom liefern (Market Clearing Price).

Pumpspeicherkraftwerke können einen Deckungsbeitrag aus der Volatilität der Spotpreise generieren. In Stunden mit niedrigen Spotpreisen wird gepumpt, während in Stunden mit hohen Spotpreisen turbiniert wird. Die Anlagen können daher von großen Preisdifferenzen profitieren (Abbildung 8).

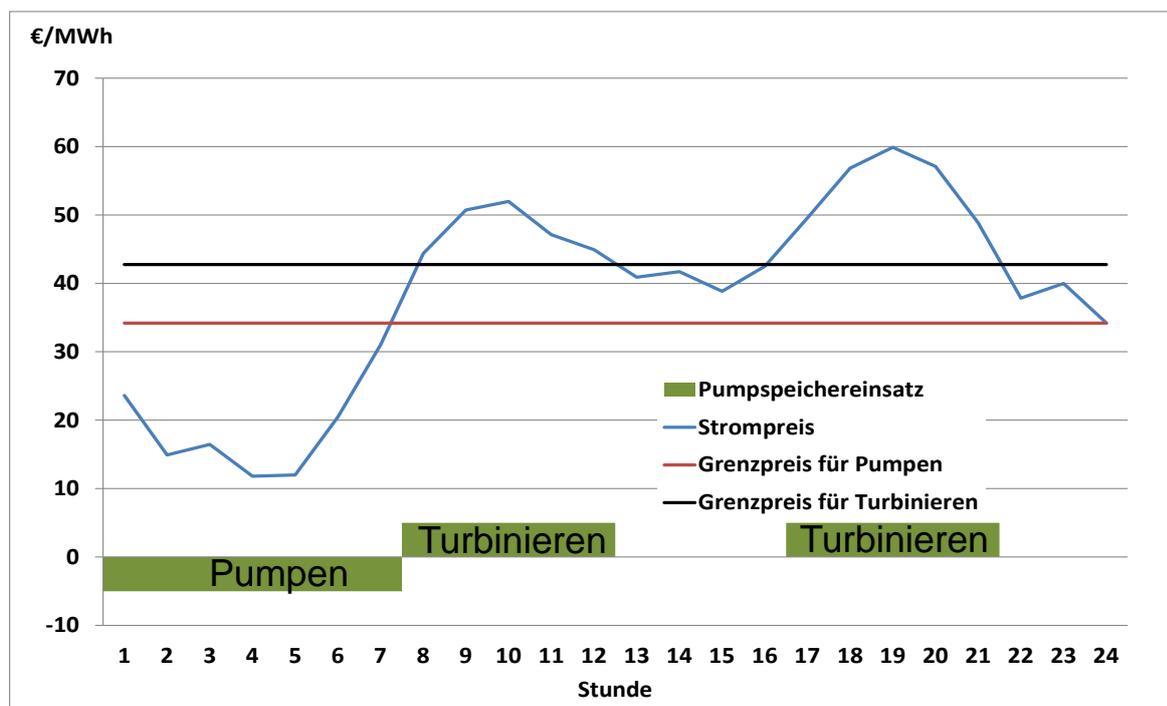


Abbildung 8: Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerks am Spotmarkt

Wie bereits in Kapitel 2.5.1 beschreiben, ist in den letzten Jahren tendenziell eine Abnahme des so genannten Peak-Offpeak-Spreads der Spotpreise zu beobachten. Dies liegt zu einem großen Teil an den stark gestiegenen Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen, die dazu führen, dass die Strompreise in den Mittagsstunden, in denen sie traditionell immer sehr hoch waren, sinken. Bei weiterem Ausbau der Erneuerbaren Energien wird es aber voraussichtlich wieder zu einer Erhöhung der Volatilität kommen. Hoch- und Niedrigpreise werden dann allerdings zu anderen Zeiten auftreten und nicht mehr so sehr von der Tageszeit abhängen, sondern zunehmend von der jeweils aktuellen Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik.

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen absoluten Abweichung der Spotpreise vom Jahres-Base-Preis (reale Preise, Preisstand 2013) in einem Best Guess Szenario, das die aus heutiger Sicht von Experten der BET GmbH Aachen die wahrscheinlichste Entwicklung darstellt. Der dargestellte Wert ist ein Indikator für die Volatilität der Preise. Sie nimmt bis 2016 noch ab und steigt dann langsam wieder an. Erst nach 2020 wird wieder das Niveau aus 2013 erreicht. Nach 2020 führt der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien zu einem kontinuierlichen Anstieg der durchschnittlichen stündlichen Preisdifferenzen.

Derzeit reicht die Volatilität der Preise am Spotmarkt bei weitem nicht aus, um die Vollkosten eines neuen Pumpspeicherkraftwerks zu decken. Eine überschlägige Berechnung auf Basis der Spotpreise aus dem Jahr 2013 zeigt, dass selbst bei einer angenommenen Laufzeit von 50 Jahren und der Annahme einer vollständigen Befreiung von Netzentgelten und Umlagen so nur ca. ein Drittel der Kapitalkosten erwirtschaftet werden könnten.



**Abbildung 9:** Entwicklung der durchschnittlichen absoluten Abweichung der Spotpreise vom Jahres-Base-Preis im Best Guess Szenario

## 2.7.2 Intraday-Markt

Am Intraday-Markt wird Strom kurzfristig bis eine Stunde vor Erfüllung gehandelt. Abweichungen der Intraday-Preise von den „Day ahead“-Preisen entstehen insbesondere durch Prognosefehler der Last und der Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Flexible Kraftwerke wie Pumpspeicherkraftwerke können von den Preisspreads zwischen „Day ahead“- und Intraday-Markt profitieren. Durch kurzfristige Änderung der ursprünglichen (durch den Day ahead Markt bestimmten) Einsatzentscheidung lassen sich bei entsprechenden Preisdifferenzen zusätzliche Deckungsbeiträge generieren.

Die Änderung der Fahrweise lohnt sich dann, wenn der Intradaypreis über und der day ahead Preis unter dem Grenzpreis für Turbinieren bzw. Pumpen liegt oder umgekehrt und der Füllstand des Speichers eine Änderung der Einsatzweise zulässt (Abbildung 10).

Beispiel 1:

- day ahead Preis: 60 €/MWh → Planung day ahead: Turbinieren
- Intradaypreis: 10 €/MWh → tatsächliche Betriebsweise: Pumpen
- Der Strom zur Erfüllung der Lieferverpflichtung am Day ahead Markt wird am Intradaymarkt gekauft → zusätzlicher Deckungsbeitrag: 50 €/MWh
- Gleichzeitig kann durch Pumpen Strom zum niedrigen Intradaypreis eingespeichert werden.

Beispiel 2:

- day ahead Preis: 10 €/MWh → Planung day ahead: Pumpen
- Intradaypreis: 60 €/MWh → tatsächliche Betriebsweise: Turbinieren
- Der am day ahead Markt bereits gekaufte Strom wird am Intradaymarkt wieder verkauft → zusätzlicher Deckungsbeitrag: 50 €/MWh
- Gleichzeitig kann durch Turbinieren Strom erzeugt und zum hohen Intradaypreis verkauft werden.

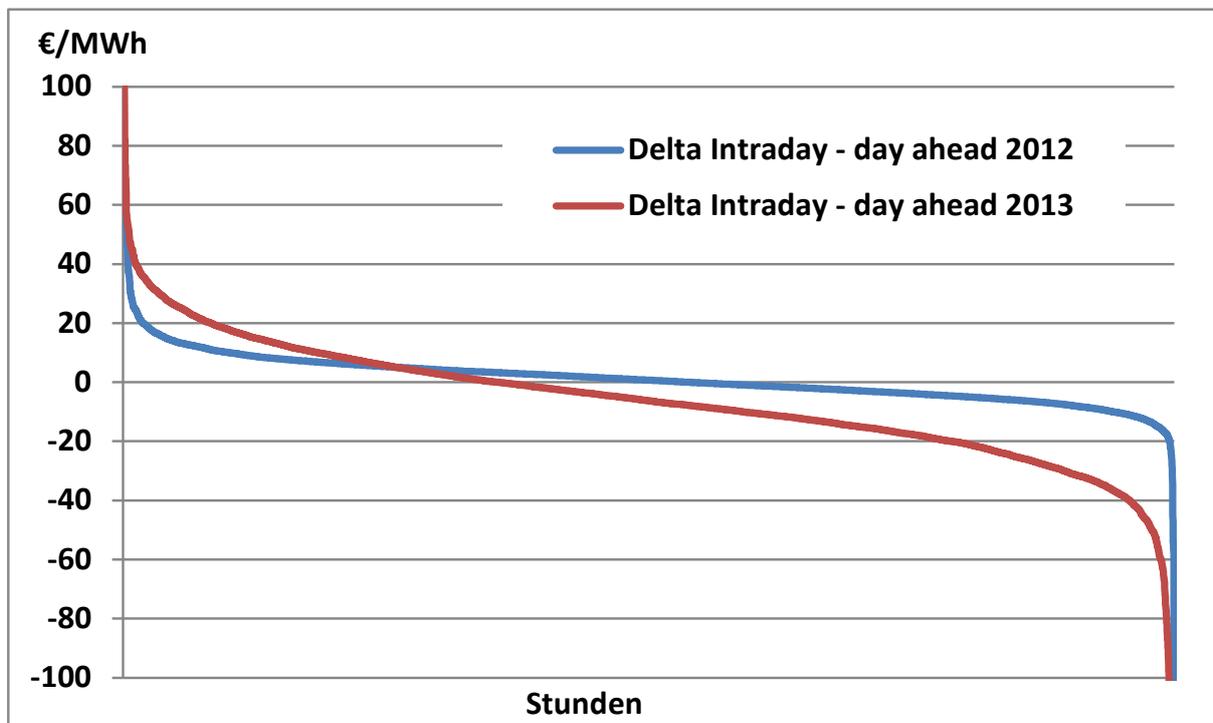


Abbildung 10: Preisdifferenz Intradaymarkt und day ahead Markt

### 2.7.3 Regelenergiemarkt

Des Weiteren gibt es die Regelenergiemärkte für kurzfristige Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme im Gesamtsystem. Hier gibt es wie in Kapitel 2.5.2 bereits beschrieben drei unterschiedliche Marktstufen: den Markt für Primärregelleistung, für Sekundärregelleistung und für Minutenreserve. Diese unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Fristigkeit der Bereitstellung der Leistung. Für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten ist eine sogenannte Präqualifikation für die Zulassung zu der jeweiligen Marktstufe erforderlich. Insbesondere muss nachgewiesen werden, dass die Anlage in der Lage ist, die regelungstechnischen Anforderungen zu erfüllen.

Pumpspeicherkraftwerke können Sekundärregelleistung und Minutenreserve anbieten. Um in vollem Umfang Sekundärregelleistung anbieten zu können, muss die Anlage technisch entsprechend ausgestattet sein. Insbesondere wird ein ternärer Maschinensatz bestehend aus einem Motorgenerator und einer separaten Turbine (üblicherweise Francis oder Pelton) und einem Pumpensatz benötigt, um in der geforderten Schnelligkeit von Pump- auf Turbinierbetrieb und umgekehrt umschalten zu können. Die Pumpe muss voll regelbar sein, damit auch bei nicht laufender Turbine negative Regelleistung erzeugt werden kann.

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Leistungspreise für Sekundärregelleistung von 2012 bis Mitte 2015. Dargestellt sind die mengengewichteten Mittelwerte der Leistungspreise und bezuschlagten Gebote.

Aus der tatsächlich abgerufenen viertelstundenscharfen Sekundärregelleistung wurde das mengengewichtete Mittel des Preises aller zu diesem Zeitpunkt liefernden Anbieter (alle Anbieter, die in dieser Viertelstunde unter dem Schnittpunkt der Angebotsfunktion und der abgerufenen Regelleistung liegen) von Sekundärregelleistung der "aktiven" Angebotsfunktion gebildet. Aus den sich so ergebenden mittleren Arbeitspreisen der Viertelstunden wurde der zeitliche Mittelwert über eine Woche für die positive Sekundärregelleistung gebildet. Abbildung 12 zeigt die Arbeitspreise seit Gültigkeit der aktuellen Marktregeln (27.06.2011) bis Ende Februar 2015. Dargestellt ist jeweils das niedrigste im jeweiligen Zeitraum noch bezuschlagte Arbeitspreisgebot. Es handelt sich somit hier um eine untere Abschätzung der Erlösmöglichkeiten.

Pumpspeicher erzielen in der Regel einen Großteil ihrer Erlöse am Markt für Sekundärregelenergie. Die künftige Entwicklung der Preise ist jedoch mit einer großen Unsicherheit behaftet. Es ist zu erwarten, dass die Marktregeln weiter liberalisiert werden, verbunden mit kürzeren Ausschreibungszeiträumen (ein Tag statt einer Woche), kürzeren Lieferblöcken und kleineren Mindestleistungen. Des Weiteren gibt es zunehmend auch Pools von vielen kleinen dezentralen Anlagen, die am Markt für Sekundärregelenergie teilnehmen. Dadurch wächst die Anzahl der Anbieter bei einem sehr begrenzten Markt von derzeit 2,4 GW. Daher ist es nicht auszuschließen, dass es in den nächsten Jahren zu einem starken Preisverfall kommt, wie es vor einigen Jahren bei der Minutenreserve der Fall war. Die Preise für Sekundärregelleistung sind seit 2013 deutlich gesunken.

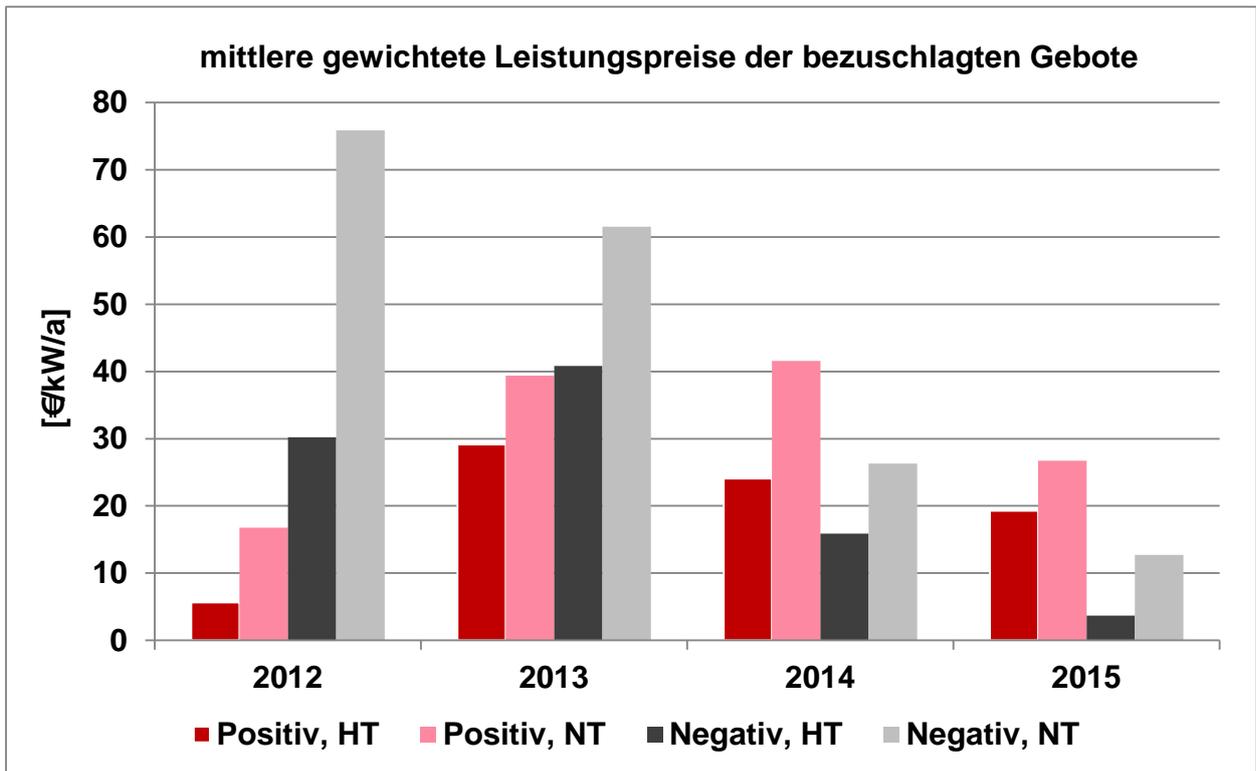


Abbildung 11: Entwicklung der Leistungspreise für Sekundärregelleistung (mengengewichtete Mittelwerte der gebotenen und bezuschlagten Preise; HT: Hochtarif, NT: Niedertarif)

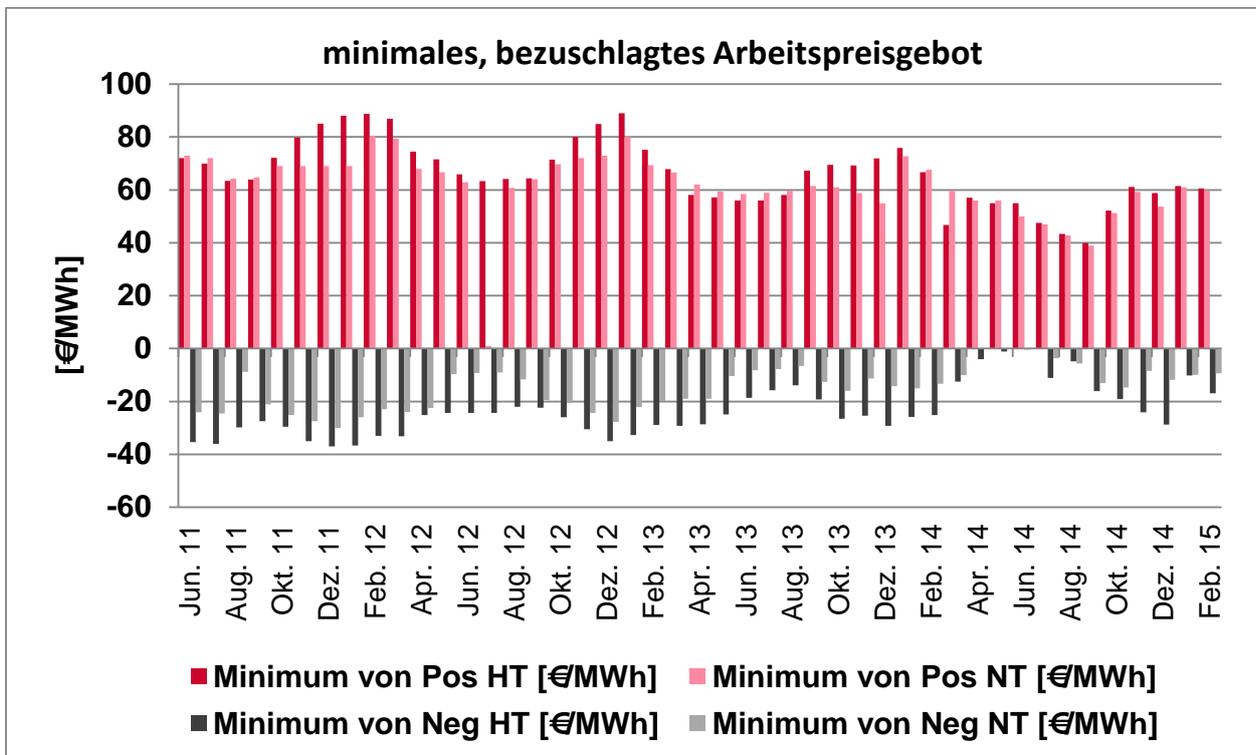


Abbildung 12: Entwicklung der Arbeitspreise für Sekundärregelenergie (minimales bezuschlagtes Gebot; HT: Hochtarif, NT: Niedertarif)

## 2.7.4 Räumliche Positionierung neuer Pumpspeicherkraftwerke

Die optimale Positionierung der Pumpspeicher hängt stark von der Netzsituation ab. Solange keine Netzengpässe auftreten, spielt der Ort des Stromspeichers keine Rolle. Netzengpässe werden in der Regel eher in der Nähe hoher Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien auftreten oder zwischen Gebieten mit starken EE-Einspeisungen bei niedrigem Verbrauch und Gebieten mit umgekehrten Verhältnissen. Die derzeitigen Stromnetze sind historisch gewachsen. Sie wurden so gebaut, dass die Netzkunden jederzeit sicher zu versorgen waren. Die Einspeisungen in das Netz erfolgten zentral aus großen Kraftwerken, für die entsprechende Netzanschlüsse an das Höchstspannungsnetz gebaut wurden. Eine Stromspeicherung in der Nähe der Verbraucher war nicht erforderlich, da die Netze für die Lastspitzen ausgelegt waren.

An den Verbrauchslastgängen in den Lastschwerpunkten wird sich in der Zukunft nicht allzu viel ändern. Durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektromobilität und weitere Zunahme von Informationstechnologien kann es zu Steigerungen des Verbrauchs kommen. Diese neuen Anwendungen bieten aber andererseits auch erhebliche Potenziale, auf der Verbraucherseite einen Ausgleich der Lastschwankungen zu bewirken. Sowohl Wärmepumpen als auch Batterien in Elektroautos lassen sich sehr gut zum Lastmanagement nutzen und sollten somit nicht zu einer Erhöhung der Lastspitzen beitragen. Voraussetzung ist allerdings ein intelligentes Lastmanagement, um diese Potenziale zu nutzen.

Die wesentliche Ursache für künftig auftretende lokale Netzengpässe ist daher der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Stilllegung vorhandener konventioneller Kraftwerke und gleichzeitiger Vernachlässigung des erforderlichen Netzausbaus. Wenn z. B. ein neuer großer Windpark in einem Gebiet mit niedriger Verbraucherlast errichtet wird, kann das vorhandene Netz u. U. nicht ausreichen, die Stromerzeugung bei Starkwind vollständig aufzunehmen. In diesem Fall könnte ein Stromspeicher in der Nähe des Windparks eine Glättung des Einspeiseprofiles bewirken, so dass die maximale Kapazität des Stromnetzes nicht überschritten wird.

Dennoch wird bei der Standortauswahl für einen Pumpspeicher die Nähe zu einspeisenden Erneuerbare-Energien-Anlagen kein entscheidendes Kriterium darstellen. Die entscheidenden Kriterien sind die Geländetopologie und gegebenenfalls bereits vorhandene nutzbare Wasserreservoirs.

Grundsätzlich ist es aus Gründen der Netzstabilität sinnvoll, dass Anlagen, die zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz beitragen, schnell regelbar und schwarzstartfähig und im Netz einigermaßen gleichmäßig verteilt sind. Insofern ist es sinnvoll, dass Pumpspeicher, die diese Systemdienstleistungen bei entsprechender technischer Ausstattung sehr gut erbringen können, nicht nur in den Alpen gebaut werden, sondern auch in den deutschen Mittelgebirgen, die hierfür durchaus nennenswerte Potenziale bieten.

Da in den nächsten Jahren aufgrund von weiterem starkem Windenergieausbau im Norden Deutschlands und Stilllegung von (insbesondere nuklearer) Erzeugungskapazität im Süden mit einer Zunahme von Netzengpässen in Nord-Süd-Richtung zu rechnen ist, können Stromspeicher in der Nordhälfte Deutschlands möglicherweise zu einer Entschärfung der Situation beitragen. Dies hängt davon ab, wo der Netzengpass entsteht. Ist der Netzengpass im Wesentlichen südlich von Nordrhein-Westfalen, so könnten Windüberschüsse im Norden temporär in Pumpspeicherkraftwerken in Nordrhein-Westfalen zwischengespeichert werden. Hier könnte in besonderen Fällen für ein ohnehin geplantes Kraftwerk ein Zusatznutzen entstehen. Bei Netzengpässen nördlich von Nordrhein-Westfalen würde sich kein Vorteil ergeben.

## **2.8 Relevante Aspekte bei der Planung von Pumpspeicherkraftwerken**

In diesem Abschnitt werden zunächst wesentliche Aspekte des Planungs- und Zulassungsverfahrens eines Pumpspeicherkraftwerks in Nordrhein-Westfalen skizziert, bevor eine Auswahl möglicher Konfliktpotenziale beschrieben wird.

### **2.8.1 Planungs- und Umweltrechtliche Grundlagen**

Zu den wesentlichen relevanten planungs- und umweltrechtlichen Grundlagen bei der Planung und Genehmigung von Pumpspeicherkraftwerken zählen u.a. das

- Raumordnungsrecht,
- Wasserrecht (inkl. Wasserverbandsgesetze und Talsperrengesetze),
- Naturschutzrecht,
- Immissionsschutzrecht,
- Baurecht,
- Recht der Umweltverträglichkeitsprüfung,
- Eigentumsrechtliche Aspekte.

Das typische Verfahren zur Realisierung eines Pumpspeicherkraftwerks ist bei Raumbedeutsamkeit des Vorhabens zweistufig. Die erste Stufe bildet die rechtsverbindliche Aufstellung oder Änderung des Regionalplans, die zweite Stufe das Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren.

Regionalplan- und Regionalplanänderungsverfahren werden in Nordrhein-Westfalen durch die Regionalplanungsbehörden bei den Bezirksregierungen bzw. dem Regionalverband Ruhr (RVR) durchgeführt und von den Regionalräten beschlossen. Hierbei werden die regionalen Ziele der Raumordnung für alle raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen im Planungsgebiet festgelegt.

Für die Genehmigung eines Pumpspeicherkraftwerks wird voraussichtlich ein Planfeststellungsverfahren erforderlich, da von vorn herein nicht festzustellen ist, ob alle Bedingungen für den Verfahrensweg einer Plangenehmigung nach §74 (6) VwVfG NRW erfüllt werden können. Außerdem ist davon auszugehen, dass der Bau eines Pumpspeicherkraftwerks mit einem UVP-pflichtigen Gewässerausbau verbunden ist, für den nach § 68 WHG eine Planfeststellung vorgeschrieben ist.

Planfeststellungsverfahren werden in Nordrhein-Westfalen durch die Planfeststellungsbehörden der Bezirksregierungen durchgeführt, zum Teil sind bei wasserrechtlichen Genehmigungen in Nordrhein-Westfalen auch die unteren Wasserbehörden zuständig. Im Planfeststellungsverfahren wird mit dem Planfeststellungsbeschluss als Verwaltungsakt über die Zulässigkeit des Vorhabens im Hinblick auf alle öffentlichen Belange entschieden. Der Planfeststellungsbeschluss hat Konzentrationswirkung, das heißt, er umfasst alle nötigen Genehmigungen (z.B. wasserrechtliche und naturschutzrechtliche Befreiungen).

## 2.8.2 Verträglichkeit von Pumpspeicherkraftwerken mit Schutzziele und weiteren Nutzungsansprüchen

Abhängig von den ortskonkreten Standortbedingungen können im Planungsprozess von Pumpspeicherkraftwerken Konflikte und konkurrierende Raumnutzungsansprüche auftreten, z. B. im Hinblick auf die Geologie, das Oberflächen- oder Grundwasser, Schutzgebiete, das Landschaftsbild oder Flora und Fauna. Hierbei kann zwischen harten Kriterien (z.B. Wasserrahmenrichtlinie, Wasserhaushaltsgesetz) und weichen Kriterien (z.B. bestehende Freizeitnutzungen) unterschieden werden. Neben dem Standort ist die Bauweise des Pumpspeicherkraftwerks ausschlaggebend für die Intensität der zu erwartenden Konflikte (z.B. oberirdische oder unterirdische Kraftwerke bzw. Triebwasserwege, gegebenenfalls Nutzung vorhandener Talsperren als Unterbecken).

Eine abschließende Bewertung der Realisierungschancen von Pumpspeicherkraftwerken ist deshalb auf dieser Stufe einer landesweiten Potenzialanalyse nicht möglich. Die umfassende Darstellung aller Aspekte der Anlagenwirkungen sind entsprechend der Planungstiefe Gegenstand der Antragsunterlagen zum Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsverfahren. Trotzdem sollen im Folgenden typische, zu beachtende Aspekte näher erläutert werden, deren Relevanz weitgehend standortunabhängig und damit wahrscheinlich ist. Besondere Beachtung verdienen zum Beispiel die Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie und des Wasserhaushaltsgesetzes, sowie die Ziele des Natur- und Artenschutzes, das Gebot der Walderhaltung oder konkurrierende Nutzungsansprüche (Grundbesitz oder Pacht z. B. für Wasser-, Energie-, Land- und Forstwirtschaft; Verkehr, Freizeitnutzung).

Generell ist bei Planung, Bau und Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks dafür Sorge zu tragen, dass Beeinträchtigungen anderer Nutzungen sowie des Naturhaushalts/Landschaftsbilds durch geeignete Maßnahmen vermieden (z.B. Standortwahl) und unvermeidbare Beeinträchtigungen so weit wie möglich minimiert werden. Bei nicht weiter minimierbaren Beeinträchtigungen erfolgt eine Abwägung, ob die Zulassung in Verbindung mit Kompensationsmaßnahmen erfolgen kann, oder ob die Konflikte so stark sind, dass eine Genehmigung versagt werden muss.

### 2.8.2.1 Wasserwirtschaft

#### Wasserrechte

Für die Erstbefüllung sowie zum Ausgleich von Verlusten, die z. B. durch Verdunstung, Versickerung und Mindestwasserabgabe während des Betriebs auftreten, ist in der Regel eine Wasserentnahme aus Oberflächengewässern oder der Aufstau eines Fließgewässers nötig. Für Genehmigung und Betrieb der Anlagen werden Aussagen zu Entnahmeort, -zeitraum und -mengen sowie Prognosen zur Wirkung auf die jeweiligen Entnahmegewässer erforderlich. Weiterhin werden Aussagen zu hydraulischen Verhältnissen bei Niedrig-, Mittel- und Hochwasser benötigt.

#### Vorgaben der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) und des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG)

Wasserrahmenrichtlinie (Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik) und Wasserhaushaltsgesetz machen umfangreiche Vorgaben zum Schutz, zur Entwicklung und zur Nutzung von Grund- und Oberflächenwasser. Bei der Planung eines Pumpspeicherkraftwerks ist daher zu prüfen, ob das Vorhaben mit den Zielen der Wasserrahmenrichtlinie bzw. mit den Bewirtschaftungszielen für Grundwasser gemäß § 47 WHG und für Oberflächengewässer gemäß § 27 WHG vereinbar ist.

Dabei ist in Bezug auf das Grundwasser in der Regel zu prüfen, ob das Vorhaben zu einer Verschlechterung des mengenmäßigen und chemischen Zustands des Grundwassers führt, ob eine Verbesserung des

mengenmäßigen und chemischen Zustands des Grundwassers erschwert wird bzw. ob die gemäß Bewirtschaftungsplan erforderlichen Maßnahmen ganz oder teilweise behindert werden. Ferner muss untersucht werden, ob eine ansteigende Schadstoffkonzentrationen zu erwarten ist.

Außerdem ist zu prüfen, ob das Vorhaben hinsichtlich des Oberflächenwassers zu einer Verschlechterung des chemischen Zustands und des ökologischen Zustands (bzw. des ökologischen Potenzials) führt, und ob eine Verbesserung der Gewässer zum guten chemischen und zum guten ökologischen Zustand (bzw. zum guten ökologischen Potenzial) erschwert wird, bzw. die gemäß Bewirtschaftungsplan erforderlichen Maßnahmen ganz oder teilweise behindert werden.

Gemäß § 34 WHG sind Errichtung, wesentliche Änderung und Betrieb von Stauanlagen nur zulässig, wenn die Durchgängigkeit des Gewässers erhalten oder wiederhergestellt wird, soweit dies erforderlich ist, um die Bewirtschaftungsziele zu erreichen. Weiterhin sind zur Wasserkraftnutzungen gemäß § 35 WHG geeignete Maßnahmen zum Schutz der Fischpopulationen erforderlich.

Abweichungen und Ausnahmen von den Bewirtschaftungszielen bei Oberflächengewässern sind in §§ 30 und 31 WHG definiert. Demnach können unter bestimmten Voraussetzungen durch die zuständigen Behörden weniger strenge Bewirtschaftungsziele festgelegt oder Zielverfehlungen zugelassen werden. Voraussetzung für die Zulässigkeit von Ausnahmen von den Bewirtschaftungszielen ist dabei u. a., dass das Vorhaben von übergeordnetem öffentlichem Interesse ist, und der mit der Maßnahme verbundene Zweck nicht mit anderen geeigneten Maßnahmen erreicht werden kann, die eine wesentlich geringere nachteilige Auswirkungen auf die Umwelt haben, technisch durchführbar und nicht mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden sind.

Die Beantwortung dieser Punkte ist Gegenstand der zu erstellenden Unterlagen im Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Prinzipiell wird ein neu errichtetes Unterbecken mit einem Dammbauwerk zum Aufstau eines Fließgewässers stets erhebliche Auswirkungen auf den ökologischen Zustand eines Gewässers haben. Diese entstehen dabei schon allein durch die Unterbrechung der Gewässerdurchgängigkeit. Die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks kann mit geringeren Konflikten bezüglich den Vorgaben aus WRRL und WHG verbunden sein, wenn ein bereits erheblich verändertes Gewässer genutzt wird (z. B. durch Nutzung einer bereits vorhandenen Stauanlage als Unterbecken). Auch durch die Errichtung eines Unterbeckens ohne Anstau eines Fließgewässers (im Nebenschluss) kann das Konfliktpotenzial in Bezug auf die WRRL unter Umständen verringert werden.

### **2.8.2.2 Land- und Forstwirtschaft, Fischerei**

Mit Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks sind in der Regel Inanspruchnahmen von land- und/ oder forstwirtschaftlichen Nutzflächen verbunden. Prinzipiell sollte die Beanspruchung von hochwertigen, naturnahen Waldbeständen sowie von hochwertigen, fruchtbaren Landwirtschaftsflächen vermieden oder so gering wie möglich gehalten werden. Die Wirkungen des Pumpspeicherkraftwerks insbesondere auf die Betriebsentwicklung sind in den Genehmigungsunterlagen z. B. in einer agrarstrukturellen Verträglichkeitsprüfung darzustellen. Für Flächenbeanspruchung und Bewirtschaftungerschwernisse sind Ausgleichsmaßnahmen oder -zahlungen erforderlich. Zum Beispiel werden in der Regel für die Nutzungsumwandlung von Wald sowie den Verlust der Waldfunktionen auf Grundlage der Waldgesetze Ersatzaufforstungsflächen und Maßnahmen zur Waldentwicklung benötigt. Aus Fischereiökologischer Sicht ist in Wasserentnahmebereichen auf geeignete Fischschutzvorrichtungen zu achten (Anströmgeschwindigkeiten, Installation entsprechender Schutzgitter / Rechenanlagen).

### **2.8.2.3 Verkehr und Baustellenbetrieb**

Im Baufeld sollte ein Ausgleich zwischen Aus- und Einbaumassen angestrebt werden, um die Transporte zu minimieren. Bestandteil der Genehmigungsunterlagen ist meistens auch ein Verkehrskonzept, in dem die Lage der Zufahrten, die prognostizierten Massentransporte während der Bauzeit sowie das Verkehrsaufkommen in der Betriebsphase dargestellt sind. Weiterhin kann als Bestandteil der Genehmigungsunterlagen ein Lärmgutachten erforderlich sein, in dem bau- und betriebsbedingte Lärmentwicklungen beurteilt werden. Auch die Berücksichtigung von Lichtemissionen ist für den Baustellenbetrieb relevant. Die Inhalte von Verkehrskonzept und Lärmgutachten bilden u.a. eine Beurteilungsgrundlage für die naturschutzrechtlichen Bestandteile der Genehmigungsunterlagen vor allem im Hinblick auf Zerschneidungswirkungen durch Straßen- und Wegeneubau sowie den Störfaktor Lärmentwicklung.

### **2.8.2.4 Natur- und Artenschutz, Umweltschutz**

Mögliche Konflikte mit den Zielen des Natur- und Artenschutzes fallen in der Regel umso geringer aus, je weiter das Vorhaben mit seinen Wirkräumen von Schutzgebieten entfernt ist, und je weniger naturschutzfachlich hochwertige Lebensräume und Arten sowie Naturgüter und Landschaftsbilder beeinträchtigt werden. Im Rahmen der Planung eines Pumpspeicherkraftwerks können zentrale Untersuchungen erforderlich werden, die sich mit den Anforderungen von Natur- und Artenschutz sowie Umweltschutz befassen. So werden diese zum Beispiel durch Umweltverträglichkeitsstudien, Artenschutzprüfungen oder landschaftspflegerische Begleitpläne umfangreich betrachtet.

### **2.8.2.5 Freizeitnutzung**

Mit der Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks kann eine Beanspruchung von Flächen verbunden sein, die bisher der Freizeitnutzung dienen. Auch wenn bei neu anzulegenden Becken nach der Bauphase oftmals sogar ein erhöhte Freizeitqualität rund um die Becken entsteht, zeigen Beispiele wie die geplante Nutzung der Rurtalsperre, dass bereits bestehende Nutzungsinteressen (z.B. der Wassersport) für die Akzeptanz der Bevölkerung bei der Planung eines Pumpspeicherkraftwerks eine große Rolle spielen. Für einen Ausgleich der Interessen bietet es sich neben der Schaffung von Dialogmöglichkeiten an, bei der Erstellung der Genehmigungsunterlagen bereits eine künftige teilweise öffentliche Nutzung von Bestandteilen des Pumpspeicherkraftwerks festzulegen. In Frage kommen könnten z. B. die teilweise öffentliche Nutzung von Ober- und Unterbecken oder Betriebswegen.

### **2.8.2.6 Projektbegleitenden Öffentlichkeitsarbeit**

Die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks berührt zahlreiche Aspekte des öffentlichen Interesses, die von verschiedenen Behörden, Verbänden und in der Regel auch Privatpersonen vertreten werden. In starkem Maß werden Belange des Grundstückseigentums und der Flächenbewirtschaftung mit Pachtverträgen berührt. Zentrale Bedeutung hat deshalb die Akzeptanz des Vorhabens bei Behörden und Verbänden, in der Öffentlichkeit sowie bei den politischen Akteuren. Aus diesem Grund ist es ratsam, entsprechende Ansprüche und Interessen frühzeitig zu erfassen und in den Planungsprozess einzubeziehen.

### 3 Methodik der Potenzialanalyse

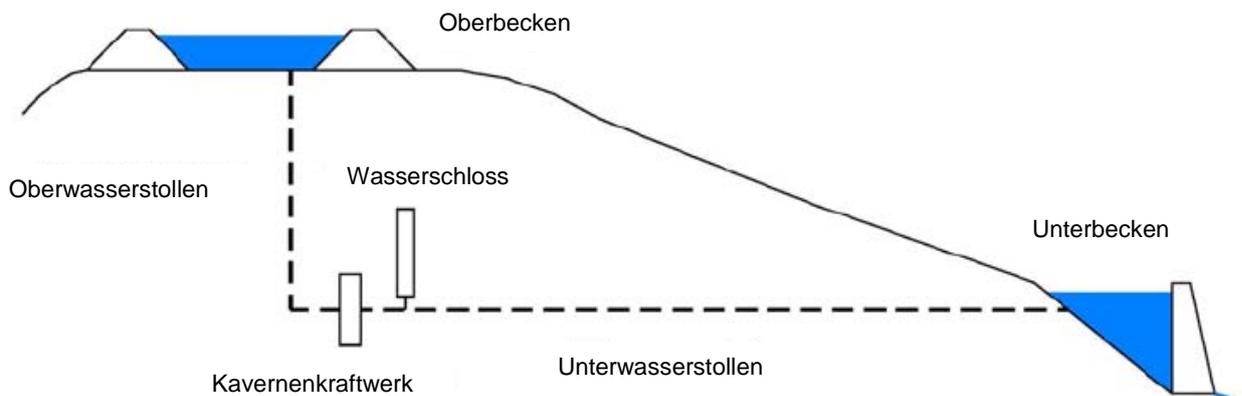
In diesem Kapitel wird das methodische Vorgehen bei der Ermittlung der Pumpspeicherpotenziale in Nordrhein-Westfalen beschrieben. Es wird das zu Grunde liegende Kraftwerkskonzept der Studie dargestellt, die verwendeten Datengrundlagen werden aufgeführt und das Vorgehen bei der Standortidentifikation und -bewertung erläutert.

#### 3.1 Kraftwerkskonzept der Studie

Im Rahmen der Studie wurde zunächst in der GIS-Analyse von einem einheitlichen Kraftwerkskonzept („technologischem Musterkonzept“) mit folgenden Merkmalen ausgegangen:

- Auslegung der Speicherbecken auf sechs Turbinenvolllaststunden
- Krafthaus als unterirdische Kraftwerkskaverne
- Vertikaler oberwasserseitiger Druckstollen und horizontaler Unterwasserstollen
- Hydraulische Maschinen als reversible Pumpturbinen
- Wasserspiegelschwankung (sog. nutzbare Speicherlamelle) in Becken mit Ringdämmen 25 m

Das vereinheitlichte Kraftwerkskonzept ermöglicht die Vergleichbarkeit der Standorte mit Hilfe von ökonomischen Standortfaktoren. Aus dem Kraftwerkskonzept werden die Anforderungen abgeleitet, welche an einem potenziellen Standort für die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerkes im Rahmen der Potenzialanalyse erfüllt sein müssen.



**Abbildung 13:** Kraftwerkskonzept der Studie

## 3.2 Datengrundlagen

Zunächst werden hier die Datengrundlagen vorgestellt, welche die Basis für die Standortsuche und Standortbewertung bildeten. Es wurden dabei nur landesweit in einheitlichem Erfassungsmaßstab vorliegende Daten für die Studie verwendet.

### **Digitales Geländemodell**

Für die Durchführung der Topographischen Analysen wurde ein digitales Geländemodell mit einer räumlichen Auflösung von 10 m und einer Höhengenaugigkeit von  $\pm 5$  dm verwendet.

### **ATKIS-Basis-DLM**

Für den Ausschluss und die Bewertung bestehender Nutzungen wurden verschiedene Objektarten des Digitalen Basis-Landschaftsmodells (ATKIS-Basis-DLM) verwendet.

### **Schutzgebiete nach Umwelt- und Naturschutzrecht**

Für den Ausschluss und die Bewertung von Umweltschutzgütern wurden folgende Schutzgebiete berücksichtigt:

- Natura 2000 (FFH- und EU-Vogelschutzgebiete)
- Naturschutzgebiete
- Nationalpark Eifel
- gesetzlich geschützte Biotope
- Biotopverbundflächen
- Landschaftsschutzgebiete
- Biotopkataster (schutzwürdige Biotope)
- Naturparke
- Schutzwürdige Böden
- Naturwaldzellen
- Festgesetzte und vorläufig gesicherte Überschwemmungsgebiete

### **Wasserschutzgebiete**

Die für den Ausschluss und die Bewertung verwendeten Trinkwasser- und Heilquellenschutzgebiete enthalten Informationen zu Zone, Rechtlichem Status und Typ und wurden differenziert betrachtet.

### **Regionalplanung**

Für den Ausschluss und die Bewertung wurden die Vorrang- und Vorbehaltsflächen sowie weitere Daten der jeweiligen Regionalpläne berücksichtigt.

### **Hydrologie**

Für die Beurteilung der hydrologischen Situationen an den jeweiligen Standorten (z.B. mittlere Abflusswerte zur Abschätzung der Dauer bzw. Möglichkeit der Erstbefüllung) wurden digitale Daten zum Gewässernetz, zu über 200 Pegelstationen und Gewässerteileinzugsgebieten ausgewertet.

### **Geologie**

Für die Beurteilung der Geologischen Verhältnisse wurde die Geologische Übersichtskarte 1:100 000 (GÜK) verwendet. Herangezogen wurden das Basismodul (Geologische Karte – überlagernde Schichten), sowie die Ergänzungsmodule 1 (Geologische Schnitte) und 2 (Quartärbasis).

### **Stromnetze**

Die Stromnetze sind Bestandteil des DLM, wobei das DLM keine Unterscheidung nach Spannungsebene enthält. Für die Beurteilung der potenziellen Standorte war jedoch eine Unterscheidung der Anschlussmöglichkeiten nach Spannungsebene erforderlich. Aus diesem Grund wurden die Verläufe der Höchstspannungsnetze (220 kV und 380 kV) aus der VDE-Netzkarte [VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb, Stand 01.01.2014] entnommen. Geplante und bereits bestehende Leitungen wurden dabei gleichgesetzt.

### **Sonstige**

Um die notwendigen Informationen bezüglich bestehender Talsperren zu erlangen, wurden verschiedene Quellen herangezogen und deren Informationen zusammengeführt, u.a. das Stauanlagenverzeichnis Nordrhein-Westfalen und Auswertungen des Fachinformationssystems ELWAS (Stand: Februar 2014).

Außerdem wurde für die Potenzialuntersuchung auf verschiedene topographische Karten (DTK 25, DTK 200, DTK 500) sowie Daten zu Verwaltungsgrenzen (Administrative Gebietseinheiten, Planungsregionen) zurückgegriffen.

## **3.3 Vorgaben für die Standortidentifikation und -bewertung**

In diesem Abschnitt werden die Vorgaben zusammengestellt, welche als Grundlage für die Standortidentifikation und -bewertung dienen. Bei diesen Vorgaben handelt es sich um:

- Mindestanforderungen, die ein Standort erfüllen muss
- Ausschlusskriterien, welche zum Ausschluss eines Gebietes führen
- Bewertungskriterien, welche der Bewertung der Qualität eines Standortes dienen

### **3.3.1 Mindestanforderungen**

Als Kriterien, die ein möglicher Pumpspeicherstandort erfüllen muss, wurden im Rahmen dieser Studie eine Fallhöhe von mindestens 200 m, eine installierbare Leistung von mindestens 100 MW Turbinenleistung sowie ein Arbeitsvermögen von sechs Turbinenstunden festgelegt.

Im Einzelfall kann die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerkes auch mit geringerer Fallhöhe zwar sinnvoll und wirtschaftlich sein, z. B. wenn ein bereits bestehendes Speicherbecken genutzt werden kann. Im Rahmen einer Potenzialstudie, die sich über eine gesamte Landesfläche erstreckt, verhindern die vorgenannten Mindestanforderungen jedoch, dass eine Vielzahl von Standorten ausgewiesen wird, die aufgrund der Randbedingungen weit unter der üblichen Wirtschaftlichkeitsgrenze liegen würden.

Aus der Analyse von Ergebnissen von vorliegenden Studien konnte das Verhältnis Fallhöhe zu Horizontaldistanz weiter differenziert werden. Abbildung 14 zeigt, dass für Standorte mit Kosten von unter 1400 €/kW ein Mindestverhältnis von Fallhöhe zu Horizontaldistanz eingehalten werden muss, um eine gewisse Kosteneffizienz zu gewährleisten, und dass Standorte mit geringer Fallhöhe und großer Horizontaldistanz verhältnismäßig teuer sind. Auf Grundlage dieser Überlegungen wurde für die Studie ein differenziertes Mindestverhältnis von Fallhöhe zu Horizontaldistanz vorgegeben (siehe Tabelle 6).

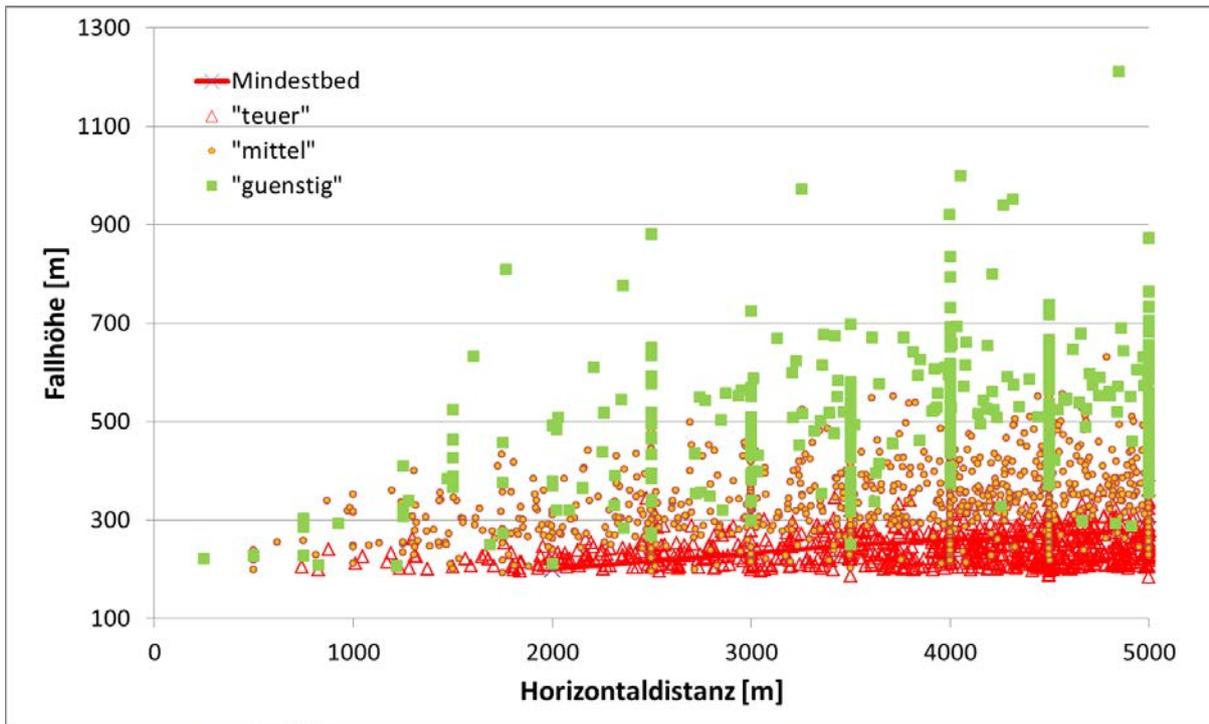


Abbildung 14: Fallhöhe, Horizontaldistanz und Kostenkategorien von Standorten

Tabelle 6: Vorgegebenes Mindestverhältnis von Fallhöhe zu Horizontaldistanz

dH	Horizontaldistanz
200 m	2000 m
250 m	3500 m
280 m	5000 m

### 3.3.2 Ausschlusskriterien

Das Ausschließen von Flächen, deren bisherige Nutzung oder deren Schutzgrad der Genehmigungsfähigkeit eines Pumpspeicherkraftwerks entgegenstehen, stellte einen zweiten zentralen Baustein der GIS-Analyse dar.

Nachdem als Zielstellung möglichst konfliktarme und kostengünstige Standorte für Pumpspeicherkraftwerke identifiziert werden sollten, war es sinnvoll, die Ausschlusskriterien streng zu fassen. So konnten unwirtschaftliche (Umsetzungsrisiko) und konfliktträchtige (Genehmigungsrisiko) Standorte bereits im Vorfeld ausgeschlossen werden. In Tabelle 7 sind die gewählten Ausschlusskriterien zusammengefasst.

**Tabelle 7:** Ausschlusskriterien

Kategorie		Bemerkung
Siedlungsflächen		<ul style="list-style-type: none"> <li>Zusammenhängende Flächen &gt; 2 ha</li> <li>Pufferbreite = 150 m</li> <li>Ausgewählte Einzelobjekte</li> </ul>
Verkehrsinfrastruktur	Bundesautobahnen und Bundesstraßen	Pufferbreite = 75 m (Autobahn) bzw. 60 m (Bundesstraße, jeweils beidseitig, Eisenbahn)
	Eisenbahnen	
Geologie	Gips- und Anhydrit-haltige Formationen	
Umwelt	NATURA 2000 (FFH, SPA)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Pufferung</li> <li>Kein Flächenlimit</li> </ul>
	Nationalparks	
	Naturschutzgebiete	
	Naturwaldzellen	
Wasser	Wasserschutzgebiete Zonen I und II	Status: festgesetzt oder Festsetzung geplant, Reserve- und Vorranggebiete
Regionalplanung	Regionalplanerisch gesicherte Flächen von hoher Wertigkeit	ASB, GIB, überregional bedeutsame Verkehrsstrassen (Planung, Bedarfsplanung), Aufschüttung und Ablagerung, oberflächennahe Bodenschätze

Siedlungsflächen und Flächen, für die bereits eine hochwertige infrastrukturelle Nutzung vorliegt, wurden von der Standortsuche ausgeschlossen, da eine Verlegung von Siedlungen und hochwertiger Infrastruktur sowohl mit erheblicher öffentlicher Ablehnung verbunden sowie meist nicht wirtschaftlich umsetzbar wäre. Da Konflikte bei Kleinstflächen geringer ausfallen und diese einem Pumpspeicherkraftwerk nicht zwangsläufig im Wege stehen müssen, wurden jedoch nur zusammenhängende Siedlungsflächen mit der Mindestgröße von zwei Hektar ausgeschlossen.

