

Abschlussbericht

Regenerative Selbstversorgung eines Untersuchungsgebietes der Metropolregion Nürnberg

new_reg_EMN

Analyse des besten Stromversorgungsmix des Untersuchungsgebietes um Ansbach durch reine regenerative Stromversorgung, anhand des ungünstigsten Wetterjahres der letzten 40 Jahre
mit Vertiefung der aktuellen Technik der Wasserkraft in der gesamten Metropolregion Nürnberg wie auch der Kostenfaktoren für Laufwasserkraftwerke



Projektbearbeiterin: Nina Müller

Email: muellerni71374@th-nuernberg.de

Betreuer: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp

Korrekturleser: Jakob Geißendörfer

Ort, Datum und Unterschrift des/der Projektbearbeiters/in:

Schwabach, den 02.05.2020

Nina Müller

Inhaltsverzeichnis

I	Abbildungsverzeichnis.....	3
II	Tabellenverzeichnis.....	3
III.	Abkürzungsverzeichnis.....	4
1	Einleitung.....	1
2	Forschungsfragen	2
3	Stromverbrauch (2018)	3
3.1	Höhe des Stromverbrauchs (2018)	3
3.2	Lastverlauf (2018)	4
4	Anlagenbestand und Ausweitung	5
4.1	Regenerative Energieumwandlungsanlagen	5
4.2	Speichersysteme	6
5.1	Zubau.....	7
5.2	Stromgestehungskosten	10
5.3	Bestmix.....	13
6	Grundlagen Wasserkraft.....	14
6.1	Geschichte.....	14
6.2	Grundlagen Wasserkraft	14
6.3	Unterscheidungsmerkmale Wasserkraftwerke	15
6.4	Anlagentypen von Wasserkraftwerken.....	17
6.5	Vor und Nachteile	18
6.6	Kostenentstehung	19
7	Zusammenfassung.....	22
8	Literaturverzeichnis	23
9	Anhang	24

I Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Screenshot aus Google Earth.....	1
Abbildung 2: Prozentualer Minimal- und Maximalverbrauch der EMN-Teilgebiete.....	4
Abbildung 3: Wasserkraftwerkstypen.....	13
Abbildung 4: Turbinentypen.....	13
Abbildung 5: Kostenabschätzungen im Bereich Small Hydro.....	18
Abbildung 6: Investitionskosten für Kleinwasserkraftwerke.....	19

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht über die EMN Gebiete
Tabelle 2	Überblick über den Anlagenbestand