Als hochwertige Verkehrsinfrastruktur wurden die im DLM geführten Autobahnen und Bundesstraßen sowie Eisenbahnstrecken festgelegt.

Als weiteres Ausschlusskriterium wurden geologisch nicht geeignete Gebiete behandelt. Dabei ausschlaggebend ist der Gips- und Anhydritanteil des anstehenden Gesteins.

Weiterhin werden auch naturschutz- und umweltfachliche Schutzgebiete mit einem hohen Schutzgrad nicht als Potenzialflächen für mögliche Pumpspeicherkraftwerke in Frage kommen. Dazu wurden Naturschutzgebiete, FFH- und SPA-Gebiete sowie Naturwaldzellen gezählt. Naturschutzgebiete weisen einen sehr strengen Schutzstatus auf. Handlungen, welche eine Zerstörung, Beschädigung oder Veränderung des Gebietes bewirken, sind grundsätzlich verboten. Befreiungen sind nur unter sehr engen Voraussetzungen möglich, die für Pumpspeicherkraftwerke in der Regel nicht erfüllt sind. FFH- und SPA-Gebiete weisen ebenfalls einen sehr hohen Schutzstatus auf. Kann ein Projekt einzeln oder im Zusammenwirken mit anderen Projekten zu erheblichen Beeinträchtigungen führen, ist es in der Regel unzulässig. Eine abweichende Zulassung ist dann nur nach Durchführung einer Ausnahmeprüfung möglich, in welcher nachgewiesen werden muss, dass das Projekt in übergeordentem Interesse liegt, dass diese Interessen die Belange des Schutzgebietes überwiegen, und dass das Projekt alternativlos ist (siehe auch Abschnitt 2.8.2.4). Eine Ausnahmeregelung muss bis zur Ebene der Europäischen Kommission gemeldet werden und kann vor dem Europäischen Gerichtshof angefochten werden.

Naturwaldzellen sind Waldgebiete, welche einer natürlichen Entwicklung überlassen wurden. Sie stellen somit die urtümlichsten Waldbereiche dar und können nicht an einer anderen Stelle ausgeglichen werden.

Bei den übrigen Schutzgebieten erscheint ein Ausnahmetatbestand oder ein Ausgleich eher erreichbar, auftretende Konflikte sind im Rahmen der Standortsuche für Pumpspeicherkraftwerke ohnehin nicht gänzlich vermeidbar. So kann die Verträglichkeit mit einem Landschaftsschutzgebiet durch gestalterische Maßnahmen verbessert werden. Bei Biotopen und Biotopverbundflächen sowie bei geschützten bzw. schutzwürdigen Böden ist aufgrund ihrer weiträumigen Verteilung ein vollständiger Ausschluss nicht zielführend, sondern es ist im Rahmen der Bewertung eine Konfliktminimierung anzustreben. Dabei muss aber betont werden, dass im Rahmen dieser Studie eine in jedem Fall notwendige standortbezogene Einzelfallprüfung nicht erfolgen konnte.

Regionalplanerisch gesicherte Flächen (insbes. Vorranggebiete), welche einer Nutzung der Flächen für die Einrichtung von Pumpspeicherkraftwerken entgegenstehen, wurden ebenfalls ausgeschlossen (siehe Tabelle 10).

Folgende Vorranggebiete wurden dabei nicht ausgeschlossen:

- Landwirtschaftliche Kernzonen
- Waldbereiche
- Überschwemmungsbereiche
- Regionale Grünzüge
- Bereiche zum Schutz der Natur (BSN)
- Windeignungsbereiche

Waldbereiche und Bereiche zum Schutz der Natur nehmen großräumige Flächen in Anspruch. Sie verknüpfen auf diese Weise eine Vielzahl weiterer kleinräumiger Schutzgebiete (siehe oben). Eine Umwidmung zum Standort für ein Pumpspeicherkraftwerk ist dabei jedoch im Rahmen einer Änderung des Regionalplans grundsätzlich möglich. Die gleiche Aussage gilt auch für Vorbehaltsgebiete. Bei Überschwemmungsgebieten und bei Windeignungsbereichen ist es denkbar, dass ein Ausgleich z.B. durch technische und organisatorische Maßnahmen erreicht wird. Bei landwirtschaftlichen Kernzonen und bei Regionalen Grünzügen ist im Einzelfall zu prüfen, ob ein Ausgleich an anderer Stelle erreicht werden kann.

Frühzeitig ausgeschlossen wurden auch Flächen, welche eine Mindestgröße unterschreiten. Unter Zugrundelegung einer maximal erreichbaren Fallhöhe von 500 m, einer Mindestleistung von 100 MW und einer Speicherlamelle von 25 m beträgt die Mindestflächengröße für ein Speicherbecken 80.000 m<sup>2</sup> für Becken mit Ringdamm (inkl. Dammaufstandsfläche) bzw. 40.000 m<sup>2</sup> für Talsperren.

Nachfolgend werden die Art der Festlegung und der Bezug zu den Datengrundlagen für die einzelnen Kategorien genauer beschrieben.

### 3.3.2.1 Siedlungsflächen

Siedlungs- und Gewerbeflächen wurden auf Grundlage der Daten des Basis-DLM festgelegt. Zu den Siedlungs- und Gewerbeflächen wurden auch Flächen der Infrastruktur gezählt (außer Verkehrsflächen). Ebenso wurden auch historische Bauwerke oder Einrichtungen zu den Siedlungsflächen gerechnet. Tabelle 8 veranschaulicht die als Ausschlusskriterium Siedlungs- und Gewerbeflächen definierten Gebiete.

**Tabelle 8:** Als Ausschlusskriterium festgelegte Flächen in der Kategorie „Siedlungsflächen“ (AT-KIS-Basis-DLM)

Bezeichnung	Ausschluss
'Wohnbaufläche'	alle Flächen > 2ha
'Industrie-und Gewerbefläche'	alle Flächen > 2ha
'Fläche gemischter Nutzung'	alle Flächen > 2ha
'Fläche besonderer funktionaler Prägung'	alle Flächen > 2ha
'Sport-, Freizeit-und Erholungsfläche'	alle Flächen > 2ha
'Friedhof'	alle Flächen > 2ha
'Platz'	alle Flächen > 2ha
'Turm'	Kirchturm, Glockenturm, Stadt-, Torturm, Schloss-, Burgturm (unabhängig von der Flächengröße)
'Bauwerk oder Anlage für Industrie und Gewerbe'	alle Flächen > 2ha
'Vorratsbehälter, Speicherbauwerk'	alle Flächen > 2ha
'Bauwerk oder Anlage für Sport, Freizeit und Erholung'	alle Flächen (Ausnahme Wildgehege) > 2ha
Historisches Bauwerk oder historische Einrichtung'	alle Features (auch < 2ha), um 150 m gepuffert

Die zugehörigen Flächen wurden überlagert, und alle daraus resultierenden Flächen mit einer Größe über 2 ha wurden als Ausschlusskriterium definiert. Zwecks Einhaltung eines Mindestabstandes wurden die Flächen um 150 m gepuffert.

Flächen kleiner als 2 ha oder Anlagen, welche nur als Punkt vorliegen, werden als Bewertungskriterium behandelt. Eine Ausnahme von dieser Regel bilden historische Bauwerke oder Anlagen. Eine Überlagerung eines Pumpspeicherkraftwerkes mit einer historischen Anlage ist kaum durchsetzbar. Diese werden deshalb (wie Siedlungsflächen) um 150 m gepuffert und als Ausschlusskriterium behandelt, auch wenn die Flächen kleiner als 2 ha sind oder wenn sie nur als Punkt- oder Linienshape hinterlegt sind.

### 3.3.2.2 Verkehrsinfrastruktur

Als wichtigste und nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand zu verlegende Verkehrskorridore wurden

- Bundesautobahnen
- Bundesstraßen
- Mehrspurige Landesstraßen
- Bahnlinien
- Anlagen des Flugverkehrs
- Anlagen des Schiffsverkehrs

als Ausschlusskriterien behandelt.

Für Autobahnen wurde eine Korridorbreite von 150 m angesetzt. Diese leitet sich her aus der maximalen Breite einer Fernautobahn von 43,5 m (Richtlinie für die Anlage von Autobahnen [FGSV 2008]), dem in § 9 Abs. 1 Bundesfernstraßengesetz (FStrG Stand 2013) geforderten Mindestabstand von 40 m und einem zusätzlichen Puffer von 13 m (z.B. Raum für Ver- und Entsorgungsanlagen eines Pumpspeicherkraftwerks).

Für die Straßen, für welche zusätzlich der Layer „Fahrbahnachse“ hinterlegt ist (Autobahnen sowie mehrspurige Bundes- und Landesstraßen) wurde für jede Fahrbahnachse eine Pufferbreite von 60 m angesetzt (Querschnittsbreite von 6,5 m, Mindestabstand 40 m und zusätzlicher Puffer von 13,5 m). Diese Pufferbreite von 60 m wurde auch für die übrigen Bundesstraßen sowie für Eisenbahnlinien verwendet.

Die zugehörigen Flächen, welche mit diesen in Verbindung stehen, sowie die Flächen für den Flugverkehr und den Schiffsverkehr, sofern sie größer sind als 2 ha, wurden ebenfalls mit einem Puffer von 150 m versehen und ausgeschlossen.

**Tabelle 9:** Als Ausschlusskriterium festgelegte Flächen in der Kategorie „Verkehrsinfrastruktur“ (ATKIS-Basis-DLM)

Bezeichnung	Ausschluss
'Straßenverkehr'	alle Flächen mit Berührung der gepufferten Fahrbahn- und Straßenachsen & übrige Flächen > 2 ha
'Straßenachse'	alle Linien von BAB und Bundesstraßen puffern
'Fahrbahnachse'	Alle Linien puffern
Bahnverkehr	alle Flächen mit Berührung der gepufferten Bahnachsen & übrige Flächen > 2 ha
'Bahnstrecke'	alle Linien puffern
'Flugverkehr'	alle Flächen > 2ha
'Schiffsverkehr'	alle Flächen > 2ha
'Hafen'	alle Flächen > 2ha
'Schleuse'	alle Flächen > 2ha
'Bahnverkehrsanlage'	alle Flächen mit Berührung der gepufferten Bahnachsen & übrige Flächen > 2 ha
'Flugverkehrsanlage'	alle Flächen > 2ha

### 3.3.2.3 Geologie

Bezüglich der Aufnahme der Lasten einer Talsperre (Bauwerk und Wasserlast), der Dichtigkeit des Untergrundes und der Ausbrucheignung sind Schichten, welche zu Subrosion und zu Karst neigen, ungeeignet. Dazu gehören insbesondere Gips- und Anhydritführende Schichten. Diese wurden deshalb aus der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

### 3.3.2.4 Umwelt

#### Natura2000-Gebiete

Natura2000-Gebiete (FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete) wurden ohne zusätzlichen Puffer als Ausschlusskriterien verwendet. Ein Pufferbereich um die Gebiete wurde jedoch als Bewertungskriterium angesetzt (siehe Kapitel 3.3.3).

#### Naturschutzgebiete

Naturschutzgebiete wurden ohne zusätzlichen Puffer als Ausschlusskriterien verwendet. Ein Pufferbereich um die Gebiete wurde jedoch als Bewertungskriterium angesetzt (siehe Kapitel 3.3.3).

#### Nationalpark

Der Nationalpark Eifel wurde ohne zusätzlichen Puffer als Ausschlusskriterien betrachtet.

#### Naturwaldzellen

Naturwaldzellen wurden als Ausschlusskriterium verwendet.

### 3.3.2.5 Wasser

Die Wasserschutzgebiete und Heilquellenschutzgebiete werden unterschieden nach Zone, rechtlichem Status und Typ. Die Zonen werden um die Fassungen bzw. Trinkwassergewinnungsbereiche gegliedert und entsprechen dem Gefährdungsgrad bzw. der gegebenen Reaktionszeit. Es werden in der Regel drei Zonen unterschieden:

- Zone I: Fassungsbereich
- Zone II: Engeres Schutzgebiet
- Zone III: Weiteres Schutzgebiet (oft unterteilt in Zone III A und III B, teilweise auch III C)

In älteren Heilquellenschutzgebieten werden teilweise auch Schutzzonen IV und V ausgewiesen (quantitative Schutzzonen).

In Zone I sind sämtliche anderweitigen Nutzungen untersagt. In Zone II gelten enge Vorschriften für die Bebauung, für die Landwirtschaft und für den Transport bzw. die Lagerung wassergefährdender Stoffe. Die Fließzeit vom Rand der Schutzzone bis zur Fassung soll hier mindestens 50 Tage betragen.

Zone III umfasst das gesamte Einzugsgebiet einer Wasserfassung. Auch hier gelten Vorgaben bzw. Einschränkungen bezüglich der möglichen Nutzungen, die aber weniger strikt sind als in Zone II.

Bezüglich des rechtlichen Status werden unterschieden:

- F: Durch Verordnung festgesetzt
- P: Festsetzung geplant
- R: Reserve- oder Vorranggebiete (raumplanerische Festlegung)
- E: Einzugsgebiete von Wasserfassungen, für welche keine Festsetzung geplant ist.

Beim Typ der Schutzgebiete wird die Art der Gewinnung unterschieden hinsichtlich Grundwasservorkommen, Oberflächenwasser (Trinkwassertalsperren) und Heilquellen.

Ausgeschlossen wurden in der Potenzialuntersuchung sämtliche Schutzgebiete der Zone I und II mit dem Status F (rechtlich festgesetzt), R (Reserve- oder Vorranggebiet) oder P (Festsetzung geplant). In diesen Fällen ist rechtlich die Genehmigung einer Stauanlage ausgeschlossen.

### 3.3.2.6 Regionalplanung

Regionalplanerisch gesicherte Flächen mit einer hohen Wertigkeit, welche die Anlage eines Speicherbeckens ausschließen bzw. für welche ein Ausgleich nicht möglich ist, wurden aus der Standortsuche ausgenommen. In Tabelle 10 wird dargestellt, welche regionalplanerischen Gebietskategorien im Rahmen dieser Studie ausgeschlossen wurden.

**Tabelle 10:** Als Ausschlusskriterium festgelegte Flächen in der Kategorie „Regionalplanung“

Raum	Bezeichnung	Puffer
<b>Siedlungsraum</b>	Allgemeine Siedlungsbereiche (ASB)	150 m
	ASB für zweckgebundene Nutzungen	150 m
	Bereiche für gewerbliche und industrielle Nutzungen (GIB)	150 m
	GIB für flächenintensive Großvorhaben	150 m
	GIB für zweckgebundene Nutzungen	150 m
	Feuerungsanlagen zur Energieumwandlung	500 m
	Militärische Einrichtungen	150 m
<b>Verkehr</b>	S-Bahn	75 m (beidseitig)
	Schienenwege für den überregionalen und regionalen Verkehr, Bestand, Bedarfsplanmaßnahmen	75 m (beidseitig)
	Schienenwege für den Hochgeschwindigkeitsverkehr und sonstigen großräumigen Verkehr, Bestand, Bedarfsmaßnahmen	75 m (beidseitig)
	Sonstige regionalplanerisch bedeutsame Schienenwege (Bestand und Planung)	75 m (beidseitig)
	Straßen für den vorwiegend großräumigen Verkehr, Bestand, Bedarfsplanmaßnahmen	75 m (beidseitig)
<b>Freiraum</b>	Oberflächengewässer	ohne Puffer
	Aufschüttungen und Ablagerungen	ohne Puffer
	Sicherung und Abbau oberflächennaher Bodenschätze	ohne Puffer

Bei den Oberflächengewässern ist anzumerken, dass es sich dabei um Talsperren und Speicherbecken handelt. Diese wurden einer separaten Betrachtung unterzogen (siehe Kapitel 4).

Bei den Eisenbahnlinien ist zu beachten, dass in Nordrhein-Westfalen auch stillgelegte Eisenbahnlinien flächig gesichert werden sollen, um die Möglichkeit einer späteren Reaktivierung offen zu halten.

### 3.3.3 Bewertungskriterien und zugehörige Indikatoren

Für die Beurteilung der Eignung einzelner Standorte, die Bildung einer Rangfolge und die Auswahl von Vorzugsstandorten ist die Auswahl von Bewertungskriterien erforderlich. Hierfür wurden nur landesweit einheitlich verfügbare Daten herangezogen.

Die für die Bewertung verwendeten Kriterien und die zugehörigen Indikatoren (Messwerte) sind in Tabelle 11 zusammengestellt. Im Folgenden werden sie genauer beschrieben und der Bezug zu den Datengrundlagen hergestellt.

**Tabelle 11:** Für die Bewertung verwendete Kriterien und zugehörige Indikatoren.

Kategorie	Kriterium	Indikator
<b>Technik / Kosten</b>	Leistung	Leistung in MW
	Horizontaldistanz	Distanz in m, Bezug zu Flächenschwerpunkt
	Fallhöhe	Fallhöhe in m
	Spezifischer Einheitspreis	Kosten in €/kW bzw. €/kWh
<b>Siedlung/ Infrastruktur</b>	Siedlungsflächen, Bestand	Anzahl betroffener Objekte
		Flächenanteil der Überlagerung mit Pufferbereich 150 m
	Siedlungsflächen, Vorsorgebereich	Flächenanteil Überschneidung (inkl. Pufferbereich 150 m)
	Straßen, Bestand und Planung	Länge betroffener Straßen
		Anzahl betroffener Objekte
	Straßen, Bedarfsplanung	Flächenanteil der Überlagerung (Korridorbreite 500 m)
Bahn, Bedarfsplanung	Flächenanteil der Überlagerung (Korridorbreite 500 m)	
<b>Umwelt</b>	FFH-Gebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 300 m
	SPA-Gebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 500 m
	Naturschutzgebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 200 m
	Wasserschutzgebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Zone III
		Flächenanteil der Überschneidung mit übrigen Zonen
	Überschwemmungsgebiete	Überlagerung mit festgesetztem oder vorläufig gesichertem ÜSG HQ100 (wird nicht bei Talsperren angesetzt)
	Konflikte mit Wasserrahmenrichtlinie	Einzugsgebietsgröße in km <sup>2</sup> (wird nur bei Talsperren angesetzt)
	Schutzwürdige Böden	Flächenanteil der Überschneidung
	Sehr schutzwürdige Böden	
	Besonders schutzwürdige Böden	
	gesetzl. geschützte Biotope	Anzahl Objekte
	Schutzwürdige Biotope	Flächenanteil Überschneidung
	Biotopverbundflächen Stufe 1	Flächenanteil Überschneidung
	Biotopverbundflächen Stufe 2	Flächenanteil Überschneidung
	Landschaftsschutzgebiete	Flächenanteil Überschneidung
	Naturpark	Flächenanteil Überschneidung
Freiraum, Vorbehaltsgebiet	Flächenanteil Überschneidung	
Freiraum, Vorranggebiet	Flächenanteil Überschneidung	

Kategorie	Kriterium	Indikator
<b>Geologie</b>	Standsicherheit	qualitative Einschätzung durch Geologen
	Durchlässigkeit	qualitative Einschätzung durch Geologen
	Eignung für Ausbruch	qualitative Einschätzung durch Geologen
<b>Hydrologie</b>	Wasserdargebot	Füllzeit in Wochen aus unmittelbarem EZG aufgrund Schätzung MQ TEZG UB
		Füllzeit in Wochen aus Umkreis 2 km aufgrund Schätzung MQ TEZG UB
<b>Energieableitung</b>	Hochspannungsnetz (110 kV)	Entfernung in km
	Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV)	Entfernung in km

### 3.3.3.1 Technik/Kosten

Zur Kategorie Technik/Kosten wurden die Leistung, die Horizontalabstand, die Fallhöhe und die spezifischen Gesteinskosten je kW Leistung gerechnet. Da die Zahl der Betriebsstunden (Volllast) einheitlich auf sechs Stunden je Standort festgelegt wurde, kann die Leistung auch als ein Maß für die speicherbare Energiemenge gewertet werden. Mit der Leistung als Kriterium kann somit bewertet werden, welchen Beitrag ein Standort zur Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung leisten kann.

Größere Fallhöhen bewirken einen geringeren Flächenverbrauch, da die speicherbare Energiemenge vom Wasservolumen und von der Fallhöhe abhängig ist. Da die Beckenmodellierung in dieser Phase der Bewertung einige Unschärfen aufwies, war eine direkte Bewertung der spezifischen Flächenbedarfs hier noch nicht sinnvoll, stattdessen soll die Fallhöhe als Kriterium verwendet werden.

Die spezifischen Kosten sind ein Maß für die Kosteneffizienz und die Wirtschaftlichkeit eines Standortes. Sie wurden über die Hauptwerte der Standorte überschlägig ermittelt und auf die Leistung bezogen. Je kleiner die spezifischen Kosten ausfallen, umso besser wird der Standort bewertet. Ausgehend von dem einheitlichen Kraftwerkslayout mit vertikalem oberwasserseitigen Druckschacht, Kavernenkraftwerk und Niederdruck-Unterwasserstollen wurden spezifische Leistungskosten ermittelt.

Die überschlägige Schätzung der Gesamtkosten setzt sich aus folgenden Faktoren zusammen:

- Becken
- Oberwasserdruckstollen
- Unterwasserstollen
- Kaverne und Zufahrtsstollen
- Maschinelle und elektrotechnische Ausrüstung
- Netzanbindung
- Nebenkosten

Die für die überschlägige Kostenschätzung verwendeten Ansätze werden im Folgenden dargestellt.

#### Becken

- Kosten in Abhängigkeit der gespeicherten Wassermenge (€/m<sup>3</sup>)
- Linearer Rückgang der Kosten pro m<sup>3</sup> nach Beckengröße (d.h. kleines Becken = hoher Einheitspreis; großes Becken = niedriger Einheitspreis)

### **Oberwasserdruckstollen**

- Konstanter Einheitspreis je Meter Stollenlänge und Kubikmeter Durchfluss €/((m\*m³/s)
- dem Ansatz liegt eine Fließgeschwindigkeit (Stollenquerschnitt) von 6,5 m/s zugrunde

### **Unterwasserstollen**

- Konstanter Einheitspreis je Meter Stollenlänge und Quadratmeter Ausbruchfläche €/((m\*m²)
- Die Ausbruchfläche wird über den Durchfluss bei angesetzter Fließgeschwindigkeit von 4 m/s berechnet

### **Kaverne und Zufahrtstollen**

- Arithmetisches Mittel zweier Ansätze
  - Kosten in Abhängigkeit der Leistung (MW); linearer Rückgang der Kosten pro MW (d.h. geringe Leistung = hoher Einheitspreis; hohe Leistung = niedriger Einheitspreis)
  - Kosten in Abhängigkeit der Fallhöhe (MW); linearer Rückgang der Kosten nach Fallhöhe (d.h. geringe Fallhöhe = hoher Einheitspreis; große Fallhöhe = niedriger Einheitspreis)

### **Maschinelle und elektrotechnische Ausrüstung**

- Arithmetisches Mittel zweier Ansätze
  - Kosten in Abhängigkeit der Leistung (MW); logarithmischer Rückgang der Kosten pro MW (d.h. geringe Leistung = hoher Einheitspreis; hohe Leistung = niedriger Einheitspreis)
  - Kosten in Abhängigkeit der Fallhöhe (m); logarithmischer Rückgang der Kosten nach Fallhöhe (d.h. geringe Fallhöhe = hoher Einheitspreis; große Fallhöhe = niedriger Einheitspreis)
- Multiplikation des Mittelwertes mit konstantem Faktor für Schätzung der Nebeneinrichtungen

### **Netzanbindung**

- Kosten = Pauschalwert (Energieableitung) + Variabler Wert (Länge Trasse bis Netzanbindung; €/m)
- Leistungsabhängig werden drei Klassen gebildet:
  - 1 Bis 150 MW – 110kV-Netz
  - 2 Bis 300 MW – 220kV-Netz
  - 3 Ab 300 MW – 380kV-Netz
- Unterschiedliche Einheitspreise je nach Klasse

### **Nebenkosten**

- 2 Kategorien:
  - Nebenkosten 1
  - = 15 % auf alle Kosten für Unvorhergesehenes und Risiken
  - Nebenkosten 2 = 20 % auf alle Kosten (inkl. Nebenkosten 1) für geotechnisches Gutachten, Planung, Bauüberwachung, Landerwerb, Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen, etc.

#### **3.3.3.2 Siedlung/Infrastruktur**

Zu Siedlung/Infrastruktur wurden Siedlungs- und Verkehrsflächen gezählt. Dazugerechnet wurden ebenso Objekte, welche für die Ver- und Entsorgung benötigt werden. Es wurde unterschieden nach Flächen im Bestand und Flächen gemäß der aktuellen Bedarfsplanung aus den Regionalplänen. In den nachfolgenden Tabellen wird dargelegt, welche Objektkategorien aus den Grundlagendaten dabei genutzt werden, und in welcher Form.

Bei Siedlungsflächen im Bestand, welche zur Bewertung herangezogen wurden, handelt es sich entweder um Einzelobjekte (Punktdaten) oder um Kleinstflächen kleiner als 2 ha. Es ist davon auszugehen,

dass ein Konflikt bereits entsteht, wenn ein Speicherbauwerk näher an eine Siedlung heranrückt. Deshalb wird um die Siedlungsobjekte, welche für die Bewertung verwendet wurden, ein Pufferradius von 150 m (analog dem Puffer für die Ausschlussgebiete) angesetzt. Für die Bewertung wurden im Anschluss Überlagerungen mit diesem Pufferbereich (inkl. der zugrundeliegenden Kleinstfläche) herangezogen.

**Tabelle 12:** Für die Bewertung in der Kategorie „Siedlung/Infrastruktur“ verwendete Daten für das Kriterium „Siedlungsflächen Bestand“ (ATKIS Basis-DLM)

Bezeichnung	Bewertung	Anmerkung
'Wohnbaufläche'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Industrie und Gewerbefläche'	alle Flächen < 2ha	stillgelegte Industrie- und Gewerbeflächen wurden nicht bewertet
'Fläche gemischter Nutzung'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Fläche besonderer funktionaler Prägung'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Sport-, Freizeit- und Erholungsfläche'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Friedhof'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Platz'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Flugverkehr'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Schiffsverkehr'	alle Flächen < 2ha	Pufferung um 150 m
'Turm'	Wasserturm, Aussichtsturm, Kontrollturm, Kühlturm, Leuchtturm, Feuerwachturm, Sende-, Funkt-, Fernmeldeturm, Förderturm, Sonstige	Türme, die nur als Punktshape vorkommen, wurden mit 150 m gepuffert
'Bauwerk oder Anlage für Industrie und Gewerbe'	alle Flächen < 2ha	Bauwerke, die nur als Punktshape vorkommen, wurden mit 150 m gepuffert
'Vorratsbehälter, Speicherbauwerk'	alle Flächen < 2ha	Bauwerke, die nur als Punktshape vorkommen, wurden mit 150 m gepuffert
'Bauwerk oder Anlage für Sport, Freizeit, und Erholung'	alle Flächen < 2ha und Wildgehege	alle Linien, die nicht als Flächen vorkommen bzw. in übrigen Ausschlussgebieten enthalten sind, wurden mit 75 m gepuffert
'Hafen'	alle Flächen < 2ha	

**Tabelle 13:** Für die Bewertung in der Kategorie „Siedlung/Infrastruktur“ verwendete Daten aus der Regionalplanung

Raum	Attribut	Puffer	Kriterium
<b>Siedlung</b>	Vorsorgebereiche für allgemeine Siedlungsnutzungen	Puffer 150 m	Siedlungsflächen Vorsorgebereich
	Vorsorgebereiche für gewerbliche und industrielle Nutzungen	Puffer 150 m	Siedlungsflächen Vorsorgebereich
	Ferieneinrichtungen und Freizeitanlagen	Puffer 150 m	Siedlungsflächen Bestand
<b>Verkehr</b>	Sonstige regionalplanerisch bedeutsame Schienenwege (Grobtrasse)	Puffer 250 m	Bahn, Bedarfsplanung
	Sonstige regionalplanerisch bedeutsame Straßen (Bestand und Planung)		Straßen, Bestand und Planung
	Straßen für den vorwiegend überregionalen und regionalen Verkehr, Bedarfsplanmaßnahmen ohne räumliche Festlegung	Puffer 250 m	Straßen, Bedarfsplanung
	Straßen für den vorwiegend überregionalen und regionalen Verkehr, Bestand, Bedarfsplanmaßnahmen		Straßen, Bestand und Planung
	Straßen für den vorwiegend großräumigen Verkehr, Bedarfsplanmaßnahmen ohne räumliche Festlegung	Puffer 250 m	Straßen, Bedarfsplanung
	Straße für regionalen Verkehr geplant	Puffer 250 m	Straßen, Bedarfsplanung
<b>Freiraum</b>	WSB für standort- und zweckgebundene Nutzung		Siedlungsflächen Vorsorgebereich
	Abwasserbehandlungs- und -reinigungsanlagen	Puffer 150 m	Siedlungsflächen Bestand

### 3.3.3.3 Umwelt

In Tabelle 14 sind die Daten aufgeführt, welche für die Bewertung in der Kategorie „Umwelt“ herangezogen wurden.

**Tabelle 14:** Bewertete Umweltgüter in der Kategorie „Umwelt“

Kategorie	
FFH-Gebiete	Schutzwürdige Biotop
SPA-Gebiete	Biotopverbundflächen Stufe 1
Wasserschutzgebiete	Biotopverbundflächen Stufe 2
Schutzwürdige Böden	Landschaftsschutzgebiete
Überschwemmungsgebiete	Naturpark
gesetzl. geschützte Biotop	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
Freiraum, Vorranggebiet	

Die Daten für schutzwürdige Biotop liegen sowohl als Flächen, aber auch als Linien- und Punktdaten vor. Da für die Bewertung der Anteil der flächigen Überlagerung herangezogen wurde, ist eine Umwandlung von Punkt- und Liniendaten in Flächen erforderlich. Dafür wird ein Pufferradius von 25 m

angesetzt (entspricht etwa der halben Kronenbreite eines Baumes bzw. der max. Gewässerbreite von ca. 50 m inkl. beidseitigem Randstreifen).

Bei den Wasserschutzgebieten wurden sämtliche Flächen, welche nicht als Ausschlussflächen festgelegt wurden (siehe Abschnitt 3.3.2), als Bewertungskriterium „Wasserschutzgebiete“ festgelegt.

**Tabelle 15:** Für die Bewertung der Kriterien „Freiraum Vorranggebiet“ und „Freiraum, Vorbehaltsgebiet“ in der Kategorie „Umwelt“ verwendete Daten aus der Regionalplanung

Raum	Attribut	Kriterium
Freiraum	Allgemeine Freiraum- und Agrarbereiche	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Freiraumbereiche für zweckgebundene Nutzung, Agrar	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Freiraumbereiche für zweckgebundene Nutzung, ASB	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Freiraumbereiche für zweckgebundene Nutzung, Wald	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Landwirtschaftliche Kernzonen	Freiraum, Vorranggebiet
	Waldbereiche	Freiraum, Vorranggebiet
	Freiraumbereiche für zweckgebundene Nutzung, allgemein	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Freiraumbereiche für zweckgebundene Nutzung, sonstige	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Freiraumbereiche für zweckgebundene Nutzung, Wald	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Regionale Grünzüge	Freiraum, Vorranggebiet
	Schutz der Landschaft (nur Arnsberg)	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Schutz der Landschaft und landschaftsorientierte Erholung	Freiraum, Vorbehaltsgebiet
	Schutz der Natur	Freiraum, Vorranggebiet

### 3.3.3.4 Geologie

Typisch für das Bundesland Nordrhein-Westfalen sind die sehr häufigen Wechsel von geologischen Formationen, was das Zusammenfassen von geologischen Stufen bzw. Lokalitäten nach Standorten stark erschwert. Am weitesten verbreitet sind die Schichten des Devons, das im Bundesland Nordrhein-Westfalen reich gegliedert ist. Typisch für das Devon sind die Schichtwechsel auch innerhalb einer geologischen Stufe zwischen meist geschieferten Ton- und Schluffsteinen und Sandsteinen sowie ferner auch Kalksteinen sowie selten Quarzite oder Konglomeraten, in die wiederum Vulkanite eingelagert sein können.

Die im rechtsrheinischen Schiefergebirge darüber hinaus vorkommenden karbonischen Schichten unterscheiden sich petrografisch nicht sehr von den devonischen Schichten. Quartäre Schichten wurden aus der Bewertung ausgenommen, da diese in den Bergregionen kaum präsent sind bzw. gegebenenfalls ausgeräumt werden. Tertiäre Schichten fallen nicht ins Gewicht.

Grundsätzlich existieren Potenzialflächen für konventionelle Pumpspeicherkraftwerke in Nordrhein-Westfalen topographisch bedingt in der Eifel, dem rechtsrheinische Schiefergebirge und dem Rothaargebirge, stellenweise noch im Egge-Gebirge und in der Region Lipper Land - Höxter. Eine überschlägige Beurteilung der Eignung der geologischen Formationen für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken wurde deshalb nur für diese Regionen durchgeführt.

Das rechtsrheinische Schiefergebirge ist in eine ganze Reihe von morphologischen Untereinheiten zergliedert. Die wichtigsten sind dabei das Sintfeld, das Lennebergland, der Arnsberger Wald, die Briloner

Hochfläche, die Saalhauser Berge, das Fredeburger Land, das Homburger Ländchen und das Siegerland.

Die Gesteine des Devons sind wegen der geringen bis mittleren Wasserdurchlässigkeit des Gebirges im Allgemeinen als relativ günstig zu bewerten. Das gilt mit geringen Einschränkungen auch für die karbonischen Gesteine, wobei hier Verkarstungen etwas häufiger anzutreffen sind. Gesteine des Buntsandsteins sind - mit Ausnahme des Salinarröts - noch relativ gut geeignet. Die Schichten des Keuper und des Muschelkalks sind als eher ungünstig bis problematisch einzustufen. Abbildung 15 zeigt die räumliche Verbreitung der betrachteten Gebiete.

Für die Beurteilung der Eignung eines Pumpspeicherkraftwerkes sind folgende geologische Kriterien von wesentlicher Bedeutung:

- Durchlässigkeit des Gebirges im Hinblick auf den Bau von Talsperren (Gefahr von Umläufigkeiten von Absperrbauwerken, erforderlicher Dichtungsaufwand)
- Standsicherheit des Gebirges im Hinblick auf den Bau von Talsperren (für die Aufnahme der Lasten der gespeicherten Wassersäule und der Sperrbauwerke)
- Ausbrucheignung für Wasserwege und Kavernen (erforderlicher Sicherungsaufwand, Gesteinhärte, Durchlässigkeit)

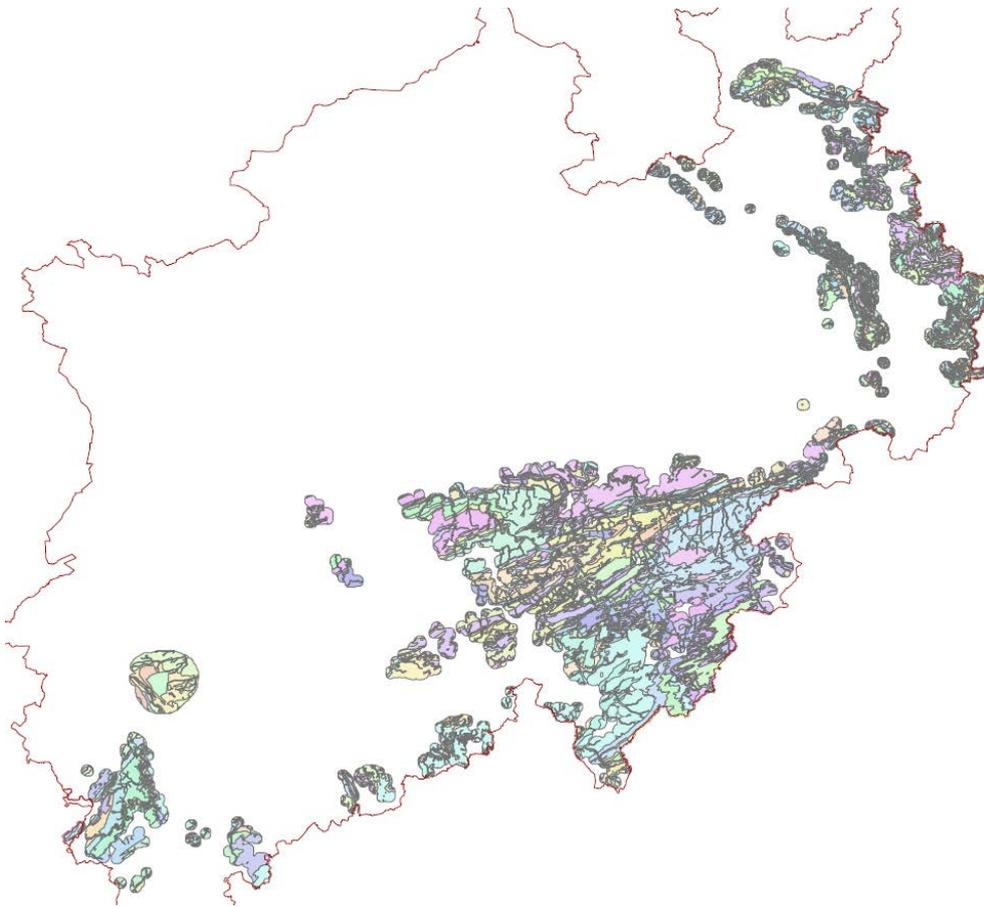
Die Durchlässigkeit und die Standsicherheit des Gebirges wurden für die Bewertung der Beckenstandorte verwendet. Die Ausbrucheignung wurde nach Zuordnung der Becken zu Pumpspeicherkraftwerksstandorten für die Verbindungslinie zwischen Oberbecken und Unterbecken bewertet. Dabei musste auf dieser Stufe vernachlässigt werden, dass die oberflächennah anstehenden Formationen nicht unbedingt den Formationen in der Tiefenlage der Wasserwege entsprechen. Für letzteres sind jedoch keine landesweiten Daten verfügbar. Eine Einschätzung der relevanten, im Potenzialgebiet vorhandenen Formationen enthält Anlage 1.

Geologisch problematische Strukturen – dazu gehören insbesondere gips-, anhydrit- und steinsalzführende Formationen - wurden aufgrund der Auslaugungs- und Subrosionsgefahr und der damit verbundenen Probleme für die Standsicherheit der Becken und den Ausbruch der Wasserwege und zugehörigen Kavernen von der Standortsuche ausgeschlossen.

Bei der Bewertung ist zu berücksichtigen, dass geologisch ungünstige Formationen auch bei einem geringen Flächenanteil größere Auswirkungen auf den erforderlichen konstruktiven Aufwand haben können, als es der Flächenanteil suggeriert. Um dies ansatzweise zu berücksichtigen, wurde folgendes Vorgehen für die Bewertung einzelner Standorte gewählt:

1. Ansatz: Mittelung der Bewertung anhand der Flächenanteile (bzw. Längenteile für die Ausbrucheignung) der betroffenen Formationen
2. Ansatz: arithmetische Mittelung der Bewertung der betroffenen Formationen unabhängig vom Flächenanteil.

Das ungünstigere Ergebnis aus den beiden Ansätzen wurde für die Bewertung eines Standortes verwendet. Nachfolgend werden die regionalen Einheiten überschlägig bewertet.



**Abbildung 15:** Räumliche Verbreitung der betrachteten geologischen Stufen

#### **Nord-Eifel**

In der Nord-Eifel sind die anstehenden Sedimentgesteine und Vulkanite des Devon und des Buntsandsteins prinzipiell für den Bau von Unter- und Oberbecken geeignet, wenn man davon ausgeht, dass ein Oberbecken eine künstliche Beckendichtung erhält. Die lokal auch älteren Gesteine des Ordoviziums und des Kambriums unterscheiden sich petrographisch nicht wesentlich von den devonischen Gesteinen. Für bergmännische Auffahrungen sind die Verhältnisse als günstig bis mittel (wechselnde Schichten) einzuschätzen. Für ein Unterbecken muss man generell einen Dichtungsschleier zur Verhinderung von unzulässig hohen Wasserverlusten ins Auge fassen. Ungünstig sind die nur lokal vorkommenden verkarsteten devonischen Kalksteine.

#### **Rothaargebirge**

Im Rothaargebirge sind die Verhältnisse als mittel bis günstig einzuschätzen. Für Gründungsarbeiten sind die auftretenden devonischen Schiefer und Sedimentgesteine gut geeignet. Für bergmännische Auffahrungen wirken die Schichtwechsel etwas erschwerend, die Eignung für Auffahrungen wird verbreitet als mittel eingestuft, die vorkommenden Eruptiva wirken dagegen für Auffahrungen wegen ihrer Gesteinhärte eher ungünstig. Für ein Oberbecken wird eine künstliche Beckendichtung erforderlich, für ein Unterbecken wird wahrscheinlich ein Dichtungsschleier erforderlich.

#### **Rechtsrheinisches Schiefergebirge**

Die Verhältnisse für die wichtigsten Baueinheiten des rechtsrheinischen Schiefergebirges im Einzelnen sind Anhang 1 zu entnehmen. Generell stellen sich die Verhältnisse als eher günstig dar, wobei häufige Schichtwechsel als etwas erschwerend zu werten sind. An einer Reihe von Standorten kommen auch Verkarstungen vor, die im Einzelfall zu einem Ausschluss eines Standortes führen konnten.

### **Eggegebirge**

Im Eggegebirge liegen rasch wechselnde geologische Verhältnisse vor. Den größeren Anteil bilden die mesozoischen Ablagerungen (Trias, Jura, Kreide), für die im Einzelnen unterschiedliche Einschätzungen zu treffen sind. Insgesamt überwiegen wegen Verkarstung und andauernden Subrosionsprozessen die ungünstigen Bewertungen. Falls hier Stauanlagen errichtet werden sollen, sind intensive Erkundungsmaßnahmen vorzusehen. Im Ergebnis dessen sind z.B. Hohlräume zu verpressen.

### **Lipper Land - Höxter**

Für das Lipper Land bis Höxter ist die Situation ähnlich kritisch zu bewerten wie für das Eggegebirge. Falls hier Stauanlagen errichtet werden sollen, sind intensive Erkundungsmaßnahmen vorzusehen.

### **Lippischer Wald**

Der Lippische Wald wurde bei der Suche potenzieller Beckenstandorte wegen verbreiteter Karst- und Subrosionserscheinungen von weiteren Planungen ausgeschlossen.

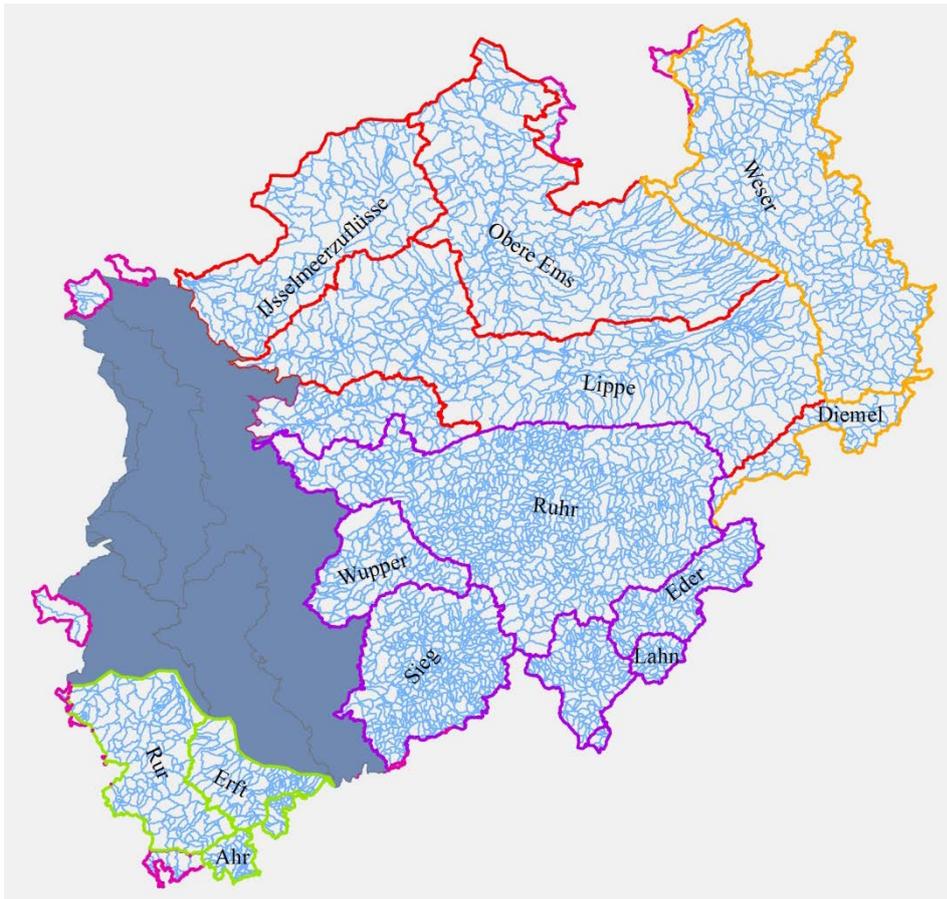
### **Anmerkung zu Altbergbau**

In den betrachteten Mittelgebirgsregionen existiert verbreitet Altbergbau auf Erze. Hier sind je nach Standort gegebenenfalls noch Verwahrungen erforderlich, für die jedoch im Allgemeinen von einer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit ausgegangen werden kann.

### **3.3.3.5 Hydrologie**

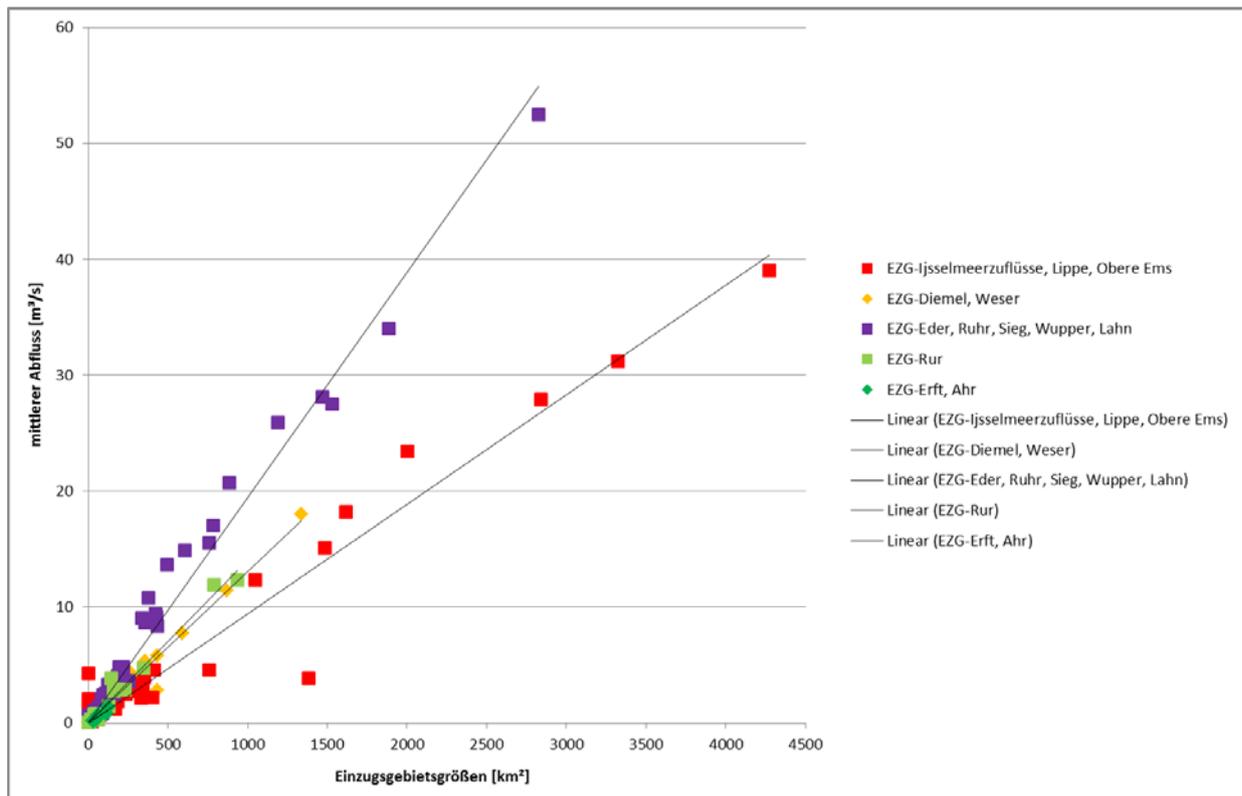
Als Maß für das Wasserdargebot wurde jeweils für das Unterbecken die Füllzeit überschlägig geschätzt. Die Füllzeit errechnet sich aus dem Quotienten des Wasservolumens des Unterbeckens mit dem mittleren Wasserdargebot der Teileinzugsgebiete, in welchen sich das Unterbecken befindet, bzw. mit dem mittleren Wasserdargebot im Umkreis von 2 km um den Standort des Unterbeckens. Diese Betrachtung war erforderlich, um zu prüfen, ob bei fehlendem Wasserdargebot im unmittelbaren Bereich des Unterbeckens aus dem Umkreis die benötigte Wassermenge übergeleitet werden könnten.

Für eine erste Schätzung des verfügbaren Wasserdargebotes wurden die Teileinzugsgebiete (TEZG) und die Pegelstatistik der Landespegel aufbereitet. Dazu wurden aneinander grenzende Einzugsgebiete (EZG) mit ähnlichen hydrologischen Eigenschaften zu Gruppen zusammengefasst (siehe Abbildung 16). Zusätzlich erfolgte eine Abgleich mit den ermittelten Potenzialflächen für Pumpspeicherstandorte. Dieser Abgleich zeigte, dass eine Betrachtung der EZG Niers, Rheingraben-Nord, Schwalm und Sonstige Maaszuflüsse nördlicher Teil nicht nötig ist, da diese kein Potenzial für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken bieten. Des Weiteren wurden die EZG Rur und Erft entsprechend ihrer für die Studie relevanten Topographie und Pegel geteilt. Die Aufteilung ist Abbildung 16 zu entnehmen. Die blau gefärbten EZG sind für die Studie nicht relevant. Die farbliche Umrandung zeigt, welche Einzugsgebiete zusammengefasst wurden.



**Abbildung 16:** Überblick über die EZG und die dazugehörigen TEZG (blaue Umrandung)

Diesen Teileinzugsgebieten (TEZG) wurden die Pegel aus dem Landesmessnetz zugeordnet. Aus den über das Jahr gemittelten Abflüssen (MQ) und den Einzugsgebietsgrößen der Pegel wurde eine Korrelation zwischen mittlerem Abfluss und Einzugsgebietsgröße erzeugt. Abbildung 17 zeigt, dass auf diese Weise eine gute Korrelation für die betrachteten Gebiete erreicht wurde, auch wenn es bezüglich einzelner Pegel durchaus größere Abweichungen geben kann. Für eine erste Schätzung des Wasserdargebotes wird dieses Verfahren aber als ausreichend angesehen.

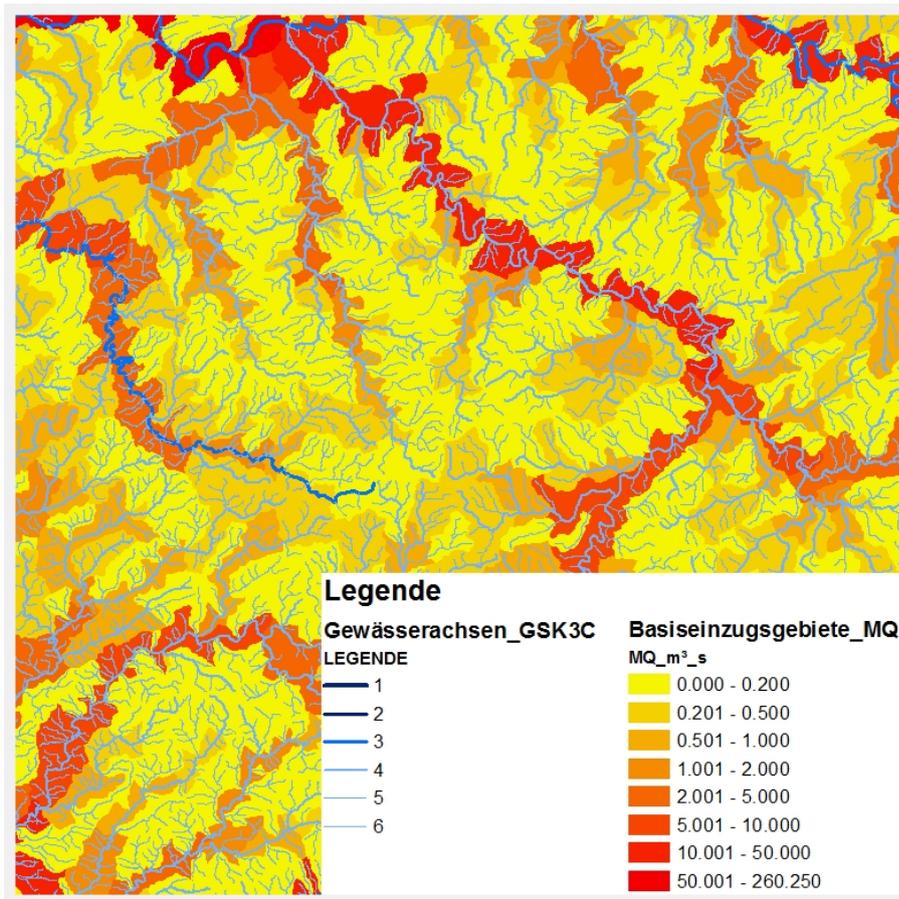


**Abbildung 17:** Zusammenführung aller EZG mit den dazugehörigen Regressionsgeraden

Mit Hilfe der linearen Funktionen :

- EZG- Ijsselmeerzuflüsse, Lippe, Obere Ems  $MQ=0,0094*TEZG[km^2]$
- EZG- Diemel, Weser  $MQ=0,0131*TEZG[km^2]$
- EZG- Eder, Ruhr, Sieg, Wupper; Lahn  $MQ=0,0194*TEZG[km^2]$
- EZG- Erft, Ahr  $MQ=0,0088*TEZG[km^2]$
- EZG- Rur  $MQ=0,0141*TEZG[km^2]$

und der Größe der Einzugsgebiete[ $km^2$ ] ließ sich der mittlere Abfluss [ $m^3/s$ ] für jedes der TEZG ermitteln.



**Abbildung 18:** Kartographischer Auszug der Ergebnisse der Berechnung der MQ-Werte

### 3.3.3.6 Energieableitung

Für die Bewertung der Energieableitung wurde die Distanz der Standorte zum Hoch- und Höchstspannungsnetz verwendet. Dazu wurde die kürzeste Distanz vom Flächenschwerpunkt der Beckenstandorte zu den Leitungsverläufen bestimmt. Für die Bewertung wurde jeweils die kürzere Distanz von Ober- und Unterbecken verwendet, da davon auszugehen ist, dass der Energieableitungstollen von der Kaverne in Richtung Stromnetz geführt wird.

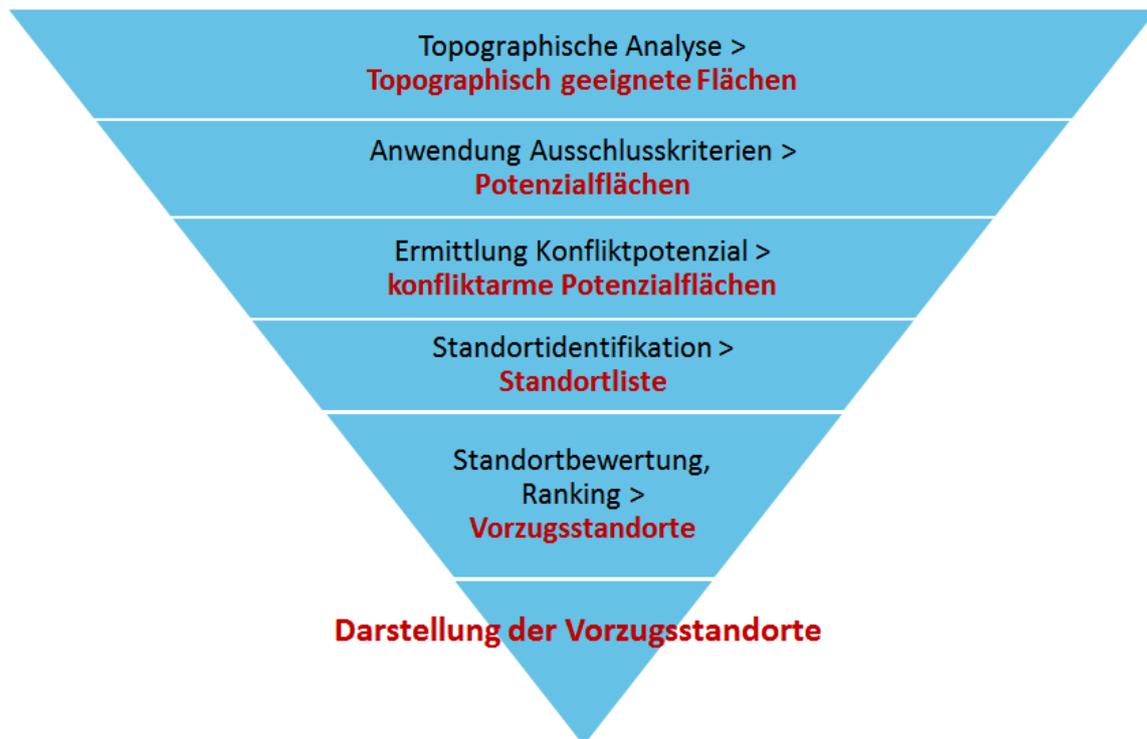
Für die Bewertung wurde zwischen Hochspannungsnetzen (110 kV) und Höchstspannungsnetzen (220 kV und 380 kV) unterschieden. Eine Unterscheidung zwischen 220 kV- und 380 kV- Netzen erfolgte nicht, da beide eine höhere Aufnahmekapazität aufweisen und die tatsächliche Aufnahmekapazität maßgeblich von der derzeitigen Auslastung abhängt. Diese konnte im Rahmen dieser Studie jedoch nicht bewertet werden und würde eigenständige Studien zum Netzbetrieb und zur Netzauslastung erfordern. Außerdem können 220 kV-Netze auch auf eine höhere Spannungsebene umgerüstet werden, was derzeit für einige Trassen auch vorgesehen ist.

Es wurde davon ausgegangen, dass für den Anschluss eines Pumpspeicherkraftwerks an das Stromnetz eine eigene Anschlussstation zu errichten ist.

### 3.4 Methodik für die Standortsuche und -bewertung

Die Analyse der Potenziale von Pumpspeicherkraftwerken in Nordrhein-Westfalen wurde zum Großteil GIS-basiert durch Analyse relevanter Geodaten, und anschließend durch statistische Auswertung der räumlichen Analyseergebnisse vollzogen. Für die Identifikation der Vorzugsstandorte wurden folgende zentrale Arbeitsschritte durchgeführt:

- |  |   |                                      |
|--|---|--------------------------------------|
| 1. Topographische Analyse                      | > | Topographisch geeignete Flächen      |
| 2. Anwendung Ausschlusskriterien               | > | Potenzialflächen                     |
| 3. Ermittlung Konfliktpotenzial                | > | konfliktarme Potenzialflächen        |
| 4. Standortidentifikation                      | > | Standortliste                        |
| 5. Standortbewertung                           | > | Ranking, Vorauswahl Vorzugsstandorte |
| 6. Modellierung und Bewertung Vorzugsstandorte |   |                                      |



**Abbildung 19:** Schematische Darstellung des Vorgehens für die Standortsuche und -bewertung

#### 3.4.1 Topographische Analyse

##### 3.4.1.1 Grundsätzliches

Die topographische Analyse stellte den ersten Schritt der GIS-gestützten Standortsuche dar. Dabei sollte das Potenzialgebiet auf die Flächen reduziert werden, die die notwendigen Geländeeigenschaften aufweisen. Wichtig war dabei

- keine Gebiete auszuschließen, die generell für die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks geeignet sind und
- das Potenzialgebiet so gut wie möglich einzugrenzen.

### 3.4.1.2 Vorgehen

Bezüglich der topographischen Gegebenheiten sind

- eine möglichst große Höhendifferenz (Fallhöhe) zwischen den Speicherbecken und
- möglichst geringe Höhenunterschiede im lokalen Raum eines potenziellen Beckens notwendig (Ebenheit).

Die Identifikation der topographisch geeigneten Potenzialflächen erfolgte durch Analyse des Digitalen Geländemodells. Mit Hilfe von GIS-Werkzeugen (Nachbarschaftsanalyse) wurde das Umfeld jeder Rasterzelle nach bestimmten Kriterien überprüft (z.B. Maximum, Minimum etc.) und die Ergebnisse in einem neuen Raster ausgegeben. Auf diese Weise wurden die Rasterzellen ermittelt, die die topographischen Vorgaben erfüllten.

Die Analyse der Höhendifferenz und der Ebenheit erfolgte nach dem gleichen Prinzip. Die Nachbarschaftsanalyse (Identifikation topographisch geeigneter Flächen) ist definiert durch eine maximale Höhendifferenz  $H$  innerhalb eines maximalen Suchradius  $R$ , mit einer festgelegten Blickrichtung ausgehend von einem Betrachtungspunkt. Durch Differenzbildung des gefundenen Wertes mit der Originalhöhe wurde der Höhenunterschied innerhalb des Suchradius für jede Rasterzelle bestimmt.

### 3.4.1.3 Fallhöhe

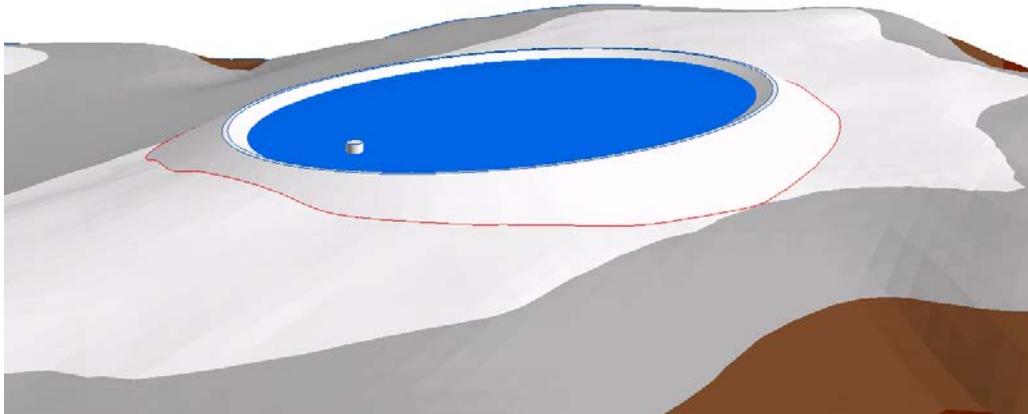
Eine möglichst große Fallhöhe ist das entscheidendste Kriterium bei der Suche nach einem Pumpspeicherkraftwerks-Standort. Nicht nur die Wirtschaftlichkeit, sondern auch die Größe des Eingriffs in die Umwelt (Flächenverbrauch je MW Leistung) hängen maßgeblich davon ab.

Die genaue Fallhöhe zwischen den Becken kann erst in einem späteren Schritt ermittelt werden. Da sich diese aber aus dem Relief ableitet, wurden hier die topographisch verfügbaren Höhenunterschiede analysiert. Gemäß den Vorgaben (siehe Tabelle 6) wurde dabei die Reliefanalyse in je zwei Durchläufen für Ober- und Unterbecken durchgeführt.

Die Ermittlung der Höhendifferenzen erfolgte für Ober- und Unterbecken getrennt. Innerhalb des vordefinierten Suchradius wurde für Oberbecken nach der Rasterzelle mit dem niedrigsten Wert, für Unterbecken nach der Rasterzelle mit dem höchsten Wert gesucht. Durch Ausschluss der Rasterzellen mit zu geringer Höhendifferenz wurde das Potenzialgebiet eingegrenzt.

### 3.4.1.4 Ebenheit

Möglichst geringe Höhenunterschiede im lokalen Raum des potenziellen Beckens sind sowohl für Becken mit Ringdamm (siehe Abbildung 20) als auch für Talsperren wichtig. Becken mit Ringdamm müssen annähernd im Massenausgleich konzipiert werden, d.h. dass sämtliches Dammbaumaterial aus dem Abtrag des anstehenden Gesteins gewonnen werden muss, um den An- / Abtransport fehlender bzw. überschüssiger Massen zu reduzieren.



**Abbildung 20:** Vereinfachte Darstellung eines Beckens mit Ringdamm

Ein absolut gültiges Ebenheitskriterium ließ sich nicht definieren, da mit der Anwendung eines Ebenheitskriteriums der Beckenmodellierung und Berechnung des Massenausgleichs nicht vorgegriffen werden konnte. Letzteres ist nur objektbezogen mit einer konkreten Beckengeometrie möglich.

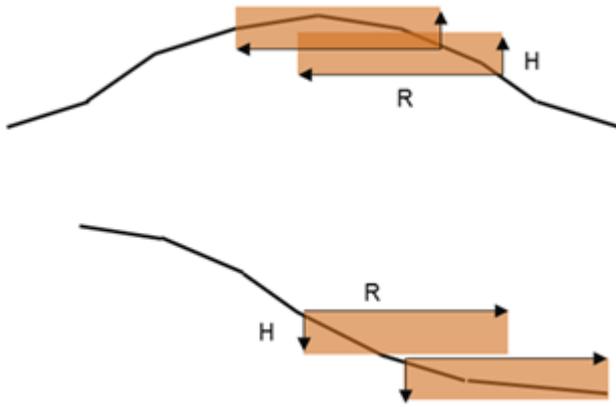
Für Talsperren ist ein geringes Gefälle des Tallängsschnittes wichtig, da sich das Verhältnis von Speichervolumen zu Dammkubatur maßgeblich dadurch ergibt. Es wird angestrebt, möglichst große Wassermengen mit einem möglichst kleinen Absperrbauwerk einzustauen.

Das Ebenheitskriterium führt zur Identifikation von Potenzialflächen auf Kuppen, in Ebenen und in Tallagen. Ob die gefundenen Flächen als Ringdammbekken oder Talsperren eingeschätzt werden, wurde in einem späteren Bearbeitungsschritt festgelegt.

Durch Verschneidung der Ergebnisse der Höhendifferenz- und Ebenheitsanalyse wurden die topographisch geeigneten Flächen ermittelt.

Folgende Ebenheitskriterien haben sich auf Grundlage bisher durchgeführter Studien bewährt und wurden für die Standortanalyse in Nordrhein-Westfalen angewendet:

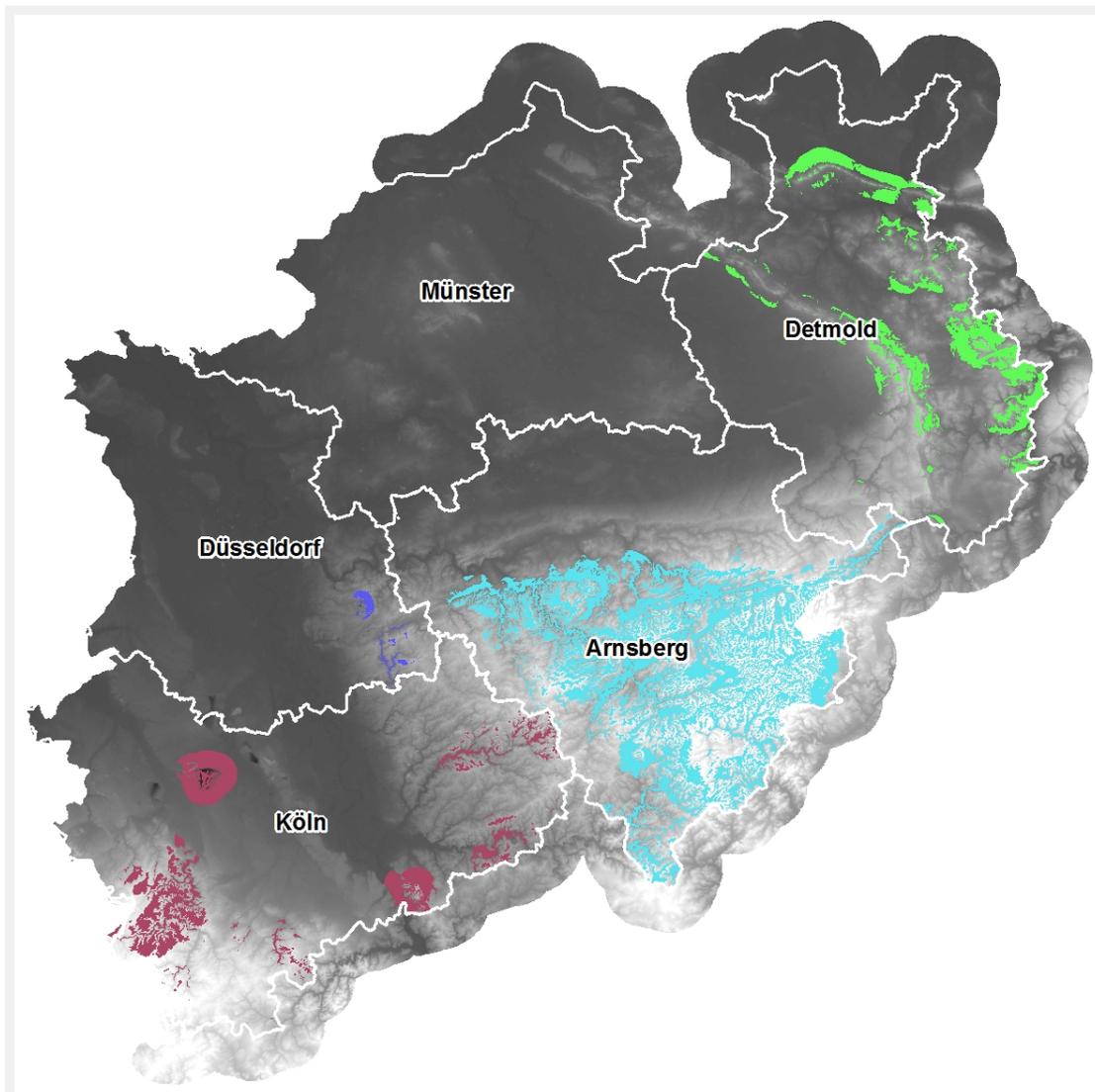
Flächen auf Kuppen:	Suchradius:	350 m
	Höhendifferenz:	max. 45 m
	Blickrichtung:	aufwärts
Flächen in Tallagen:	Suchradius:	300 m
	Höhendifferenz:	max. 45 m
	Blickrichtung:	abwärts



**Abbildung 21:** Funktionsweise der Nachbarschaftsanalyse für das Ebenheitskriterium

### 3.4.1.5 Ergebnisse

In Abbildung 22 und Tabelle 16 sind die Ergebnisse der topographischen Analyse dargestellt.



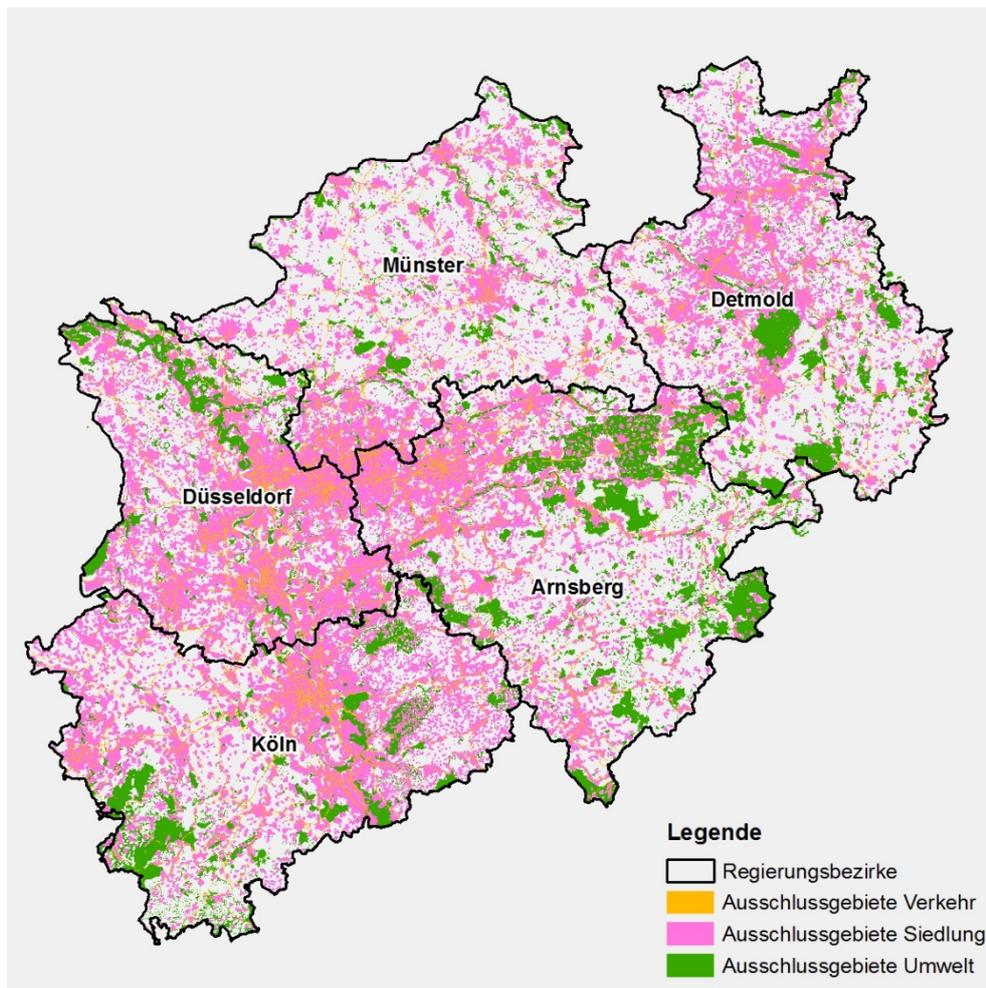
**Abbildung 22:** Potenzialflächen als Ergebnis der topographischen Analyse nach Regierungsbezirken (Farben zur Unterscheidung der Regierungsbezirke)

**Tabelle 16:** Statistische Auswertung der Potenzialflächen als Ergebnis der topographischen Analyse nach Regierungsbezirken

	Gesamtfläche [in km <sup>2</sup> ]	Potenzialfläche [in km <sup>2</sup> ]	Anteil an Gesamtfläche	Anteil an Potenzialflächen
<b>NRW</b>	34.097	3.163	9,3%	
<b>RB Köln</b>	7.363	575	7,8%	18,2%
<b>RB Arnsberg</b>	8.007	1.953	24,4%	61,7%
<b>RB Detmold</b>	6.520	605	9,3%	19,1%
<b>RB Münster</b>	6.915	-	-	-
<b>RB Düsseldorf</b>	5.292	30	0,6%	1,0%

### 3.4.2 Anwendung Ausschlusskriterien

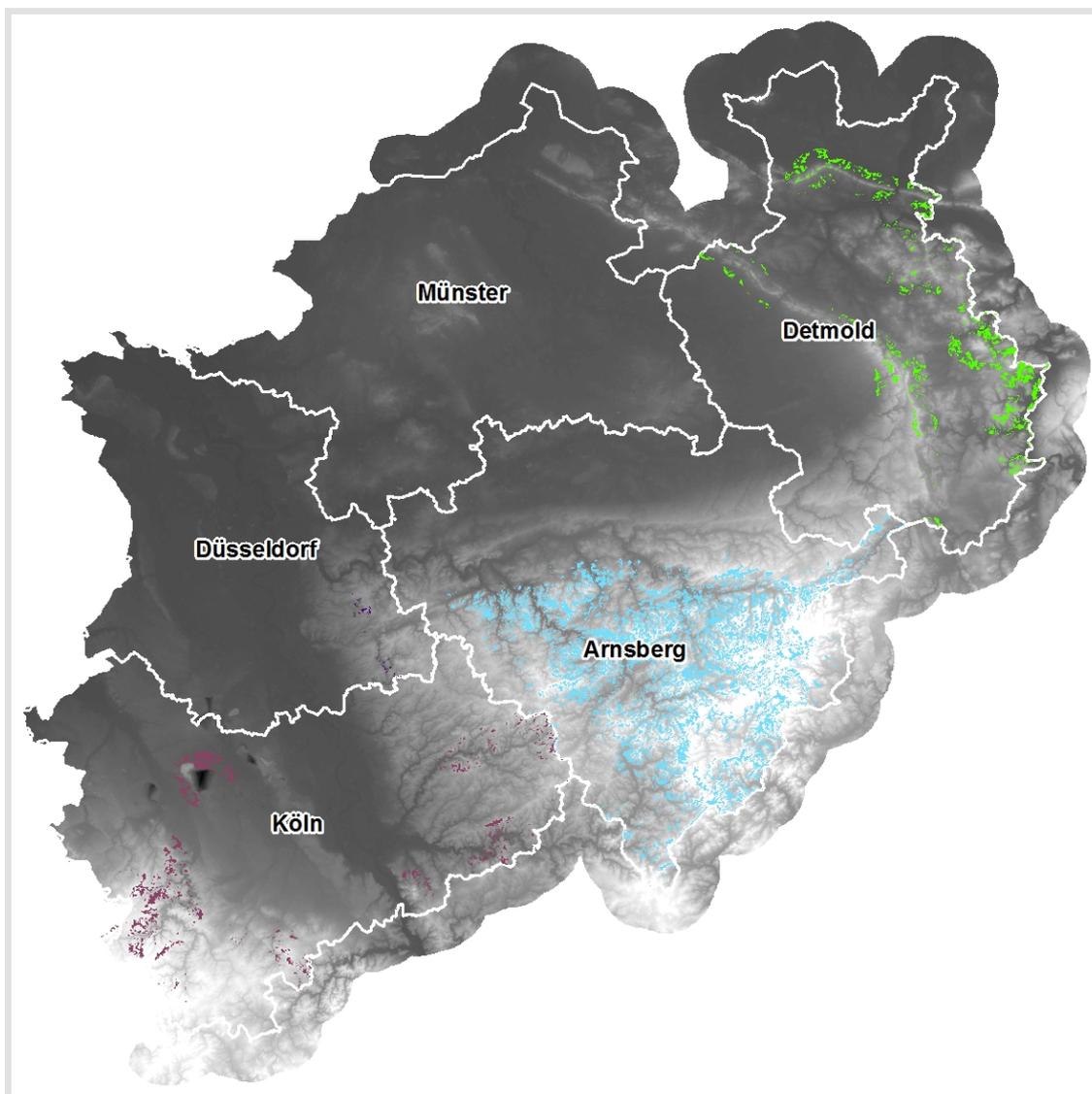
Die in Abschnitt 3.3.2 zusammengestellten Ausschlusskriterien wurden zu Ausschlussflächen zusammengefasst. Diese Ausschlussflächen wurden daraufhin aus den Potenzialflächen ausgestanzt. Dadurch reduzierten sich die Potenzialflächen entsprechend. Das Ergebnis der Anwendung der Ausschlusskriterien zeigen nachfolgende Abbildung und Tabelle 17. Bei der Interpretation der Tabelle ist zu beachten, dass sich die Ausschlussflächen selbst überlagern können. Die verbliebenen Potenzialflächen sowie deren Anteil an der Gesamtfläche nach Regierungsbezirken wird in Tabelle 18 dargestellt.



**Abbildung 23:** Ausschlussgebiete (ohne Berücksichtigung / Aufbereitung der Regionalplanungsdaten und Geologie)

**Tabelle 17:** Ausschlussflächen innerhalb der Potenzialflächen nach topographischer Analyse

	Gesamtausschlussfläche [in km <sup>2</sup> ]	Anteile an den Potenzialflächen			
		Gesamt	Siedlung	Verkehr	Umwelt
<b>NRW</b>	<b>1.694</b>	53,6%	35,6%	5,6%	19,2%
<b>RB Köln</b>	<b>353</b>	61,4%	37,1%	5,4%	27,0%
<b>RB Arnsberg</b>	<b>978</b>	50,1%	32,5%	5,4%	18,4%
<b>RB Detmold</b>	<b>338</b>	55,9%	41,9%	5,8%	14,9%
<b>RB Münster</b>	-	-	-	-	-
<b>RB Düsseldorf</b>	<b>25</b>	84,8%	79,2%	12,3%	5,4%



**Abbildung 24:** Potenzialflächen nach Anwendung der Ausschlussgebiete nach Regierungsbezirken

**Tabelle 18:** Statistische Auswertung der Potenzialflächen nach Anwendung der Ausschlussgebiete nach Regierungsbezirken

	<b>Gesamtfläche [in km<sup>2</sup>]</b>	<b>Potenzialfläche [in km<sup>2</sup>]</b>	<b>Anteil an Gesamtfläche</b>	<b>Verteilung Potenzialflächen</b>
<b>NRW</b>	<b>34.097</b>	<b>1.469</b>	<b>4,3%</b>	<b>100%</b>
<b>RB Köln</b>	7.363	222	3,0%	15,1%
<b>RB Arns- berg</b>	8.007	975	12,2%	66,4%
<b>RB Det- mold</b>	6.520	267	4,1%	18,2%
<b>RB Müns- ter</b>	6.915	-	-	-
<b>RB Düs- seldorf</b>	5.292	5	0,1%	0,3%

### 3.4.3 Ermittlung Konfliktpotenzial

Das Ziel der Potenzialstudie bildet die Suche nach topographisch geeigneten, kostengünstigen und konfliktarmen Standorten. Deshalb wurden die konfliktträchtigsten Potenzialflächen in diesem Schritt ebenfalls frühzeitig ausgeschieden, bevor konkrete Beckenstandorte identifiziert und einander zugeordnet wurden.

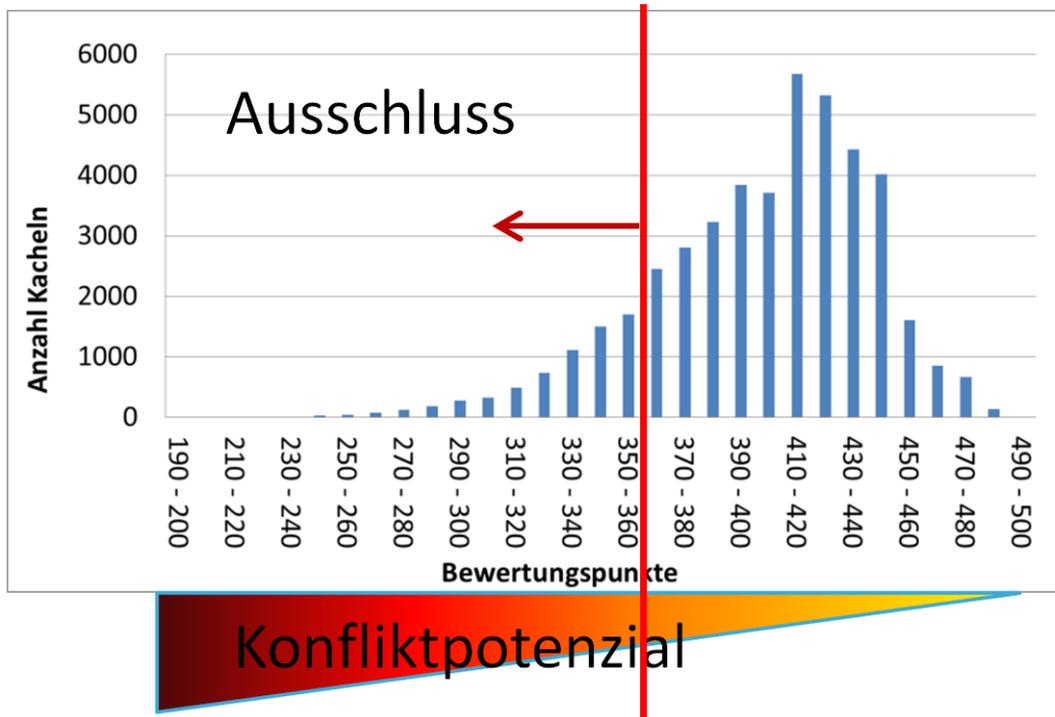
Für die Beurteilung des Konfliktpotenzials wurden Konflikte mit der Infrastruktur und der Umwelt herangezogen. Dazu war eine Wertung erforderlich, welche die einzelnen Kriterien gegenseitig zu gewichten hatte. Die dafür angewandte Bewertung ist in Tabelle 19 aufgeführt. Eine Kachel ohne Konflikte erhielt 500 Punkte, eine Kachel, welche für alle Konfliktbereiche eine maximale Betroffenheit aufweist, erhielt 0 Punkte.

Dazu wurden die Potenzialflächen in Kacheln mit einer Größe von 250 m x 250 m eingeteilt. Eine Kachel musste dabei kleiner sein als die Mindestfläche von 80.000 m<sup>2</sup>, aber ausreichend groß, um eine Kumulation von Konflikten zu erfassen. Daraufhin wurden die Konflikte in den einzelnen Kacheln ermittelt und aufsummiert. Hierzu war ein weiterer Kriterienkatalog für die Erfassung und Bewertung der Konflikte je Kachel erforderlich. Die konfliktreichsten Kacheln wurden im Ergebnis aus den Potenzialflächen ausgeschlossen.

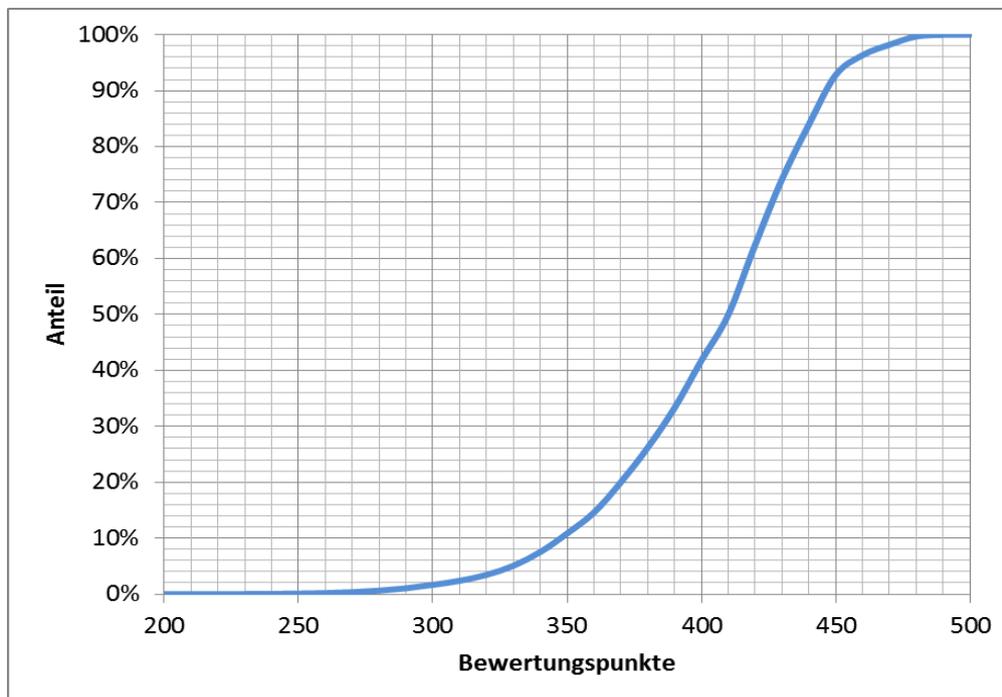
Insgesamt wurden ca. 45.000 Kacheln bewertet. Die Ergebnisse der Bewertung sind in Abbildung 25 als Histogramm und in Abbildung 26 als Summenkurve dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass ein großer Teil der Kacheln über ein relativ geringes Konfliktpotenzial (über 400 Bewertungspunkte) verfügt, wobei jedoch lediglich eine einzige Kachel in Nordrhein-Westfalen als konfliktfrei bewertet wurde. Über ein sehr hohes Konfliktpotenzial (weniger als 300 Punkte) verfügen lediglich ca. 2% der Kacheln.

Für das Ausschneiden konfliktreicher Bereiche musste ein Grenzwert festgelegt werden, wann eine Potenzialfläche ausgeschlossen wird. Das Histogramm und die Summenkurve zeigen, dass bei über 360 Punkten die Anzahl betroffener Kacheln deutlich zunimmt, und dass lediglich ca. 15% der Standorte weniger als 360 Punkte erreichen. Das schlechteste Drittel der Kacheln erreicht weniger als 390 Punkte, und der Median liegt bei 410 Punkten. Die Grenze für den Ausschluss wurde bei weniger als 360 Punkten festgelegt, damit wurden sehr konfliktträchtige Gebiete aus der Standortsuche ausge-

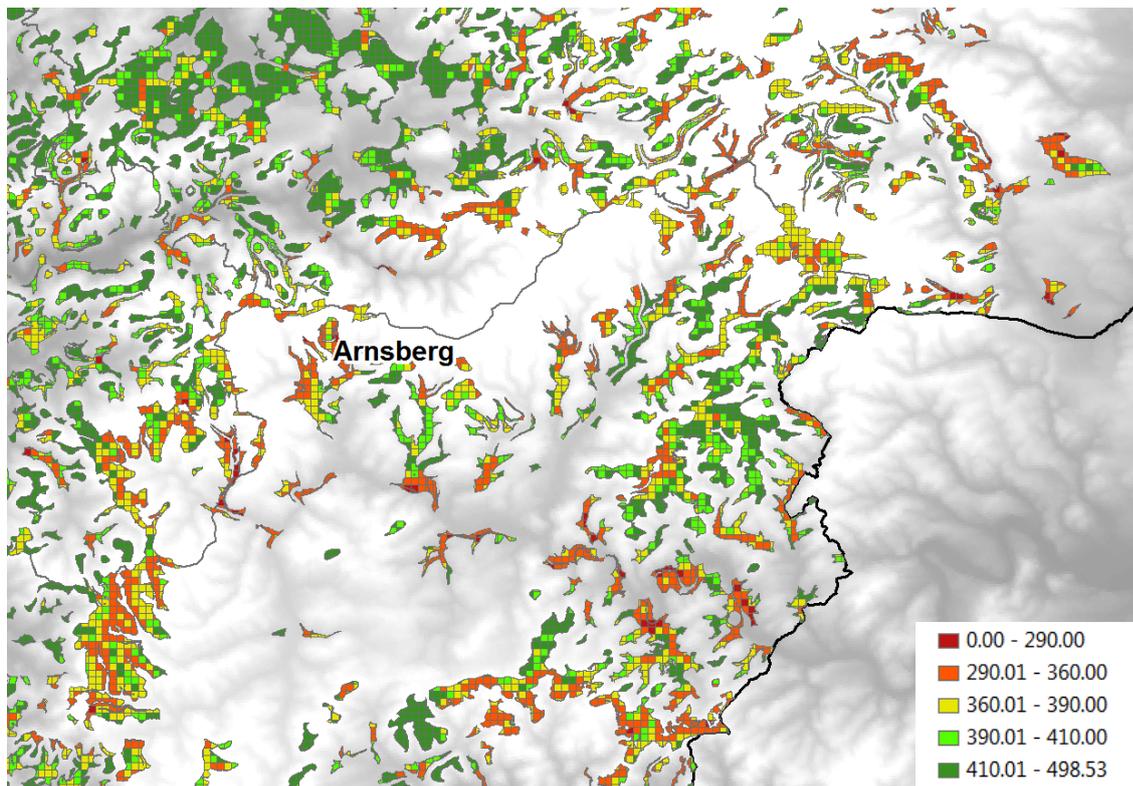
geschlossen, ohne jedoch einen größeren Teil Potenzialflächen in diesem Stadium der Potenzialanalyse nicht mehr weiter zu betrachten.



**Abbildung 25:** Konfliktbewertung für die Potenzialflächen, eingeteilt in Kacheln 250 m x 250 m, als Histogrammdarstellung



**Abbildung 26:** Konfliktbewertung für die Potenzialflächen, eingeteilt in Kacheln 250 m x 250 m, als Summenkurve



**Abbildung 27:** Visualisierung der Ergebnisse der kachelbasierten Konfliktbewertung (rote und orange Flächen wurden ausgeschlossen, gelbe und grüne Flächen werden weiter betrachtet)

**Tabelle 19:** Kriterien mit Gewichtung für die Beurteilung der Konflikte

Kategorie	Kriterium	Indikator	Gewichtung Konfliktanalyse			Indikator für die Bewertung					
			Zahl	%		0	1	2	3	4	5
Siedlung, Infrastruktur	Siedlungsflächen, Bestand	Flächenanteil der Überlagerung	1.00	5.9%	38%	x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		Puffer um 150 m	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Siedlungsflächen, Vorsorgebereich	Flächenanteil Überlagerung	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Trassen, Bestand und Planung	Länge betroffener Straßen	2.00	11.8%		x > 500 m	500 m >= x > 250 m	250 m >= x > 100 m	100 m >= x > 50 m	50 m >= x	kein Konflikt
	Flächen für Verkehr und Versorgung	Anzahl betroffener Objekte	1.00	5.9%		>4	4	3	2	1	0
	Straßen, Bedarfsplanung	Flächenanteil der Überlagerung (Korridorbreite 500 m)	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Bahn, Bedarfsplanung	Flächenanteil der Überlagerung (Korridorbreite 500 m)	1.00	5.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
Umwelt	FFH-Gebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 300 m	1.00	5.9%	62%	x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	SPA-Gebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 500 m	1.00	5.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Naturschutzgebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 200 m	1.00	5.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Wasserschutzgebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Zone III	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		Flächenanteil der Überschneidung mit übrigen Zonen	0.25	1.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Schutzwürdige Böden	besonders schutzwürdige Böden	1.00	5.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		sehr schutzwürdige Böden	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		schutzwürdige Böden	0.25	1.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	gesetzl. geschützte Biotop	Anzahl Objekte	1.00	5.9%		>4	4	3	2	1	0
	Schutzwürdige Biotop	Flächenanteil Überschneidung	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Biotopverbundflächen Stufe 1	Flächenanteil Überschneidung	1.00	5.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Biotopverbundflächen Stufe 2	Flächenanteil Überschneidung	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Landschaftsschutzgebiete	Flächenanteil Überschneidung	0.25	1.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Naturpark	Flächenanteil Überschneidung	0.25	1.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Freiraum, Vorbehaltsgebiet	Flächenanteil Überschneidung	0.50	2.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
Freiraum, Vorranggebiet	Flächenanteil Überschneidung	1.00	5.9%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt	

### 3.4.4 Standortidentifikation

Die Identifikation konkreter Beckenstandorte erfolgte ebenfalls in mehreren Schritten:

1. Nachbearbeitung der Potenzialflächen
2. Zuordnung von Ober- und Unterbecken
3. Modellierung der identifizierten Unterbecken.

Diese Schritte werden im Folgenden einzeln beschrieben.

#### 3.4.4.1 Nachbearbeitung Potenzialflächen

Aus den Potenzialflächen müssen nun Beckenstandorte gebildet werden. Dafür sind die Potenzialflächen weiter zu unterteilen, und es sind Annahmen für die Beckentypisierung zu treffen, um die technischen Kennwerte (speicherbare Wassermenge, Stauziele etc.) berechnen zu können. Die in der Folge aufgeführten Nachbearbeitungsschritte bilden dafür die Grundlage.

##### Vorgehen:

1. Flächentypisierung

Für die Abschätzung des Speichervolumens (genauere Modellierung der Becken, aufgrund der Anzahlen erst in der vertieften Untersuchung sinnvoll) mussten die Potenzialflächen nach Becken mit Ringdamm (Flächen auf Kuppen, in Hanglagen oder in Ebenen) oder Talsperren (Flächen in Tallagen) typisiert werden. Hierzu wurde als erstes überprüft, mit welchen Suchkriterien die Flächen gefunden wurden. Die unten stehende Tabelle gibt Aufschluss über die Typisierung der Flächen. Der gelb hervorgehobene Bereich ist schwierig zu beurteilen und wurde zunächst den Talsperren zugeordnet.

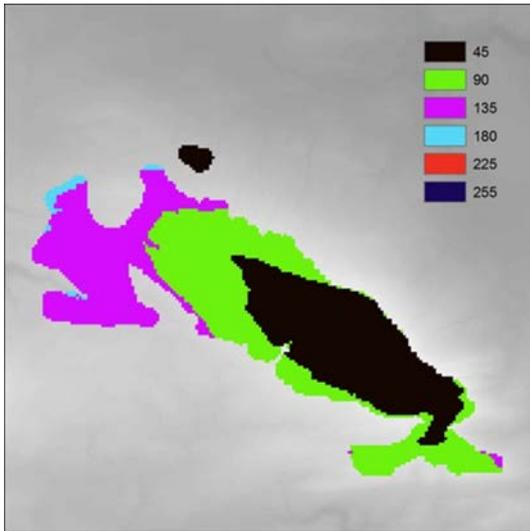
**Tabelle 20:** Flächentypisierung anhand der topographischen Suchkriterien

		Höhendifferenz		
		OB	UB	Beides
Ebenheit	Kuppen	Kuppen	Kuppen	Kuppen
	Tallagen	Tallagen	Tallagen	Tallagen
	Beides	Kuppen	Tallagen	Tallagen

2. Flächenunterteilung

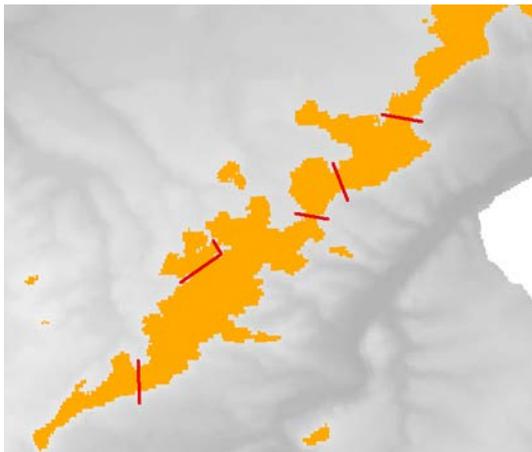
Zu große zusammenhängende Potenzialflächen mussten in sinnvolle Teilflächen untergliedert werden. Dies erfolgte anhand der internen Höhendifferenz. Dabei wurde jede Potenzialfläche höhenschichtweise getrennt (Bildung von Höhenlamellen, vgl. Abbildung 28).

Für Oberbecken wurde dazu eine maximale Höhendifferenz innerhalb der Flächen von 50 m angesetzt. Diese leitet sich aus der Höhe eines Einschnittes ab, bei welcher die Errichtung eines Dammes im Massenausgleich noch möglich ist. Die Einteilung in Höhenlamellen wurde ausgehend vom höchsten Punkt vorgenommen.



**Abbildung 28:** Flächenteilung nach Höhenschichten (hier 45 m für Potenzialflächen auf Kuppen)

Existierten danach noch ungewünscht große Flächen, erfolgte ein manuelles Abschneiden z.B. an Engstellen (Abbildung 29). Als Maximalgröße, welche eine Potenzialfläche nicht überschreiten darf, wurden 4 Mio. m<sup>2</sup> (2000 m x 2000 m) festgelegt.



**Abbildung 29:** Manuelle Bearbeitung ungewünscht großer Potenzialflächen

Als Talsperren klassifizierte Bereiche wurden in Höhenlamellen mit einer Höhe von max. 80 m, beginnend am tiefsten Punkt, unterteilt. Dies orientierte sich an bestehenden Talsperren, bei welchen Stauhöhen von über 80 m nur selten überschritten werden.

### 3. Nachbearbeitung von Talsperren

Im Anschluss an die Teilung der Becken nach Höhenschichten wurde eine vertiefte Überprüfung durchgeführt. Hintergrund der vertieften Überprüfung war die Tatsache, dass einige Flächen einen äußerst geringen internen Höhenunterschied aufwiesen (bis zu 1 m). Solche Flächen könnten beim Ausbau zu einer klassischen Talsperre die erforderliche Lamelle (Spannbreite der Wasserspiegelschwankungen) nicht aufnehmen.

Zunächst wurden alle Flächen, deren interne Höhendifferenz < 29 m ist, selektiert und einer neuen Unterkategorie zugeführt. Die interne Höhendifferenz wurde aus folgenden Annahmen abgeleitet:

- Erforderliche Speicherlamelle: 25 m
- Totraum = 2m

- Freibord = 2m

Flächen, die diese Mindestanforderungen nicht erfüllten, werden als Becken mit Ringdamm klassifiziert.

Letztendlich ist aber nicht nur die absolute Höhendifferenz innerhalb einer Potenzialfläche ausschlaggebend für die Fähigkeit, die erforderliche Lamelle aufnehmen zu können, sondern die Höhendifferenz entlang des Fließgewässers. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass Gewässer in Tallagen nicht unter dem Becken gedükkert werden können. Dies wäre jedoch erforderlich, wenn der Höhenunterschied entlang des Gewässers kleiner als die minimal erforderliche Lamellenhöhe ist, da dann sowohl am Eintritt als auch am Austritt des Gewässers in bzw. aus der Potenzialfläche ein Damm errichtet werden müsste, um die minimale Lamellenhöhe herzustellen.

Um dies zu prüfen, wurden die Schnittpunkte der Gewässerverläufe mit der Grenze der Potenzialfläche identifiziert und deren Höhen abgegriffen. Betrug die Differenz des höchsten und niedrigsten Schnittpunktes weniger als 29 m, lag dieser Fall vor. Die Anlage eines Beckens in diesen Flächen ist nur möglich, wenn das Gewässer aus der Beckenfläche „ausgespart“ wird, das Becken also mit einem Damm gegen das Gewässer abgegrenzt wird. Dadurch erfolgt eine Teilung der ursprünglichen Fläche in zwei Teilflächen auf beiden Seiten des Gewässers. Die verbliebenen Becken wurden als Becken mit Ringdamm klassifiziert.

Die ursprünglich mit dem Kriterium für Beckenbildung durch Talsperren gefundenen Speicherbecken wurden durch die vertiefte Überprüfung somit in drei Unterkategorien eingeteilt:

1. Becken wird durch Talsperre gebildet
2. Becken wird mit Ringdamm gebildet (Grundlage: Interne Höhendifferenz)
3. Beckenteilung durch Gewässer (Becken mit Ringdamm)

#### 4. Dammaufstandsflächen, Schätzung des speicherbaren Wasservolumens

Um eine realistische Schätzung des speicherbaren Wasservolumens zu erhalten, musste die Dammaufstandsfläche von der Gesamtfläche abgezogen werden. Hierzu wurde von folgenden weiteren Annahmen ausgegangen:

##### Freibord

Nach DIN 19700-14 ist bei Pumpspeicherbecken ein Mindestfreibord zwischen Stauziel und Dammkronen von 1,0 m einzuhalten. Gerade bei größeren Becken ist jedoch wegen dem durch Wind hervorgerufenen Wellenaufbau meist ein größerer Freibord erforderlich. Der hier gewählte Freibord von 2,0 m ist im Regelfall auch für große Becken ausreichend.

##### Totraum

Auch bei Absenkung des Oberbeckens bis auf das Absenkziel verbleibt ein Wasserpolster im Becken, da die Beckensohle ein Gefälle vom Rand zum Entnahmeturm oder Einlaufbauwerk hin aufweisen muss, um eine vollständige Entleerung des Beckens zu ermöglichen. Das verbleibende Wasserpolster (Totraum) wurde mit konstant 2 m über die gesamte Fläche der Beckensohle angenommen.

##### Kronenbreite

Die Dammkronen muss sowohl während der Bauphase als auch im späteren Betrieb befahrbar sein. Deshalb wurde eine Breite von 5,0 m für die Dammkronen angenommen.

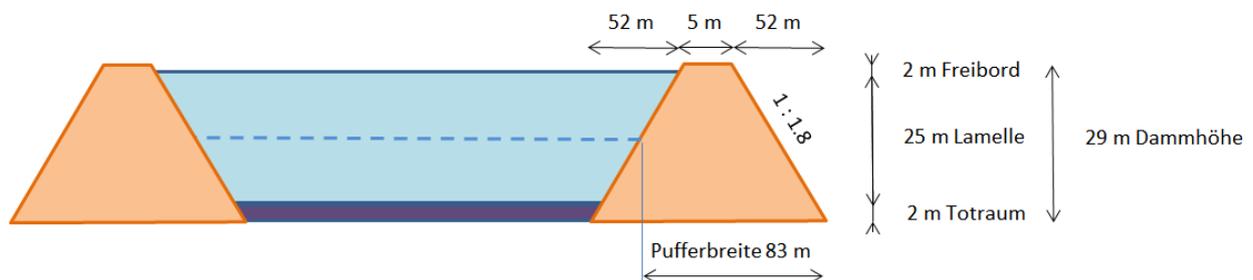
##### Speicherlamelle

Für die Speicherlamelle wurde eine Höhe von 25 m angesetzt. Dies stellt eine sinnvolle Größenordnung auf Grundlage einer Einschätzung der Speicherlamellen bestehender Oberbecken dar (Tabelle 21; Daten aus [VEB Pumpspeicherwerke Hohenwarte 1986], [Franke, Frey 1987] sowie eigene Recherche). Die Wasserspiegelschwankungen liegen hier im überwiegenden Fall zwischen 15 und 25 m. Bei kleinen Becken werden in der Regel aus geometrischen Gründen kleinere Lamellen gebaut, während bei großen Becken und insbesondere bei großen Fallhöhen auch deutlich größere Lamellen möglich sind.

**Tabelle 21:** Wasserspiegelschwankungen in Oberbecken

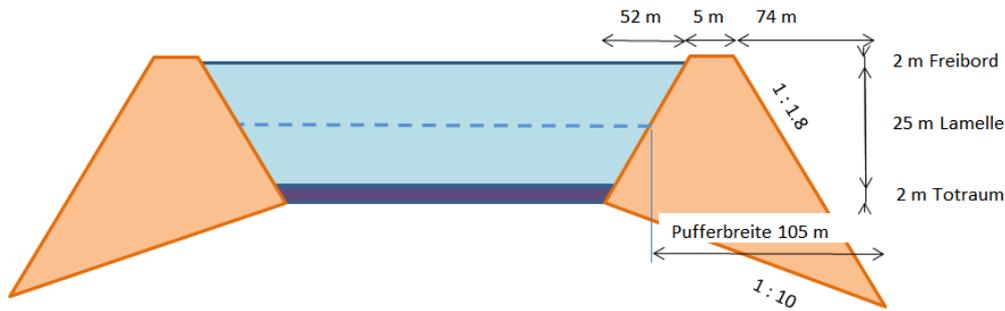
Pumpspeicherkraftwerk	Ausbauleistung [MW]	Beckenvolumen [Mio. m <sup>3</sup> ]	Wasserspiegelschwankung [m]
Wendefurth	100	1,8	7,7
Niederwartha	120	1,9	9,5
Happburg	160	1,5	11,0
Hohenwarte 2	320	3,0	14,0
Geesthacht	80	3,2	14,0
Langenprotzelten	160	1,4	14,4
Rabenleite	100	1,5	15,4
Vianden	1.100	6,0	15,8
Markersbach	1.050	6,0	15,9
Glems	90	0,8	16,7
Waldeck 2	440	4,4	16,9
Eggbergbecken	360	2,1	21,0
Forbach (in Planung)	200	1,8	23,5
Goldisthal	1.060	12,0	24,3
Hornbergbecken	910	4,4	36,0
Atdorf (in Planung)	1.400	9,0	38,5

Bei Unterbecken wurde von Becken auf einer Ebene ausgegangen, da die als Ringbecken ausgewiesenen Beckenstandorte teilweise den Hang anschneiden, teilweise an steileres Gelände anschließen und teilweise in einer Ebene liegen. Aus diesen Vorgaben resultierte für Unterbecken eine Pufferbreite von 83 m, welcher von den Standortflächen für die Oberbecken für die Volumenschätzung abzuziehen war.



**Abbildung 30:** Herleitung der Pufferbreite von 83 m für Ringdammbetten bei Damm auf Ebene

Bei Oberbecken würde die Annahme eines Beckens auf einer Ebene zu einer Überschätzung des speicherbaren Wasservolumens führen. Deshalb wurde hier von einem Damm auf einer geneigten Ebene ausgegangen. Aus einer Hangneigung von 10 Prozent (1:10) wurde eine Pufferbreite von 105 m abgeleitet (siehe Abbildung 31).



**Abbildung 31:** Herleitung der Pufferbreite von 105 m für Ringdammbetten bei Damm auf einer Kuppe

Für die Schätzung des speicherbaren Wasservolumens wurde die (bei Betten mit Ringdamm gepuffer- te) Fläche eines Standortes mit der Höhe der Speicherlamelle multipliziert.

### 3.4.4.2 Zuordnung Ober- und Unterbecken (Standortbildung)

In diesem Schritt wurden alle gefundenen Beckenstandorte mit den anderen Becken kombiniert und die Kombinationen auf Einhaltung der Mindestanforderung bezüglich des Verhältnisses Fallhöhe zu Hori- zontaldistanz geprüft.

Für die Zuordnung der Becken galt, dass grundsätzlich jedes Becken mit jedem kombiniert werden konnte, unabhängig vom Beckentyp. Somit konnte jedes Becken Ober- oder Unterbecken sein. Alle Kombinationen, welche die Mindestanforderungen einhielten, wurden als potenzielle Pumpspeicher- kraftwerks-Standorte in die nachfolgende Bewertung einbezogen.

Für die Berechnung der nutzbaren Fallhöhe galt in dieser Bearbeitungsstufe die Festlegung:

- Nutzbare Fallhöhe = Stauziel Oberbecken – Absenkziel Unterbecken – Lamelle

Zur Ermittlung der Stau- und Absenkziele wurde für jede Fläche eine Höhenstatistik anhand des digita- len Geländemodells berechnet. Folgende Festlegungen bezüglich der Stauziele wurden getroffen:

- Stauziel Oberbecken = höchster Höhenwert der Fläche
- Absenkziel Unterbecken = höchster Höhenwert der Fläche minus 25 m

Die Horizontaldistanz wurde in dieser Bearbeitungsstufe wie folgt bestimmt:

- Abstand der Flächenschwerpunkte der Beckenflächen
- bei Betten mit Ringdamm abzüglich des äquivalenten Kreisdurchmessers

Dieses Vorgehen gewährleistete eine bessere Schätzung als eine reine Dammpufferung. Damit wurde vermieden, dass bei langen, schmalen Talsperren der Abstand vom „hinteren“ Ende der Talsperre aus bestimmt und somit unterschätzt wird. Die Ein- und Auslaufbauwerke wurden bei Talsperren in Berei- chen mit ausreichender Wassertiefe gebaut, welche sich eher in der Mitte oder im Bereich des Absperr- bauwerks befinden. In der späteren Modellierung und Bewertung der Vorzugsstandorte wurde die Hori- zontaldistanz standortbezogen ermittelt.

Die Nachbearbeitung der Potenzialflächen und Identifikation des Beckentyps ergab insgesamt 2008 Potenzialflächen. Davon entfallen 549 auf den Typ Talsperre und 1459 auf den Typ Ringdamm. Nach Zuordnung dieser Einzelbecken zu Beckenkombinationen (Standorten) und Prüfung auf Einhaltung der Mindestkriterien ergaben sich 1001 Beckenkombinationen bestehend aus 186 Talsperren und 329 Ringdammbetten (Mehrfachkombinationen der Becken möglich).

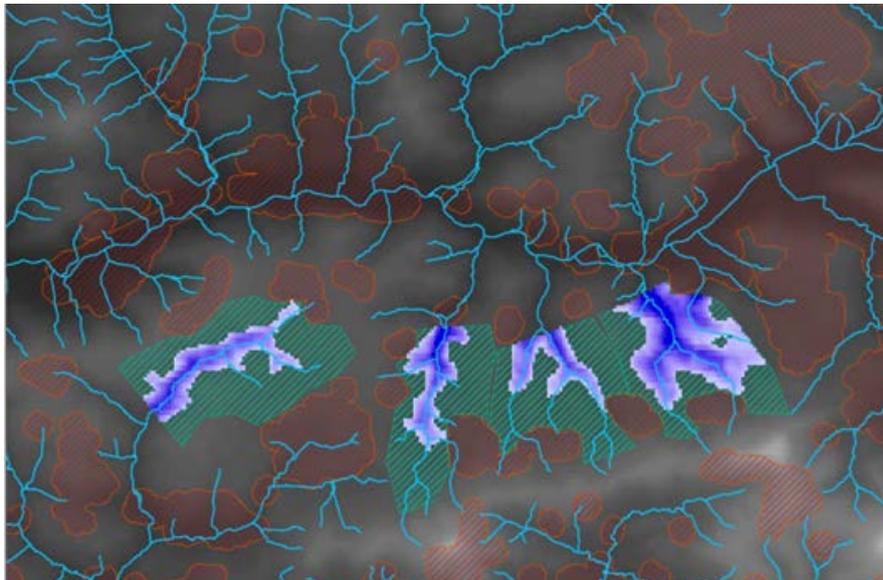
### 3.4.4.3 Modellierung von Talsperren

Bisher bewertet wurden Potenzialflächen, die in ihrer flächigen Ausdehnung das Ergebnis der topographischen Analyse bildeten. Diese Potenzialflächen stellten jedoch, insbesondere bei Talsperren, noch keine realistischen Becken dar. Zur Modellierung von realistischen Becken war kein komplett automatisiertes Verfahren möglich. Jeder zu modellierenden Standort musste individuell betrachtet werden.

Für die Beckenmodellierung und die Schätzung des speicherbaren Wasservolumens in Talsperren wurde ein Verfahren entwickelt, mit welchem für eine größere Anzahl von Talsperren eine rasterbasierte Verschneidung mit dem Gelände sowie eine Abschätzung der nutzbaren Wasservolumina durchgeführt werden konnte. Um das Verfahren durchführen zu können, mussten

- der Standort des Absperrbauwerks festgelegt,
- die Ausdehnung der Staufläche skizziert und
- das Stauziel festgesetzt werden.

Abbildung 32 zeigt die Vorgehensweise und Ergebnisse bei der Modellierung der Talsperren. Grün schraffiert sind die Skizzen der Ausdehnung (inkl. Lage des Absperrbauwerks). Die modellierten Talsperren sind die blauen Flächen (je dunkler desto tiefer).



**Abbildung 32:** Modellierung von Talsperren

Für die Berechnung des speicherbaren Wasservolumens wurde hier angenommen, dass die obere Hälfte der Beckenlamelle als Speicherlamelle zur Verfügung steht. Im Ergebnis wurden für die Talsperren genaue Flächenumrisse (wichtig für erneute Konfliktermittlung), genauer berechnete Betriebsvolumen und realistische Stau- und Absenkeziele (Berechnung der Fallhöhen und Leistungen) erreicht.

Sämtliche Talsperren, für die ein Gegenbecken gefunden wurde, wurden auf diese Weise modelliert. Im Anschluss erfolgte eine erneute Zuordnung zum Gegenbecken und eine präzisierte Parameterermittlung. Dabei wurde nun neben dem Kriterium Fallhöhe zu Horizontalabstand auch die Einhaltung der Mindestleistung von 100 MW geprüft.

Aus den 186 Talsperren der Standortbildung wurden 201 Talsperren modelliert (in großen Flächen ist die Unterbringung von mehreren Talsperren nicht ungewöhnlich, siehe Abbildung 32).

### 3.4.4.4 Ergebnisse

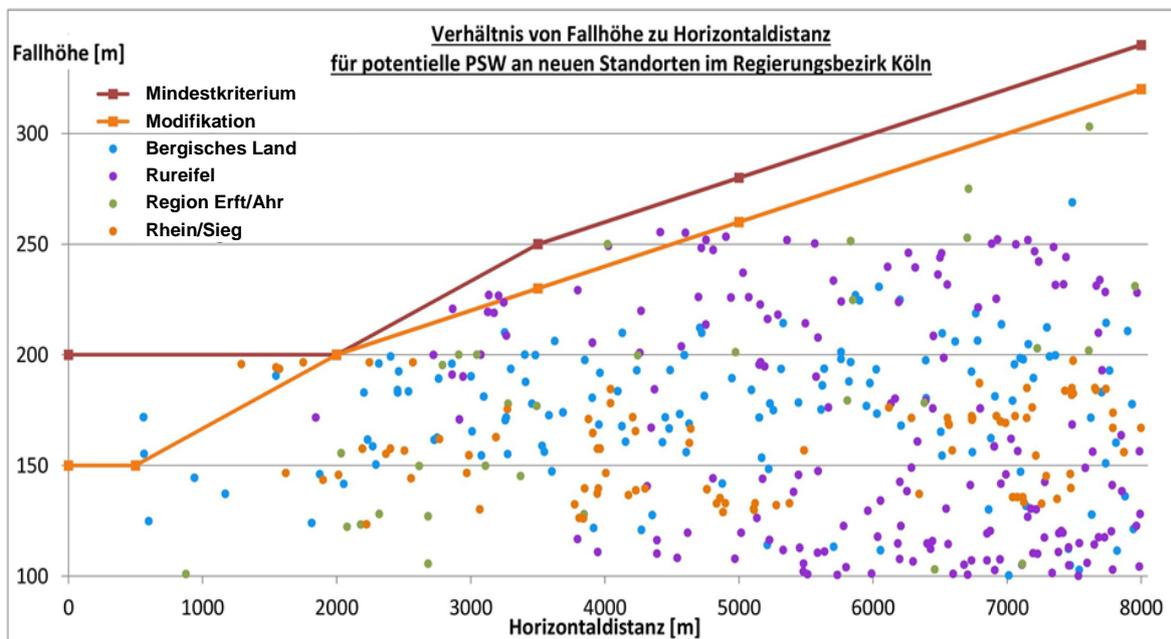
Im Ergebnis der neuen Zuordnung wurden 1180 mögliche Kombinationen von Unter- und Oberbecken identifiziert, die das Mindestkriterium Fallhöhe zu Horizontaldistanz erfüllten. Die 1180 Kombinationen bestehen aus 309 Unterbecken und 203 Oberbecken. Von den 309 Unterbecken wurden 177 als Tal-sperren identifiziert und 132 als Ringdammbecken. Unter den 203 Oberbecken befinden sich acht Tal-sperren und 195 Ringdammbecken.

### 3.4.5 Anpassungen der Vorgaben für die Standortsuche im Regierungsbezirk Köln

Mit dem oben genannten Vorgehen wurden zahlreiche Standorte im Regierungsbezirk Arnsberg sowie einige Standorte im Regierungsbezirk Detmold gefunden. Im Regierungsbezirk Köln wurden jedoch lediglich Standorte mit der Rurtalsperre als Unterbecken, jedoch keine weiteren Standorte gefunden, da die potenziellen Standorte die topographischen Mindestanforderungen nicht erfüllen (beschrieben im Kapitel 2.7.4.).

Um vor dem Hintergrund einer angestrebten angemessenen regionalen Verteilung von möglichen Standorten auch Potenziale im Regierungsbezirk Köln darstellen zu können, welcher insbesondere in der Eifel auch über ein großes Windenergiepotenzial verfügt, wurden für den Regierungsbezirk Köln die bisher definierten Mindestkriterien in Form der Mindestfallhöhe bzw. des Verhältnisses Fallhöhe zu Horizontaldistanz angepasst.

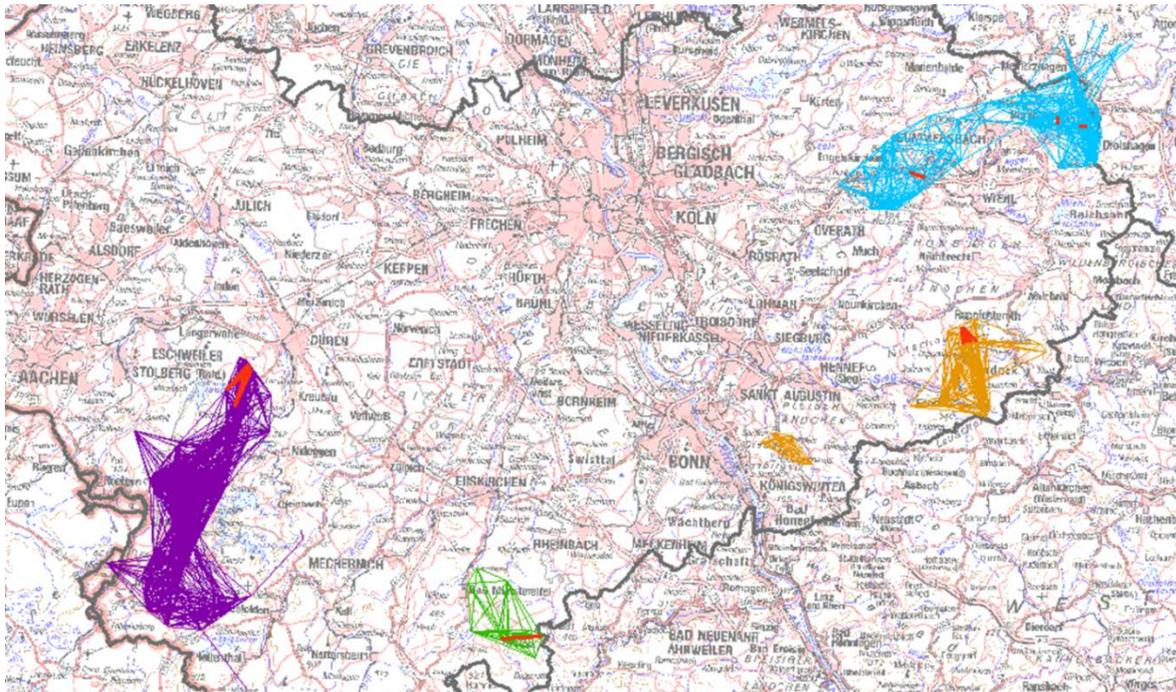
Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der bisher identifizierten Standorte im Regierungsbezirk Köln nach dem Verhältnis von Fallhöhe zu Horizontaldistanz, gemeinsam mit den bisherigen Mindestkriterien und dem einer Modifikation.



**Abbildung 33:** Horizontaldistanz und Fallhöhe für potentielle Standorte im Regierungsbezirk Köln, allgemeine Mindestbedingungen und Modifikation

Durch Absenkung des allgemeinen Ausschlusskriteriums (dunkelbraune Linie) und Anwendung der Modifikation (hellbraune Linie) ergaben sich 14 neue potentielle Standorte (Kombinationen von Unter-

und Oberbecken). Die folgende Abbildung zeigt die räumliche Verteilung aller Kombinationen im Regierungsbezirk Köln und der 14 Standorte bei Einhaltung des angepassten Ausschlusskriteriums.



**Abbildung 34:** Räumliche Lage potenzieller Standorte im Regierungsbezirk Köln, rot markiert: ausgewählte Standorte für die weitere Bewertung nach Anpassung der Mindestkriterien (Kartengrundlage: TK 500. © Geobasis-DE / BKG 2013)

Für diese 14 Standorte wurden nun die gleichen Bearbeitungsschritte wie für die übrigen Standorte (siehe Erläuterungen in den Abschnitten 3.4.4.1 bis 3.4.4.3) und im Anschluss die GIS-basierte Bewertung (3.4.6) durchgeführt. Für das Ranking fanden die gleiche Bewertungsmatrix und die gleichen Gewichtungsvarianten Verwendung. Einziger Unterschied ist das angepasste Verhältnis Fallhöhe zu Horizontaldistanz.

### 3.4.6 Standortbewertung

#### 3.4.6.1 GIS-basierte Konfliktermittlung

Alle Potenzialflächen, die unter Einhaltung der Mindestkriterien Teil eines Standortes sind, wurden der GIS-basierten Konfliktermittlung unterzogen. Durch Verschneidung der Potenzialflächen mit den Bewertungskriterien wurden alle für die Bewertung noch fehlenden Informationen generiert. Die GIS-basierte Konfliktermittlung berücksichtigt dabei alle festgelegten Bewertungskriterien (siehe 3.3.3) zu:

- Siedlung/Infrastruktur
- Umwelt
- Geologie
- Hydrologie
- Netzanbindung

Überschneidungsflächen und Distanzen wurden für jede Potenzialfläche berechnet und exportiert. Anschließend wurden alle Analyseergebnisse in einer Tabelle zusammengeführt.

### **3.4.6.2 Standortbewertung**

Zur Bewertung der Potenzialflächen wurde ein geeignetes Bewertungssystem, bestehend aus Punktvergabe und Gewichtungsverfahren, erarbeitet. Zusätzlich wurden Gewichtungsszenarien entwickelt, um die Reaktion einzelner Standorte auf unterschiedliche Gewichtungen beurteilen zu können.

#### Vorgehen:

Für die Bewertung der Standorte wurden neben den ermittelten Konflikten auch technische Kennwerte einbezogen. Zusätzlich erfolgte eine erste Schätzung der Kosten jedes Standortes. Für diese Beurteilung wurden Kostenfunktionen genutzt, welche anhand weniger charakteristischer Kenngrößen eine erste Abschätzung der spezifischen Kosten eines Standortes ermöglichen.

Bei der Punktvergabe wurden zwei Varianten angewandt: Die stetig lineare Bewertung und die Klassenbildung. Stetige Bewertung bedeutet dabei, dass der jeweils schlechteste Wert mit null Punkten und der beste Wert mit fünf Punkten bewertet wurde. Dazwischen erfolgt eine stetige Punktvergabe (auch Dezimalwerte). Bei der Klassenbildung wurden Grenzwerte festgeschrieben und für jede Klasse ein ganzzahliger Punkt vergeben.

Die Punkte der einzelnen Bewertungskriterien wurden anschließend mit ihrem Gewichtungsfaktor multipliziert und durch Summenbildung die Gesamtpunktzahl für jeden Standort ermittelt. Die angewandte Gewichtung sowie die Bewertung der Indikatoren sind in nachfolgender Tabelle 22 zusammengestellt.

**Tabelle 22:** Kriterien mit Gewichtung für die Beurteilung der Konflikte

Kategorie	Kriterium	Indikator	Gewichtung Konfliktanalyse		Indikator für die Bewertung					
			%		0	1	2	3	4	5
Technik / Kosten	Leistung	Leistung in MW	2.0%	25.0%	lineare Skala (100 MW - max. MW)					
	Horizontaldistanz	m	2.0%		lineare Skala (max. – min.)					
	Fallhöhe	m	6.0%		lineare Skala (200 m - max. Fallhöhe)					
	Spezifischer Einheitspreis	Kosten in €/kW	15.0%		Kosten in €/KW - lineare Skala (max. - min.)					
Siedlung, Infrastruktur	Siedlungsflächen, Bestand	Anzahl betroffener Objekte	4.0%	16.0%	>3	3	2	1	0	kein Konflikt
		Überlagerung mit Puffer um 150 m	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Siedlungsflächen, Vorsorgebereich	Flächenanteil Überlagerung (inkl. Pufferbereich 150 m)	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Straßen, Bestand und Planung	Länge betroffener Straßen	4.0%		x > 2000 m	2000 m >= x > 1000 m	1000 m >= x > 400 m	400 m >= x > 200 m	200 m >= x	kein Konflikt
		Anzahl betroffener Objekte	2.0%		>3	3	2	1	0	kein Konflikt
	Straßen, Bedarfsplanung	Flächenanteil der Überlagerung (Korridorbreite 500 m)	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Bahn, Bedarfsplanung	Flächenanteil der Überlagerung (Korridorbreite 500 m)	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt

Kategorie	Kriterium	Indikator	Gewichtung Konfliktanalyse		Indikator für die Bewertung					
			%		0	1	2	3	4	5
Umwelt	FFH-Gebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 300 m	2.0%	25.0%	x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	SPA-Gebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 500 m	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Naturschutzgebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Pufferbereich 200 m	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Wasserschutzgebiete	Flächenanteil der Überschneidung mit Zone III	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		Flächenanteil der Überschneidung mit übrigen Zonen	0.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Überschwemmungsgebiet	Überlagerung mit festgesetztem oder vorläufig gesichertem ÜSG HQ100 (wird nicht bei Talsperren angesetzt)	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	WRRL	Einzugsgebietsgröße in km <sup>2</sup> (wird nur bei Talsperren angesetzt)	2.0%		x > 80	x > 40	x > 20	x > 10	x > 5	x < 5

Kategorie	Kriterium	Indikator	Gewichtung Konflikt- analyse		Indikator für die Bewertung					
			%		0	1	2	3	4	5
Umwelt	Schutzwürdige Böden	besonders schutzwürdige Böden	2.0%	25.0 %	x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		sehr schutzwürdige Böden	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
		schutzwürdige Böden	0.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	gesetzl. geschützte Biotop	Anzahl Objekte	2.0%		>3	3	2	1	0	kein Konflikt
	Schutzwürdige Biotop	Flächenanteil Überschneidung	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Biotopverbundflächen Stufe 1	Flächenanteil Überschneidung	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Biotopverbundflächen Stufe 2	Flächenanteil Überschneidung	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Landschaftsschutzgebiete	Flächenanteil Überschneidung	0.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Naturpark	Flächenanteil Überschneidung	0.5%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Freiraum, Vorbehaltsgebiet	Flächenanteil Überschneidung	1.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt
	Freiraum, Vorranggebiet	Flächenanteil Überschneidung	2.0%		x > 40 %	40 % >= x > 30 %	30 % >= x > 20 %	20 % >= x > 10 %	10 % >= x	kein Konflikt

Kategorie	Kriterium	Indikator	Gewichtung Konflikt- analyse		Indikator für die Bewertung					
			%		0	1	2	3	4	5
<b>Geologie</b>	Standsicherheit	qualitative Einschätzung durch Geologen für Tal-sperren	4.0%	12.0%	sehr schlecht	schlecht	ausreichend	mittel	gut	sehr gut
	Durchlässigkeit	qualitative Einschätzung durch Geologen für Tal-sperren	4.0%		sehr schlecht	schlecht	ausreichend	mittel	gut	sehr gut
	Eignung für Aus-bruch	qualitative Einschätzung durch Geologen für Ver-bindungslinie	4.0%		sehr schlecht	schlecht	ausreichend	mittel	gut	sehr gut
<b>Hydro-logie</b>	Wasserdargebot	Füllzeit in Wochen aus unmittelbarem EZG auf-grund Schätzung MQ TEZG UB	4.0%	6.0%	Dauer der Erstbefüllung - lineare Skala (max. - min.)					
		Füllzeit in Wochen aus Umkreis 2 km aufgrund Schätzung MQ TEZG UB	2.0%		Dauer der Erstbefüllung - lineare Skala (max. - min.)					
<b>Energie-ableitung</b>	Hochspannungs-netz	Entfernung in km	5.0%	16.0%	Entfernung zu 110 kV Trasse - lineare Skala (max. km - min. km)					
	Höchstspan-nungsnetz	Entfernung in km	11.0%		Entfernung zu 220 kV oder 380 kV Trasse - lineare Skala (max. km - min. km)					

Um zusätzlich den Einfluss der Bewertung auf das Ergebnis abzuschätzen, wurden Gewichtungsszenarien gebildet. Dabei wurde die Gewichtung der jeweils im Fokus liegenden Kategorie verdoppelt. Das Verhältnis der übrigen fünf Bewertungsklassen zueinander entsprach weiterhin dem Verhältnis in der Standardgewichtung. Tabelle 23 veranschaulicht die Gewichtungsverteilungen der einzelnen Varianten.

**Tabelle 23:** Standardgewichtung und Gewichtungsvariationen

	Standard	Var T	Var I	Var U	Var G	Var H	Var E
<b>Technik, Kosten</b>	<b>25.0%</b>	<b>50.0%</b>	20.2%	16.7%	21.6%	23.4%	20.2%
<b>Infrastruktur</b>	<b>16.0%</b>	10.7%	<b>32.0%</b>	10.7%	13.8%	15.0%	13.0%
<b>Umwelt</b>	<b>25.0%</b>	16.7%	20.2%	<b>50.0%</b>	21.6%	23.4%	20.2%
<b>Geologie</b>	<b>12.0%</b>	8.0%	9.7%	8.0%	<b>24.0%</b>	11.2%	9.7%
<b>Hydrologie</b>	<b>6.0%</b>	4.0%	4.9%	4.0%	5.2%	<b>12.0%</b>	4.9%
<b>Energieableitung</b>	<b>16.0%</b>	10.7%	13.0%	10.7%	13.8%	15.0%	<b>32.0%</b>
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

### 3.4.6.3 Ranking und Vorauswahl

Auf Grundlage aller vereinbarten Festlegungen zur Punktvergabe, zur Gewichtung und zu den Gewichtungsvarianten ergab sich ein Ranking aller Standorte (bzw. je ein Ranking für jedes Gewichtungsszenario). Aus diesen Ergebnissen erfolgte die Vorauswahl der Standorte für die vertieften Untersuchungen. Nur die vorausgewählten Standorte wurden daraufhin detaillierter modelliert und damit die Flächeninanspruchnahme und die technischen Kennwerte genauer festgesetzt. Alle übrigen Potenzialflächen schieden in diesem Schritt aus.

Für die Vorauswahl wurden die Ergebnisse der unterschiedlichen Gewichtungsszenarien im Sinne einer Abschichtung genutzt. Das heißt, dass für jeden Standort jeweils die schlechteste Platzierung aus den unterschiedlichen Rankings zur Bewertung herangezogen wurde. Standorte, welche in einem Gewichtungsszenario eine sehr schlechte Bewertung erhielten, fielen somit aus der Betrachtung. Dabei wurde jedoch auch eine regional sinnvolle Verteilung der Standorte angestrebt (siehe Abschnitt 5.3). Die Ergebnisse des Rankings und die ausgewählten Vorzugsstandorte werden in Kapitel 5 dargestellt.

## 4 Standorte an bestehenden Talsperren

Standorte an bestehenden Talsperren bieten gegenüber Standorten mit zwei neuen Becken wesentliche Vorteile. So verursachen der Bau von Ober- und Unterbecken den größten Flächenverbrauch und erhebliche Kosten, welche bei Nutzung einer bestehenden Talsperre erheblich reduziert werden können. Die Nutzung vorhandener Talsperren als Speicherbecken kann deshalb die Wirtschaftlichkeit eines Standortes für Pumpspeicherkraftwerke steigern und gleichzeitig den Eingriff in Natur und Umwelt reduzieren. Bei der Nutzung einer bestehenden Talsperre muss geprüft werden, ob die Talsperre überhaupt dafür geeignet ist, und ob eine Nutzung als Pumpspeicherkraftwerk mit den bisherigen Nutzungen vereinbar ist.

Im Rahmen der Studie „Ermittlung von Pumpspeicherpotenzialen an vorhandenen Talsperren in NRW“ [Aggerverband 2012] wurde bereits die wirtschaftliche Nutzung von ausgewählten Talsperren in Nordrhein-Westfalen als Unterbecken von Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen einer Machbarkeitsstudie der Talsperrenverbände Aggerverband, Ruhrverband, Wasserverband Eifel-Rur und Wupperverband analysiert. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde darüber hinaus gehend für alle Talsperren im Land untersucht, ob diese als Gegenbecken für ein Pumpspeicherkraftwerk infrage kommen.

### 4.1 Vorauswahl geeigneter Talsperren

In Nordrhein-Westfalen existieren 111 Talsperren und vergleichbare Stauanlagen (einschließlich der Vorsperren von großen Stauanlagen) sowie 56 Hochwasserrückhaltebecken (HRB) (vgl. Anlage 2).

Aufgrund der definierten Mindestbedingung von 100 MW Leistung bei 6 Turbinenvolllaststunden kommt eine Nutzung als Speicherbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes nur bei Talsperren und Stauanlagen in Frage, die über ausreichend nutzbares Stauvolumen verfügen, um die Einhaltung der Mindestbedingungen zu ermöglichen. Bei einem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 0,9 im Turbinenbetrieb wurde von einem erforderlichen Mindestvolumen von 500.000 m<sup>3</sup> ausgegangen. Die erforderliche Fallhöhe, um mit einem Gesamtvolumen von 500.000 m<sup>3</sup> über sechs Stunden eine Leistung von mindestens 100 MW zu erzielen, beträgt mindestens 490 m. Fallhöhen in dieser Größenordnung sind in Nordrhein-Westfalen topografisch bedingt nicht zu erwarten, so dass die Annahme des Mindestvolumens von 500.000 m<sup>3</sup> auf der sicheren Seite liegt.

Des Weiteren wurden Talsperren, die zur Bereitstellung von Trinkwasser dienen, als mögliche Speicherbecken ausgenommen. Eine ständige Entnahme und Wiedereinspeisung des Pendelwassers im Pumpspeicherbetrieb verursacht eine Umwälzung der Wasserschichtung in der Talsperre. Eine stabile Wasserschichtung ist jedoch eine Voraussetzung zur Sicherstellung einer gleichbleibenden Wasserqualität. Aufgrund der überragenden Bedeutung von Trinkwassertalsperren für die Daseinsvorsorge der Bevölkerung musste eine Beeinträchtigung der erforderlichen Trinkwasserqualität jedoch sicher ausgeschlossen werden. Dies gilt auch für die Hennetalsperre, aus dieser wird zwar nicht unmittelbar Trinkwasser entnommen, sie stellt jedoch einen wichtigen Speicher zur Gewährleistung der Trinkwasserversorgung im Unterwasser dar.

Die Rurtalsperre und die Biggetalsperre wurden nicht ausgeschlossen, jedoch die zugehörigen Vorsperren, da hier eine Trinkwassernutzung nur an den Vorsperren besteht, jedoch nicht an den Hauptsperrren.

Talsperren, welche in NATURA-2000-Gebieten liegen, wurden ebenfalls ausgeschlossen. Dies betraf konkret die Urftalsperre sowie die Stauanlagen Echthausen und Obermaubach. Talsperren, welche an NATURA-2000-Gebiete und Naturschutzgebiete grenzen, wurden nicht ausgeschlossen, dies wurde jedoch bei der Bewertung berücksichtigt.

Es verblieben somit 37 Talsperren, Stauanlagen und Hochwasserrückhaltebecken, bei denen die Nutzung als Pumpspeicherbecken im ersten Schritt grundsätzlich möglich erscheint (vgl. Tabelle 24).

Für diejenigen Talsperren, bei denen in der GIS-Analyse ein mögliches Gegenbecken gefunden wurde, werden im Abschnitt 4.3 die Konflikte mit vorhandenen Nutzungen wie Hochwasserrückhalt, Niedrigwasseraufhöhung, Freizeit und Erholung, Energiegewinnung etc. aufgezeigt.

Bei der weiteren Bearbeitung und insbesondere bei der Standortbewertung wurde methodisch wie bei der Identifizierung geeigneter neuer Standorte vorgegangen. Bei der überschlägigen Kostenschätzung wurden die Kosten für das zweite Becken entsprechend reduziert.

**Tabelle 24:** Grundsätzlich als Becken eines Pumpspeicherkraftwerkes in Frage kommende Talsperren

Name	Stauraum [Mio. m³]	Bauwerk
Aggertalsperre	19.30	Talsperre
Bevertalsperre	23.70	Talsperre
Biggetalsperre	171.70	Talsperre
Bruchertalsperre	3.38	Talsperre
Emmertalsperre	3.86	Talsperre
Glingebachtalsperre	1.25	Talsperre
Lingesetalsperre	2.60	Talsperre
Oestertalsperre	3.10	Talsperre
Rurtalsperre Schwammenauel	202.60	Talsperre
Stauanlage Ahausen	2.09	Talsperre
Stauanlage Baldeney	8.50	Talsperre
Stauanlage Bieberstein	0.50	Talsperre
Stauanlage Harkort	3.20	Talsperre
Stauanlage Heimbach	1.21	Talsperre
Stauanlage Hengstey	3.25	Talsperre
Stauanlage Kemnade	2.80	Anlage ähnlich zu Talsperren
Stauanlage Kettwig	1.40	Talsperre
Stauanlage Kronenburg	2.70	Talsperre
Stauanlage Schwitten	0.60	Talsperre
Stauanlage Weilerbach	0.73	Talsperre
Steinbachtalsperre	1.06	Talsperre
Talsperre Sander-Lippe	7.00	Talsperre
Wuppertalsperre	25.90	Talsperre
Borbecker Mühlenbach	1.94	HRB
Dortmund Scharnhorst	2.38	HRB
Ebbinghausen	0.86	HRB
Eicherscheid	1.03	HRB
Flehbach	1.26	HRB
Hochdahl	0.54	HRB
Höhbergtal-Gerlingen	0.80	HRB
Hüller Mühlenbach	3.55	HRB
Kasparstrasse	1.74	HRB
Kirchtal	0.63	HRB
HRB Niederberg	0.92	HRB
Odenkirchen	1.30	HRB
Sinthern	2.18	HRB
Steinhorst	2.51	HRB

## 4.2 Identifikation möglicher Gegenbecken

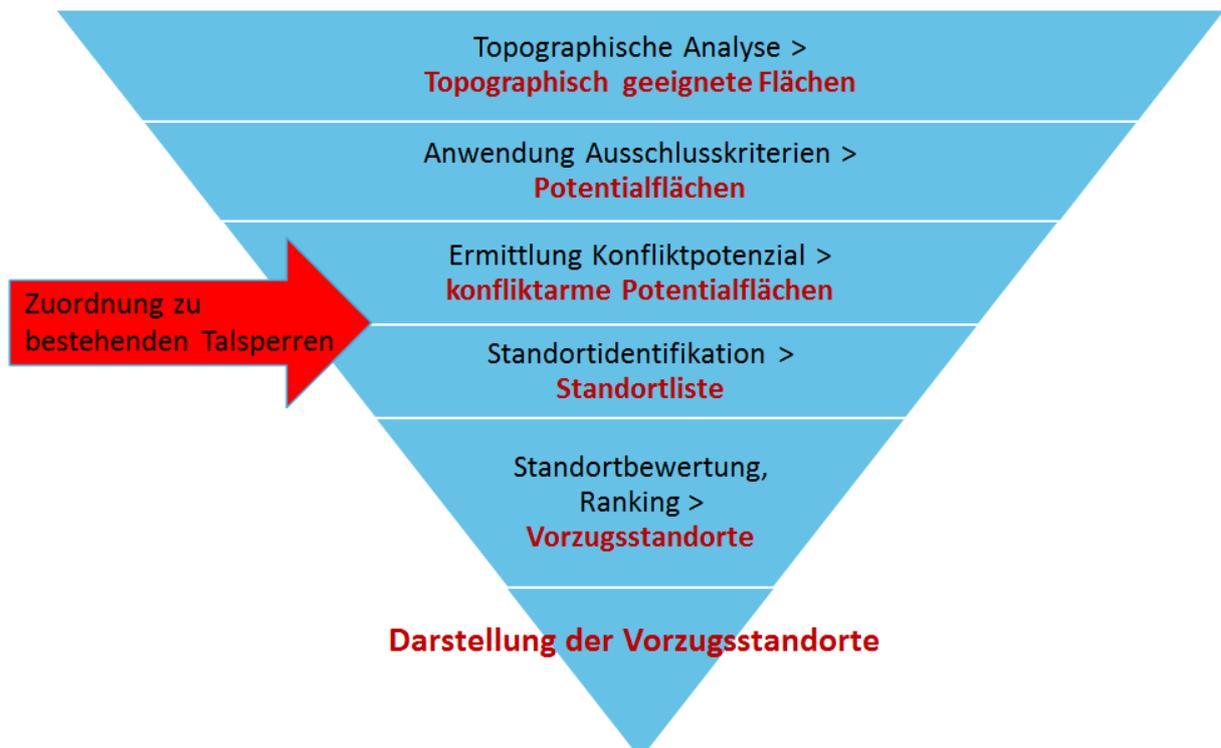
Für die in Tabelle 24 gelisteten Talsperren und Hochwasserrückhaltebecken wurden mögliche Gegenbecken gesucht. Hierfür waren folgende Daten nötig:

- Lage und räumliche Ausdehnung der Talsperren und Hochwasserrückhaltebecken
- Stauvolumen und Stauziel zur Prüfung auf Einhaltung der Mindestkriterien
- Potenzialflächen aus der GIS-Analyse für neue Standorte

Die räumliche Ausdehnung der meisten der 37 aufgeführten Talsperren konnte aus den Grundlagendaten extrahiert werden. Einige Talsperren konnten jedoch nur durch Internetrecherche als Punktdaten verortet werden, so dass hier die exakte räumliche Ausdehnung unbekannt blieb. Dies traf jedoch nur auf einige Hochwasserrückhaltebecken zu, die als Trockenbecken konzipiert sind.

Die Stauvolumen und Stauziele wurden ebenfalls aus den Grundlagendaten zusammengestellt. Für einige HRB fehlten Angaben zum Stauziel. Abhilfe schaffte hier eine Reliefanalyse im GIS, wodurch die Höhenlage dieser HRB und somit das mögliche Stauziel bestimmt werden konnten.

Als mögliche Gegenbecken kamen die Potenzialflächen aus der GIS-Analyse für neue Standorte zur Anwendung. Für die Untersuchung wurde dabei der Bearbeitungsstand nach der Konfliktanalyse verwendet, das heißt es wurden die konfliktarmen Potenzialflächen für die Analyse der Eignung vorhandener Talsperren zum Ausbau zu Pumpspeicherkraftwerken herangezogen.



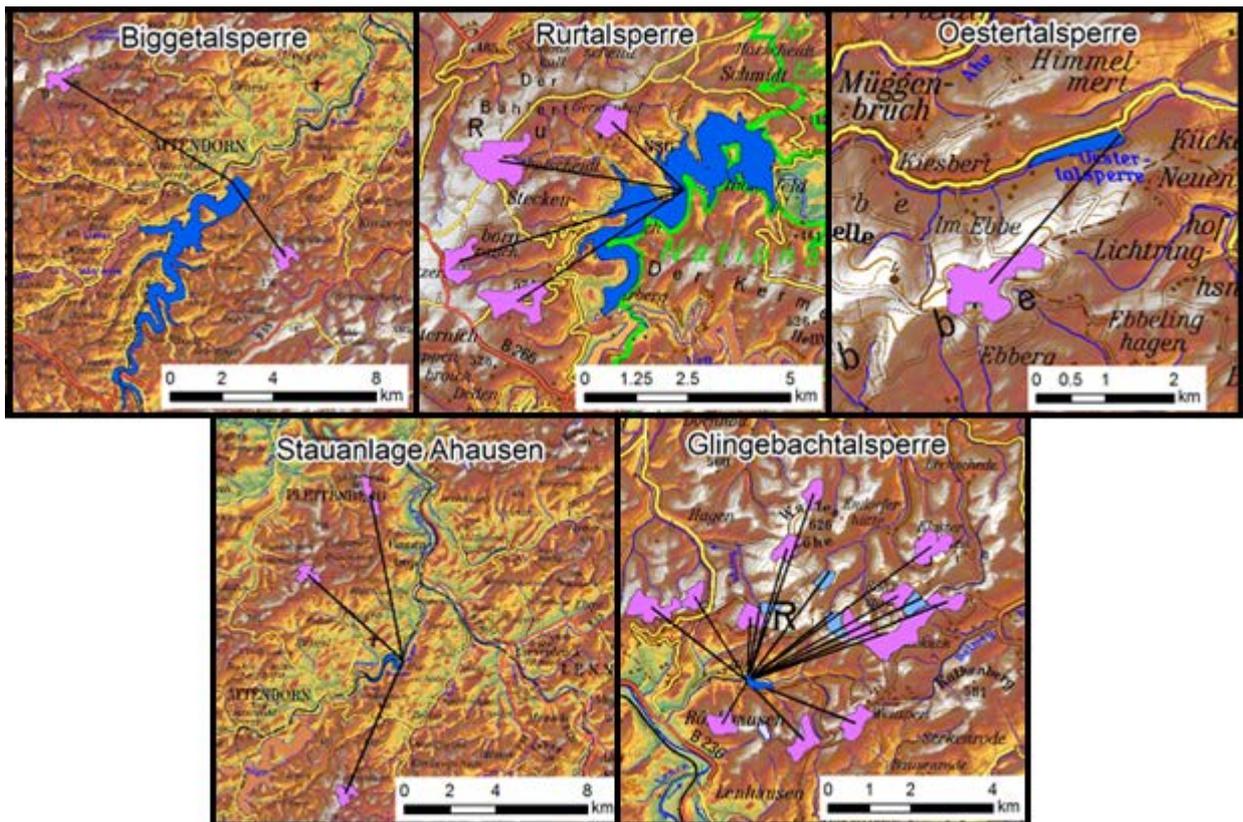
**Abbildung 35:** Bearbeitungsstand der verwendeten Potenzialflächen zur Identifikation geeigneter Gegenbecken für bestehende Talsperren

Analog zum Vorgehen an neuen Standorten wurden die Kombinationen bestehender Talsperren mit möglichen Gegenbecken auf die Einhaltung der Mindestkriterien Fallhöhe (min. 200 m bzw. reduziert auf min. 150 m für den Regierungsbezirk Köln), Leistung (min. 100 MW) und das Verhältnis von Fallhöhe zu Horizontalabstand überprüft.

Im Ergebnis wurden fünf bestehende Talsperren und Stauanlagen identifiziert, für welche Gegenbecken gemäß den Vorgaben gefunden wurden, und die somit zum Ausbau als Pumpspeicherkraftwerk in Frage kommen. Die Ergebnisse des Screenings sind in Tabelle 25 zusammen gestellt und in Abbildung 36 graphisch dargestellt.

**Tabelle 25:** Ergebnisse des ersten GIS-Screenings zur Eignung vorhandener Talsperren zum Ausbau zu Pumpspeicherkraftwerken

ID	Name	Stauraum Mio. m <sup>3</sup>	Stauziel m NHN	Fallhöhen	Horizontal- distanzen	Leistung	Anzahl Gegenbecken
109	Stauanlage Ahausen	2.09	248.1	bis 320 m	4800 - 7000 m	bis 280 MW	3
110	Oestertalsperre	3.10	363.2	270 m	1900 m	340 MW	1
116	Glingebachtalsperre	1.25	305.2	bis 330 m	900 - 5000 m	bis 170 MW	16
139	Rurtalsperre	202.6	283	bis 250 m	1200 - 4500 m	bis 1450 MW	4
140	Biggetalsperre	171.7	308	bis 325 m	2800 - 7000 m	bis 1000 MW	2



**Abbildung 36:** Ergebnisse des ersten GIS-Screenings zur Eignung vorhandener Talsperren (dunkelblau: bestehende Talsperren; lila: Ringdammb Becken; hellblau: Talsperren; schwarz: Zuordnungsgeraden) (Kartengrundlagen DGM10, TK200. © Geobasis-DE / BKG 2013)

## 4.3 Bewertung hinsichtlich Realisierbarkeit

Für diese fünf verbliebenen Standorte wurde im Anschluss eine vertiefte Überprüfung hinsichtlich der Nutzbarkeit als Gegenbecken für ein Pumpspeicherkraftwerk durchgeführt. Wesentliches Kriterium für diese Überprüfung war die Vereinbarkeit mit den derzeitigen Nutzungen der Talsperren und Stauanlagen.

Um die Erheblichkeit des Eingriffs in die bestehenden Nutzungen abzuschätzen, wurde der Anteil des Betriebsstauraumes, welcher maximal für die Pumpspeichernutzung verwendet werden soll, ermittelt. Die wesentlichen Kenndaten der bestehenden Talsperren, die bestehenden Nutzungen sowie die ermittelten Konflikte sind in nachfolgender Tabelle 26 zusammengestellt. Im Folgenden werden für die betrachteten Talsperren die wesentlichen Schlussfolgerungen aufgeführt.

### 4.3.1 Biggetalsperre

Die Biggetalsperre ist mit einem Stauvolumen von 171,7 Mio. m<sup>3</sup> bei Vollstau eine der größten Talsperren des Ruhrverbandes und dient hauptsächlich der Sicherstellung einer ausreichenden Wasserführung in der Ruhr. Dies ist Voraussetzung für zahlreiche Wassernutzungen an der Ruhr, insbesondere der Trink- und Brauchwassergewinnung.

Die Wasserabgabe wird zur Energieerzeugung (Spitzenlast) genutzt. Die dadurch bewirkte ungleichmäßige Abgabe wird in der nachfolgenden Talsperre Ahausen vergleichmäßig.

Die Biggetalsperre weist eine starke Freizeit- und Erholungsnutzung auf. Insbesondere der Wassersport hat eine große Bedeutung. Es bestehen auch an den See grenzende wertvolle gesetzlich geschützte Biotope, Biotopverbundflächen und weitere Schutzgebiete (Naturschutzgebiet: OE-017; Schutzwürdige Böden; Landschaftsschutzgebiet: LSG-4813-001; Naturpark NTP-005).

An der Biggetalsperre wurden zwei potenzielle Oberbecken gefunden, welche mittlere Fallhöhen von 234 bis 325 m ermöglichen würden. Damit können Leistungen von 480 bis 760 MW erzielt werden. Das dafür erforderliche Betriebsvolumen beträgt maximal 5,7 Mio. m<sup>3</sup>. Das sind etwa 3% des Betriebsvolumens der Talsperre. Die dadurch zu erwartenden Wasserspiegelschwankungen und der Eingriff in die bestehenden Nutzungen dürften dadurch eher gering sein.

Aufgrund der Größe der Talsperre und des geringen Anteils am Betriebsvolumen, welches für die Nutzung als Pumpspeicherkraftwerk benötigt wird, wird eine zusätzliche Nutzung als Unterbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes als realisierbar angesehen.

### 4.3.2 Rurtalsperre

Die Rurtalsperre (Schwammenauel) nahe Heimbach/Kreis Düren ist mit einem Stauvolumen von 202,6 Mio.m<sup>3</sup> die größte Talsperre des Betreibers Wasserverband Eifel-Rur und die größte Talsperre in Nordrhein-Westfalen. Die Rurtalsperre wurde primär zur Wasserstandsregulierung der Rur errichtet (Hochwasserschutz, Niedrigwasseraufhöhung). Sie dient aber auch der Stromerzeugung. Das bestehende Speicherkraftwerk Schwammenauel hat eine installierte Leistung von 9,5 MW. Der Stausee ist ein beliebtes Naherholungsgebiet und wird von Wassersportlern (Segeln, Motorboot, Baden) intensiv genutzt. Auf dem Rursee existiert ein Fahrgastschiffsverkehr. Teile der angrenzenden Gebiete stehen unter Naturschutz (NSG Schilsbachtal ACK-088). Die Nutzung durch Trinkwassergewinnung aus der Vorsperre Obersee ist in diesem Zusammenhang ohne Bedeutung, da die Entnahme oberhalb der Rur-

talsperre erfolgt und der Betrieb der Rurtalsperre deshalb keine Auswirkungen auf die Trinkwassergewinnung hat.

An der Rurtalsperre wurden 4 potenzielle Oberbecken gefunden, welche mittlere Fallhöhen zwischen 200 m und 250 m ermöglichen würden. Damit können Leistungen von bis zu 1450 MW erzeugt werden. Die hierfür erforderliche Pendelwassermenge beträgt maximal 15,4 Mio.m<sup>3</sup>. Dies entspricht 11% des Betriebsstauraums. Die Auswirkungen der Wasserspiegelschwankungen auf die Energiegewinnung sind voraussichtlich gering. Aufgrund der Größe des Einzugsgebiets ist mit einer ausreichend langen Vorwarnzeit bei Hochwasser zu rechnen, so dass der Hochwasserschutz voraussichtlich nicht beeinträchtigt wird.

Die Nutzung des Rursees als Unterbecken eines Pumpspeicherkraftwerks ist aus technischer Sicht realisierbar. Aufgrund der zu erwartenden Wasserschwankungen sind bei diesem Standort besonders die Belange der Naherholung, der Schifffahrt und des Wassersports zu berücksichtigen.

### **4.3.3 Oestertalsperre**

Die Oestertalsperre mit einem Stauvolumen von 3,04 Mio.m<sup>3</sup> nahe Himmelert/Märkischer Kreis wird vom Oesterwasserverband betrieben. Die Oestertalsperre wurde zur Wasserstandsregulierung des Oesterbachs errichtet (Hochwasserschutz, Niedrigwasseraufhöhung). Sie wird derzeit primär zur Niedrigwasserregulierung verwendet. Der Stausee ist ein Naherholungsgebiet und wird von Wassersportlern (Angeln, Baden, Tauchen) genutzt.

An der Oestertalsperre wurde ein potenzielles Oberbecken gefunden, welches eine mittlere Fallhöhe von 270 m ermöglichen würde. Damit können Leistungen von bis zu 340 MW erzeugt werden. Die hierfür erforderliche Pendelwassermenge beträgt maximal 3,04 Mio.m<sup>3</sup>. Dies entspricht 100% des Betriebsstauraums. Die Auswirkungen der Wasserspiegelschwankungen auf die Naherholung sind entsprechend massiv. Die Vorwarnzeit gegen Hochwasser wird durch bestehende Pegel gesichert. Sie ist jedoch wegen der geringen Größe des Einzugsgebiets auf 8-9 Stunden beschränkt.

Die Nutzung der Oestertalsperre als Unterbecken des geplanten Pumpspeicherkraftwerks ist aus technischer Sicht realisierbar. Allerdings birgt die notwendige Maximalausnutzung des Speichervolumens mögliche Interessenskonflikte. Es ist zu prüfen, ob bezüglich der bestehenden Nutzung als Naherholungsgebiet eine Konfliktminimierung möglich ist. Als Möglichkeit bietet sich dafür z.B. der Bau einer Vorsperre an, in welcher eine Erholungsnutzung und eine fischereiwirtschaftliche Nutzung nach wie vor möglich wären.

### **4.3.4 Stauanlage Ahausen**

Die Stauanlage Ahausen mit einem Stauvolumen von 2,09 Mio.m<sup>3</sup> nahe Attendorn/ Kreis Olpe wird vom Ruhrverband betrieben. Betreiber des Kraftwerks ist die Lister- und Lennekraftwerke GmbH. Die Stauanlage Ahausen wurde zur Vergleichmäßigung des Abflusses in der Bigge unterhalb der Biggetalsperre errichtet, da letztere als Spitzenlastkraftwerk betrieben wird und somit eine ungleichmäßige Abgabe in die Bigge aufweist. Sie dient aber auch der Stromerzeugung als Grundlastkraftwerk. Das bestehende Speicherkraftwerk Ahausen hat eine installierte Leistung von 1,8 MW. Der Stausee ist ein Naherholungsgebiet und wird von Wassersportlern (Angeln, Segeln) genutzt.

An der Stauanlage Ahausen wurden drei potenzielle Oberbecken gefunden, welche eine mittlere Fallhöhe zwischen 280 m bis 325 m ermöglichen würden. Damit können Leistungen von bis zu 280 MW

erzeugt werden. Die hierfür erforderliche Pendelwassermenge beträgt maximal 2,09 Mio.m<sup>3</sup>. Dies entspricht 100% des Betriebsstauraums. Die Auswirkungen der Wasserspiegelschwankungen auf Wasserkraftnutzung und Naherholung sind entsprechend massiv.

Durch den Betrieb des geplanten Pumpspeicherkraftwerks können Stromerzeugung und Wassersport massiv eingeschränkt werden. Fischerei im Stausee ist nach Inbetriebnahme nicht mehr möglich. Auch ihre eigentliche Aufgabe, die Regulierung des Abflusses der Bigge, könnte die Talsperre nicht mehr oder nur noch stark eingeschränkt wahrnehmen. Außerdem liegen Teile der Talsperre, darunter insbesondere die Stauwurzel, in einem Naturschutzgebiet und wegen Karstproblemen im Beckenraum wurde die Anlage erst im Jahr 2006 umgebaut, verbunden mit einer Absenkung des Stauziels.

Die Nutzung der Stauanlage Ahausen als Unterbecken des geplanten Pumpspeicherkraftwerks ist aus rechtlicher Sicht voraussichtlich nicht realisierbar, da die Nutzungsrechte für den Ausgleich der Wasserführung der Bigge und der Wasserkraftenerzeugung verletzt werden. Weiterhin besteht ein massiver Konflikt zu den bestehenden Nutzungen für Naherholung und Wassersport.

#### **4.3.5 Glingebachtalsperre**

Die Glingetalsperre – auch Glingebachtalsperre genannt – mit einem Stauvolumen von 1,25 Mio.m<sup>3</sup> nahe Finnentrop-Rönkhausen/ Kreis Olpe wird von der Elektromark Kommunales Elektrizitätswerk Mark (Mark E AG) betrieben. Die Glingetalsperre wird seit 1969 als Unterbecken des Pumpspeicherkraftwerks Rönkhausen genutzt. Der Stausee ist als Naherholungsgebiet unbedeutend.

An der Glingetalsperre wurden 16 potenzielle Oberbecken gefunden, welche eine mittlere Fallhöhe von 205 m bis 330 m ermöglichen würde. Damit können Leistungen von bis zu 170 MW erzeugt werden. Die hierfür erforderliche Pendelwassermenge beträgt maximal 1,25 Mio.m<sup>3</sup>. Dies entspricht 100% des Betriebsstauraums. Die angegebene Pendelwassermenge gilt für den alleinigen Betrieb des geplanten Pumpspeicherkraftwerks.

Daher ist für den parallelen Betrieb des bestehenden und des neuen Kraftwerks eine Vergrößerung des Speichervolumens zwingend erforderlich. Es ist zu prüfen, ob eine solche Erweiterung möglich ist.

Die Nutzung der Glingetalsperre als Unterbecken des geplanten Pumpspeicherkraftwerks ist aus technischer Sicht voraussichtlich realisierbar. Allerdings ist eine Vergrößerung des Speichervolumens erforderlich, um den Betrieb des bestehenden Pumpspeicherkraftwerks Rönkhausen nicht zu beeinträchtigen. Diesbezüglich sind weiterführende Untersuchungen erforderlich.

**Tabelle 26:** Bewertung der verbliebenen fünf Talsperren bezüglich Machbarkeit der Nutzung als Gegenbecken für ein Pumpspeicherkraftwerk

	<b>Biggetalsperre</b>	<b>Rurtalsperre</b>	<b>Oesterwald</b>	<b>Ahausen</b>	<b>Glingebachtalsperre</b>
<b>Allgemein</b>					
Art der Talsperre	Steinschüttdamm	Erd- und Steinschüttdamm	Gewichtsstaumauer	Erddamm	Erd- und Steinschüttdamm
Stauvolumen [Mio m <sup>3</sup> ]	171.7	202.6	3.04	0,84 /od. 2,09	1.25
Nutzvolumen [Mio m <sup>3</sup> ]	143.6	136	2.54	0.84	1.25
Dammhöhe [m]	57	77.2	36	18	28
Stauziel (Vollstau) [m+NN]	308.3	283	363.23	245.75	305.2
Einzugsgebiet [km <sup>2</sup> ]	288	287	12.7	359.07	
<b>Nutzung</b>					
Hochwasser	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
Niedrigwasser	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
Naherholung	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein
Energienutzung	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
<b>geplante Pumpspeicheranlage</b>					
Pendelwassermenge [Mio m <sup>3</sup> ]	4.54	1,08 / 5,49 / 15.4	3.1	2.09	1.25
Fallhöhe [m]	234 - 325	200 - 250	270	280 - 325	205 - 330
<b>Nutzungsparameter und mögliche Konflikte</b>					
Hochwasser:					
Art der HWE	Einlaufsturm	Kronenüberfall gesteuert	Kronenüberlauf	-	Überfall
<u>Kommentar:</u> Abhängig von der Vorwarnzeit & Einzugsgebietsgröße	Vorwarnzeit ca. 8h	großes EZG	Vorwarnzeit ca. 8-9h	-	-
Niedrigwasser					
				-	-
Naherholung:					

	<b>Biggetalsperre</b>	<b>Rurtalsperre</b>	<b>Oesterwald</b>	<b>Ahausen</b>	<b>Glingebachtalsperre</b>
Art der Naherholung	Gastschifffahrten, Segeln, Baden	Schifffahrten, Segeln, Motorboot	Angeln, Baden, Tauchen	Angeln, Segeln	-
Kommentar: Abhängig von Wasserspiegelschwankungen	Stege und Bootsanlegestellen sind den Spiegelschwankungen ausgesetzt	siehe Bigge	Tauchverein direkt am See wird durch starke Wasserspiegelschwankungen gestört	Eine mögliche Störung der Ökologie durch die starken Spiegelschwankungen ist zu überprüfen	-
<b>Energienutzung</b>					
Art der Nutzung	Speicherkraftwerk	Speicherkraftwerk	-	Speicherkraftwerk	Unterbecken für PSW
Ausbauabfluss [m³/s]	39	36	-	18.8	N/A
Fallhöhe [m]	53	N/A	-	11.5	277
Kommentar: Abflussmenge wird durch Pumpspeicherkraftwerk nicht beeinflusst, Fallhöhe schon	geringe Konflikte zu erwarten	geringe Konflikte zu erwarten	-	Die Fallhöhe wird bei niedrigen Wasserständen herabgesetzt	Nutzvolumen wird bereits für PSW verwendet
Konflikte/Fazit:	<p><u>Hochwasser:</u> Vorwarnzeit vorhanden, großes Einzugsgebiet</p> <p><u>Naherholung:</u> Schiffahrt auf dem See, d. h. viele Bootsanlegestellen, Stege; Badeanlagen</p>	<p><u>Hochwasser:</u> Großes EZG</p> <p><u>Naherholung:</u> Schiffahrt auf dem See, d. h. viele Bootsanlegestellen, Stege; Badeanlagen; Bürger sind dagegen (rettet-den-rursee.de)</p>	<p><u>Hochwasser:</u> Vorwarnzeit durch Pegel gegeben, aber kleines EZG</p> <p><u>Niedrigwasser:</u> Die Oestertalsperre wird vor allem zur Niedrigwasseraufhöhung genutzt</p>	<p><u>Energienutzung</u> Fallhöhe nach Abpumpen der Pendelwassermenge stark verringert</p> <p><u>Naherholung:</u> Angler vorhanden, Fischbestände bei Leerung des Beckens gefährdet</p>	Die Talsperre Glingebach wird bereits als Unterbecken für ein PSW verwendet, d.h. sie kommt nur bei Vergrößerung des Beckens in Frage

	<b>Biggetalsperre</b>	<b>Rurtalsperre</b>	<b>Oesterwald</b>	<b>Ahausen</b>	<b>Glingebachtalsperre</b>
	<p><u>Energienutzung:</u> Fallhöhe wird verändert, prozentual gering</p> <p><u>Verhältnis: Beckengröße/Pendelwasser</u> Sehr großes Stauvolumen, damit kleine Wasserspiegeländerungen</p>	<p><u>Energienutzung:</u> Fallhöhe wird verändert, prozentual gering</p> <p><u>Verhältnis: Beckengröße/Pendelwasser</u> Sehr großes Stauvolumen, dadurch kleine Wasserspiegeländerungen</p>	<p><u>Naherholung:</u> Tauchverein und Angler vorhanden</p> <p><u>Verhältnis: Beckengröße/Pendelwasser</u> Eher kleines Stauvolumen, große Wasserspiegelschwankungen</p>	<p>-</p> <p><u>Verhältnis: Beckengröße/Pendelwasser</u> kleines Becken, das gesamte Volumen des Beckens als Pendelwasservolumen nötig</p>	<p><u>Verhältnis: Beckengröße/Pendelwasser</u> Vergößerung notwendig</p>

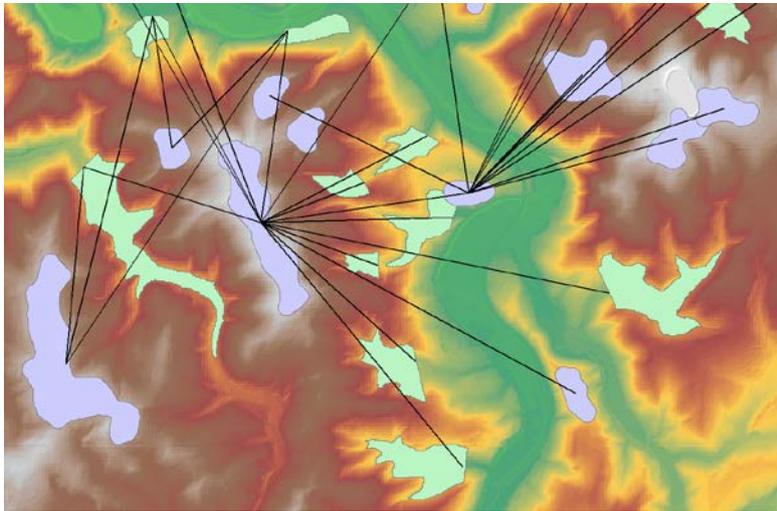
## 5 Ergebnisse der Potenzialanalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Potenzialuntersuchung für den Neubau von Pumpspeicherkraftwerken in Nordrhein-Westfalen dargestellt. Standorte, für welche aktuell bereits konkrete Planungen laufen, wurden dabei nicht erneut betrachtet, sondern dem neu ermittelten landesweiten Potenzial dazugerechnet.

Es erfolgt eine statistische Auswertung der Kennwerte der gefundenen Vorzugsstandorte und eine Darstellung des landesweiten Potenzials. Bei den im Rahmen dieser Studie für Nordrhein-Westfalen ermittelten Gesamtpotenzial handelt es sich um ein technisch-machbares Potenzial, und nicht lediglich um ein technisches Potenzial, da bei der Bewertung und dem Vergleich möglicher Standorte neben technischen Kriterien auch zahlreiche wirtschaftliche und ökologische Aspekte betrachtet wurden.

### 5.1 Ranking

Das finale Ranking beinhaltet 617 Standorte. Ein Standort besteht dabei aus jeweils einem Unter- und einem Oberbecken. Grundsätzlich kann ein Becken mit mehreren Gegenbecken kombiniert werden (vgl. Abbildung 37), so dass in der Summe deutlich weniger als 617 Unter- und Oberbecken im Ranking geführt werden.



**Abbildung 37:** Mehrfachkombinationen einzelner Becken

Die 617 Standorte setzen sich zusammen aus 119 Oberbecken und 229 Unterbecken. In den 229 Unterbecken enthalten sind 4 bestehende Talsperren, 147 neue Talsperren und 78 durch einen umschließenden Damm gebildete Becken. Von den 119 Oberbecken werden 110 durch einen umschließenden Damm gebildet. Die übrigen 9 Oberbecken stellen Talsperren dar (vgl. Tabelle 27).

**Tabelle 27:** Anzahl Standorte im finalen Ranking mit Mehrfachkombinationen

	Talsperren	Ringdammbecken	Bestehende Talsperren	Summe
<b>Unterbecken</b>	147	78	4	229
<b>Oberbecken</b>	9	110	-	119
<b>Summe</b>	156	188	4	348

Für die Abschätzung des landesweiten Potenzials und die Auswahl von Vorzugsstandorten ist die mehrfache Verwendung einzelner Beckenstandorte nicht realistisch. Im Einzelfall kann die Verwendung eines Beckens mit mehreren Gegenbecken (z.B. große Talsperren als Unterbecken mit mehreren kleineren Oberbecken) zwar machbar sein. Um jedoch sinnvolle Ergebnisse für die Schätzung des landesweiten Potenzials zu erhalten darf jeder Beckenstandort jedoch nur einmal verwendet werden.

Kriterium für die Auswahl eines Beckenstandortes ist die Gesamtplatzierung im Ranking. Ist z.B. das Unterbecken des zweiten Platzes auch Unterbecken des ersten Platzes, so entfällt Standort 2 (vgl. Tabelle 28). In der vierten Spalte (rote Ziffern) sind die Platzierungen mit Mehrfachkombinationen geführt, in der letzten Spalte die Platzierungen, in denen jedes Becken nur einmal vorkommt. So entfallen gemäß der Tabelle auch die Ränge 4, 8 und 9, da eines der Becken bereits weiter oben im Ranking „vergeben“ wurde.

**Tabelle 28:** Eliminieren von Mehrfachkombinationen

SUM_ID	UB	OB	Ranking	Ohne Mehrfachkombinationen		
	ID	ID	Rang	UB	OB	Rang
10851140	140	10851	1	140	10851	1
11448140	140	11448	2			
10703116	116	10703	3	116	10703	2
10851110	110	10851	4			
1053620066	20066	10536	5	20066	10536	3
10836110	110	10836	6	110	10836	4
1057220042	20042	10572	7	20042	10572	5
1044710572	10447	10572	8			
1057220066	20066	10572	9			

Nach dem Ausscheiden von Mehrfachkombinationen verbleiben 93 Standorte, die sich nach Beckentypen wie folgt verteilen:

**Tabelle 29:** Anzahl Standorte im finalen Ranking ohne Mehrfachkombinationen

	Talsperren	Ringdammb Becken	Bestehende Talsperren	Summe
<b>Unterbecken</b>	61	28	4	93
<b>Oberbecken</b>	3	90	-	93
<b>Summe</b>	64	118	4	186

Aus diesen 93 Standorten wurden unter Vorgabe einer regionalen Mindestverteilung 23 Vorzugsstandorte ausgewählt. Die Auswahl richtete sich nach der Platzierung der 93 Standorte im Gesamt-ranking. Allerdings sollten je Regierungsbezirk (sofern dort Standorte identifiziert wurden) mindestens zwei Standorte als Vorzugsstandorte ausgewiesen werden.

## 5.2 Vorzugsstandorte

Im Rahmen dieser Studie wurden insgesamt 23 und damit etwa ein Viertel aller gefundenen Standorte als Vorzugsstandorte detaillierter betrachtet. Um einer angemessenen regionalen Verteilung nachzukommen, wurden in jedem Regierungsbezirk (sofern dort Standorte identifiziert wurden) mindestens zwei Standorte als Vorzugsstandorte aufgenommen. Grundlage für die Auswahl der Vorzugsstandorte bildet die Gesamtplatzierung im Ranking nach Ausscheiden der Mehrfachkombinationen. Dieses Ranking enthält 93 Standorte, wovon 86 im Regierungsbezirk Arnsberg, 4 im Regierungsbezirk Köln und 3 im Regierungsbezirk Detmold liegen. Daraus und aus dem Ranking ergab sich folgende Verteilung der Vorzugsstandorte:

- 18 im Regierungsbezirk Arnsberg
- 3 im Regierungsbezirk Köln
- 2 im Regierungsbezirk Detmold

Für alle Vorzugsstandorte wurde im Anschluss eine objektbezogene Modellierung der Unter- und Oberbecken vorgenommen:

- Gegenseitige Anpassung/ Optimierung der Beckengrößen/ Betriebsvolumen,
- Bei Rundbecken ist eine Beckenmodellierung möglichst im Massenausgleich anzustreben,
- Ermittlung der Stauinhalten und Fassungsvermögen anhand eines fein aufgelösten Digitalen Geländemodells (DGM1),
- Aktualisierung der technischen Kennwerte und Kosten,
- Ermittlung der Überschneidungen mit bestehenden Nutzungen und Umweltschutzgütern auf Grundlage der räumlichen Ausdehnung der modellierten Standorte.

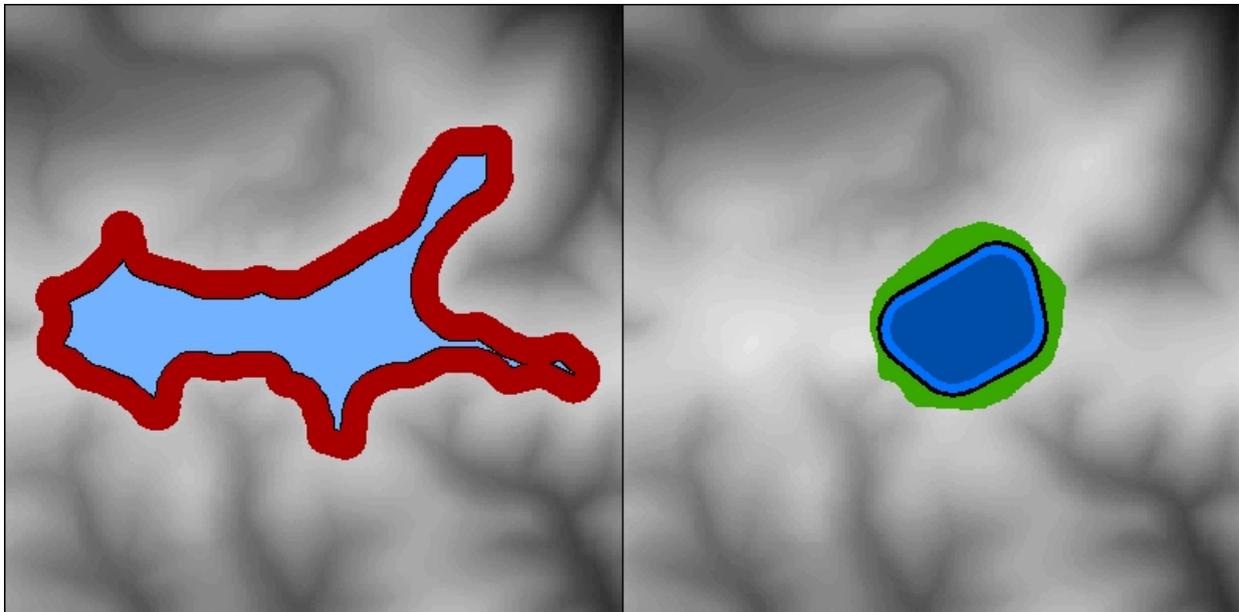
Zu den Vorzugsstandorten ist anzumerken, dass der Entwurf des Landesnaturschutzgesetzes NRW vorsieht, die als Wildnisentwicklungsgebiete ausgewiesenen Flächen einem formalen Schutzstatus zu unterstellen. Dazu wurde eine Überschneidung von Wildnisentwicklungsgebieten mit den Flächen der 23 detailliert modellierten Vorzugsstandorte vermieden. Nach Inkrafttreten des Landesnaturschutzgesetzes NRW ist daher zu prüfen, inwieweit Abstandsregelungen zu dieser neuen Schutzkategorie als naturschutzfachlich notwendig erachtet werden.

### 5.2.1 Beckenmodellierung

Die Ergebnisse der automatisierten GIS-Analyse wurden mit vereinfachten Annahmen gefunden und werden nun im Rahmen der Beckenmodellierung überprüft und konkretisiert. Darüber hinaus haben zugeordnete Becken (Unter- und Oberbecken) u.U. deutlich voneinander abweichende Beckenvolumina. Für die Ausweisung eines Vorzugsstandortes ist es daher sinnvoll, die Becken gegenseitig anzupassen und dazu die oben genannten Bearbeitungsschritte durchzuführen.

In Abbildung 38 ist die Beckenmodellierung für ein Oberbecken dargestellt. Auf der linken Seite ist die aus der automatisierten GIS-Analyse hervorgehende Fläche zu sehen. Auf der rechten Seite ist das modellierte Becken dargestellt:

- schwarze Linie = Dammkrone
- hellblaue Fläche = Bereich der Wasserspiegelschwankung (Betriebslamelle)
- dunkelblaue Fläche = unterer Betriebswasserstand (Absenkziel)
- grüne Fläche = luftseitige Dammaufstandsfläche



**Abbildung 38:** Beispiel für Beckenmodellierung eines Oberbeckens

Die Betriebslamellen der modellierten Becken sind nicht mehr wie bei den automatisierten Verfahren in vorhergehenden Bearbeitungsstufen auf 25 m festgesetzt, sondern variieren je nach örtlicher Gegebenheit. Die Notwendigkeit der detaillierten Beckenmodellierung zeigt auch ein Blick auf Abbildung 38. Die deutlich günstigeren Kostenverhältnisse der Vorzugsstandorte beruhen letztendlich auf der Optimierung/Modellierung und gegenseitigen Größenanpassungen.

Ein weiterer Grund für die Notwendigkeit der Beckenmodellierung ist die Machbarkeit der Standorte bezüglich des Massenausgleichs. Die Geländetopographie kann mit automatisierten Verfahren nicht mit der erforderlichen Genauigkeit analysiert werden, so dass die objektbezogene Modellierung der Standorte unter Umständen zu deutlich geringeren oder auch größeren Beckenvolumina führen kann.

Im Folgenden werden die technischen Kennwerte vor und nach Modellierung der Becken kurz gegenübergestellt (Tabelle 30). Ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass der Wert in der Variante des modellierten Standortes kleiner ausfällt als vor der Modellierung.

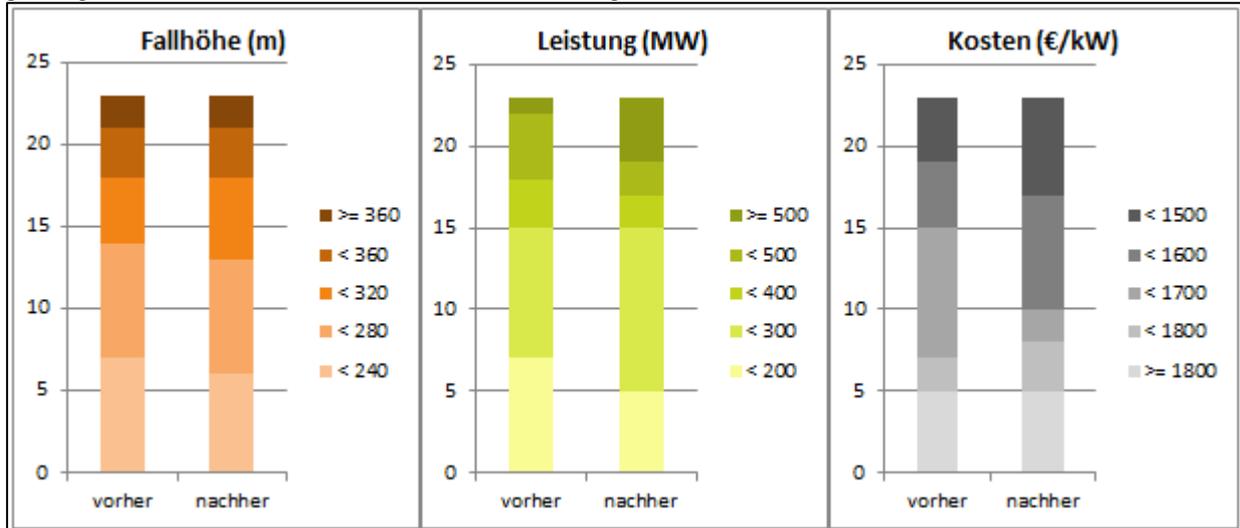
Auch wenn hier eine objektbezogene Modellierung der Standorte stattgefunden hat, kann im Rahmen dieser landesweiten Studie keiner der Standorte in abschließender Form ausgearbeitet werden. Im Rahmen einer weitergehenden Objektplanung können daher abweichende Ergebnisse auftreten.

Tabelle 30 verdeutlicht, dass die automatisiert ermittelten Werte auch nach einer ersten tiefer gehenden Betrachtung der Standorte im Wesentlichen Bestand haben. Punktuell liefert die Modellierung der Standorte zwar signifikante Unterschiede (z. B. Standort ID 1048420026; 30 m Verlust an Fallhöhe, welcher jedoch zu Gunsten eines Gewinns an Betriebsvolumen von über 2 Mio. m<sup>3</sup> zu einer Leistungserhöhung von fast 200 MW führt), die letzte Zeile „Mittelwert“ zeigt jedoch die im Mittel eher geringen Abweichungen.

**Tabelle 30:** Veränderung der technischen Kennwerte durch Modellierung der Vorzugsstandorte

Standort ID	Fallhöhe	Leistung	speicherbare Energie- menge	Horizontal- distanz	Betriebsvolu- men	Kosten
	m	MW	GWh	m	Mio. m <sup>3</sup>	€/kW
13911376	4.5%	-18.3%	-18.3%	-11.6%	-21.8%	-1.9%
1122240007	-3.6%	24.6%	24.6%	-4.5%	29.2%	-6.1%
1003511243	-4.7%	227.0%	227.0%	2.9%	243.0%	-13.5%
11448140	0.7%	4.6%	4.6%	-16.8%	3.9%	-2.7%
1086220133	-1.9%	54.0%	54.0%	-8.2%	56.9%	-4.0%
10851110	3.2%	3.2%	3.2%	37.7%	0.0%	2.4%
1077120101	-1.3%	-19.4%	-19.4%	3.5%	-18.3%	3.0%
1119920185	-3.7%	85.4%	85.4%	-2.1%	92.6%	-8.2%
1072311361	2.5%	31.6%	31.6%	0.6%	28.3%	-2.5%
1071720195	8.3%	117.5%	117.5%	-9.8%	100.8%	-8.8%
1074720077	-0.3%	6.2%	6.2%	1.4%	6.4%	-0.3%
1069820093	-4.2%	44.5%	44.5%	12.9%	50.9%	0.0%
10722116	-0.6%	-0.6%	-0.6%	5.8%	0.0%	-0.8%
1061120188	-1.5%	23.7%	23.7%	-20.4%	25.6%	-3.4%
1111320043	-0.3%	2.6%	2.6%	-5.2%	2.9%	-0.8%
1057220042	1.5%	-43.5%	-43.5%	-26.6%	-44.3%	3.2%
1055120070	5.2%	-32.7%	-32.7%	7.0%	-36.0%	5.1%
1054311345	-3.0%	0.3%	0.3%	9.4%	3.4%	2.0%
1057520065	-0.6%	26.3%	26.3%	-0.4%	27.1%	-1.1%
1048420026	-11.2%	82.1%	82.1%	-17.1%	105.0%	-4.0%
1053620066	-0.4%	49.0%	49.0%	-4.4%	49.7%	-3.2%
1035611145	5.2%	11.5%	11.5%	5.8%	6.0%	-3.0%
1031311312	3.7%	12.0%	12.0%	8.6%	8.0%	-1.8%
<b>Mittelwert</b>	<b>-0.2%</b>	<b>12.9%</b>	<b>12.9%</b>	<b>-1.0%</b>	<b>11.0%</b>	<b>-2.5%</b>

Abbildung 39 gibt einen aggregierten Überblick über die Unterschiede ausgewählter technischer Kennwerte der Vorzugsstandorte vor und nach Modellierung der Standorte. Im Bereich der Fallhöhen ergeben sich im Rahmen der gewählten Klassengrenzen kaum Unterschiede. Im Bereich der potenziellen Leistung sind die Unterschiede etwas deutlicher, was im Wesentlichen damit zusammenhängt, dass bei der Dimensionierung der Beckenvolumina im Rahmen der Modellierung mehr Spielraum besteht. Dementsprechend weisen auch die Kostenverhältnisse nach der Beckenmodellierung etwas günstigere Verhältnisse auf als vor der Modellierung.



**Abbildung 39:** Vergleich klassifizierter technischer Kennwerte der Vorzugsstandorte vor und nach Modellierung

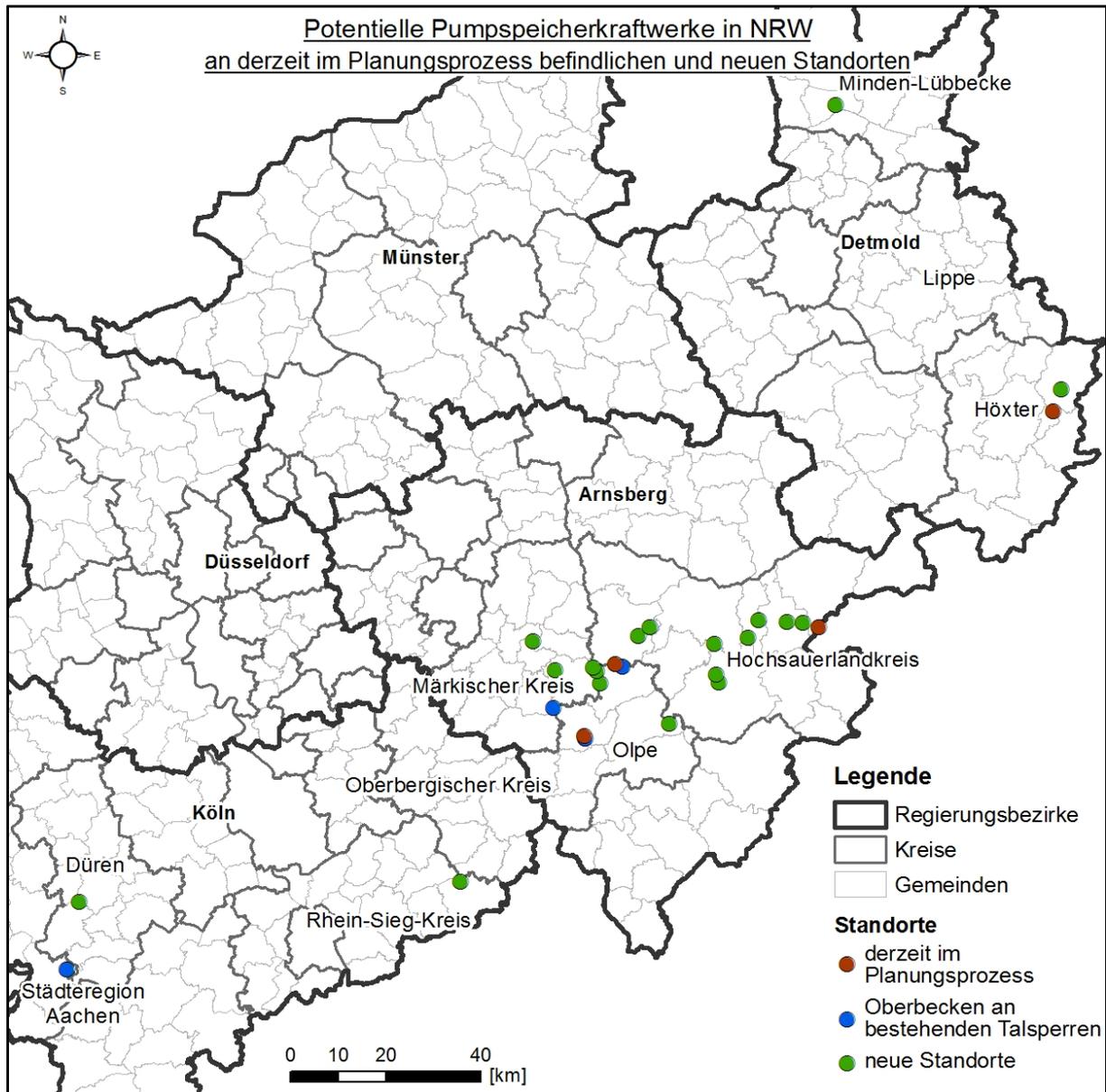
## 5.2.2 Standorte

Unter den 23 Vorzugsstandorten liegen 4 Standorte an bestehenden Talsperren. Alle Oberbecken werden ausschließlich durch umschließende Dämme (Ringdammbecken) gebildet. Unter den Unterbecken an neuen Standorten bestehen 14 aus neu zu errichtenden Talsperren und fünf aus Ringdammbecken (vgl. Tabelle 31).

**Tabelle 31:** Vorzugsstandorte nach Beckentypen

	Bestehende Talsperre	Neue Talsperre	Ringdammbecken
Unterbecken	4	14	5
Oberbecken	-	-	23

Abbildung 40 zeigt die Lage der im Rahmen der Studie identifizierten Vorzugsstandorte sowie der vier weiteren derzeit im Planungsprozess befindlichen Standorte. Letztere werden hier nachrichtlich mit aufgenommen, da sie entweder bereits in den Regionalplänen als Vorbehalts- oder Vorranggebiete aufgeführt sind, oder aber die Aufnahme geplant ist. Für die spätere Ausweisung des landesweiten Potenzials sind diese Standorte von großer Bedeutung.



**Abbildung 40:** Potenzielle Pumpspeicherkraftwerke an bereits im Planungsprozess befindlichen und neuen Standorten

Tabelle 32 enthält Angaben zur Anzahl und ausgewählten technischen Kennwerten der 27 Standorte, gegliedert nach Regierungsbezirken und Standorttypen. Der Regierungsbezirk Arnberg bietet die günstigsten Voraussetzungen für Pumpspeicherkraftwerksstandorte. Das zeigt nicht nur die Anzahl der Standorte, sondern auch die mittleren Fallhöhen und mittleren Kosten. Der identifizierte Standort an der Rurtalsperre (deutlich über 1000 MW) sorgt für den hohen Wert im Regierungsbezirk Köln.

Bei der Differenzierung nach Standorttypen (Standorte an bestehenden Talsperren oder vollständig neue Standorte) gibt es kaum Unterschiede bei den mittleren Fallhöhen. Die mittleren Kosten sind für Standorte an bestehenden Talsperren erwartungsgemäß geringer als an neuen Standorten. Die Werte für die mittlere Leistung werden wiederum durch den Standort an der Rurtalsperre etwas verzerrt.

**Tabelle 32:** Potenziale für Pumpspeicherkraftwerksstandorte gegliedert nach Regierungsbezirken und Standorttypen

Gegliedert nach		Anzahl	GW	GWh	mittlere Fallhöhe	mittlere Leistung	mittlere Kosten
Regierungsbezirken	Arnsberg	21	6,7	39,4	284 m	320 MW	1575 €/kW
	Köln	3	1,9	11,3	221 m	630 MW	1627 €/kW
	Detmold	3	0,8	4,9	227 m	274 MW	1855 €/kW
Standorttyp	neue Standorte	19	5,7	34,4	276 m	302 MW	1663 €/kW
	bestehende Tal-sperren	4	2,2	13,3	271 m	559 MW	1335 €/kW
	bestehende Pla-nungen	4	1,5	8	241 m	365 MW	-
<b>Gesamt</b>		<b>27</b>	<b>9,4</b>	<b>55,7</b>	<b>270 m</b>	<b>349 MW</b>	-

Detailliertere Auswertungen der Standorte bezüglich des landesweiten Potenzials, der regionalen Verteilung und technischer Daten erfolgt in den folgenden Kapiteln.

### 5.3 Regionale Verteilung

Aufgrund der topographischen Voraussetzungen und weiterer wichtiger Randbedingungen (u.a. Geologie, Siedlungsflächen, Naturschutz) liegen die ermittelten potenziellen Standorte für Pumpspeicherkraftwerke räumlich konzentriert verteilt vor.

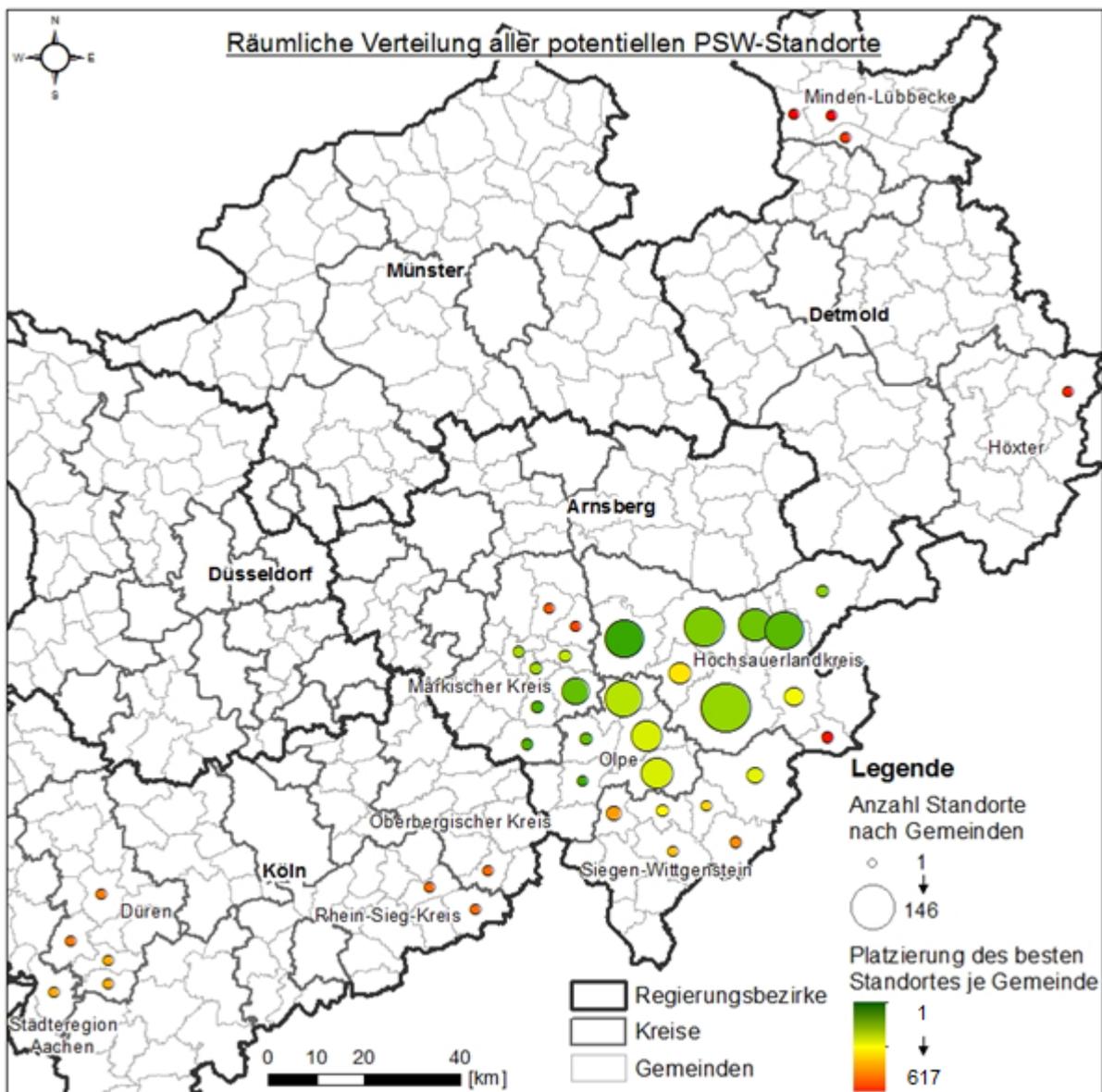
Abbildung 41 zeigt, dass ein Großteil der identifizierten Standorte (mit und ohne Mehrfachkombinationen) im Regierungsbezirk Arnsberg liegt. Und auch innerhalb des Regierungsbezirkes Arnsberg konzentrieren sich die Standorte auf wenige Landkreise. So liegen z.B. 422 der 617 Standorte komplett oder zu einem Teil im Hochsauerlandkreis, und 206 Standorte im Landkreis Olpe (vgl. Tabelle 33).

**Tabelle 33:** Verteilung der potenziellen Pumpspeicherkraftwerks Standorte nach Regierungsbezirken und Kreisen

Regierungsbezirk	Landkreis	Anzahl Standorte mit Mehrfachkombinationen (617)	Anzahl Standorte ohne Mehrfachkombinationen (93)
Arnsberg	Hochsauerlandkreis	422	51
	Märkischer Kreis	64	11
	Olpe	206	22
	Siegen-Wittgenstein	41	8
		603	86
Köln	Düren	8	3
	Städteregion Aachen	4	1
	Rhein-Sieg-Kreis	2	1
		10	4

Regierungsbezirk	Landkreis	Anzahl Standorte mit Mehrfachkombinationen (617)		Anzahl Standorte ohne Mehrfachkombinationen (93)	
	Oberbergischer Kreis	2		1	
Detmold	Höxter	1	4	1	3
	Minden-Lübbecke	3		2	

Bei der Interpretation von Tabelle 33 ist zu beachten, dass ein Standort auch in mehr als einem Landkreis liegen kann. Überschneidungen von mehreren Regierungsbezirken gibt es hingegen nicht. Abbildung 41 zeigt neben der Anzahl der Standorte nach Gemeinden auch Informationen zur Platzierung des jeweils besten Standortes einer Gemeinde im Gesamtranking.



**Abbildung 41:** Räumliche Verteilung aller in der Studie neu ermittelten 617 potenziellen Pumpspeicherkraftwerksstandorte

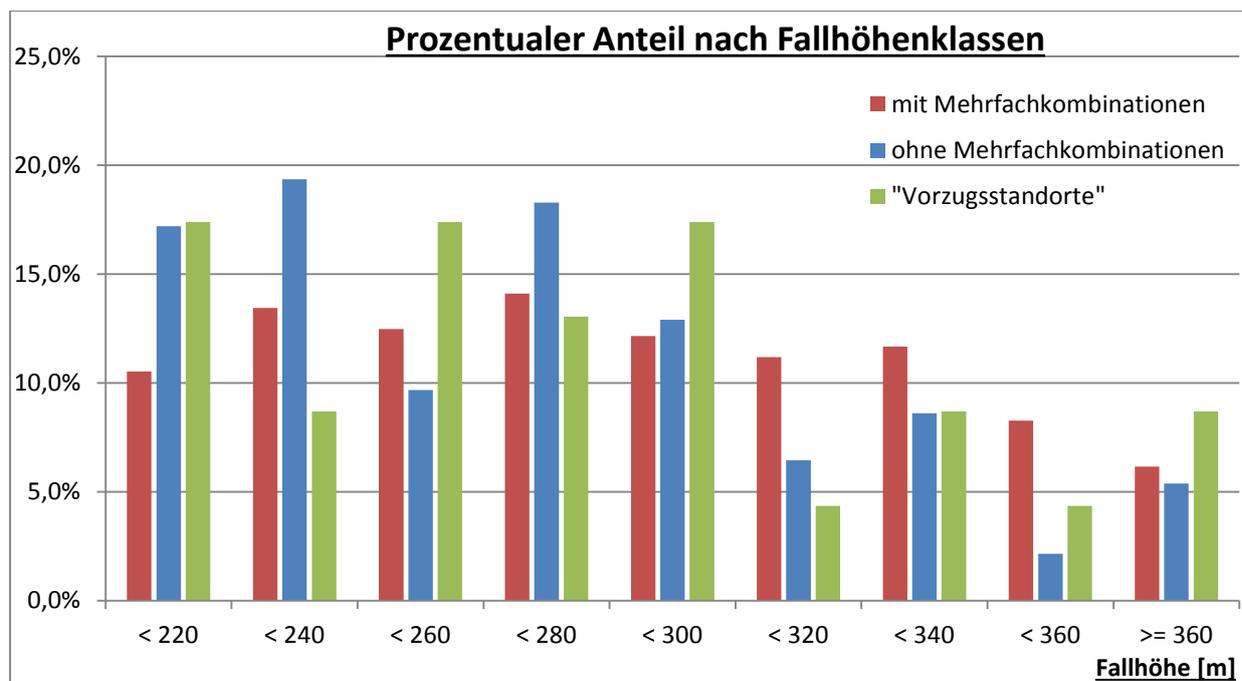
## 5.4 Statistische Auswertung nach technischen Kriterien

Im Folgenden Kapitel werden die wesentlichen Kennwerte der identifizierten potenziellen Standorte in Bezug auf die Fallhöhen, die Horizontalabstände, die Leistung und die Kosten verglichen und ausgewertet.

### 5.4.1 Fallhöhen

Die Fallhöhen aller Standorte reichen von 184 m bis 416 m. Abbildung 42 zeigt für alle drei Rankingstufen den prozentualen Anteil nach Fallhöhenklassen. Die Fallhöhen sind dabei in 20-Meter-Schritten klassifiziert, mit Ausnahme der ersten und letzten Gruppe (<220 m; >= 360 m).

Bei der Betrachtung von Mehrfachkombinationen (617 Standorte; rote Balken) ist eine angenäherte Gleichverteilung bis zu Fallhöhen von ca. 340 m gegeben. Ohne Mehrfachkombinationen (93 Standorte; blaue Balken) sind geringere Fallhöhen etwas häufiger vertreten, als größere Fallhöhen. Vergleicht man den prozentualen Anteil von Fallhöhen bis 300 m, liegt dieser bei Mehrfachkombinationen bei knapp 63 %, bei Standorten ohne Mehrfachkombinationen bei ca. 77 %.



**Abbildung 42:** Prozentualer Anteil nach Fallhöhenklassen

Aufgrund der geringen Grundgesamtheit bei den Vorzugsstandorten ist die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 42 mit Bedacht zu interpretieren (23 Standorte auf 9 Klassen).

In aggregierter Form sind die Anzahl der Standorte nach Fallhöhenklassen in Tabelle 34 nochmal zusammengefasst dargestellt.

**Tabelle 34:** Anzahl Standorte nach Fallhöhenklassen

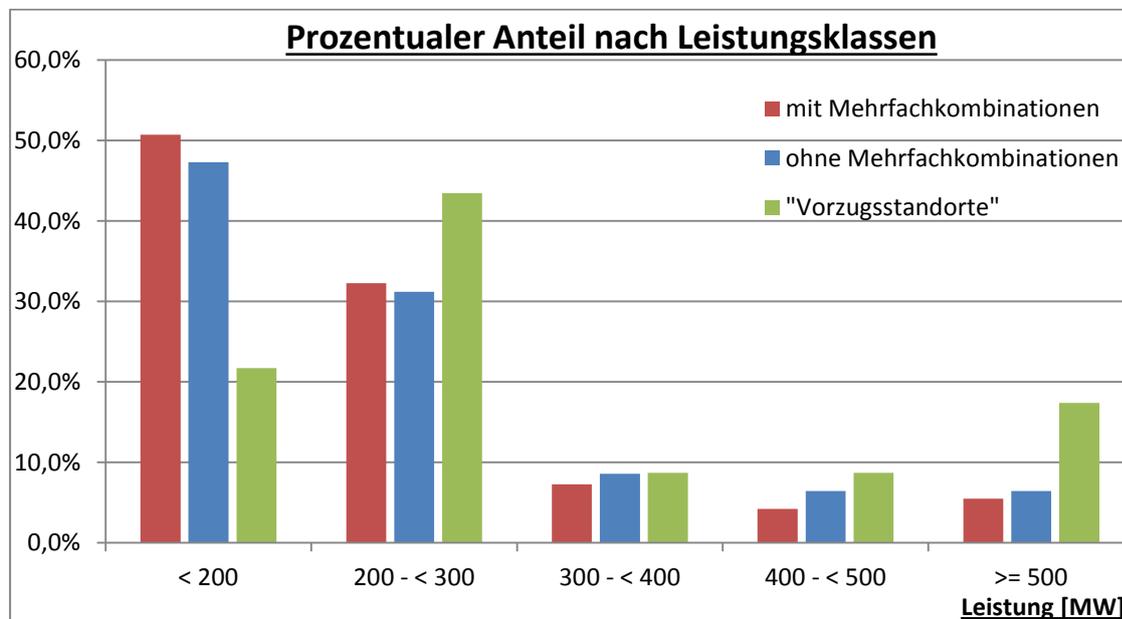
	< 240	240 - < 280	280 - < 320	320 - < 360	>= 360
Mit Mehrfachkombinationen	148	164	144	123	38
Ohne Mehrfachkombinationen	34	26	18	10	5
Vorzugsstandorte	6	7	5	3	2

### 5.4.2 Leistung / speicherbare Energiemenge

Bezüglich der Leistung potenzieller Pumpspeicherkraftwerksstandorte wurde eine Untergrenze von 100 MW festgelegt. Alle Standorte die diesen Wert unterschreiten wurden ausgeschlossen. Der Standort mit der höchsten Leistung wurde mit über 1400 MW ermittelt.

Abbildung 43 zeigt für alle drei Rankingstufen den prozentualen Anteil nach Leistungsklassen. Die Leistungen sind dabei in 100 MW Schritten klassifiziert, mit Ausnahme der letzten Gruppe ( $\geq 500$  MW). Es wird deutlich, dass Standorte mit mehr als 300 MW in allen drei Rankingstufen einen geringen Anteil ausmachen. Auf der Stufe mit Mehrfachkombinationen liegt dieser bei lediglich knapp 17 %, auf der Stufe ohne Mehrfachkombinationen bei ca. 22 %. Unter anderem weil die 23 Vorzugsstandorte einzeln geprüft und nach Möglichkeit optimiert wurden (bzgl. räumlicher Ausdehnung, Betriebsvolumen, Fallhöhen) sind hier immerhin fast 35 Prozent mit mehr als 300 MW realisierbar.

Besonders auffällig ist auch, dass die Klasse unter 200 MW bei den Vorzugsstandorten lediglich knapp 22 Prozent ausmacht, während sie in den vorhergehenden Stufen bei ca. 50 Prozent liegt.



**Abbildung 43:** Prozentualer Anteil nach Leistungsklassen

Die speicherbaren Energiemengen der Standorte reichen von 0,6 GWh bis 8,8 GWh. Abbildung 44 zeigt für alle drei Rankingstufen den prozentualen Anteil nach Klassen der speicherbaren Energie-

menge. Die speicherbaren Energiemengen sind dabei in 1 GWh Schritten klassifiziert, mit Ausnahme der ersten und letzten Gruppe (<1 GWh; >= 4 GWh). Da für alle Standorte die gleichen technischen Rahmenbedingungen (Turbinenvollastdauer, Wirkungsgrad) gesetzt wurden, verhalten sich Leistung und speicherbare Energiemenge zueinander proportional, so dass die Verteilungen beider Abbildungen analoge Muster aufweisen.

Während bei den Standorten mit Mehrfachkombinationen ca. 86 %, und bei den Standorten ohne Mehrfachkombinationen ca. 81 Prozent unter 2 GWh liegen, sind es bei den Vorzugsstandorten nur ca. 70 %. Standorte mit 3 GWh oder mehr haben bei den Vorzugsstandorten einen Anteil von über 17 %, bei den vorhergehenden Stufen hingegen jeweils nur ca. sechs %.

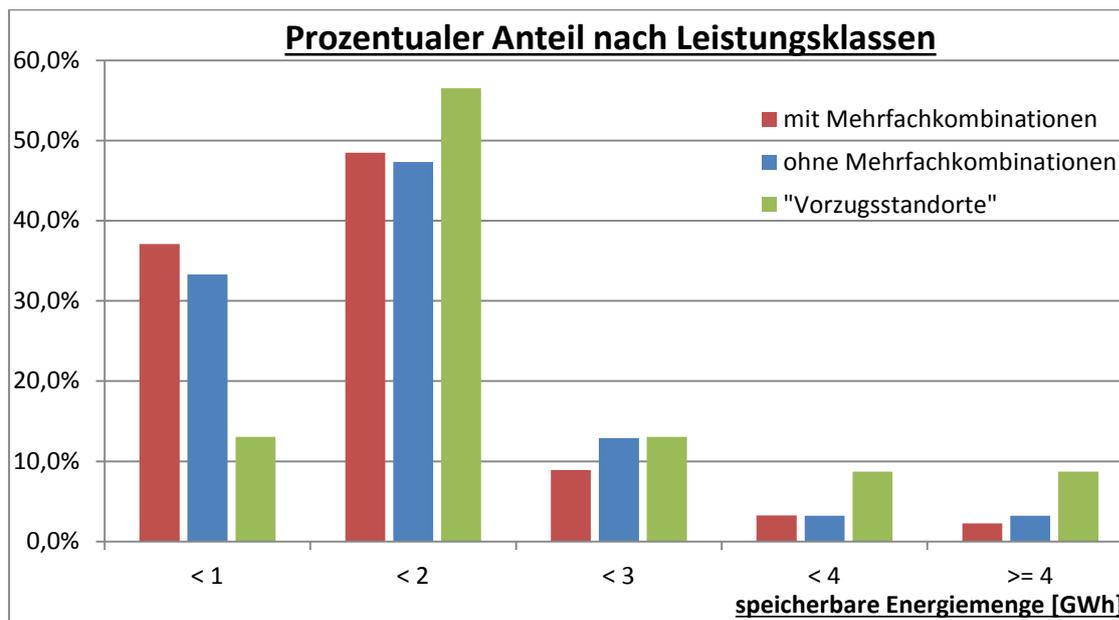


Abbildung 44: Prozentualer Anteil nach Klassen der Speicherbaren Energiemenge

### 5.4.3 Horizontaldistanz

Die Horizontaldistanzen der identifizierten Standorte reichen von ca. 800 m bis ca. 8200 m. Für alle drei Rankingstufen zeigt Abbildung 45 den prozentualen Anteil nach Horizontaldistanzklassen. Horizontaldistanzen sind dabei in 1000 m Schritten klassifiziert, mit Ausnahme der ersten und letzten Gruppe (< 2000 m; >= 5000 m). Es fällt auf, dass der Anteil der Standorte mit 5 km oder mehr auf der Stufe mit Mehrfachkombinationen bei über 30 Prozent liegt. Nach dem Eliminieren der Mehrfachkombinationen liegt er bei ca. 19 %, bei den Vorzugsstandorten nur noch bei ca. 13 %. Betrachtet man die kürzeren Distanzen bis 3000 m liegen die Vorzugsstandorte bei ca. 74 %, Standorte ohne Mehrfachkombinationen bei ca. 51 Prozent und Standorte mit Mehrfachkombinationen bei ca. 39 %.

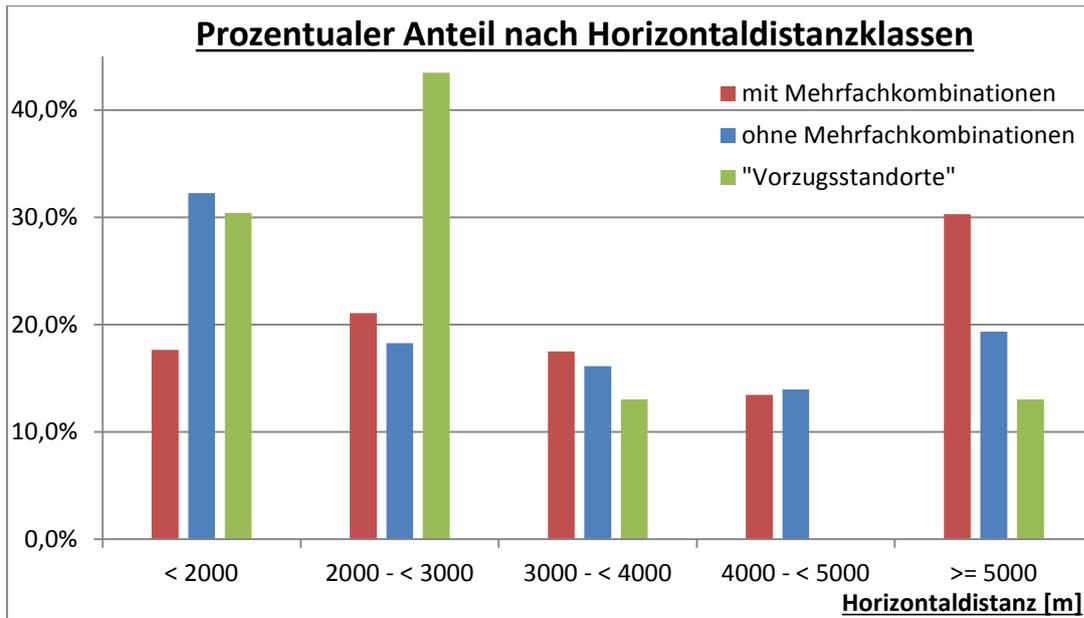


Abbildung 45: Prozentualer Anteil nach Horizontaldistanzklassen

#### 5.4.3.1 Kosten

Die geschätzten Kosten aller Standorte reichen von ca. 1200 €/kW bis 2100 €/kW. Abbildung 46 gibt einen Überblick für alle drei Rankingstufen über den prozentualen Anteil nach Kostenklassen, angegeben in €/kW. Die Kosten sind dabei in 100 € Schritten klassifiziert, mit Ausnahme der ersten und letzten Gruppe (< 1600 €/kW; >= 1900 €/kW). Während sich die Rankingstufen mit und ohne Mehrfachkombinationen nur geringfügig unterscheiden, sind für die Vorzugsstandorte deutlich günstigere Kostenkonstellationen festzustellen. Ursache hierfür ist die Optimierung/ Modellierung dieser Standorte.

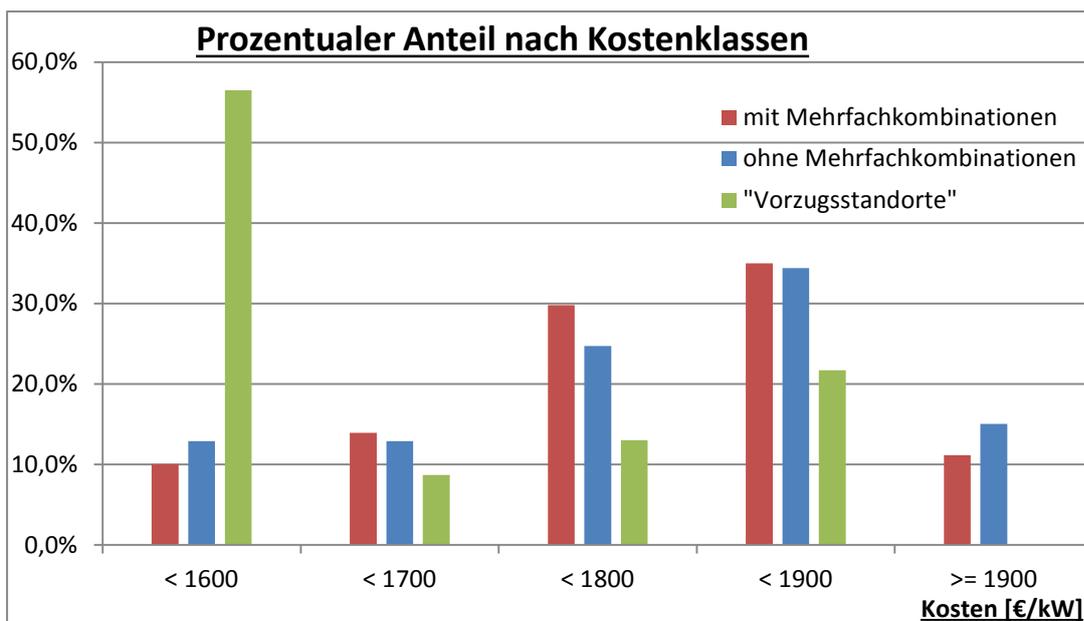


Abbildung 46: Prozentualer Anteil nach Kostenklassen (€/kW)

Da der Indikator €/kW auf der Annahme von sechs Turbinenvollaststunden beruht, und andere Studien/ Untersuchungen gegebenenfalls andere Ansätze verwenden, soll Abbildung 47 die Kosten im Verhältnis zur speicherbaren Energiemenge aufzeigen. Dieser Wert dient als geeigneterer Vergleichsindikator, da die Betriebsdauer hier eine geringere Rolle spielt. Da für alle Standorte die gleichen technischen Rahmenbedingungen gesetzt wurden, verhalten sich die Kosten in €/kW und €/kWh linear proportional, so dass die Verteilungen beider Abbildungen analoge Muster aufweisen. Geringe Unterschiede bei der Höhe der Balken ergeben sich aufgrund der Wahl der Klassengrenzen.

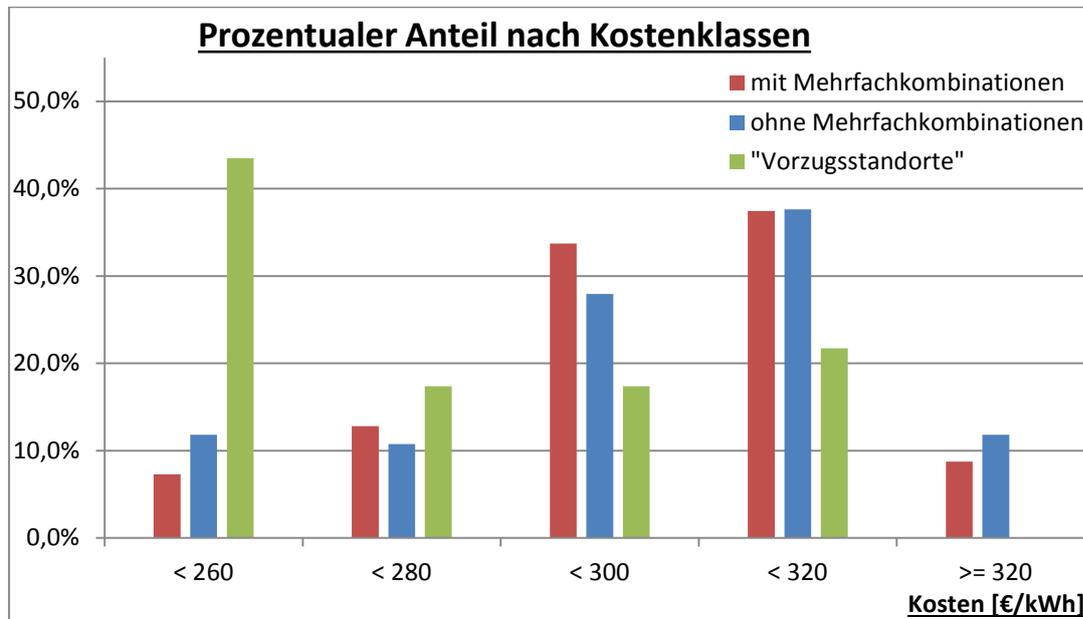


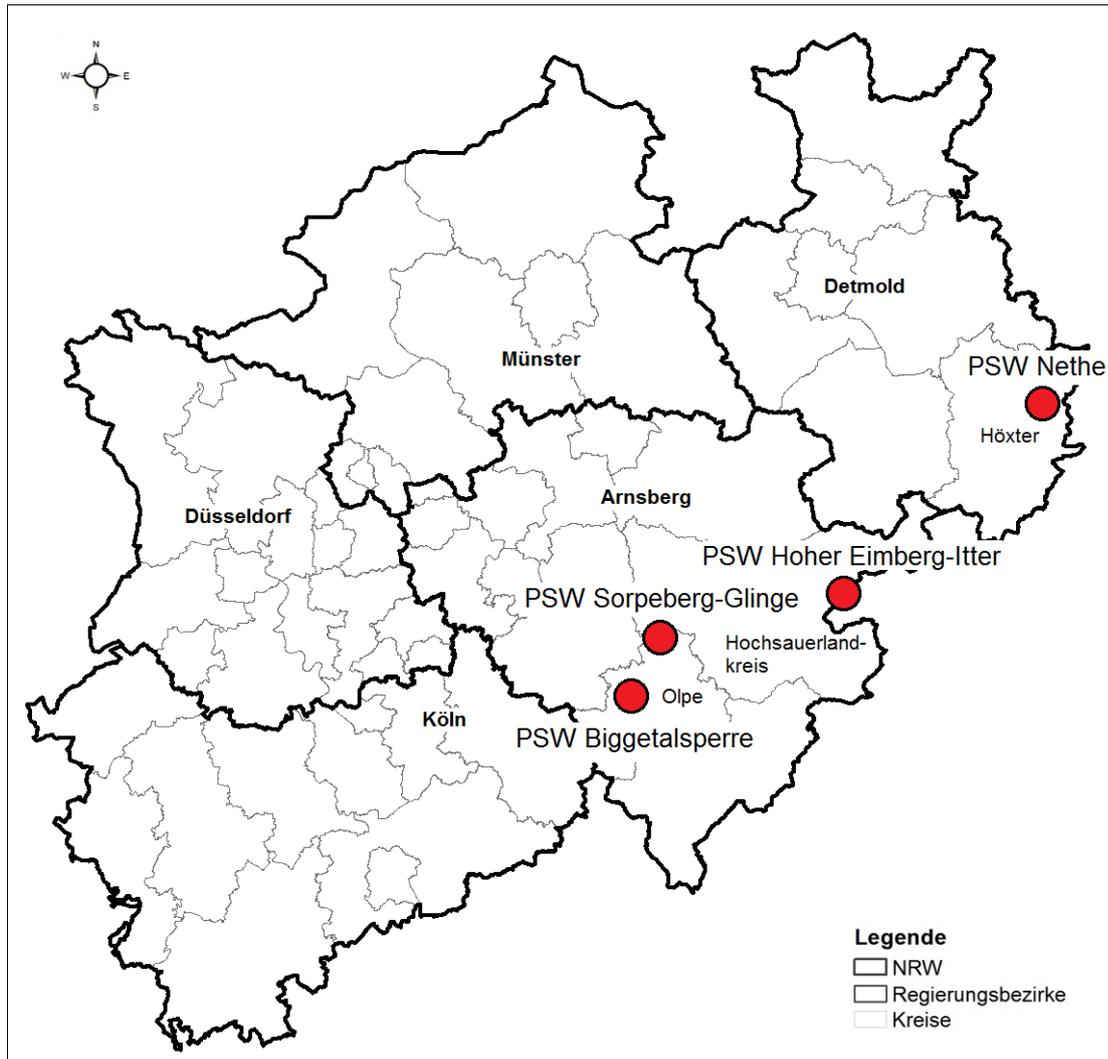
Abbildung 47: Prozentualer Anteil nach Kostenklassen (€/kWh)

## 5.5 Landesweites Potenzial

Zur Beschreibung der landesweiten Ausbaumöglichkeiten wird der Begriff des technisch-machbaren Potenzials verwendet. Dies soll verdeutlichen, dass es sich hierbei nicht um ein tatsächlich realisierbares Potenzial handelt, da bei einer landesweiten Betrachtung kleinräumige Faktoren oder auch Fragen zur Akzeptanz der Standorte nicht in vollem Umfang miteinbezogen werden können. Dennoch wurde auch mehr als ein technisches Potenzial ermittelt, da bei der Bewertung von Flächen und der Auswahl der Vorzugsstandorte durch die Verwendung der umfangreichen Bewertungs- und Ausschlusskriterien auch zahlreiche wirtschaftliche und ökologische Aspekte berücksichtigt wurden.

Das technisch-machbare Potenzial in Nordrhein-Westfalen wurde auf Basis der modellierten 23 Vorzugsstandorte ermittelt. Zusätzlich zu diesen Vorzugsstandorten wurden folgende vier Standorte mit einbezogen, die sich derzeit in unterschiedlichen Stufen der Planung befinden (siehe Abbildung 48):

- Pumpspeicherkraftwerk Nethe
- Pumpspeicherkraftwerk Sorpeberg-Glinge
- Pumpspeicherkraftwerk Hoher Eimberg-Itter
- Pumpspeicherkraftwerk Biggetalsperre



**Abbildung 48:** In Planung befindliche Standorte

Die potenzielle Ausbauleistung aller 27 Standorte liegt bei etwa 9,4 GW. Das technisch-machbare Potenzial dieser 27 Standorte in Bezug auf die speicherbare Energiemenge beträgt ca. 56 GWh (vgl. Tabelle 35). Ca. 34 GWh davon entfallen auf gänzlich neue Standorte, ca. 13 GWh auf 4 Standorte an bestehenden Talsperren und ca. 8 GWh auf die 4 im Planungsprozess befindlichen Standorte.

Im Vergleich zur derzeit installierten Pumpspeicherkapazität in Nordrhein-Westfalen von lediglich 300 MW beträgt das technisch-machbare Pumpspeicherpotenzial im Land bezogen auf die Speicherleistung das 30-fache, bezogen auf die speicherbare Energiemenge das 45-fache.

Zieht man den Vergleich zur derzeit installierten Pumpspeicherkapazität in Gesamt-Deutschland (ca. 6,5 GW) so beträgt das technisch-machbare Pumpspeicherpotenzial in Nordrhein-Westfalen bezogen auf die Speicherleistung ebenso wie bezogen auf die speicherbare Energiemenge (ca. 40 GWh) jeweils das 1,5-fache des derzeitigen bundesweiten Bestandes.

**Tabelle 35:** Landesweites Potenzial nach Standorttyp

	MW	GWh
Gesamt	9.410	55.7
neue Standorte (19)	5.730	34.4
bestehende Talsperren (4)	2.220	13.3
bestehende Planungen (4)	1.460	8.0

Eine regionale Differenzierung nach Regierungsbezirken und Landkreisen ist in Tabelle 36 zu sehen. Für die Zuordnung zu einem administrativen Bereich wurde der Mittelpunkt der Verbindungslinie zwischen Ober- und Unterbecken gebildet. Liegt ein Standort in mehreren Landkreisen, so erfolgt die Zuordnung des Potenzials zu dem Landkreis, in welchem dieser Mittelpunkt liegt (Vermeidung von Doppelungen).

21 der 27 Standorte sind dem Regierungsbezirk Arnsberg zuzuordnen, mit einer speicherbaren Energiemenge von ca. 39 GWh und einer Ausbauleistung von ca. 6,7 GW. Etwas mehr als die Hälfte davon befindet sich im Landkreis Hochsauerlandkreis, der Rest zu je ca. einem Viertel im Landkreis Olpe und im Märkischen Kreis.

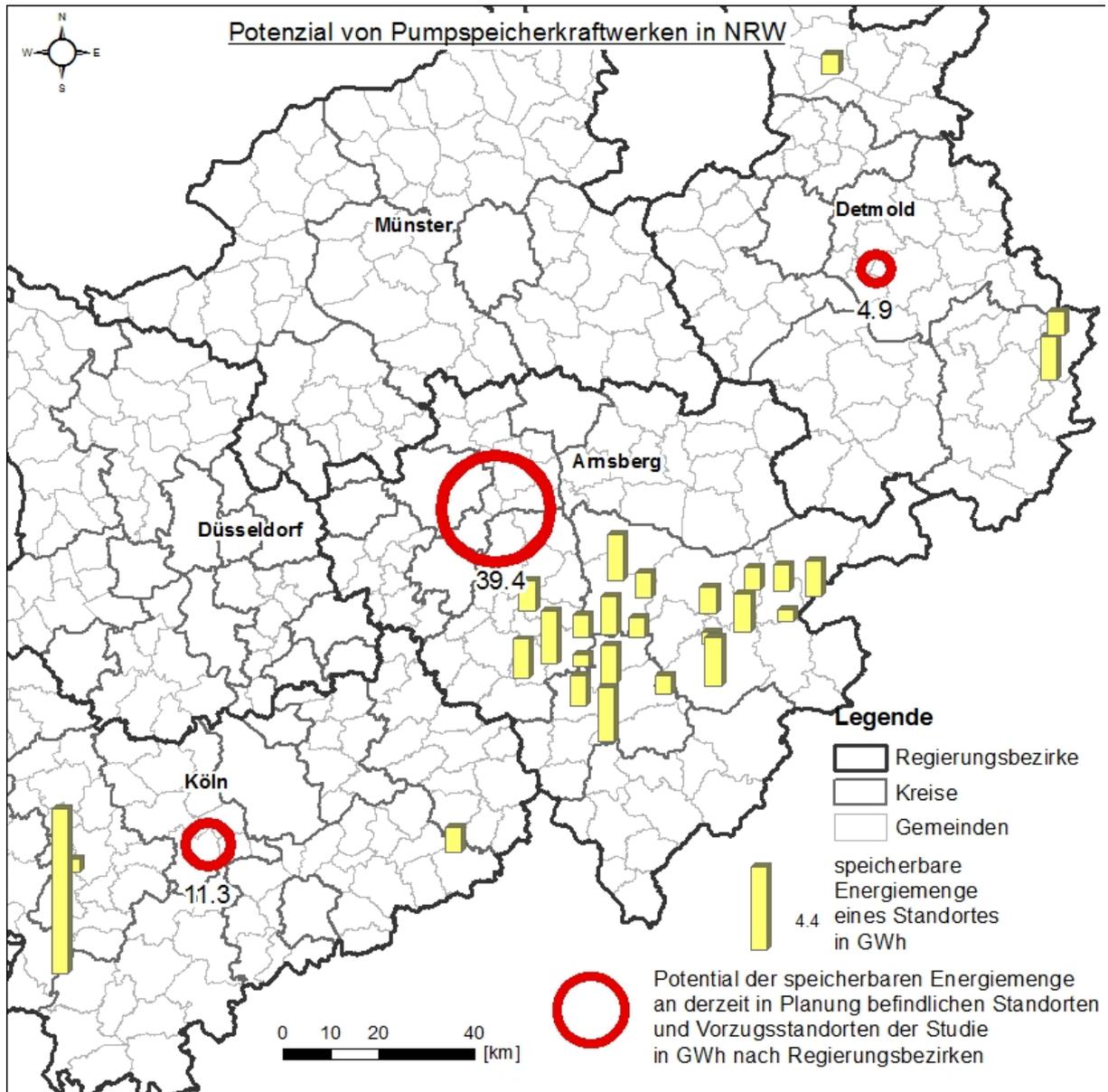
Drei Standorte mit einer speicherbaren Energiemenge von insgesamt ca. 11 GWh und einer Ausbauleistung von ca. 1,9 GW liegen im Regierungsbezirk Köln. Darunter ist der Landkreis Städteregion Aachen mit dem Oberbecken an der Rurtalsperre mit ca. 9 GWh und 1200 MW am stärksten vertreten.

Auf den Regierungsbezirk Detmold entfallen mit drei Standorten ca. 5 GWh speicherbare Energiemenge und ca. 0,8 GW Ausbauleistung. Etwa drei Viertel der speicherbaren Energiemenge und Ausbauleistung entfällt dabei auf den Landkreis Höxter mit zwei Standorten.

**Tabelle 36:** Landesweites Potenzial nach Regierungsbezirken und Landkreisen

Regierungsbezirk	MW	GWh	Landkreis	MW	GWh	Anzahl
<b>Arnsberg</b>	6.710	39.4	Hochsauerlandkreis	3450	20.7	11
			Olpe	1600	8.8	5
			Märkischer Kreis	1660	10	5
<b>Köln</b>	1880	11.3	Düren	410	2.4	1
			Städteregion Aachen	1200	7.2	1
			Rhein-Sieg-Kreis	280	1.7	1
<b>Detmold</b>	820	4.9	Höxter	620	3.7	2
			Minden-Lübbecke	200	1.2	1
<b>Summe</b>	9410	55.7				27

Kartographisch dargestellt ist die regionale Verteilung des landesweit machbaren Potenzials in Abbildung 49. In Ergänzung zu Tabelle 36 sind darin alle Standorte einzeln als Balkensymbol aufgeführt.



**Abbildung 49:** Regionale Verteilung des landesweiten Potenzials (neu ermittelte und im Planungsprozess befindliche Standorte)

Bezüglich zu erwartender Konflikte der im Rahmen der Untersuchung des landesweit technisch-machbaren Potenzials betrachteten Vorzugsstandorte gibt Tabelle 37 angenäherte Hinweise. Eine arten- und/oder naturschutzfachliche objektbezogene Untersuchung hat hierbei jedoch nicht stattgefunden. Ebenso blieben die vier Standorte bestehender Planungen außen vor, da für diese Standorte im Rahmen der Studie keine Untersuchungen getätigt wurden.

**Tabelle 37:** Ermittelte Konflikte an den Vorzugsstandorten

Standort	Nutzungen					Naturschutz												Regionalplanung					
						FFH/SPA/NSG			LSG/NP		WSG		Biotope				Böden						
	Siedlung Bestand	Siedlung Pufferbereich	Verkehr Bedarfsplanung	Verkehr Bestand	FFH Puffer	SPA Puffer	NSG Puffer	LSG	Naturpark	WSG Zone 3	WSG übrige	Biotopverbundflächen Stufe 1	Biotopverbundflächen Stufe 2	Schutzwürdige Biotope	Gesetzlich geschützte Biotope	Schutzwürdige Böden	Sehr schutzwürdige Böden	Besonders schutzwürdige Böden	Allgemeine Freiraum- und Agrarbereiche	Schutz der Landschaft und landschaftsorientierter Erholung	Schutz der Natur	Waldbereiche	
A	x	x						x	x		x		x	x		x		x	x	x		x	
B	x	x						x	x	x			x	x	x	x		x	x	x	x	x	
C	x	x		x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
D	x	x			x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
E	x	x		x				x	x	x		x	x	x	x		x	x	x		x	x	
F	x	x	x	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
G	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
H	x	x			x			x	x				x	x	x	x		x	x	x	x	x	
I	x	x	x	x	x			x	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
J	x	x		x				x	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
K		x		x				x	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
L								x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
M								x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
N		x						x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
O	x	x			x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
P	x	x		x				x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Q	x	x						x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
R	x	x						x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
S								x	x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
T				x				x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
U		x						x			x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
V		x		x				x			x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
W		x			x			x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Anzahl	23	11	19	2	11	6	1	10	20	16	4	11	13	22	22	18	22	6	22	20	23	12	22

Die Tabelle zeigt, dass 12 der 23 Vorzugstandorte keine Überlagerungen mit Siedlungsflächen kleiner 2 Hektar aufweisen, lediglich 4 Standorte befinden sich nicht im Pufferbereich von Siedlungen. 11 Vorzugsstandorte befinden sich nicht in der Nachbarschaft von FFH-/SPA- oder Naturschutzgebieten.

Alle Standorte weisen jedoch Überlagerung mit ausgewiesenen Biotopen aus. Davon sind bei 18 Standorten Überlagerungen mit gesetzlich geschützten Biotopen gegeben, und bei 13 Standorten Überlagerungen mit Biotopverbundflächen der Stufe 1.

Konkrete Konflikte mit der Erreichung der Ziele gemäß WRRL an einzelnen Standorten konnten im Rahmen dieser landesweiten Studie nicht betrachtet werden. In Kapitel 2.8.2.1 wurden bezüglich der WRRL Maßnahmen zur Konfliktminderung beschrieben, dennoch besteht im Einzelfall die Möglichkeit, dass einem Vorhaben hier die Genehmigung versagt wird.

Bezüglich der schutzwürdigen Böden fällt auf, dass bei allen Standorten bis je auf einen Standort Überlagerungen mit schutzwürdigen oder besonders schutzwürdigen Böden auftreten, wobei dies jeweils nicht derselbe Standort ist. Lediglich bei den sehr schutzwürdigen Böden treten relativ wenige Überlagerungen (bei sechs Standorten) auf.

Betrachtet man die Ziele und Grundsätze der Regionalplanung, so sind bei Überlagerungen mit dem Vorranggebieten zum Schutz der Natur die Hälfte der Standorte betroffen, Konflikte mit Allgemeinen Freiraum- und Agrarbereichen, Bereichen zum Schutz der Landschaft und landschaftsorientierter Erholung oder Waldbereichen treten fast durchgängig auf.

Nicht dargestellt ist hier das Maß der Überlagerung (Flächenanteil), welche im Rahmen der Standortbewertung als ein Indiz für die Stärke der Betroffenheit verwendet wurde.

Ebenso darf nicht vergessen werden, dass für die Auswahl der Vorzugsstandorte eine Abwägung mit weiteren Kriterien (technische Kriterien, Hydrologie, Geologie, Stromableitung) stattgefunden hat. Die Ergebnisse zeigen, dass in den weiteren Planungsphasen eine Abwägung zwischen dem Nutzen eines Pumpspeicherkraftwerksstandortes und den standortspezifischen Eingriffen erfolgen muss.

## **6 Eignung von Bergwerken in Nordrhein-Westfalen zur Anlage untertägiger Pumpspeichieranlagen**

In diesem Kapitel wird das Potenzial von Unterflur-Pumpspeichern an Standorten von stillgelegten oder noch aktiven Bergwerken in Nordrhein-Westfalen dargestellt. Bei Unterflur-Pumpspeichern liegt mindestens eines der beiden Becken unter der Erde, was die Konfliktintensität im Vergleich zu oberirdischen Pumpspeichern senken und somit die Akzeptanz erhöhen kann. Bisher existieren weltweit noch keine derartigen Anlagen, dennoch lässt sich in Nordrhein-Westfalen ein verstärktes mediales Interesse und auch ein ausgeprägtes Interesse von Seiten der Industrie an solchen Vorhaben erkennen.

### **6.1 Methodik Potenzialanalyse Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke**

In weiten Teilen des Landes Nordrhein-Westfalen wurden in der Vergangenheit untertägig Bodenschätze gewonnen. Zur Klärung der Frage, ob sich Bergwerke zur Anlage untertägiger Pumpspeichieranlagen eignen, wurde zunächst eine Grundlagenermittlung zu den einzelnen Bergbaurevieren vorgenommen.

Grundsätzlich lassen sich die im Land Nordrhein-Westfalen ausgeführten untertägigen Gewinnungsbetriebe gemäß den gewonnenen Bodenschätzen in folgende Hauptgruppen untergliedern:

- Steinkohlenbergbau
- Braunkohlenbergbau
- Eisenerzbergbau
- Nichteisen-Erzbergbau (Bergbau auf Metalle wie Blei, Zink und Kupfer)
- Steinsalzbergbau
- Bergbau auf Steine und Erden

Für die Bewertung der einzelnen Bergbaustandorte wurden zunächst die für die Bergbaureviere zu erfassenden Daten festgelegt und erfasst, anschließend Kriterien für die Erstbewertung des Potenzials definiert und an Hand dieser Kriterien die Erstbewertung der einzelnen Bergbaureviere vorgenommen. In einer anschließenden Analyse wurden in den als geeignet eingestuften Bergbaurevieren geeignete Bergwerksstandorte identifiziert und untersucht. Standorte des Braunkohlebergbaus wurden im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet, hierzu sind zukünftig separate Untersuchungen geplant.

#### **6.1.1 Festlegung der zu erfassenden Daten**

Zur Identifikation möglicher Potenziale hinsichtlich der Nutzung als Pumpspeicherstandort wurden im ersten Schritt der Bearbeitung für die einzelnen Bergbauregionen nachfolgende Informationen erfasst.

- Regionale Abgrenzung der Bergbauregion
- Erfassung der Lagerstättenart (gewonnene Rohstoffe)
- Beurteilung der Betriebsgröße (Kleinbetrieb, mittelgroßer Betrieb, Großbetrieb)
- lagerstättenspezifische maximale Abbauteufe
- aktueller Stand der Förderung

Die für die einzelnen Bergbauregionen erfassten Daten sind in der Anlage 4 tabellarisch aufgeführt.

## **6.1.2 Erfassung der Daten und Festlegung der Kriterien für die Erstbewertung**

### Bewertung der potenziellen Fallhöhe

Die Ermittlung der potenziellen Fallhöhen (maximaler Abstand zwischen den tiefsten Grubenbauen und der Tagesoberfläche) basiert auf der Auswertung von Grubenbildern sowie der Auswertung von Daten aus der SATÖB-Datenbank (System zur Auskunft über Tagesöffnungen des Bergbaus) der Bezirksregierung Arnsberg, Abt. 6 Bergbau und Energie in Nordrhein-Westfalen (Landesbergbehörde) mit Datensätzen zu rund 30.000 Tagesöffnungen des Bergbaus in Nordrhein-Westfalen [Bezirksregierung Arnsberg o.J.].

Als Kriterien für einen Ausschluss aus der weiteren Betrachtung wurde eine potenzielle Fallhöhe von weniger als 250 m festgelegt. Das Kriterium der Mindestfallhöhe von 250 m orientiert sich an der Vorgabe für die übertägige Pumpspeichieranlagen, bei denen als Kriterium eine Fallhöhe von mindestens 200 m für einen wirtschaftlichen Betrieb angesehen wird. Die Erhöhung der Fallhöhe um 50 m wird dabei Rechnung getragen, dass in der Regel ein geringeres Speicherpotenzial bei untertägigen Anlagen im Vergleich zu den übertägigen Pumpspeichieranlagen zu erwarten ist.

### Bewertung des untertägigen Speichervolumens

Im Rahmen dieses Arbeitsschrittes erfolgte eine Bewertung des potenziellen untertägigen Speichervolumens. Die Differenzierung der im Land vorhandenen Bergbaubetriebe gemäß deren Betriebsgröße erfolgt nach Klein- (Hohlraumvolumen kleiner 25.000 m<sup>3</sup>), Mittel- (Hohlraumvolumen 25.000 m<sup>3</sup> bis 100.000 m<sup>3</sup>) und Großbetrieben (Hohlraumvolumen größer 100.000 m<sup>3</sup>). Die ermittelten Daten basieren auf einer Sichtung und Auswertung der Bergrechtsamtsübersichtskarten und von Grubenbildern aus dem Rissarchiv der Landesbergbehörde und einer Abschätzung der Größenordnung der bei den einzelnen Bergwerken jeweils vorhandenen Grubengebäude.

Als Kriterium für die Bewertung der Bergbaustandorte wurde ein Mindesthohlraumvolumen von etwa 100.000 m<sup>3</sup> als Bewertungsmaßstab festgelegt. In Verbindung mit der Mindestfallhöhe ergibt sich durch Festlegung des untertägigen Speichervolumens eine Leistung der Anlage von mindestens 10 MW bei einer Laufzeit von sechs Stunden.

### Bewertung der hydrologischen Randbedingungen

Die nicht mehr betriebenen Bergwerke sind in der Regel geflutet. Die zutretenden Wässer werden über Stollen oder andere Entwässerungseinrichtungen der Vorflut zugeführt. Eine Ausnahme stellt das Ruhrrevier dar. Im Bereich des Ruhrreviers werden auch zukünftig die bereits aufgegebenen Bergwerke im Einflussbereich der Langfristwasserhaltung liegen.

Wenn ein Bergwerkstandort als untertägiger Pumpspeicher genutzt werden soll, sind die Teile der Grube, die unterhalb des Flutungsniveaus liegen, zu sumpfen (Abpumpen der Wässer und Ableitung in die Vorflut). Für diesen Vorgang sind umfangreiche wasserrechtliche Genehmigungen erforderlich. Vor der Einleitung in die Vorfluter ist eine abwassertechnische Behandlung der Grubenwässer erforderlich. Diese ist speziell im Falle der Blei-, Zink- und Schwespatbergwerke als technisch sehr aufwendig und aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten als hohes Risiko einzustufen. Daher wurden solche Bergwerke von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

Im Aachener Steinkohlenrevier erfolgt der Grubenwasseranstieg im Zusammenwirken mit dem angrenzenden Limburger Steinkohlenrevier in den Niederlanden. Ein Eingriff in das hydraulische System hätte Auswirkungen über die Landesgrenzen hinaus. Weiterhin traten im Erkelenzer Steinkohlenrevier (Zeche Sophia-Jacoba) während der Flutung des Grubengebäudes durch ungleiche Hebungen an tektonischen Störungen massive Gebäudeschäden auf. Eine Sumpfung des Grubengebäudes zur Anlage eines unter-

tägigen Pumpspeichers wird diese Prozesse erneut aufleben lassen. Geflutete Steinkohlenbergwerke wurden daher bei der Untersuchung ebenfalls ausgeschlossen.

### 6.1.3 Erstbewertung der einzelnen Bergbaureviere

Folgende Bergbaureviere / -regionen wurden im Rahmen der Bearbeitung betrachtet (Anlage 4):

- Eifel (Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Voreifel, Ville, Kölner Bucht (Nichteisenerzbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Siebengebirge (Nichteisenerzbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Siegerland (Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau)
- Wittgensteiner Land (Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Aachen (Steinkohlenbergbau, Nichteisenerzbergbau)
- Erkelenz (Steinkohlenbergbau)
- Bergisches Land (Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Sauerland (Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Niederrhein (Steinkohlenbergbau, Steinsalzbergbau)
- Ruhrgebiet (Steinkohlenbergbau, Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau)
- Münsterland (Steinkohlenbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Paderborner Hochfläche (Nichteisenerzbergbau)
- Tecklenburger Land/ Ibbenbüren (Steinkohlenbergbau, Eisenerzbergbau, Nichteisenerzbergbau)
- Teutoburger Wald (Steinkohlenbergbau, Bergbau auf Steine und Erden)
- Wiehengebirge (Eisenerzbergbau)
- Mindener Land/Weser Bergland (Steinkohlenbergbau, Eisenerzbergbau)

Gemäß den Ergebnissen der Erstbewertung weisen folgende Bergbaureviere grundsätzlich Potenziale für untertägige Pumpspeicher auf:

- Eisenerzbergbau Siegerland
- Aktiver Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes sowie Ibbenbüren
- Eisenerzbergbau Mindener Land/Weserbergland (Erzbergwerk „Wohlverwahrt-Nammen“)
- Steinsalzbergbau

Das Salzbergwerk „Borth“ der Firma esco-european salt company GmbH & Co. KG in Rheinberg-Borth fördert im Kammer-Pfeiler-Abbau Steinsalz aus bis zu 1.000 m Teufe. Das durch die Auffahrung großräumiger Kammern vorhandene Hohlraumvolumen stellt in Verbindung mit den umgesetzten Abbautiefen ein hohes Potenzial für die Energiespeicherung dar. Das anstehende Salzgestein ist vom Grundsatz her zur Errichtung von großen Kavernen als ausreichend standsicher einzustufen. Weiterhin weist Steinsalz in der Regel eine geringe Durchlässigkeit auf, so dass bei einer Einspeisung von Sohle kaum mit Verlusten zu rechnen ist. Weil im Salzbergwerk „Borth“ aktuell noch die aktive Gewinnung von Steinsalz stattfindet, steht dieses für eine Nutzung als Pumpspeicherstandort derzeit nicht zur Verfügung und wurde von der Detailanalyse ausgeschlossen. Es wird empfohlen, den Standort im Rahmen der Stilllegungsplanung neu zu bewerten.

Weiterhin wurden in den nachfolgenden Betrachtungen Bergwerke ausgeschlossen, deren Grubenbaue sich unter angrenzende Bundesländer erstrecken. Dies betrifft das ehemalige Steinkohlenbergwerk „Mindener“ (Niedersachsen) sowie das Baufeld „Concordia“ des Siegerländer Erzbergwerks „Eisenzecher Zug“ (Rheinland-Pfalz).

Beim prinzipiell infrage kommenden Steinkohlenbergwerk „Ibbenbüren“ ist unternehmenspolitisch die Entscheidung getroffen, dass Bergwerk nach der Stilllegung 2018 bis zum Stollenniveau zu fluten. Ferner

besteht bei diesem Bergwerk eine untertägige Verbindung zum Eisen-, Blei- und Zinkerzbergwerk „Perm“. Daher ist eine Nutzung des Standortes als untertägiger Pumpspeicher nach jetziger Einschätzung mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden und wird deshalb nicht weiter betrachtet.

#### **6.1.4 Weiterführende Analysen der geeigneten Bergbaureviere und Identifizierung geeigneter Bergwerksstandorte**

Im Anschluss wurden die identifizierten geeigneten Bergbaureviere Eisenerzbergbau Siegerland, aktiver Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes und Eisenerzbergbau Mindener Land/Weserbergland hinsichtlich des Potenzials detaillierter bewertet und die Standorte mit dem höchsten Energiespeicherpotenzial herausgearbeitet. Die Ergebnisse der weiter führenden Analyse werden im Folgenden für die jeweiligen Bergbaureviere beschrieben.

### **6.2 Siegerländer Erzbergbaurevier**

#### **6.2.1 Lagerstättenverhältnisse**

Das Siegerländer Erzbergbaurevier erstreckt sich über einen Teil des Rheinischen Schiefergebirges in den Kreisen Siegen-Wittgenstein in Nordrhein-Westfalen und Altenkirchen in Rheinland-Pfalz. Der Gebirgskörper setzt sich hauptsächlich aus devonischen Ton- und Sandsteinen sowie Konglomeraten (Grauwacken) zusammen. Die eigentliche Lagerstätte ist beschränkt auf tektonisch entstandene Spalten (Störungen), in denen durch hydrothermale Ausfällungen Erzgänge entstanden. Die Gangmächtigkeiten schwanken zwischen wenigen Dezimetern und bis zu 40 m. Die Gangfüllung besteht aus Erzen und aus nicht werthaltigen Mineralien, wie Kalkspat und Quarz, der sogenannten Gangart. Bei den Erzen herrschen Eisenspat (Siderit) und dessen Verwitterungsprodukt Brauneisenstein vor, jedoch treten auf einzelnen Gängen Erze der Schwermetalle, wie Blei, Zink, Kupfer und Kobalt, auf. Die Nebengesteinsverhältnisse lassen in der Regel die Anlage größerer untertägiger Kammern, wie sie für die maschinellen Richtungen der Pumpspeicher erforderlich sind, zu.

#### **6.2.2 Bergbaubetrieb**

Hauptgegenstand der bergbaulichen Tätigkeiten im Siegerland war die Gewinnung von Eisenerzen als Grundlage einer umfangreichen eisenerzeugenden und eisenverarbeitenden Industrie.

Die Erzlagerstätten des Siegerlandes sind schon im Altertum bekannt und wurden seit dem 5. vorchristlichen Jahrhundert von den Kelten genutzt. Im hohen Mittelalter kam der Stollenbau seitlich aus den Tälern auf. Bis ins 19. Jahrhundert blieben die Betriebe hinsichtlich Ausdehnung, Teufe und Förderung klein. Erst im letzten Drittel dieses Jahrhundert erfolgte mit dem Bau größerer Schachtanlagen der Übergang zum industriell betriebenen Tiefbau.

Um 1925 setzte ein Konzentrationsprozess im Siegerländer Erzbergbau ein, der zur Schließung kleinerer oder nicht mehr über größere Erzvorräte verfügender Gruben führte. Nach 1950 geriet der Siegerländer Erzbergbau wirtschaftlich stark unter Druck, als letztes Erzbergwerk des Siegerlandes in Nordrhein-Westfalen stellte das Bergwerk „Pffannenberger Einigkeit“ bei Salchendorf 1962 die Förderung ein.

Die Sohlen im Siegerländer Bergbau weisen im Vergleich zu anderen Bergbaurevieren relativ geringe Abstände zwischen 40 und 75 m auf. Das zum Teil sehr ausgedehnte untertägige Streckennetz der Soh-

len dient der Verbindung der Abbaubetriebe mit den Tagesschächten und untereinander. Zur Trennung der Förderung von der Gewinnung wurde später dazu übergegangen, parallel zum Gang getrennte Strecken im Nebengestein („Richtstrecken“) aufzufahren und die Gänge über Querschläge anzubinden.

Die Teufenausrichtung der meisten tieferen Bergwerke des Siegerlandes ist dadurch gekennzeichnet, dass die Tagesschächte die tiefsten Sohlen und damit die tiefsten Lagerstättenbereiche nicht erreichen sondern diese über unter Tage angesetzte Hauptblindschächte angebunden werden. Für die Fördermaschinen dieser Hauptblindschächte sind untertage Kammern mit z. T. erheblichen Abmaßen erstellt worden. Die Tagesanlagen der Siegerländer Erzgruben weisen Schachtansatzpunkte deutlich über den jeweiligen Talsohlen aus, so dass unterhalb davon die Aufbereitungs- und Verladeanlagen angeordnet werden konnten.

### 6.2.3 Eignung von Bergwerken für untertägige Pumpspeicher

Die Auswahl der näher zu untersuchenden Bergwerke ist zunächst auf Grundlage des Kriteriums einer Teufe von mindestens 250 m vorgenommen worden, welches das Geländere relief des Siegerlandes berücksichtigt. Für diesen Arbeitsschritt wurde auf [Bäumer o.J.] und [Heupel o.J.] zurückgegriffen und die Angaben anhand eingesehener Grubenbilder aus dem Rissarchiv der Bezirksregierung Arnsberg, Abt. 6 Bergbau und Energie in Nordrhein-Westfalen überprüft.

Da auf allen Bergwerken des Siegerlandes nach Stilllegung die maschinelle Wasserhaltung eingestellt wurde, fließen die Grubenwässer aus dem Niveau des tiefsten angebundenen Tagesstollens in die Vorflut ab. Der diese Funktion wahrnehmende Stollen und dessen Niveau ist den vorgenannten Quellen ermittelt worden. In keinen Fall reicht die Teufe des wasserfrei gehaltenen Grubengebäudes für den Betrieb eines Pumpspeichers aus (Anlage 5)

Anschließend wurde eine ungefähre Abschätzung der untertage in diesen Bergwerken vorhandenen Hohlraumvolumen vorgenommen. Grundlage hierfür sind Grubenbilder der betreffenden Bergwerke aus dem Bestand des Rissarchivs der Bezirksregierung Arnsberg gewesen.

Dabei sind aus den Sohlenrissen die jeweiligen Längen der im Gestein geführten Ausrichtungsstrecken sowie der Abbaustrecken (Gangstrecken) entnommen und ein durchschnittlicher Streckenquerschnitt von 24 m<sup>2</sup> angesetzt worden. Auf eine Berücksichtigung der vertikalen Ausrichtung (Schächte, Blindschächte, Rollen) und der in Seigerrissen dargestellten Abbauverhältnisse wurde aufgrund der nicht quantifizierbaren Versatzverhältnisse im Rahmen dieser Studie verzichtet.

In der nachfolgenden Tabelle ist das ermittelte Gesamthohlraumpotenzial der betrachteten Bergwerke aufgeführt.

**Tabelle 38:** Ermitteltes Gesamthohlraumpotenzial

Erzbergwerk	Hohlraumpotenzial [tm <sup>3</sup> ]
Stahlberg	205
Freien Grunder Bergwerks-Verein	365
Stahlseifen-Heinrichsglück	477
Pfannenberger Einigkeit	1.858
Eisenzecher Zug	1.610
Alte Dreisbach	400
Eisenhardter Tiefbau	876

Erzbergwerk	Hohlraumpotenzial [tm <sup>3</sup> ]
Brüderbund	723
Ameise	651
Mocke – St. Mathias	108
Eiserner Union	268
Gilberg	224
Neue Haardt	1.464
Storch & Schöneberg	1.744

Auf der Grundlage dieser Daten erfolgte eine Betrachtung der theoretisch installierbaren Leistung bei einer Laufzeit von drei bzw. sechs Stunden (Abbildung 50). Im Ergebnis ist festzustellen dass die Bergwerke Pfannenberger Einigkeit, Storch & Schöneberg, Eisenzecher Zug und Neue Haardt die höchste potenziell installierbare Leistung aufweisen.

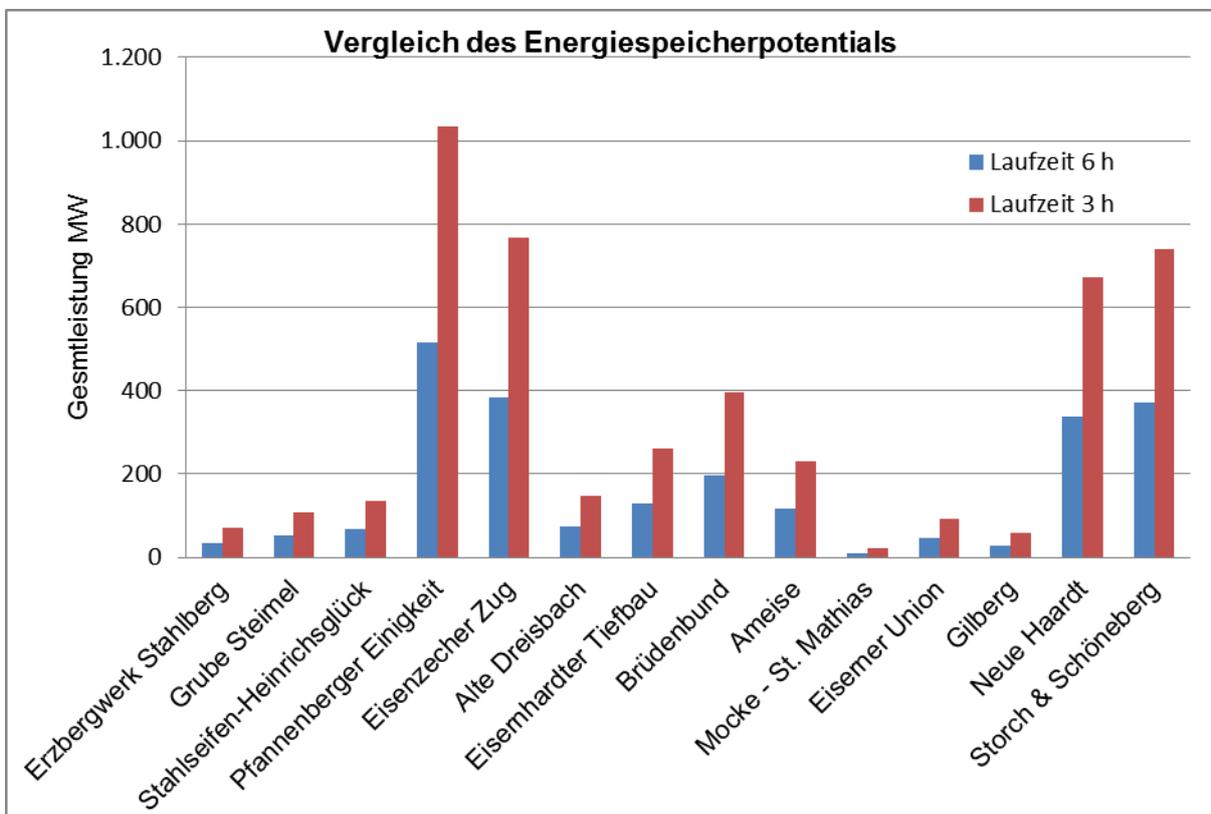
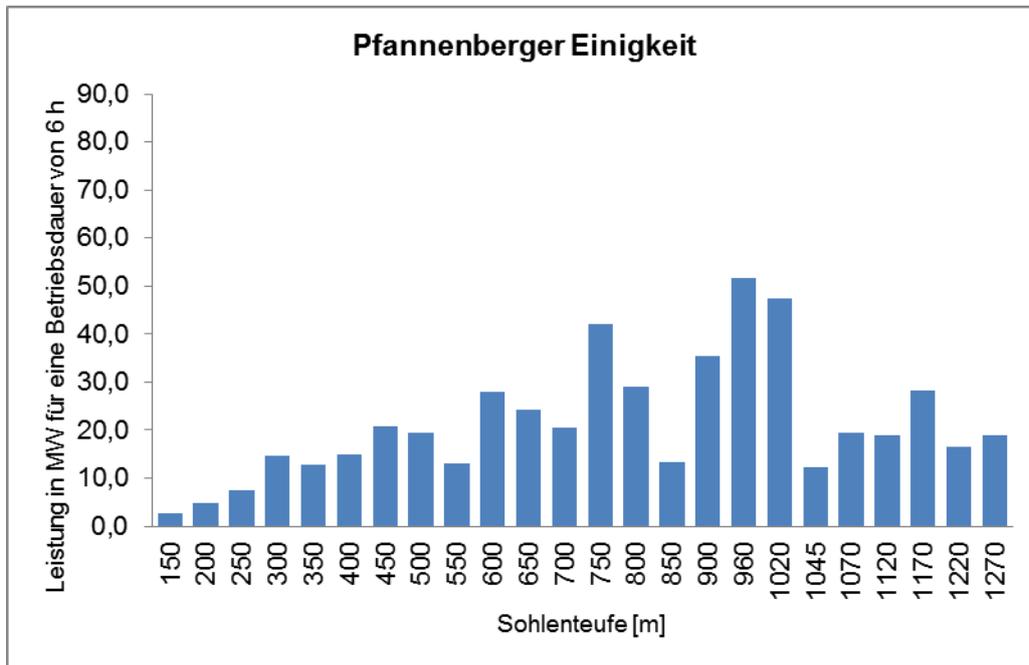
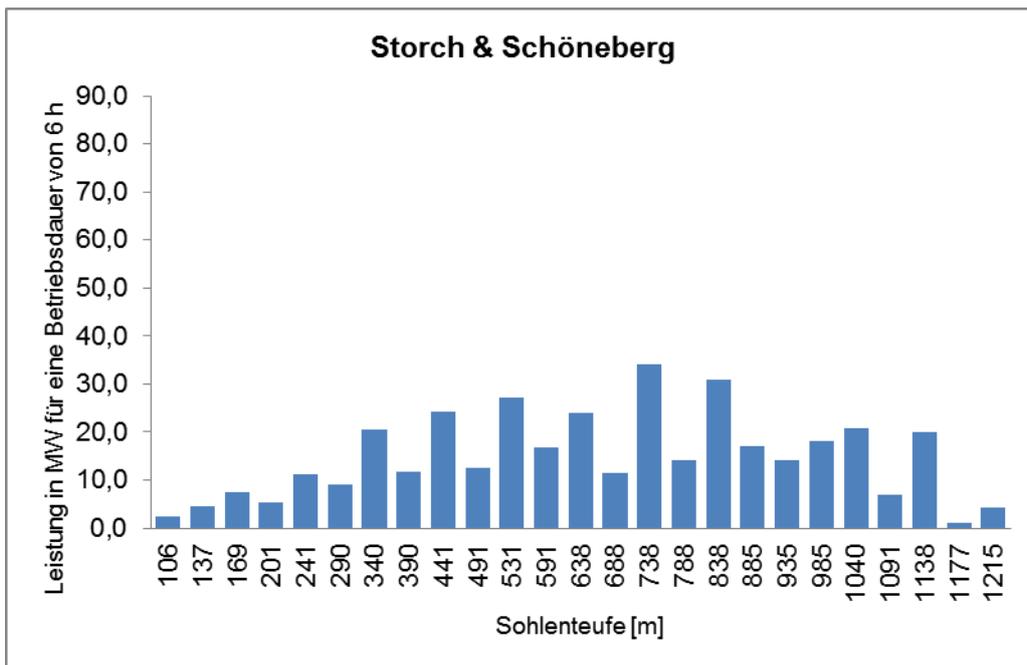


Abbildung 50: Potenziell installierbare Leistung im Siegerländer Erzbergbau

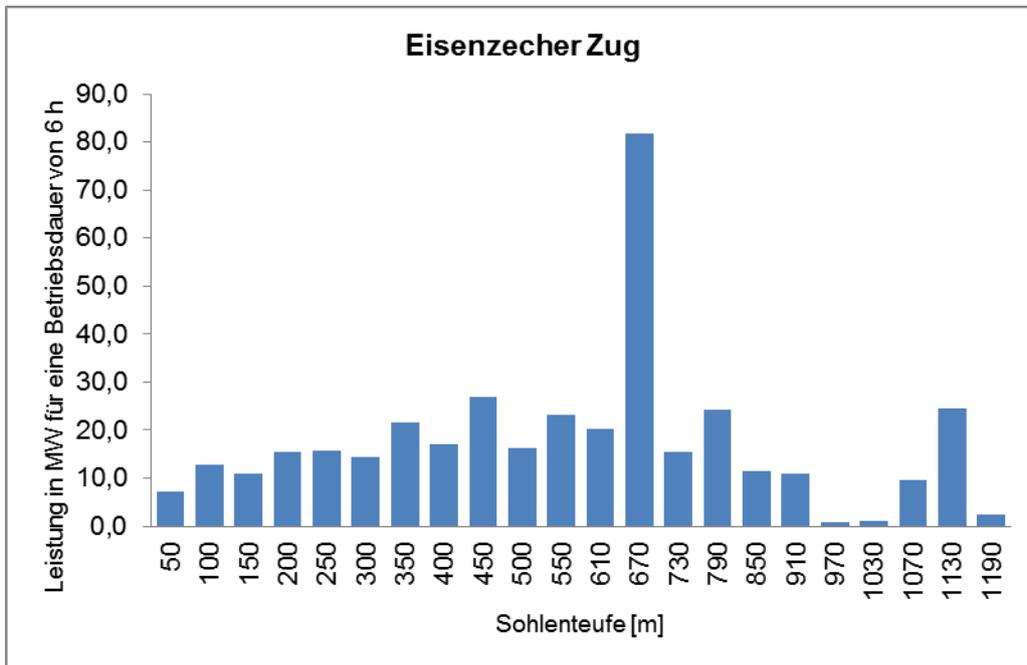
Das Gesamthohlraumvolumen dient aufgrund der für den Siegener Erzbergbau stark ausgeprägten vertikalen Verteilung der Grubenbaue nur als erster Anhaltswert für die Bewertung des Potenzials. Für die Bestimmung des Potenzials wurden für die aufgeführten Bergwerke sohlenbezogen (niveaubezogen) die einzelnen Hohlraumvolumina ermittelt. Die teufenbezogene Verteilung (sohlenbezogene Verteilung) der potenziell installierbaren Leistung für die aufgeführten Bergwerke ist in den nachfolgenden Diagrammen für eine Betriebszeit von sechs Stunden dargestellt.



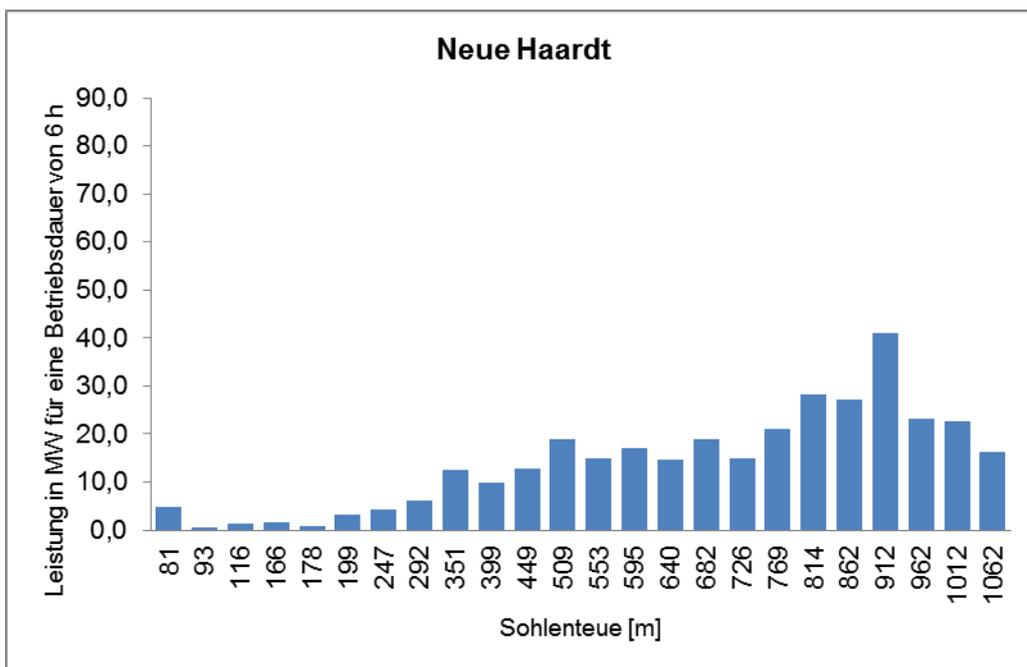
**Abbildung 51:** Bergwerk Pffannenberger Einigkeit: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung



**Abbildung 52:** Bergwerk Storch & Schöneberg: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung



**Abbildung 53:** Bergwerk Eisenzecher Zug: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung



**Abbildung 54:** Bergwerk Neuer Haardt: Sohlenbezogene potenziell installierbare Leistung

In den Darstellungen wird deutlich, dass sohlenbezogen bei einer Betriebszeit von sechs Stunden die höchste potenziell installierbare Leistung mit etwa 80 MW in der Grube Eisenzecher Zug vorhanden ist. Als nächstes folgen die Gruben Pfannenberger Einigkeit (ca. 50 MW) und Neue Haardt (ca. 40 MW). Die Grube Storch & Schöneberg weist bei der sohlenbezogenen Betrachtungsweise die geringste potenziell installierbare Leistung auf. Unabhängig davon besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass Speichervolumen durch die Auffahrung neuer Hohlräume zu vergrößern.

Neben der Ausdehnung des untertägigen Grubengebäudes ist für die Einschätzung der Eignung eines Standortes die Anzahl der Schächte als wesentliches Kriterium einzustufen.

**Tabelle 39:** Anzahl der Haupttagesschächte der näher untersuchten Erzbergwerke im Siegerland

<b>Erzbergwerk</b>	<b>Hauptschächte [Anzahl]</b>
Stahlberg	2
Freien Grunder Bergwerks-Verein	1
Stahlseifen-Heinrichsglück	2
<b>Pfannenberger Einigkeit</b>	<b>3</b>
<b>Eisenzecher Zug</b>	<b>2</b>
Alte Dreisbach	1
Eisenhardter Tiefbau	1
Brüderbund	1
Ameise	1
Mocke – St. Mathias	1
Eiserner Union	2
Gilberg	1
<b>Neue Haardt</b>	<b>3</b>
<b>Storch &amp; Schöneberg</b>	<b>4</b>

Für die Bewertung der vorhandenen Schächte hinsichtlich der Eignung für die Errichtung und den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes sind jedoch weiterführende, standortbezogene Detailbetrachtungen erforderlich

#### **6.2.4 Aufschluss der Bergwerke für untertägige Pumpspeicher**

Die letzten der Siegerländer Erzbergwerke wurden vor rund 50 Jahren stillgelegt. Somit lassen sich keine Aussagen über den heutigen Zustand der untertägigen Grubengebäude dieser Bergwerke treffen.

Die Tagesschächte der Siegerländer Erzbergwerke haben Durchmesser bis maximal sechs Meter aufgewiesen. Nach der jeweiligen Einstellung der Erzgewinnung wurden alle der damals noch betriebenen Tagesschächte vollständig verfüllt oder durch den Einbau einer Bühne mit auflagernder Füllsäule gesichert. Aufgrund ihrer Abmessungen können diese Schächte den Pumpspeichern als Fahr-, Wetter- und Zuleitungsschächte und eingeschränkt als Transportschächte dienen. Bei der Aufwältigung der vorhandenen Schächte müssen nicht nur das Verfüllmaterial wieder entnommen, sondern auch die Schachtwandungen ertüchtigt sowie die kompletten Einrichtungen für Förderung, Noffahrung und Energieversorgung eingebaut werden.

Sämtliche Bergwerke sind heute bis ins Niveau des freien Wasserabflusses – in der Regel über den tiefsten Tagesstollen – geflutet. Während der Wiederaufwältigung muss daher der Grubenwasserspiegel bis in ein für die geplante Pumpspeichieranlage gefahrloses Niveau abgesenkt und für deren Betrieb dort dauerhaft gehalten werden. Der Betrieb solcher Wasserhaltungen ist im Bergbau sehr aufwendig. Die dadurch entstehenden Kosten hängen dabei stark von örtlichen Verhältnissen, bestimmt durch Geologie und bergbauliche Einwirkungen, ab und lassen sich somit kaum beziffern. Für die Durchführung der Wasserhaltungsmaßnahmen und die Einleitung der Grubenwässer in die Vorfluter sind umfangreiche wasserrechtliche Genehmigungen erforderlich.

Bergrechtlich erfordern alle Maßnahmen zur Errichtung eines Pumpspeichers in einem ehemaligen Bergwerk – soweit die Bergbauberechtigungen (Bergwerksfelder) aufrechterhalten sind – vorab der Zustimmung durch deren Eigentümer (Bergwerkseigentümer). Im Siegerland ist der überwiegende Teil der

Bergbauberechtigungen zu den ehemaligen Erzbergwerken bis heute nicht erloschen. Nach Einstellung des Bergwerksbetriebs sind die Betriebsgelände der Bergwerke einer Nachnutzung durch Industrie, Gewerbe, Handel oder durch eine Wohnbebauung zugeführt worden.

### **6.3 Rheinisch-Westfälisches Steinkohlenrevier**

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Entwicklung eines Realisierungskonzeptes für die Nutzung von Anlagen des Steinkohlebergbaus als unterirdische Pumpspeicherkraftwerke“ wurden die aktiven Steinkohlenbergwerke im Ruhrrevier hinsichtlich der möglichen Nachnutzung als Pumpspeicherstandort untersucht. Der Fokus bei der Bearbeitung lag auf der Erfassung der Potenziale, der Abschätzung der Machbarkeit für verschiedene Typen eines untertägigen Pumpspeicherkraftwerkes und einer konkreten Standortdefinition. Hierzu wurden die geologischen und geographischen Randbedingungen, der technisch-ingenieurwissenschaftliche Aufwand und die Machbarkeit für Bau und Betrieb und die Speicherkosten, die energiewirtschaftlichen Aspekte, sozio-ökologische Gesichtspunkte, sowie insbesondere die Akzeptanz und die Arbeits- und Betriebssicherheit betrachtet. Darüber hinaus wurden eine rechtliche und eine ökologische Bewertung durchgeführt.

Für die Erarbeitung des technischen Konzepts für ein untertägiges Pumpspeicherkraftwerk erfolgte eine Bewertung sämtlicher Anlagen in den beiden noch aktiven Steinkohlenbergwerken Auguste Victoria (Marl) sowie Prosper-Haniel (Bottrop). Dabei wurden verschiedene Konzepte untersucht, im Ergebnis ist dabei ein geschlossenes System (definiertes Ober- und Unterbecken) einem offenen System (Bedarf an Laufwasser bzw. Anbindung an ein Gewässer, Hebung und Einleitung des eingespeicherten Wassers an anderer Stelle) vorzuziehen.

Für die Prüfung der technischen Machbarkeit eines geschlossenen Systems wurde am Standort Prosper-Haniel ein Beispielkonzept für eine 200 MW Anlage aufgestellt und technisch bewertet. Insgesamt wurde die grundsätzliche Machbarkeit einer solchen Anlage bestätigt. Die Speichergröße ist dabei auf Grund der geologischen Rahmenbedingungen limitiert, die Leistung natürlicherweise durch die Fallhöhe. Es wird angestrebt, keine komplexe Bau- und Maschinenteknik zu verwenden, sondern der Prämisse „bewährte Technik in einem neuen Standort“ zu folgen.

Außerdem wurden die erforderlichen Investitionen in ihrer Bandbreite ermittelt. Die Investitionskosten hängen dabei maßgeblich vom Ausbau des unteren Speichers und somit von einer angestrebten Marktteilnahme ab.

Im Rahmen einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage wurde tendenziell eine erhöhte grundsätzliche Akzeptanz für untertägige Pumpspeicherkraftwerke als Bergbaufolge ermittelt. Dabei wurde eine erhöhte Akzeptanz im Vergleich zu konventionellen Energieanlagen festgestellt.

## **6.4 Erzbergwerk „Wohlverwahrt-Nammen“**

Die Barbara Erzbergbau GmbH als Eigentümer und Betreiber des Erzbergwerks „Wohlverwahrt-Nammen“ hat 2011 die Projektstudie „Bau und Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks“ vorgelegt, deren Ergebnisse nachfolgend dargelegt werden [BARBARA Erzbergbau 2011].

### **6.4.1 Lagerstätte**

Das Erzvorkommen – ein eisenhaltiger Kalkstein – befindet sich am Nordhang des Wesergebirges im Kreis Minden-Lübbecke, Gemeinde Porta Westfalica. Das flözartige, mit 20 gon nach Norden einfallende Vorkommen, als Klippenflöz oder Klippenkalk bezeichnet, ist Teil des ca. 50 m mächtigen Korallenooliths. Das bis 25 m mächtige Flöz befindet sich in standfesten Kalkstein, und zwar über dem Hangenden der Hauptoolith und unter dem Liegenden der Heersumer Schichten. Die Lagerstätte wird von einer bis zu 100 m mächtigen fast wasserundurchlässigen Ton-Mergel-Schicht überdeckt. Unter der Lagerstätte steht eine ca. 50 m mächtige Tonschicht an.

### **6.4.2 Bergbaubetrieb**

Die Barbara Erzbergbau GmbH gewinnt seit 1883 aus der beschriebenen Lagerstätte Eisenerz und Kalkstein. Die Auffahrung der ca. 9 m breiten, 15 bis 17 m hohen und 600 m langen Abbaukammern erfolgt mittels Bohren und Sprengen. Haupttagesöffnung ist ein 675 m langer Schrägstollen, über den der Personen- und Materialtransport erfolgt. Ferner ist das Grubengebäude über eine Reihe von Wetterschächten mit der Tagesoberfläche verbunden. Aufgrund der örtlichen geologischen Verhältnisse fällt im Grubenbetrieb kein Grubenwasser an.

### **6.4.3 Aufschluss des Bergwerks für einen untertägigen Pumpspeicher**

Die geologisch-gebirgsmechanischen Verhältnisse gestatten die Anlage von deutlich großvolumigeren Hohlräumen als im heutigen Bergbaubetrieb realisiert. So sind Kammerabmessungen mit einer Breite von 10 m, einer Höhe von 20 m und einer Länge von 1.500 m verwirklichtbar. Durch eine parallele Anordnung mehrerer solcher Kammern sind Speichervolumen von mehr als 1.000.000 m<sup>3</sup> zu erreichen.

Das flache Einfallen der Lagerstätte ermöglicht die Anlage von zwei derartigen über einen Druckstollen miteinander verbundener Kammersystemen mit einer Höhendifferenz von 200 m oder größer, so dass sowohl Ober- als auch Unterbecken untertage angelegt werden könnten. Auch die gesamte elektrische und maschinelle Ausrüstung des Pumpspeicherkraftwerks könnte in einer Maschinenkammer untertage ihren Platz finden.

Ausgehend von zwei Speicherbecken mit einem Volumen von 1 Mio. m<sup>3</sup> und einer Höhendifferenz zwischen diesen von 200 m wird die speicherbare Energiemenge mit ca. 450.000 kWh veranschlagt, was bei einer täglichen Betriebsdauer von vier bis fünf Stunden einer potenziell installierbaren Leistung von rund 100 MW entspricht. Für das Erstellen und den Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks könnte die vorhandene Infrastruktur des bestehenden Bergwerks bei geringfügigen Anpassungen genutzt werden.

## 6.5 Ergebnisse

Der Eisenerzbergbau im Siegerland, der noch aktive Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes, der Eisenerzbergbau im Mindener Land/Weserbergland sowie der Steinsalzbergbau wurden im Rahmen der Untersuchung als Bergbaureviere mit Potenzialen für untertägige Pumpspeicherstandorte in Nordrhein-Westfalen identifiziert.

Für die Bewertung des aktiven Steinkohlenbergbaus wird hinsichtlich des vorhandenen Energiespeicherpotenzials und der technischen Realisierbarkeit auf die Ausführungen des derzeit noch nicht veröffentlichten Forschungsberichts verwiesen.

Gemäß der eingangs genannten Studie der BARBARA Erzbergbau GmbH beträgt der potenziell speicherbare Energiemenge am Standort Wohlverwahrt-Nammen für die untertägige Pumpspeicherung ca. 0,45 GWh, was bei einer täglichen Laufzeit zwischen vier und fünf Stunden einer potenziell installierbaren Leistung von etwa 100 MW entspricht.

Für die Bewertung des Potenzials des Siegerländer Eisenerzbergbaus wurden insgesamt 14 Großbetriebe detailliert betrachtet. Gemäß der Ergebnisse der Detailanalyse weisen die Bergwerke Pfannenberger Einigkeit, Storch & Schöneberg, Eisenzecher Zug und Neue Haardt das höchste Energiespeicherpotenzial auf. Die potenziell installierbare Leistung der Gruben liegt bei einer Betriebszeit von sechs Stunden zwischen ca. 340 MW und ca. 500 MW, wobei die sohlenbezogene Verteilung des Energiespeicherpotenzials ebenfalls berücksichtigt werden muss. Diesbezüglich weisen die Bergwerke Eisenzecher Zug und Pfannenberger Einigkeit im Vergleich zu den anderen betrachteten Standorten das größte horizontbezogene Speicherpotenzial auf.

Hinsichtlich der technischen Umsetzbarkeit eines untertägigen Pumpspeicherkraftwerkes ist festzustellen, dass die Technik der Energiespeicherung unter Ausnutzung des topographischen Reliefs durch Pumpspeicherkraftwerke bereits seit mehr als 100 Jahren etabliert ist. Pumpspeicherkraftwerke, deren Speicherbecken zumindest teilweise in Form des Unterbeckens untertägig angeordnet sind, wurden bisher im industriellen Maßstab allerdings noch nicht realisiert, so dass für diesen Anwendungsfall auf keine Erfahrungswerte zurückgegriffen werden kann.

Für den Steinkohlenbergbau und den Standort Wohlverwahrt-Nammen liegen entsprechende Studien bzw. Konzepte über die technische Realisierbarkeit vor bzw. sind derzeit in der Erstellung. Ein ausreichendes Potenzial für die untertägige Speicherung von Energie liegt darüber hinaus ebenfalls an den betrachteten Standorten des Siegerländer Eisenerzbergbaus vor. Auch wenn von einer erhöhten Akzeptanz für den Bau unkonventioneller Pumpspeicherkraftwerke ausgegangen werden kann, erschweren die anspruchsvolle technische Umsetzung und besonders die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Realisierung zum jetzigen Zeitpunkt. Für eine detailliertere Einschätzung der technischen sowie wirtschaftlichen Realisierbarkeit sind weiterführende, standortbezogene Detailuntersuchungen erforderlich.

## 7 Fazit

Das Ziel der Potenzialstudie bestand in der Identifikation geeigneter, kostengünstiger und konfliktarmer Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in NRW. Nach diesen Kriterien wurden 23 Vorzugsstandorte identifiziert, die zusammen mit den vier derzeit im Planungsprozess befindlichen Standorten ein für NRW technisch-machbares Potenzial darstellen. Dieses Ergebnis zeigt, dass ein deutlicher Ausbau der derzeitigen Pumpspeicherkapazitäten in NRW technisch realisierbar ist.

Auch wenn das ermittelte technisch-machbare Potenzial sehr aufwändig unter Berücksichtigung der topographischen Gegebenheiten sowie zahlreicher ökologischer, sozialer und ökonomischer Aspekte ermittelt wurde, kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass dieses in Nordrhein-Westfalen zukünftig vollständig zum Ausbau kommt. Vielmehr handelt es sich bei den Vorzugsstandorten um Alternativen, die - ohne Betrachtung spezifischer lokaler Gegebenheiten - unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Anforderungen sowie der Bewertung ökologischer oder sozialer Gesichtspunkte als Standorte für ein Pumpspeicherkraftwerk im Land auf Basis der in dieser Studie angewandten Methodik am besten geeignet erscheinen.

Die Ergebnisse der Studie sind für das Land Nordrhein-Westfalen insofern relevant, als dass erstmalig flächenscharf das Potenzial für eine konkrete, im Land nutzbare Speicheroption erhoben wurde. Diese wichtige Grundlage zur Konkretisierung von Investitionsabsichten muss im Kontext mit dem grundsätzlichen Bedarf an Flexibilisierungsoptionen und dem im neuen Strommarktgesetz definierten Strommarkt 2.0 betrachtet werden. Die aktuelle Situation des Strommarktes erschwert zum jetzigen Zeitpunkt Investitionen in neue Pumpspeicherprojekte. Zwar werden im kommenden Strommarkt 2.0 durch die gesetzliche Garantie der freien Preisbildung Knappheitspreise wahrscheinlicher, die auch Pumpspeicher rentabler machen können. Pumpspeicher selbst werden im neuen Strommarktgesetz aber nicht eigens berücksichtigt, sondern als eine von vielen Flexibilitätsoptionen gesehen, deren Einsatz sich am Preissignal ausrichtet. Aufgrund der Kostennachteile gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen ist auch im neuen Strommarktdesign daher nicht von einer expliziten Verbesserung der Rahmenbedingungen für Pumpspeicher auszugehen. Je mehr Erneuerbare Energien allerdings das Energiesystem dominieren, desto stärker kommen auch Mittel- und Langzeitspeicher zum Einsatz. Hieraus kann sich eine neue strategisch wichtige Marktrolle für Pumpspeicherkraftwerke entwickeln.

Sollten Investoren zukünftig am Bau eines Pumpspeicherkraftwerks in Nordrhein-Westfalen interessiert sein, bilden die Vorzugsstandorte eine Grundlage für eine nähere Standortauswahl. In weiteren Planungsphasen und konkreten Gutachten muss dabei über diese landesweite Betrachtung hinaus auch aus Gründen der Akzeptanz und zur Minimierung möglicher Nutzungskonflikte im Einzelfall eine Abwägung zwischen dem Nutzen eines Pumpspeicherkraftwerksstandortes und den jeweiligen standortspezifischen Eingriffen erfolgen. Ziel muss es hierbei sein, die gesellschaftlichen und ökologischen Ansprüche an den Standort mit wirtschaftlichen Aspekten und den Anforderungen der Energiewende an eine Flexibilisierung der Stromversorgung in Einklang zu bringen.

## Literaturverzeichnis

Aggerverband (2012): Ermittlung von Pumpspeicherpotentialen an vorhandenen Talsperren in NRW.

BABARA Erzbergbau (2011): Bau und Betrieb eines untertägigen Pumpspeicherkraftwerks; Projektstudie

Bäumer, Gerd (o.J.): Liste der Bergwerke im Siegerland. Universität Siegen, Fachbereich 10 Bauingenieurwesen

Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke: Abschlussbericht. Univ.-Bibliothek Clausthal.

Bezirksregierung Arnsberg (2014): Entwurf Regionalplan Arnsberg, Sachlicher Teilplan „Energie“ 2014; Arnsberg, Stand Juli 2014

Bezirksregierung Arnsberg (o.J.): Grubenbilder aus dem Rissarchiv der Bezirksregierung Arnsberg, Abt. 6 Bergbau und Energie in Nordrhein-Westfalen

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2015): Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014; Berlin.

BMWi, [Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie], BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Berlin.

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, Bonn.

dena [Deutsche Energie-Agentur] (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Berlin.

FGSV [Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen] (2008): Richtlinien für die Anlage von Autobahnen. Köln.

Franke, Peter; Frey, Wolfgang (1987): Talsperren in der Bundesrepublik Deutschland, Herausgeber: Nationales Komitee für Große Talsperren in der Bundesrepublik Deutschland – DNK, Deutscher Verband für Wasserwirtschaft und Kulturbau e.V. (DVWK).

Giesecke, Jürgen; Mosony, Emil (2009): Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb; Heidelberg.

Grünwerke, markE (2013a): Pumpspeicherkraftwerk Hoher Eimberg-Itter; Vorstellung aktueller Projektplanungen; Gemeinsame Sitzung der Räte der Gemeinde Willingen (Upland) und der Stadt Brilon am 26.09.2013 im „Haus des Gastes“ in Willingen

Grünwerke, markE (2013b): Pumpspeicherkraftwerk Sorpeberg-Glinge; Öffentliche Informationsveranstaltung der Stadt Sundern am 10.10.2013 in der Schützenhalle Sundern-Hagen

Hartmann et al. (2012): Stromspeicherpotentiale für Deutschland; Zentrum für Energiforschung Stuttgart; 2012

Heupel, Karl (o.J.): Fortschreibung der Liste der Bergwerke im Siegerland. Universität Siegen, Fachbereich 10 Bauingenieurwesen

IWES [Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik] (2009): „Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche“ Abschlussbericht“

Jansen, O., Schöner T. (2011): Pumpspeicherkraftwerke – Vergleich unterschiedlicher Konzepte den Regelbedarf der Zukunft zu sichern. Dresdner Wasserbauliche Mitteilungen 45, Dresden.

Krüger, C. (2012): Perspektiven der Pumpspeichertechnik in Nordrhein-Westfalen, Kurzstudie für das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

MKULNV [Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen] (2014): EnergieDaten.NRW 2014; Düsseldorf.

Moser, Albert (2014a): Die Energiewende erfolgreich gestalten: mit Pumpspeicherwerken; IAEW RWTH Aachen/Voith Hydro GmbH&Co. KG.

Moser, Albert (2014b): Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen.

Nagler, N. (2010): Untertägige Pumpspeicherkraftwerke - Ein realisierbarer Weg der Energiespeicherung? IMW - Institutsmitteilung Nr. 35, <http://www.imw.tu-clausthal.de>, download vom 20.05.2014

RWE (2005): 75 Jahre Kraftwerk Herdecke. Historischer Kern, moderne Technik; RWE Power, Essen/Köln.

Schlunegger Dr., Hans (o.J.): Kraftwerke Oberhasli AG Innertkirchen, Zwei Konzepte zur Drehzahlvariation: Asynchron / Synchron mit Teil- / Vollumrichter, [www.swv.ch](http://www.swv.ch), download vom 19.05.2014

SRU [Sachverständigenrat für Umweltfragen] (2010): 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050. Berlin.

Thüringer Allgemeine Zeitung (2013): Pumpspeicherwerk: Ellrich und Probstzella in der engeren Auswahl; Erfurt, 25.04.2013

Universität Duisburg-Essen, Ruhr-Universität Bochum, RAG Deutsche Steinkohle, DMT GmbH & Co. KG, Rhein-Ruhr-Institut für Sozialforschung und Politikberatung (2015): Unterflur Pumpspeicherwerke – Regionaler Speicher für regenerative Energien, Forschungsbericht, derzeit unveröffentlicht.

VEB Pumpspeicherwerke Hohenwarte (1986): Pumpspeicherwerke der DDR

Website markE: Das Pumpspeicherwerk in Finnetrop-Rönkhausen; [www.marke.de/Portaldata/1/Resources/downloads/marke/erzeugung/Pumpspeicherwerk\\_Roenkhausen.pdf](http://www.marke.de/Portaldata/1/Resources/downloads/marke/erzeugung/Pumpspeicherwerk_Roenkhausen.pdf), Zugriff am 28.05.2014

Website Pumpspeicherkraftwerk Johanneszeche: <http://www.psw-johanneszeche.de>; Zugriff am 21.11.2014

Website RWE Power: Pumpspeicherkraftwerk Herdecke. Elektrische Spitzenleistung seit 1930; RWE Power AG, [www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/346008/data/1439312/5/rwe-power-ag/standorte/wasserkraft/rwe-wasserkraftwerke/psw-herdecke/pumpspeicher-herdecke.pdf](http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/346008/data/1439312/5/rwe-power-ag/standorte/wasserkraft/rwe-wasserkraftwerke/psw-herdecke/pumpspeicher-herdecke.pdf), Zugriff am 28.05.2014

Website Voith: [http://voith.com/de/2012-10-12\\_Project\\_Report\\_Frades\\_II.pdf](http://voith.com/de/2012-10-12_Project_Report_Frades_II.pdf), download vom 19.05.2014

Website Wikipedia Walchenseewerk:  
[http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Walchenseewerk\\_Pelton\\_120.jpg](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Walchenseewerk_Pelton_120.jpg), download vom 20.05.2014

# Anlagen

**Anlage 1** Beurteilung der geologischen Eignung regionaler Einheiten für Pumpspeicherkraftwerke (Bewertung: weiß: günstig; gelb: moderat; orange: problematisch; rot: auszuschließen)

Räumliche Zuordnung	Schicht Nr. (GK 100)	Formationen	Beschreibung	Durchlässigkeit	Stand-sicher-heit/ Gründung	Eignung für Ausbruch/Kaverne
Lippischer Wald   nördl. Eggegebirge	2209, 2311, 2314, 2413, 2416, 2810, 2550, 3080, 3120, 3125, 3225	Oberkreide, Unterkreide, Unteres Malm	Mergelstein, Mergelkalk- und Kalkmergelstein, Kalkstein, Tonstein, Sandstein, teilweise Auslaugungen, z.T. verkarstet	mittel - hoch (wechselnd)	ungünstig - problematisch, da z.T. verkarstet	ungünstig - problematisch (wechselnd)
Lippischer Wald   nördl. Eggegebirge	3211	Mittleres bis oberes Dogger	Kalksandstein, Tonstein, Mergelstein, Sandstein, quarzitisch	mittel	günstig-mittel	günstig-mittel
Lippischer Wald   nördl. Eggegebirge	3220	Unteres bis mittleres Dogger	Tonstein, Lagen von Toneisenstein, z.T. gipsführend	gering	problematisch, Gefahr von Subrosion	ungünstig - problematisch (z.T. gipsführend)
Lipper Land - Höxter   Eggegebirge	3610	Oberer Buntsandstein	Ton- und Schluffstein mit Feinsandstein, bankig, Mergelstein, im u.T. Gips, Anhydrit und Steinsalz	mittel bis hoch (Karst)	problematisch/ Subrosion	problematisch
Lipp. Wald   Eggegebirge   Lipper Land - Höxter	3410, 3440, 3520, 3521, 3570, 3580	Keuper, Muschelkalk	Ton- und Schluffstein, dolomitisch, Mergelstein, Sandstein, Kalkstein	hoch (Karst)	ungünstig - problematisch, da z.T. verkarstet	ungünstig - problematisch (wechselnd)
Lipp. Wald   Eggegebirge   Lipper Land - Höxter	3420, 3421, 3430, 3550	Keuper, Muschelkalk	Ton- und Schluffstein, dolomitisch, Mergelstein, Anhydrit, Gips, z.T. kalkhaltig,	hoch (Karst)	Subrosion/Karst problematisch	problematisch
Sintfeld	2313	Oberkreide	Mergelkalkstein, ferner Tonmergelstein	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig
Eggegebirge	3650, 3672	Mittlerer/Unterer Buntsandstein	Sandstein, Schluff- und Tonstein	mittel	günstig	günstig
südliches Eggegebirge	3740, 3742	Zechstein	Kalkstein, dickbankig, ferner Dolomitstein, Tonstein, Schluffstein, stark wechselhaft	mittel	ungünstig - problematisch, da z.T. verkarstet	ungünstig - problematisch (wechselnd)
südliches Eggegebirge	3748	Zechstein	Kalkstein, untergeordnet Dolomitstein, Tonstein, Gips, Anhydrit und Steinsalz	mittel	problematisch/ Karst, Subrosion	problematisch
Eggegebirge   Lipper Land - Höxter	3340	Unteres Lias	Ton- bis Tonmergelstein, ferner Kalksandstein	gering - mittel	günstig - mittel	günstig - mittel
Eggegebirge	2570	Unterkreide	Sandstein	mittel	günstig	günstig
Eggegebirge	2415	Oberkreide	Kalk- und Kalkmergelstein	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig
Iserlohn	4116	Oberkarbon	Schluff- und Tonstein, ferner Sandstein	gering - mittel	günstig	günstig
Sundern - Meschede	4336	Unterkarbon	Kalkstein, z.T. dickbankig, ferner Tonstein, geschiefert, Lydit	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig
Sundern - Meschede	4710, 4820	Oberdevon	Tonstein, z.T. geschiefert, Sandstein	gering - mittel	günstig - mittel	günstig - mittel
Wuppertal	4805, 4920	Oberdevon	Schluffstein und Tonstein, ferner Kalkstein, Sandstein	wechselnd	wechselnd - ungünstig Kalkstein: Karst	wechselnd - ungünstig

Räumliche Zuordnung	Schicht Nr. (GK 100)	Formationen	Beschreibung	Durchlässigkeit	Stand-sicher-heit/ Gründung	Eignung für Ausbruch/Kaverne
Lenneberg-land	4921	Oberdevon	Tonstein, geschiefert, ferner Kalkstein	gering	günstig	günstig
Arnsberger Wald	4210, 4234	Unter- bis Oberkarbon	Kalkstein, Schluffstein, ferner Tonstein, geschiefert,	wechselnd	ungünstig/ Kalkstein: Karst	ungünstig/ Kalkstein: Karst
Arnsberg   Rothaar-geb.	4810	Oberdevon	Tonstein, geschiefert, ferner mit Sandstein	gering	günstig	günstig
Arnsberger Wald   Briloner Hochfläche   Rothaargeb.	4119, 4330	Unter-/ Oberkarbon	Kalkstein, Schluff- und Tonstein geschiefert, ferner Sandstein, örtlich Alaunschiefer	wechselnd	mittel - ungünstig/ Kalkstein: Karst	wechselnd - ungünstig
Meschede - Brilon	4910	Oberdevon	Tonstein, geschiefert, ferner Kalkstein in WL mit Tonstein	gering - mittel	mittel	wechselnd - mittel - ungünstig
Briloner Hoch-fläche   Lennebergland   Ebbegebirge	5112, 5130	Mittel- bis Oberdevon	Kalkstein, Tonstein, geschiefert, örtlich Dolomitstein	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig - problematisch (wechselnd)
Briloner Hochfläche	4211, 4231	Unter- bis Oberkarbon	Ton- und Schluffstein, geschiefert, ferner Sandstein, Grauwacke, Alaunschiefer, Kalkstein	gering - mittel	mittel	mittel - ungünstig (wechselnd)
Saalhauser Berge   Brilon	5146	Mitteldevon	Diabas, dicht, Diabas-Mandelstein, mit Diabastuff	gering	günstig	ungünstig (sehr hart, erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Olpe   Saalhau-ser Berge	5232, 5248, 5312	Unter- bis Mitteldevon	Ton- und Schluffstein, z.T. geschiefert, Sandstein, örtlich Kalkstein, bankig	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Sauerland, oberes Ruhrtal	5132	Mittel- bis Oberdevon	Tonstein, kalkhaltig, geschiefert, untergeordnet Kalkstein, detritisch	gering-mittel	mittel	mittel-ungünstig (wechselnd)
Meschede   Eslohe	5148	Mitteldevon	Kalkstein, dickbankig	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig
Fredeburger Land   Saalhau- ser Berge   Olpe	5149, 5156, 5214, 5230, 5233	Mitteldevon	Sandstein, Tonstein, z.T. geschiefert, z.T. kalkhaltig, örtlich Kalkstein	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Lennebergland   Remscheid	5151, 5220	Mitteldevon	Ton- und Schluffstein, geschiefert, mit Sandstein, örtlich Kalkstein	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Olpe - Wiehl	5231	Mitteldevon	Tonstein, geschiefert, Mergelstein, örtlich Kalkstein, bankig	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Ebbegeb./Lü-denscheid und Um-gebung   Olpe   Wiehl   Fredeb. Land	5234, 5235, 5253, 5260	Mitteldevon	Ton- und Schluffstein, z.T. geschiefert, ferner Sandstein, örtlich Kalkstein, bankig	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Lennebergland   Ebbegebirge	5152	Mitteldevon	Sandstein, Ton- bis Schluffstein, geschiefert	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Ebbegebirge   z.T. Rothaargebirge	5410, 5517	Unterdevon	Tonstein, Sand- und Schluffstein, örtlich Konglomerat und Kalkstein, selten Quarzkeratophyr	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd), Vulkanite ungünstig (sehr hart, erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Ebbegebirge	5640	Ordovizium	Tonstein, z.T. geschiefert, ferner Sandstein	gering - mittel	günstig - mittel	günstig
Homburger Länd-chen	5350	Unterdevon	Ton- und Schluffstein, z.T. geschiefert, Sandstein, im ob. T. auch Quarzit	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)
Kreuztal   Gummers-bach	5335, 5367, 5370	Unterdevon	Tonstein, geschiefert, ferner Sandstein, Schluffstein, Konglomerat; im ob. T. örtlich	gering - mittel	günstig - mittel	mittel (wechselnd)

Räumliche Zuordnung	Schicht Nr. (GK 100)	Formationen	Beschreibung	Durchlässigkeit	Stand-sicher-heit/ Gründung	Eignung für Ausbruch/Kaverne
			Quarzkeratophyr			
Arnsberg   Rothaar-gebirge	4810	Oberdevon	Tonstein, geschiefert, ferner mit Sandstein	gering	günstig	günstig
Ebbegebirge   südl. Siegen   Rothaar-gebirge	5332, 5341, 5372, 5410	Unterdevon	Ton- und Schluffstein, geschiefert, ferner Sandstein und Konglomerat	gering	günstig	mittel (wechselnd)
Rothaargebirge	4232	Unter- bis Oberkarbon	Tonstein, geschiefert, Sand- und Schluffstein, ferner Grauwacke, Kalkstein, Alaunschiefer, im Suedosten Einlagerungen von Diabas	gering - mittel	günstig - mittel	ungünstig (wechselnd)
Rothaargebirge	5050, 5155, 5158, 5159, 5247, 5249, 5268, 5269, 5331, 5334	Unter- bis Oberdevon	Sandstein, Schluff- und Tonstein, z.T. geschiefert, ferner Kalkstein, bankig, Eruptivgesteine	gering - mittel	günstig - mittel	ungünstig (wechselnd)
westliches Rothaar-gebirge	5333	Unterdevon	Tonstein, geschiefert, ferner Sand- und Schluffstein, Einschaltungen von Keratophyrtuff	gering - mittel	günstig - mittel	mittel, Eruptiva ungünstig (sehr hart, erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Rothaargebirge	6901	Mittel- bis Oberdevon	Diabas, massig, dicht	sehr gering	günstig	mittel (Gestein relativ hart, erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Lennebergland	5145	Mitteldevon	Diabastuff, Schalstein,	gering	günstig	mittel (erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Fredeburger Land   Rothaargeb.	5246, 5310	Unter- bis Mitteldevon	Ton- und Schluffstein, z.T. geschiefert, örtlich Sandstein, Tuffit, Kalkstein, bankig	gering - mittel	günstig	mittel (wechselnd)
Siegen   Rothaar-gebirge	5372, 5441, 5442, 5443, 5447, 5512	Unterdevon	Tonstein, geschiefert, Schluffstein, ferner Sandstein, oertl. Konglomerat	gering	günstig	mittel (wechselnd)
Ebbegebirge	5340	Unterdevon	Quarzkeratophyr	gering - mittel	günstig - mittel	Eruptiva ungünstig (sehr hart, erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Siegen   Rothaar-gebirge	5371	Unterdevon	Sandstein, z.T. quarzitisches, Tonsteing, z.T. geschiefert	gering	günstig	günstig-mittel (erhöhter Aufwand bei Kavernenausbruch)
Nordeifel	3612, 3660	Mittlerer - Oberer Bunt-sandstein	Sandstein, Ton- und Schluffstein, Konglomerat	gering	günstig	mittel (wechselnd)
nördliche Eifel (lokal)	5222, 5240	Mitteldevon	Kalkstein, z.T. dolomitisch, örtlich Mergel- und Schluffstein, ferner Kalksandstein	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig
nördliche Eifel (lokal)	5320	Unter- bis Mitteldevon	Kalkstein, Sandstein, ferner Ton- und Schluffstein, einzelne Tuffite	mittel - hoch	ungünstig/ Karst	ungünstig
Eifel	5346, 5348, 5352, 5369, 5422, 5423, 5427, 5429, 5430, 5431, 5515	Unterdevon	Ton- und Schluffstein, z.T. geschiefert, Sandstein, selten Konglomerat, Quarzit	gering - mittel	günstig	mittel (wechselnd)
Eifel	5642	Ordovizium	Tonstein, z.T. geschiefert, ferner Sandstein	gering	günstig	günstig
Eifel	5820, 5821	Kambrium	Tonstein, geschiefert, Quarzit	gering	günstig	mittel (wechselnd)

Anlage 2 Bestehende Talsperren in Nordrhein-Westfalen

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
Aabachtalsperre	Bad Wünnenberg	Aabach	43,20		19,51	345,70	x				
Aggertalsperre	Bergneustadt	Agger	43,15		19,30	284,40		x	x		x
Ausgleichsweiher Möhne- kraftwerk		Möhne				NV					
Bevertalsperre	Hückeswagen	N.N.	35,00		23,70	295,53			x		x
Biggetalsperre einschließ- lich Listertalsperre	Attendorf	Bigge	57,00		171,70	308,30	x				x
Breitenbachtalsperre	Kreuztal	Breitenbach	41,50		7,80	370,50	x	x			
Bruchertalsperre	Marienheide	Gervershagener Bach	21,00		3,38	369,77			x		x
Dörpe-Vorsperre	Remscheid	Dörpe									
Vorsperre Dreilägerbach	Roetgen	Dreilägerbach	10,00	0,15			x				
Dreilägerbachtalsperre	Roetgen	Dreilägerbach	36,00		3,67	391,50	x				x
Emmertalsperre		Emmer	10,00		3,86			x		x	x
Ennepetalsperre	Ennepetal	Ennepe	51,04		12,60	307,47	x				x
Eschbachtalsperre	Remscheid	Eschbach	21,00		1,07	243,32	x	x			x
Esmecketalsperre	Eslohe	Muselmke			0,06	297				x	
Feldbach Vorsperre	Hückeswagen	Feldbach									
Fuelbecketalsperre	Altena	Fuelbecke	27,00		0,70	287,63	x				
Fürwiggetalsperre	Lüdenscheid	Verse	29,10		1,67	438,98	x				x
Genkeltalsperre	Bergneustadt	Genkel	43,00		8,20	327,50	x				x
Glinge bachtalsperre	Finnentrop	Glinge bach	28,50		1,25	305,20					x
Glörtalsperre	Schalksmühle	Glör	32,00		2,10	308,28	x				x
Große Dhünntalsperre	Wermelskir- chen	Dhünn	55,50		81,00	176,50	x				
Halbachtalsperre	Leichlingen (Rhld.)	Murbach	10,00		0,40						
Haspertsperre	Hagen	Hasper Bach	33,70		2,05	286,32	x				
Heilenbecketalsperre	Ennepetal	Heilenbecke	16,32		0,45	300,39	x		x		

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
Hennetalsperre	Meschede	Henne	60,00		38,40	323,30		x	x		x
Hillebachtalsperre Niedersfeld	Winterberg	Hillebach	13,40		0,37	544,50				x	
Holtmann	Telgte										
Johannisbachtalsperre-Obersee	Bielefeld	Aa	5,20		0,41			x		x	
Jubachtalsperre	Kierspe	Jubach	27,70		0,98	343,25	x				x
Kallerbachtalsperre (Seiler See)	Iserlohn	Caller Bach	12,50		0,46	205,15 (Kronenhöhe)	x				x
Kalltalsperre	Simmerath	Kall	38,50		2,10	420,86	x				x
Kerspetalsperre	Marienheide	Kerspe	32,00		15,50	327,82	x				x
Kirschsiekteich	Bünde	Gewinghauser-Bach									
Lenneper Bach Vorsperre	Remscheid	Lenneper Bach									
Lingesetalsperre	Marienheide	Lingese	20,00		2,60	340,55		x	x	x	
Madbachtalsperre	Euskirchen	Rauscheidsiefen	14,30	0,11	0,07						x
Möhnetalsperre		Möhne	40,30		134,50	213,74	x				x
Neyetalsperre	Wipperfürth	Neye I	25,00		6,00	303,63	x				
Obere Herbringhauser Talsperre		Herbringhauser Bach	33,00		2,90	271,50	x				x
Obernautalsperre	Netphen	Obernau	48,50		14,90	371,00	x				
Oestertalsperre	Plettenberg	Oester	36,00		3,10	363,23		x			
Oleftalsperre	Hellenthal	Olef	54,60		19,30	466,40	x				x
Panzertalsperre	Remscheid	Panzer Bach	14,00		0,27	291,32		x	x		
Perlenbachtalsperre	Monschau	Perlenbach	19,70		0,76	464,00	x				x
Eiserbach (Vorsperre der Rurtalsperre)	Simmerath	Eiserbach	21,00	0,35	0,24	281,50				x	
Obersee (Vorsperre der Rurtalsperre)	Simmerath	Rur	33,00	23,00	17,95	281,50	x				
Rurtalsperre Schwammenauel	Heimbach	Rur	72,00		202,60	283,00	x		x	x	x

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
Salbachtalsperre (Ronsdorfer Talsperre)	Wuppertal	Saalbach	21,00		0,30	260,00					x
Schevelinger Talsperre	Wipperfürth	Schevelinger Bach	15,00		0,30	307,80					
Schmalatalsperre	Brilon	Schellhornbach	13,00		0,11	520,10	x				
Sengbachtalsperre	Solingen	Sengbach	37,00		2,78	147,13	x				x
Sorpetalsperre	Sundern	Sorpe	60,00		70,00	283,30	x			x	x
Stauanlage Ahausen	Finnentrop	Bigge	16,00		2,09						x
Stauanlage Baldeney			9,70		8,50	51,75					x
Stauanlage Beyenburg			7,00		0,46						
Stauanlage Bieberstein	Gummersbach	Wiehl	12,50		0,50						
Stauanlage Dahlhausen	Radevormwald	Wupper	6,65		0,20						
Stauanlage Diepenbenden	Aachen	Wurm (Arm Luttitz)	8,00		0,09						
Stauanlage Echthausen			9,50		0,80						
Stauanlage Ehreshoven I	Gummersbach	Agger (S.-arm Stausee Ehreshoven)	10,70		0,28						
Stauanlage Ehreshoven II	Gummersbach	Agger (S.-arm Stausee Ehreshoven)	8,50		0,32						
Stauanlage Harkort	Hagen	Ruhr	5,80		3,20	89,30					x
Stauanlage Haus Ley	Gummersbach	Agger	7,50		0,15						
Stauanlage Heimbach	Heimbach	Rur	9,20		1,21	214,50					x
Stauanlage Hengstey			7,00		3,25	96,30					x
Stauanlage Kemnade			4,30		2,80	72,00					x
Stauanlage Kettwig			8,20		1,40						
Stauanlage Kronenburg	Dahlem	Kyll	18,70		2,70	491,20		x			
Stauanlage Kupferbach	Aachen	Kupferbach	7,00		0,10						
Stauanlage Lahmer Hasen	Hagen	Nahmerbach	6,80	0,075	0,05						
Stauanlage Neuenheerse	Bad Driburg	Nethe	6,50		0,14						

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
Stauanlage Obermaubach	Kreuzau	Rur	6,50		1,65	165,00					x
Stauanlage Ohl-Grünscheid	Gummersbach	Agger	7,75		0,32						
Stauanlage Olsberg			8,50		0,14						
Stauanlage Osberghausen	Engelskirchen	Agger	7,05		0,15						
Stauanlage Pader	Paderborn	Pader	7,90		0,42						
Stauanlage Schwitten			5,20		0,60						
Stauanlage Weilerbach	Blankenheim	Mühlenbach	25,00		0,73	447,00		x		x	
Stauanlage Wenholtshausen			14,00	0,10	0,06						
Stauanlage Wiehlmünden	Gummersbach	Agger	7,10		0,15						
Steinbachtalsperre	Euskirchen	Steinbach	19,00		1,06	278,73				x	
Steventalsperre Haltern		Stever	8,90		20,50	39,40	x				
Talsperre Hullern		Stever	12,20		11,00	40,40	x				
Talsperre Sander-Lippe	Paderborn	Lippesee	5,00		7,00					x	
Ülfetalsperre	Radevormwald	Uelfe	7,00	0,05	0,04						
Untere Herbringhauser Talsperre			19,50		0,18		x				
Urfttalsperre	Schleiden	Urft	58,00		45,50	323,50		x	x		x
Versetalsperre	Lüdenscheid	Verse	53,70		32,80	390,18	x				x
Vorsperre Amecke	Sundern	Sorpe									
Vorsperre Deitenbach	Gummersbach	Agger									
Vorsperre Eichhagen	Attendorn					310 (Dammkronen)					
Vorsperre Finkenrath	Reichshof	Finkenrather-Bach									
Vorsperre Große Dhünn	Gemeinde Kürten	Dhünn			7,4	177					
Vorsperre Hevebecken	Möhnesee	Heve									
Vorsperre Hohemühle	Odenthal	Osbach									
Vorsperre Hohl	Reichshof	Wiehl									

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
Vorsperre Kleine Dhünn	Wermelskirchen	Kleine Dhünn									
Vorsperre Lister	Attendorn										
Vorsperre Listringhausen	Meinerzhagen	Genkel									
Vorsperre Meisenwinkel	Reichshof	Streesharthbach									
Vorsperre Mielinghausen		Henne									
Vorsperre Möhnevorbecken	Möhnesee	Möhne									
Vorsperre Müllenberg	Kürten	Richerzhagener Bach									
Vorsperre Osenberg	Breckerfeld	Ennepe									
Vorsperre Steinbachverse		Verse									
Vorsperre Wahnbach	Neunkirchen-Seelscheid	Wahnbach									
Wahnbachtalsperre	Siegburg	Wahnbach	46,50		40,91	124,00	x				x
Wehebachtalsperre	Stolberg (Rhld.)	Wehebach	44,00		25,06	253,00	x				x
Wiebach Vorsperre	Hückeswagen	Wiebach			0,1	253,6					
Wiehltalsperre	Wiehl	Wiehl	50,00		31,50	292,50	x	x			x
Wupper Vorsperre	Hückeswagen	Wupper				251,3					
Wuppertalsperre	Radevormwald	Wupper	39,00		25,90	252,50		x	x		x
<b>Hochwasser Rückhaltebecken</b>											
Aakgraben			8,80		0,19						
HRB Auelsbach	Lohmar	Auelsbach			0,22						
BAB-Kreuz Werl			12,50		0,12						
Borbecker Mühlenbach			6,90		1,94						
Borchen			20,20		0,12						
Bornekamp 1			7,50		0,10						
Bornekamp 2			8,00		0,45						
Bruchbachtal-Büderich			15,00		0,04						
Demmelrather Bach			12,60	0,081	0,08						

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
Diebenhöhle I	Bergheim	Gillbach	8,50	0,13	0,48						
Dinslaken Hiesfeld			6,35		0,38						
Dortmund Scharnhorst			5,70		2,38						
Ebbinghausen			17,00		0,86	204,00					
Eicherscheid	Bad Münstereifel	Erft	18,00	1,23	1,03						
Eringerfeld			15,00		0,09	166,50					
Euchen	Würselen	Euchener Bach	8,76	0,18	0,39						
Flehbach	Köln	Flehbach	7,00	0,63	1,26						
Gollentaler Grund			13,50		0,10	299,75					
Herzogenrath	Herzogenrath	Broicher Bach	5,00	0,16	0,06						
Hesperbach			14,50	0,10	0,21						
Hochdahl			5,80	0,28	0,54						
Höhbergtal-Gerlingen			21,00		0,80	138,05					
Horchheim	Weilerswist	Erft	5,50	2,06	0,20						
Hüller Mühlenbach			6,00		3,55						
Husen/Dahlheim			24,00		0,45	246,70					
Ingendorf	Pulheim	Stommelner Bach (Oberlauf)	5,00	0,60	0,12						
Ittertal			9,50	0,19	0,06						
Kasparstrasse			10,00	0,15	1,74						
Keddinghausen			12,00		0,09	242,50					
Kirchtal	Pulheim	Stommelner Bach (Oberlauf)	5,00	0,12	0,63						
Krumme-Grund I			18,00		0,36	159,00					
Krumme-Grund II			7,70		0,08	159,00					
Krutscheidter Bach			8,00	0,16	0,12						
Kucklesberg			8,20	0,22	0,07						
Laubecker Bach			10,50	0,14	0,08						
Lichtendorfer Straße			8,20	0,15	0,28						

Name	Gemeinde	Gewässer	Kronenhöhe [m]	Beckenraum [Mio. m³]	Stauraum [Mio. m³]	Stauziel [müNN]	Trinkwasserentnahme	Hochwasserschutz	Niedrigwasseraufhöhung	Naherholung	Energieerzeugung
HRB Maiwiese	Herford	Ellersieker Bach									
Meiningsen			14,00		0,10						
Mettmanner Bach, oberes Becken			8,50	0,15	0,08						
Mettmanner Bach, unteres Becken			8,00	0,12	0,10						
HRB Niederberg	Erfstadt	Rotbach		1,16	0,92	129,88					
Obereiper Mühle	Eitorf	Eipbach	5,40	0,13	0,09						
Odenkirchen			3,40	0,29	1,30						
Pöppelsche			18,00		0,08	158,50					
Rahe	Aachen	Wildbach	5,00	0,15	0,11						
Selbach (HRB)	Stadt Köln	Selbach	3,80	0,18	0,14						
Siddinghausen 1			12,40		0,08						
Siddinghausen 2			11,80	0,14	0,08						
Sinthern	Pulheim	Pulheimer Bach	6,80	0,13	2,18						
Steinhorst			5,40		2,51	88,50					
Sudheim			13,30		0,02						
Tiefendick			14,00	0,17	0,09						
Trotzhilden			6,30	0,15	0,11						
Velbert			13,00	0,17	0,08						
Viehbach			7,50	0,17	0,02						
Walbkebach			7,55	0,06	0,08						
Wannebach			5,70	0,16							

**Anlage 3** Ranking der Pumpspeicherkraftwerksstandorte (einfache Verwendung der Beckenstandorte, ohne Berücksichtigung der detaillierteren Modellierung der Vorzugsstandorte)

Rang	Maßgebliche Gewichtungsvariante	Gewichtungsszenario														Fallhöhe	Leistung	speicherbare Energiemenge	Horizontaldistanz	Betriebsvolumen	Kosten		Verwaltungseinheit							
		Standard		Technik / Kosten		Siedlung / Infrastr.		Umwelt		Geologie		Hydrologie		Netzanbindung							m	MW	GWh	m	Mio. m³	€/kWh	€/kWh	Regierungsbezirk	Kreis	Gemeinde
		Punkte	Rang	Punkte	Rang	Punkte	Rang	Punkte	Rang	Punkte	Rang	Punkte	Rang	Punkte	Rang															
1	Technik/Kosten	389,1	3	369,7	7	407,9	3	379,4	6	372,4	3	396,2	3	403,5	1	234	481	2,89	2765	5,03	1401	233	Arnsberg	Olpe	Attendorf, Olpe					
2	Netzanbindung	388,2	4	373,3	6	407,1	5	386,2	2	371,8	4	395,4	4	383,5	12	326	167	1,00	3688	1,25	1449	242	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis	Finnentrop, Sundern (Sauerland)					
3	Siedl./Infrastr.	375,8	9	363,0	11	381,6	20	374,5	8	361,6	9	380,5	9	392,3	5	374	203	1,22	3608	1,33	1531	255	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Bestwig, Olsberg					
4	Umwelt	393,0	2	389,8	1	413,4	2	364,0	21	376,4	2	399,8	2	386,8	8	270	342	2,05	1888	3,10	1321	220	Arnsberg	Märkischer Kreis, Olpe	Herscheid, Plettenberg, Attendorf, Meinerzhagen					
5	Umwelt	380,2	6	358,8	14	403,0	6	362,1	24	368,9	6	385,6	7	398,3	3	280	338	2,03	1090	2,96	1503	251	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Bestwig					
6	Umwelt	362,9	18	346,0	24	377,1	31	355,3	40	351,7	17	371,6	16	372,8	39	289	345	2,07	1643	2,92	1519	253	Arnsberg	Olpe, Märkischer Kreis	Finnentrop, Plettenberg					
7	Netzanbindung	363,8	17	337,3	36	389,7	13	365,2	19	348,6	21	372,1	15	366,8	55	409	115	0,69	6427	0,69	1658	276	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg, Brilon					
8	Siedl./Infrastr.	355,9	34	343,3	28	357,1	98	351,2	59	345,6	28	355,3	57	381,4	17	287	480	2,88	2465	4,10	1504	251	Arnsberg	Märkischer Kreis	Plettenberg, Herscheid					
9	Umwelt	354,5	40	323,6	54	379,9	24	343,0	100	353,6	12	363,0	38	358,7	90	275	232	1,39	1448	2,06	1612	269	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg					
10	Umwelt	353,5	45	317,4	66	379,0	26	343,0	101	343,8	37	361,4	42	370,9	42	279	233	1,40	2262	2,04	1645	274	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Eslohe (Sauerland), Meschede, Schmallenberg					
11	Technik/Kosten	344,6	68	301,0	110	359,9	87	353,1	48	338,2	55	350,1	80	361,1	74	245	217	1,30	1371	2,17	1685	281	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Sundern (Sauerland)					
12	Technik/Kosten	351,8	49	297,7	119	377,7	28	350,6	61	342,2	45	361,2	43	375,1	30	247	272	1,63	2637	2,70	1735	289	Arnsberg	Märkischer Kreis	Neuenrade, Werdohl, Altena					
13	Siedl./Infrastr.	338,3	97	296,9	120	352,4	127	344,8	90	325,8	119	344,8	103	360,9	77	300	430	2,58	5823	3,50	1721	287	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg					
14	Umwelt	349,6	55	305,3	101	375,8	34	337,7	131	338,1	56	359,1	52	374,7	32	272	207	1,24	2569	1,86	1697	283	Arnsberg	Märkischer Kreis, Hochsauerlandkreis	Plettenberg, Sundern (Sauerland)					
15	Netzanbindung	342,1	75	321,4	58	353,1	123	337,4	133	336,4	60	351,0	75	349,6	154	326	158	0,95	2397	1,18	1616	269	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis	Lennebstadt, Schmallenberg					
16	Siedl./Infrastr.	336,0	107	295,3	128	343,5	175	340,7	111	331,1	88	337,3	159	364,5	62	200	415	2,49	1215	5,07	1647	275	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Sundern (Sauerland)					
17	Siedl./Infrastr.	341,2	81	306,0	98	342,8	181	342,8	103	335,6	64	351,3	72	363,9	64	280	101	0,61	1441	0,89	1667	278	Arnsberg	Märkischer Kreis, Olpe, Hochsauerlandkreis	Plettenberg, Finnentrop, Sundern (Sauerland)					
18	Technik/Kosten	345,7	65	283,5	185	360,8	80	371,1	13	331,8	82	354,8	58	367,8	50	345	108	0,65	7455	0,77	1858	310	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg					

Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen

19	Netzanbindung	335,8	109	295,5	127	367,1	56	333,2	168	325,3	122	346,1	100	342,5	201	325	103	0,62	4238	0,78	1740	290	Arnsberg	Hochsauerlandkreis, Olpe	Schmallenberg, Kirchhundem, Lennestadt
20	Netzanbindung	338,1	98	322,8	55	357,1	100	330,8	192	326,3	113	348,1	91	340,7	212	416	194	1,16	7063	1,14	1649	275	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg
21	Technik/Kosten	330,5	146	279,6	216	348,5	144	348,3	76	321,8	154	334,6	182	346,6	171	267	214	1,28	3270	1,95	1775	296	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis	Finnentrop, Sundern (Sauerland)
22	Umwelt	331,1	139	294,3	133	344,2	168	327,4	219	322,1	149	341,5	124	351,7	133	305	206	1,23	4073	1,65	1711	285	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Eslohe (Sauerland), Meschede
23	Umwelt	330,8	141	282,5	196	363,0	70	325,8	231	326,9	110	339,7	136	340,2	219	274	196	1,18	3115	1,75	1765	294	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
24	Umwelt	331,7	135	296,3	123	342,4	184	323,8	252	322,6	143	341,2	129	358,9	89	296	221	1,33	3710	1,83	1695	283	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede
25	Netzanbindung	327,8	164	288,4	159	358,2	91	324,6	245	317,4	197	337,3	158	335,8	260	335	137	0,82	5393	1,00	1755	292	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
26	Technik/Kosten	330,8	142	270,5	274	360,6	82	329,8	201	326,2	114	341,5	125	348,3	161	225	186	1,12	1463	2,03	1806	301	Arnsberg	Olpe	Finnentrop
27	Siedl./Infrastr.	351,3	52	343,8	27	329,6	282	359,5	29	346,2	27	360,6	46	367,3	52	264	510	3,06	1391	4,72	1465	244	Arnsberg	Olpe, Märkischer Kreis, Hochsauerlandkreis	Finnentrop, Plettenberg, Sundern (Sauerland)
28	Technik/Kosten	322,1	210	269,5	285	341,7	192	322,1	275	327,4	106	331,9	209	333,1	281	250	106	0,63	1858	1,03	1792	299	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein, Olpe	Kreuztal, Kirchhundem
29	Siedl./Infrastr.	327,5	168	287,1	163	329,4	286	349,0	74	318,3	192	334,5	185	344,3	187	248	272	1,63	2152	2,68	1702	284	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
30	Umwelt	320,3	230	277,8	225	330,7	272	319,5	300	311,4	251	329,1	230	347,9	162	279	279	1,67	4195	2,45	1749	291	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
31	Siedl./Infrastr.	327,2	171	291,9	142	326,8	304	323,4	256	322,5	146	338,0	148	355,2	115	221	444	2,66	2043	4,91	1649	275	Arnsberg	Märkischer Kreis	Plettenberg, Neuenrade
32	Geologie	320,1	232	266,9	301	337,7	221	322,1	274	306,4	304	331,1	217	350,4	145	321	105	0,63	5493	0,80	1848	308	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Bestwig, Olsberg
33	Technik/Kosten	321,9	214	260,6	356	340,3	199	339,9	119	309,4	270	333,1	197	342,3	203	275	137	0,82	4291	1,22	1858	310	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede
34	Technik/Kosten	324,1	193	260,0	361	336,2	230	330,1	197	321,6	157	335,2	178	354,1	118	205	243	1,46	1606	2,90	1827	305	Arnsberg	Märkischer Kreis	Neuenrade, Werdohl
35	Siedl./Infrastr.	326,0	178	284,8	176	318,6	366	338,0	128	330,5	90	336,0	173	343,3	193	262	167	1,00	1896	1,56	1722	287	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Kreuztal, Hilchenbach
36	Geologie	316,7	261	271,9	265	335,0	242	316,5	331	299,7	380	326,4	257	345,9	176	348	243	1,46	8064	1,71	1813	302	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Bestwig, Meschede
37	Siedl./Infrastr.	313,3	287	258,1	378	315,5	387	320,8	288	314,2	218	324,2	275	340,3	218	312	148	0,89	6312	1,16	1860	310	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Netphen, Hilchenbach
38	Netzanbindung	313,1	288	264,3	314	335,6	233	332,8	174	300,1	374	323,1	296	319,3	390	298	231	1,39	5259	1,90	1819	303	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede, Eslohe (Sauerland)
39	Siedl./Infrastr.	308,8	331	271,0	269	311,9	405	312,5	364	303,8	339	319,2	332	329,8	315	247	355	2,13	3024	3,51	1724	287	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg
40	Geologie	311,3	307	278,8	220	321,0	346	315,5	337	296,4	412	321,5	309	330,8	305	271	350	2,10	3671	3,16	1703	284	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede, Sundern (Sauerland)
41	Siedl./Infrastr.	325,0	187	340,3	33	310,8	415	336,0	146	315,7	207	314,7	376	337,3	246	321	1051	6,30	5386	8,01	1443	241	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis	Finnentrop, Sundern (Sauerland)
42	Netzanbindung	313,3	286	312,1	81	315,5	386	310,2	384	304,4	332	323,2	293	313,0	435	370	257	1,54	4613	1,70	1585	264	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis, Siegen-Wittgenstein	Lennestadt, Schmallenberg, Bad Berleburg, Kirchhundem
43	Technik/Kosten	314,9	273	250,4	437	350,1	136	331,9	185	312,2	242	324,1	276	314,5	430	207	187	1,12	1206	2,21	1854	309	Arnsberg	Olpe	Lennestadt, Kirchhundem
44	Siedl./Infrastr.	306,4	361	276,0	237	305,2	446	310,3	383	298,6	390	315,7	363	329,1	321	300	250	1,50	4287	2,04	172	287	Arnsberg	Hochsauerland-	Schmallen-

Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen

																					0				kreis	berg, Winterberg
45	Netzanbindung	305,4	367	259,4	362	321,0	347	322,9	261	303,9	336	311,3	418	310,0	453	225	259	1,55	1632	2,82	176,9	295	Arnsberg	Olpe	Lennestadt, Kirchhundem	
46	Technik/Kosten	307,7	346	245,8	457	344,3	166	309,8	389	303,9	337	318,7	336	316,3	413	276	121	0,72	4424	1,07	189,6	316	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Brilon, Olsberg	
47	Umwelt	308,7	334	255,4	406	345,1	162	303,8	460	305,8	310	320,5	321	314,0	433	231	193	1,16	1469	2,04	181,7	303	Arnsberg	Olpe	Lennestadt, Kirchhundem	
48	Netzanbindung	310,4	315	256,4	393	344,2	169	323,0	260	304,8	328	321,2	313	307,7	466	308	248	1,49	5602	1,97	187,3	312	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg, Winterberg	
49	Siedl./Infrastr.	303,1	394	253,1	421	300,2	476	305,4	440	305,0	324	313,1	402	335,6	261	242	182	1,09	2511	1,84	180,7	301	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede, Bestwig, Schmallenberg	
50	Technik/Kosten	295,5	462	242,4	478	303,5	455	305,7	438	291,0	453	307,5	447	317,1	407	219	200	1,20	1660	2,24	182,9	305	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Brilon, Olsberg	
51	Netzanbindung	302,6	400	248,9	447	325,9	312	317,1	322	300,3	370	314,4	379	303,4	484	319	143	0,86	6733	1,10	187,8	313	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg, Winterberg	
52	Umwelt	321,7	217	357,4	16	308,0	426	299,1	496	318,2	193	333,0	198	314,5	429	233	1467	8,80	3167	15,39	121,8	203	Köln	Städteregion Aachen, Düren	Simmerath, Heimbach, Nideggen	
53	Netzanbindung	306,8	356	281,2	203	305,5	444	333,9	160	303,7	341	316,3	357	299,4	503	333	570	3,42	7184	4,19	172,3	287	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg, Winterberg	
54	Technik/Kosten	293,1	488	236,6	509	306,3	438	304,1	458	295,4	423	306,1	466	303,4	485	222	129	0,77	1593	1,41	185,7	310	Arnsberg	Olpe	Lennestadt	
55	Technik/Kosten	303,3	391	235,2	518	328,9	289	336,2	144	302,2	356	314,5	378	297,8	512	209	108	0,65	1254	1,26	190,1	317	Arnsberg	Olpe	Kirchhundem	
56	Hydrologie	303,2	392	257,3	385	337,1	224	298,1	503	311,5	250	299,0	521	310,7	447	217	306	1,84	1877	3,45	176,5	294	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Hilchenbach, Netphen	
57	Siedl./Infrastr.	298,6	437	238,3	506	291,8	522	311,1	378	298,6	389	309,1	433	336,6	254	217	159	0,96	1885	1,80	186,5	311	Arnsberg	Märkischer Kreis	Plettenberg, Werdohl	
58	Netzanbindung	301,5	418	236,6	511	339,3	209	311,0	380	306,1	308	313,3	400	295,2	523	227	112	0,67	1805	1,21	190,0	317	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg	
59	Siedl./Infrastr.	315,6	269	308,6	91	291,2	526	320,4	292	310,6	257	322,2	304	339,7	222	205	692	4,15	1625	8,27	148,3	247	Arnsberg	Märkischer Kreis	Plettenberg	
60	Netzanbindung	300,5	421	236,0	515	326,6	308	326,4	226	305,7	312	308,7	438	294,3	527	225	100	0,60	1638	1,09	189,8	316	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Olsberg	
61	Technik/Kosten	308,2	339	234,1	528	342,3	186	319,4	301	307,1	292	316,6	354	321,7	371	205	199	1,19	2041	2,37	192,6	321	Arnsberg	Olpe	Finnentrop	
62	Technik/Kosten	302,2	408	233,5	531	337,5	223	314,1	346	281,4	524	311,0	420	329,4	319	201	208	1,25	1902	2,53	190,0	317	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis	Finnentrop, Eslohe (Sauerland)	
63	Siedl./Infrastr.	301,3	420	260,5	358	289,2	532	320,9	287	295,3	425	308,9	436	330,4	309	292	249	1,49	5007	2,08	178,8	298	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Bestwig, Olsberg	
64	Umwelt	296,8	449	264,7	312	314,1	392	291,9	532	290,8	458	307,4	451	307,2	467	281	286	1,72	3888	2,49	173,9	290	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg	
65	Umwelt	299,4	430	245,6	459	335,3	236	291,6	533	297,8	401	309,2	432	309,5	456	315	128	0,77	6426	0,99	188,5	314	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg	
66	Siedl./Infrastr.	300,2	423	262,1	341	285,9	546	310,1	385	296,2	415	312,4	408	330,2	311	274	203	1,22	3419	1,81	176,2	294	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede	
67	Geologie	305,2	372	251,4	433	332,8	253	330,8	190	275,3	548	316,2	359	321,6	372	275	188	1,13	4373	1,67	184,9	308	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Sundern (Sauerland)	
68	Netzanbindung	295,5	461	268,8	291	320,2	358	295,7	513	289,5	467	307,5	450	287,3	552	295	466	2,79	5321	3,86	172,1	287	Arnsberg	Olpe	Kirchhundem	
69	Geologie	289,3	513	242,3	479	312,8	402	306,2	428	274,3	552	299,7	519	296,7	517	292	127	0,76	4747	1,06	185,0	308	Arnsberg	Olpe, Hochsauerlandkreis	Lennestadt, Schmallenberg	
70	Siedl./Infrastr.	288,1	522	243,6	473	280,8	563	317,4	319	272,1	561	301,2	506	310,9	445	238	223	1,34	2574	2,29	180,2	300	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Eslohe (Sauerland), Meschede	
71	Technik/Kosten	288,6	518	223,5	564	302,7	459	298,4	501	275,7	547	301,0	509	323,6	359	238	105	0,63	3014	1,08	193,0	322	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Sundern (Sauerland)	

Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen

72	Netzanbindung	302,3	404	266,7	303	340,0	200	317,6	317	296,3	414	313,5	396	276,8	573	235	340	2,04	1561	3,54	172 5	288	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Bad Laasphe
73	Umwelt	279,2	552	234,9	521	307,0	432	280,8	574	274,2	553	290,1	556	282,7	565	283	214	1,28	4759	1,85	185 2	309	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
74	Netzanbindung	283,5	538	238,9	503	300,9	472	305,0	446	278,7	534	297,0	529	276,5	575	323	145	0,87	6735	1,10	186 4	311	Arnsberg	Olpe	Kirchhundem
75	Siedl./Infrastr.	282,5	545	221,7	571	274,0	578	305,7	437	280,9	526	291,2	549	316,9	408	251	119	0,71	3490	1,16	192 7	321	Arnsberg	Märkischer Kreis	Werdohl, Altena, Neuenrade
76	Technik/Kosten	288,7	516	213,3	585	321,8	341	304,5	454	290,1	462	300,9	511	293,6	531	217	116	0,69	2482	1,31	198 4	331	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
77	Siedl./Infrastr.	272,5	572	230,2	541	268,2	586	274,3	584	270,2	567	284,0	572	302,5	491	268	217	1,30	4284	1,98	184 1	307	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Bestwig, Schmallenberg
78	Technik/Kosten	267,6	583	209,1	590	295,2	499	275,8	582	266,6	577	281,2	578	271,0	583	243	109	0,66	3171	1,10	193 9	323	Arnsberg	Olpe	Lennestadt, Kirchhundem
79	Siedl./Infrastr.	276,9	561	213,2	586	259,9	594	302,6	468	275,9	544	287,4	565	317,1	406	203	174	1,04	1991	2,09	192 2	320	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
80	Technik/Kosten	276,2	565	198,5	599	307,0	433	292,8	527	276,5	543	279,5	580	296,3	518	227	124	0,75	3207	1,34	208 3	347	Köln	Düren	Düren, Hürtgenwald
81	Umwelt	276,9	560	222,3	567	315,8	382	263,9	600	269,2	570	291,1	550	290,5	538	275	153	0,92	4587	1,36	191 7	319	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Meschede
82	Technik/Kosten	267,7	582	195,5	602	300,0	478	288,4	549	269,3	569	263,7	597	283,9	557	209	221	1,33	2409	2,59	201 1	335	Köln	Oberbergischer Kreis, Rhein-Sieg-Kreis	Windeck, Ruppichteroth, Waldbröl
83	Netzanbindung	261,6	592	261,5	346	257,0	597	269,1	594	263,9	584	272,2	585	245,4	603	288	501	3,01	3826	4,26	162 5	271	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Bad Laasphe
84	Geologie	263,2	588	213,9	583	294,0	512	283,5	568	236,4	604	277,9	583	269,9	585	234	121	0,72	2370	1,26	188 2	314	Arnsberg	Märkischer Kreis	Balve, Hemer
85	Technik/Kosten	264,4	587	193,7	606	283,1	556	288,9	548	265,3	580	266,3	593	283,7	559	249	158	0,95	4025	1,55	209 0	348	Köln	Düren	Düren, Hürtgenwald
86	Hydrologie	254,0	596	218,5	577	274,7	575	271,3	590	259,2	590	252,6	606	245,6	602	204	327	1,96	1613	3,92	179 6	299	Arnsberg	Olpe	Kirchhundem
87	Umwelt	248,0	601	210,3	589	243,6	605	256,0	607	253,6	597	261,9	599	257,4	598	240	224	1,34	2917	2,28	184 6	308	Arnsberg	Hochsauerlandkreis	Schmallenberg
88	Netzanbindung	242,9	604	229,0	544	272,8	581	259,9	604	237,9	603	258,9	600	197,2	612	378	121	0,73	7327	0,78	180 4	301	Arnsberg	Hochsauerlandkreis, Siegen-Wittgenstein	Hallenberg, Bad Berleburg, Winterberg
89	Geologie	236,5	607	199,2	598	241,5	607	264,4	599	208,8	612	251,2	607	252,7	601	239	175	1,05	2578	1,79	187 0	312	Detmold	Minden-Lübbecke	Lübbecke, Hüllhorst
90	Siedl./Infrastr.	225,1	612	200,2	595	222,7	613	247,4	612	229,6	607	241,4	612	207,0	610	238	120	0,72	1535	1,23	181 5	302	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Bad Berleburg
91	Geologie	236,3	608	186,2	613	231,8	610	284,2	562	204,1	614	253,1	605	257,7	597	201	211	1,26	1986	2,57	192 2	320	Detmold	Höxter	Höxter
92	Geologie	215,8	614	173,7	615	227,1	611	246,5	613	190,9	617	230,1	614	224,6	608	200	225	1,35	1844	2,75	191 6	319	Detmold	Minden-Lübbecke	Preußisch Oldendorf, Hüllhorst, Lübbecke
93	Technik/Kosten	200,5	616	158,9	617	205,2	617	243,0	614	207,5	613	217,4	616	168,8	616	226	107	0,64	2333	1,16	196 5	327	Arnsberg	Siegen-Wittgenstein	Bad Berleburg

**Anlage 4** Erstbewertung Bergbaustandorte in Nordrhein-Westfalen (Bewertung: rot: ungeeignet; gelb: neutral; grün: geeignet, weiß: nicht bewertet)

Region	Bergbausparte	Betriebsgrößen	max. Teufen [m]	Betrieb	Bemerkungen	Besonderheiten
Eifel	Eisenerzbergbau	Kleinbetriebe	80m	eingestellt	kleine, wenig ausgedehnte Grubengebäude	
		Mittelberieb	65m	eingestellt	<b>Beust-Stolln</b> , ausgedehntes Grubengebäude	langer Förder- und Wasserlösungsstollen, zahlreiche kleine Tagesschächte
		Mittelberieb	120m	eingestellt	<b>Caller-Stolln</b> , ausgedehntes Grubengebäude	langer Förder- und Wasserlösungsstollen, zahlreiche kleine Tagesschächte
	NE-Erzbergbau	Kleinbetriebe	130m	eingestellt	kleine, wenig ausgedehnte Grubengebäude	
		Mittelberieb	440m (Schacht Helene 360m)	eingestellt	Bleierzbergwerk <b>Wohlfahrt</b> , Betriebsabteilungen Helene-Schacht (A-Gang) und Berthold-Gang	Betriebsabteilungen über den querschlägig verlaufenden tiefen Stollen verbunden
	Mittelberieb	230m	eingestellt	Blei-, Kupfer- und Zinkerzbergwerk <b>Glücksthal</b> , Betriebsabteilungen Glücksthal und Klapperts-hard	Betriebsabteilungen über Querschlag der 4. Sohle (200m-Sohle) verbunden. 230m-Sohle auf Glücksthal über Blindschacht angeschlossen.	
Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe	35m	eingestellt	Dachschiefergruben bei Monschau		
Voreifel, Vile, Kölner Bucht	Braunkohlenbergbau	Groß- und Mittelbetriebe		teilweise eingestellt	Tagebaue, z. T. mit untertägiger Wasserlösung	Tagebaue Inden, Hambach und Garzweiler in Betrieb
	NE-Erzbergbau		140m	eingestellt	Bleierzbergbau im Mechnicher Revier	Neben Tiefbau auch Tagebau
	Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe	< 50m	eingestellt	Tontief- und tagebaue	
Siebengebirge	NE-Erzbergbau		< 175m	eingestellt	Erzbergwerke geringer räumlicher Ausdehnung	
	Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe	< 50m	eingestellt	Stollenbetriebe auf feuerfeste Steine	
Siegerland	Eisenerzbergbau	Großbetriebe	1.340m	eingestellt	Tiefste Eisenerzgrube ist das Bergwerk <b>Pfannenberger Einigkeit</b> mit dem Betriebsteil <b>Eisenzacher Zug</b> gewesen. Das Revier setzt sich in Rheinland-Pfalz fort.	Tiefster Tageszugang auf dem Bergwerk Pfannenberger Einigkeit durch den "Hindenburg Schacht" (Teufe 1.027,5 m), weitere Teufenerschließung durch den "Abgesetzten Hauptschacht" bis zur 1270m-Sohle
	NE-Erzbergbau	Mittelbetriebe	180m	eingestellt	Längere Betriebszeit nur auf der Blei- und Silbererzgrube <b>Neue Hoffnung Landeskrone</b> im 19. Jahrhundert	
Wittgensteiner Land	Eisenerzbergbau	Kleinbetriebe	< 50m	eingestellt	Stollenbetriebe	
	NE-Erzbergbau	Kleinbetriebe	< 50m	eingestellt	Stollenbetriebe	
	Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe	< 50m	eingestellt	Stollenbetriebe	
Aachen	Steinkohlenbergbau	Großbetriebe	890m	eingestellt	Entwicklung aus den tagesnahen Bergbau im Süden des Reviers zu Tiefbaubetrieben im Norden. Zuletzt betrieben Zeche <b>Emil Mayrisch</b> , eingestellt 1992	Grubengebäude von Emil Mayrisch und Anna aufgeben. Grubenwasser-anstieg in Zusammenwirken mit dem angrenzenden Limburger Steinkohlenrevier in den Niederlanden.

Region	Bergbausparte	Betriebsgrößen	max. Teufen [m]	Betrieb	Bemerkungen	Besonderheiten
	NE-Erzbergbau	Mittelbetriebe	104m	eingestellt	Blei-Zink-Bergwerke im Raum Stolberg	
<b>Erkelenz</b>	Steinkohlenbergbau	1 Großbetrieb	902m (Schacht 6)	eingestellt	Steinkohlenbergwerk <b>Sophia Jacoba</b>	Grubengebäude komplett geflutet
<b>Bergisches Land</b>	NE-Erzbergbau	Klein-, Mittel- und Großbetriebe	424m	eingestellt	Das 1979 eingestellte Blei-/Zinkbergwerk <b>Lüderich</b> ist letzte seiner Art in NRW gewesen. Das Bergwerk <b>cons. Weiss</b> erreicht in etwa auch diese Teufe.	
	Eisenerzbergbau	Klein- und Mittelbetriebe	101m	eingestellt	kleine, wenig ausgedehnte Grubengebäude	
	Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe	< 75m	eingestellt	Stollenbetriebe	
<b>Sauerland</b>	NE-Erzbergbau	Großbetrieb	479m	eingestellt	Blei- und Zinkbergwerk <b>Vereinigter Bastenberg und Dörnberg</b> bei Ramsbeck, eingestellt im März 1992	Zugang vom Tage über Stollen, Teufenerschließung über 3 Großblindschächte: Blindschacht I, Rieser-Blindschacht, Magareten-Schacht
		Klein- und Mittelbetriebe	180m	eingestellt		
	Eisenerzbergbau	Großbetrieb	803m	eingestellt	Schwefelkies- und Schwerspatbergwerk <b>Sachtleben</b> bei Meggen, eingestellt im März 1992	Schacht Sicila bis 12. Sohle (Teufe 676m), Anschluss 15. Sohle über Wendel
		Kleinbetriebe	<75m	eingestellt	kleine, wenig ausgedehnte Grubengebäude	
	Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe	< 100m	weitgehend eingestellt	Dachschiefergruben (Stollenbetriebe)	Grube Magog in Betrieb
		Großbetrieb	360m	eingestellt	Schwerspatbergwerk <b>Rudolf/Dreislar</b>	Tageszugang über Schrägschacht und Wendel
<b>Niederrhein</b>	Steinkohlenbergbau	6 Großbetriebe	1008m (Schacht Rossenray 2)	eingestellt	Zuletzt Verbundbergwerk <b>West</b> in Betrieb, 2012 eingestellt	Rückzug aus dem Grubengebäude weitgehend abgeschlossen
	Steinsalzbergbau	1 Großbetrieb	848m	in Betrieb	Steinsalzbergwerk <b>Borth</b> , aufgedehnter Kammer-Pfeiler-Bau im Bereich der der 606m, 718m- und 740m-Sohle im Steinsalz	im Bereich der Schächte Borth 1 und 2 befindet sich die 820m-Sohle im Karbon mit geringer Ausdehnung. Gewonnener Bodenschatz wasserlöslich, Speicherbetrieb mit gesättigter Sole denkbar.
	Tiefspeicherung			in Betrieb	Kavernen um Xanten	
<b>Ruhrgebiet</b>	Steinkohlenbergbau	Klein-, Mittel- und Großbetriebe	1.250m	2 Bergwerke in Betrieb, überwiegend eingestellt	Von den ca. 140 Zechen im Jahr 1958 sind derzeit noch die Bergwerke <b>Prosper-Haniel</b> und <b>Auguste-Victoria</b> in Betrieb	
	Eisenerzbergbau	Klein- und Mittelbetriebe	430m	eingestellt	Lagerstätte im Karbon, Gewinnungsbetriebe im südlichen Teil des Reviers	Bergbau auf Toneisensteine und Kohlentoneisenstein zum Teil gemeinsam mit der Steinkohlengewinnung
	NE-Erzbergbau	3 Großbetriebe	900m	eingestellt	Lagerstätte im Karbon im Bereich großer Tektonischer Störungen	Bergbau gemeinsam mit der Steinkohlengewinnung
<b>südöstliches Münsterland</b>	Steinkohlenbergbau	Großbetriebe	1.500m	eingestellt	Zuletzt Verbundbergwerk <b>Ost</b> in Betrieb, 2010 eingestellt	Rückzug aus dem Grubengebäude abgeschlossen
	Bergbau auf Steine und Erden	Klein- und Mittelbetriebe			Quarzsand- und Spezialtontagebaue	

Region	Bergbausparte	Betriebsgrößen	max. Teufen [m]	Betrieb	Bemerkungen	Besonderheiten
		Kleinbetriebe	60-70m	eingestellt	Strontianitbergbau	zahlreiche Kleinstbetrieb geringer Ausdehnung. Bis um 1900 weitgehend aufgeben.
nördliches Münsterland	Tiefspeicherung	Großbetrieb		in Betrieb	Kavernen um Epe	
	Bergbau auf Steine und Erden	Kleinbetriebe			Quarzsand- und Spezialtontagebaue	
Paderborner Hochfläche	NE-Erzbergbau	Kleinbetriebe	< 50m	eingestellt	z. T. zusätzlich Tagebau	
Tecklenburger Land, Ibbenbüren	Steinkohlenbergbau	1 Großbetrieb	1.545m	in Betrieb	Steinkohlenbergwerk <b>Ibbenbüren</b> , Ostfeld in Betrieb, Westfeld 1979 eingestellt und geflutet	Nach Stilllegung 2018 Flutung bis ins Stollenniveau vorgesehen
	Eisen- und NE-Erzbergbau	1 Mittelbetrieb	< 50m	eingestellt	Eisen- Blei- und Zinkerzbergwerk <b>Perm</b> , ausgedehntes Grubengebäude mit Zugang über Stollen und Schächte	Verbindung zum Steinkohlenbergwerk Ibbenbüren vorhanden
Teutoburger Wald	Bergbau auf Steine und Erden	1 Mittelbetrieb	36m	eingestellt	Gipsgrube <b>Stieghorst</b>	
	Steinkohlenbergbau	1 Kleinbetrieb	<50m	eingestellt	Zeche <b>Arminius und Sack</b> bei Halle/Westfalen	
		1 Kleinbetrieb	76m	eingestellt	Zeche <b>Friedrich-Wilhelmsglück</b> bei Bielefeld-Kirchdornberg	
		2 Kleinbetriebe	< 30m	eingestellt	Zechen <b>Rudolph</b> und <b>Amalie</b> bei Preußisch Oldendorf	
Wiehengebirge	Eisenerzbergbau	1 Großbetrieb	100-110m	eingestellt	Eisenerzbergwerk <b>Porta</b> mit ausgedehnten Grubengebäude, Tageszugang über (Förder-) Stollen und Tagesüberhauen, 2 Stollensohlen	
Mindener Land, Wesenbergländ	Steinkohlenbergbau	1 Großbetrieb	383m	eingestellt	Steinkohlenbergwerk <b>Minden</b> oder <b>Preußische Klus</b> ,	Schacht Notthorn - Abbau auch auf niedersächsischen Gebiet
		1 Mittelbetrieb	230m	eingestellt	Steinkohlenzeche <b>Laura</b> , Schacht Böhlhorst	
	Eisenerzbergbau	1 Großbetrieb	176m (334m)	in Betrieb	Erzbergwerk <b>Wohlverwahrt-Nammen</b> , Tageszugang über Schrägschächte und Stollen, ausgedehntes Grubengebäude, teilweise aufgegeben und geflutet	

**Anlage 5** Erzbergwerke im nordrhein-westfälischen Teil des Siegerlandes mit einer Teufe größer 400 m

Bergwerk	gewonnene Bodenschätze	Gemeinde	Ortsteil	Stilllegung	max. Teufe [m]	tiefste freie Wasserableitung	Teufe [m] Wasserab- leitung	Bemerkung
Peterszeche	Blei; Zink; Eisen	Burbach	Burbach	1917	440	Peterzecher Tiefer Stollen	85	
Erzbergwerk Stahlberg	Eisen	Hilchenbach	Müsen	31.03.1931	670	Kronprinz Friedrich Wilhelm Erbstolln = kgl. Tiefer Martinshardter Revier-Stolln	144	
Victoria	Eisen, Blei; Zink; Kupfer	Kreuzthal	Littfeld	1931	705	Heinrichsegener tiefer Stollen	131	1919 Übernahme des Erzbergwerks Heinrichslegen
Freien Grunder Bergwerks-Verein - Grube Steimel	Eisen	Neunkirchen	Steimel	31.12.1931	627	Reifenberger Stollen	134	Untersuchungsarbeiten von Pfannenberger Einigkeit auf 750m- und 960m-Sohle ohne weitere Erzgewinnung
Große Burg	Blei; Zink; Kupfer; Silber; Eisen	Neunkirchen	Altenseelbach	1959	895	Tiefer Stollen von Große Burg	64	1917 vereinigt als Bergwerk "Große Burg", Fördereinstellung 1945, untertägige Untersuchungsmaßnahmen bis 1955
Lohmannsfeld	Blei; Zink; Kupfer; Silber; Eisen	Neunkirchen	Altenseelbach	1948	780			
Stahlseifen-Heinrichsglück	Eisen; Kupfer	Neunkirchen	Salchendorf	31.01.1935	740	Tiefer Stollen von Stahlseifen	47	1911 Verbund der ursprünglich selbständigen Bergwerke
Kunst	Kupfer; Eisen	Neunkirchen	Struthütten	29.09.1925	600	Alter Kunster Stolln	89	
Pfannenberger Einigkeit	Eisen	Neunkirchen	Salchendorf	18.04.1962	1.338	Tiefer Kohlenbacher Stolln	104	Verbund 1956 mit Eisenzecher Zug
Eisenzecher Zug	Eisen	Siegen	Eiserfeld	29.02.1960	1.343	Reinhold Forster Erbstolln	136	Verbund mit 1956 Pfannenberger Einigkeit. Die 1907 übernommene Betriebsabteilung "Concordia" befindet sich in Herdorf-Dermbach/Rheinland-Pfalz
Alte Dreisbach	Eisen	Siegen	Dreisbach	15.06.1928	860	Stolln von Alte Dreisbach	23	
Eisernhardter Tiefbau	Eisen	Siegen	Eisern	30.06.1957	880	Morgenröther Erbstolln	15	Verbundbergwerk, 1926 Übernahme von "Brüderbund", 1939 von "Ameise", 1953 von "St. Mathias-Mocke"
Brüdenbund	Eisen	Siegen	Eisern	15.06.1958	1.275	Tiefer Kohlenbacher Stolln	155	1926 Übernahme durch Eisenhardter Tiefbau, ab Juni 1957 Erzförderung und Aufbereitung durch Pfannenberger Einigkeit
Ameise	Eisen	Siegen	Eisern	15.06.1958	990	Tiefer Stollen von Ameise = Theresien-Stollen	44	1939 Übernahme durch Eisenhardter Tiefbau - Abt. Ameise, ab Juni 1957 Erzförderung und Aufbereitung durch Pfannenberger Einigkeit
Mocke - St. Mathias	Eisen	Siegen	Kaan-Marienborn	31.12.1957	440	(siehe Mocke und St. Mathias)		1953 Übernahme durch Eisenhardter Tiefbau - Abt. Ameise, ab Juni 1957 Erzförderung und Aufbereitung durch Pfannenberger Einigkeit
Mocke	Eisen	Siegen	Kaan-Marienborn	31.12.1957	440	Mocke Stollen	51	vereinigt 1935 zum Verbundbergwerk "Mocke-St. Mathias"
St. Mathias	Eisen	Siegen	Kaan-Marienborn	31.12.1957	436	St. Mathias Stolln	12	

Bergwerk	gewonnene Bodenschätze	Gemeinde	Ortsteil	Stilllegung	max. Teufe [m]	tiefste freie Wasserableitung	Teufe [m] Wasserab- leitung	Bemerkung
Eiserner Union	Eisen	Siegen	Eisern	31.07.1925	789	Morgenröther Erbstolln	133	
Gilberg	Eisen	Siegen	Eiserfeld	01.07.1925	624	Gilberg-Hengsberger Erbstolln = Tiefer Stolln von Gilberg	65	
Neue Haardt	Eisen	Siegen	Weidenau	31.03.1962	1.101	Glücksmaßener Stolln bzw. Neue Haardter Stolln	11	
Storch & Schöneberg	Eisen, (Kupfer)	Siegen	Niederschelden	31.01.1942	1.163	Tiefer Schönberger Erbstolln	20	
<i>Honigsmund-Hamberg</i>	<i>Eisen</i>	Siegen	Gosenbach	31.01.1942	800	Tiefer Schönberger Erbstolln	72	1911 durch Storch & Schöneberg übernommen
<i>Alte Lurzenbach</i>	<i>Eisen, Kupfer</i>	Siegen	Gosenbach	31.01.1942	641			1875 durch Storch & Schöneberg übernommen
Vereinigte Henriette	Eisen	Siegen	Niederschelden	11.07.1923	675	Charlotten Erbstolln	23	liegt teilweise in Rheinland-Pfalz, u. a. Förderschacht
Bautenberg	Blei; Zink	Wilnsdorf	Wilden	17.07.1948	1.025	Tiefer Stollen von Bautenberg	109	Förderung am 31.12.1942 eingestellt (Verbruch Förderschacht Lorenz)
Grimberg	Eisen; Blei; Zink; Kupfer	Wilnsdorf	Niederdielfen	1910	686	Alte Grimberger Erbstolln = Tiefer Grimberger Stolln	60	
Neue Hoffnung	Blei; Zink; Silber	Wilnsdorf	Wilgersdorf	05.03.1913	440	Tiefer Stolln von Landeskronen	105	Verbund mit Erzbergwerk Landeskronen

**Anlage 6** Leistungspotenzial der Bergwerke im Siegerländer Revier

Bergwerk	max. Teufe [m]	Teufe Wasser-ableitung [m]	Anzahl Schächte	OK tiefster Schacht [m. ü. NHN]	UK tiefste Sohle [m ü. NHN]	theoret. Leistung gesamt [MW] - Laufzeit 6 h	max. Leistung je Ebene [MW] - Laufzeit 6 h	theoret. Leistung gesamt [MW] - Laufzeit 3 h	max. Leistung je Ebene [MW] - Laufzeit 3 h
Erzbergwerk Stahlberg	670	144	2	426,9	-243,7	35,5386654	5,281975737	71,07733084	10,56395147
Freien Grunder Bergwerks-Verein - Grube Steimel	627	134	1	437,9	-159,4	54,1449049	13,58745822	108,2898098	27,17491644
Stahlseifen-Heinrichsglück	740	47	2	299,5	-432,7	68,1518809	6,243706935	136,3037619	12,48741387
Pfannenberger Einigkeit	1338	104	3	364,5	-906,4	516,797706	51,68917253	1033,595412	103,3783451
Eisenzecher Zug	1343	136	2	360,1	-958,2	383,904918	81,67440479	767,8098354	163,3488096
Alte Dreisbach	860	23	1	257,2	-601,6	73,3914274	12,23884809	146,7828549	24,47769618
Eisernhardter Tiefbau	880	15	1	271,9	-507,3	130,755091	18,50600779	261,5101829	37,01201558
Brüdenbund	1275	155	1	416,8	-850,4	198,140031	27,7648506	396,280061	55,5297012
Ameise	990	44	2	360,2	-599,5	115,655708	22,73780439	231,3114164	45,47560878
Mocke - St. Mathias	440	0	1	321	-265	10,5996766	2,103111945	21,1993531	4,20622389
Eiserner Union	789	133	2	255	-368,9	46,0650181	6,8106906	92,13003621	13,6213812
Gilberg	624	65	1	291,6	-328,6	29,3020236	4,45311216	58,60404729	8,90622432
Neue Haardt	1101	11	3	258,2	-803,9	336,907145	41,154912	673,8142903	82,309824
Storch & Schöneberg	1163	20	4	253,9	-899,1	370,327024	34,14861	740,6540484	68,29722

**Anlage 7** Verzeichnis der relevanten Tagesschächte im Siegerländer Revier

Bergwerk	Name	Tagesöffnung NN-Höhe [m]	verlassen [Jahr]	Endteufe [m]	Durchmesser / Querschnitt [m]	Verfüllung	Jahr der Verfüllung	Abdeckung	Jahr der Abdeckung	Nutzung der Tagesoberfläche	Bemerkungen
Erzbergwerk Stahlberg	St. Friedrich-Schacht (Schacht I)	426,00	1931	549,0	4,0 x 2,0	offen		Abdeckplatte	1976	Sportplatz	
Erzbergwerk Stahlberg	Neuer Schacht (Schacht II)	425,90	1931	674,0	4,2	offen		Abdeckplatte	1931/1987	Wohngebiet	Bewetterung Besucherbergwerk "Stahlberger Erbstollen"
Freien Grunder Bergwerks-Verein - Grube Steimel	Kaiser Friedrich-Schacht	437,90	1931	602,0	ca. 17 m <sup>2</sup>	unbekannt		Betonplatte	2005	Brachfläche	Sicherung 2005: 3420-2004-582-004
Stahlseifen-Heinrichsglück	Schacht Stahlseifen	299,50	1935	360,0	4,1 x 2,1	unterhalb der Stollensohle offen		Betonplatte/Traggewölbe System Bernold	1935/1973	Gewerbe	überbaut mit Maschinenhalle
Stahlseifen-Heinrichsglück	Schacht Heinrichsglück	335,50	1935	281,0	4,2 x 2,6	offen		Abdeckplatte	1935	Wald	Wassergewinnung aus dem Schacht
Pfannenberger Einigkeit	Maschinenschacht I	364,50	1927	408,0	ca. 12 m <sup>2</sup>	Berge	1927/62	Betonplatte	1927/62	Gewerbe	
Pfannenberger Einigkeit	Bismarck-Schacht (Neuer Maschinenschacht)	364,80	1962	910,0	13,85 m <sup>2</sup>	Berge	1962/63	Betonplatte	1963	Gewerbe	
Pfannenberger Einigkeit	Hindenburg-Schacht	368,70	1962	1.055,3	13,85 m <sup>2</sup>	Berge	1962/63	Betonplatte	1963	Gewerbe	
Eisenzecher Zug	Kaiser-Wilhelm-Schacht	360,09	1960	711,6	3,5	Berge	1964	Betonplatte	1964	Gewerbe	
Eisenzecher Zug	Neuer Schacht	360,09	1960	831,8	5	Berge	1964	Betonplatte	1964	Gewerbe	
Alte Dreisbach	Maschinenschacht	257,90	1928	747,0	3,7 x 2,7	teilverfüllt bis 23,1 m Teufe mit Bergen und Abbruchmaterial	1929	Gewölbesicherung, 2001 Betonplatte	1929/2001	Wohngebiet	
Eisenhardter Tiefbau	Maschinenschacht	271,90	1960	788,2	5,0 x 2,6	Berge	1962/63	Betonplatte	1962/63	Gewerbe	
Brüderbund	Adolf-Schacht	416,80	1958	868,6	13,85 m <sup>2</sup>	Berge	1962/63	Betonplatte	1962/63	Gewerbe	
Ameise	Schacht 1 (Blindschacht)										
Ameise	Schacht 2	386,00	1957	891,9	13,60 m <sup>2</sup>	Berge	1966	Betonplatte	1966	Brachfläche	
Mocke - St. Mathias	Schacht Mocke	321,90	1958	242,0	4 x 4	Beton-Siebgut	1958	Betonplatte	1958/1981	Brachfläche	
Eiserner Union	Alter Maschinenschacht (Blindschacht)										
Eiserner Union	Neuer Maschinenschacht	389,54	1926	607,0	5	unbekannt	1926	Betonplatte		Wald	
Gilberg	Maschinenschacht	291,60	1925	624,0	7,6 x 5	unbekannt	1925	Betonplatte		Wohngebiet	

Bergwerk	Name	Tagesöffnung NN-Höhe [m]	verlassen [Jahr]	Endteufe [m]	Durchmesser / Querschnitt [m]	Verfüllung	Jahr der Verfüllung	Abdeckung	Jahr der Abdeckung	Nutzung der Tagesoberfläche	Bemerkungen
Neue Haardt	Schacht 1 (Maschinenschacht)	258,90	1962	350,4	6,38 m <sup>2</sup>	Schachtkopfverfüllung 8 m	1962	Stahlbetonplatte	1962	Gewerbe	
Neue Haardt	Schacht 2 (Ludendorf-Schacht)	270,40	1962	807,0	4,5	Gießereialtsand	1962/63	Betonplatte	1962/63	Verkehr	
Neue Haardt	Schacht 3	258,20	1962	80,0	15,89 m <sup>2</sup>	Berge	1962	Stahlbetonplatte	1962	Gewerbe	
Storch & Schöneberg	Gustav-Georg-Schacht (Alter Maschinenschacht)	262,60	1942	586,0	4,8 x 2,2	Schlackensand	1942/1976	Betonplatte	1942/1976	Wohngebiet	
Storch & Schöneberg	Schacht II (Neuer Schacht)	263,00	1942	786,0	4,5 x 3,5	Schlackensand	1942/1976	Betonplatte	1942/1976	Wohngebiet	
Storch & Schöneberg	Honigsmund-Hamberger Maschinenschacht	314,90	1942	779,0	4,2 x 3,5	Schlackensand	1942	Betonplatte	1942	Halde	
Storch & Schöneberg	Kupferkauter Schacht	253,87	1942	321,0	3,2 x 2,2	Haldenmaterial	1942	unbekannt	1942	Wald	



Landesamt für Natur,  
Umwelt und Verbraucherschutz  
Nordrhein-Westfalen  
Leibnizstraße 10  
45659 Recklinghausen  
Telefon 02361 305-0  
poststelle@lanuv.nrw.de

[www.lanuv.nrw.de](http://www.lanuv.nrw.de)

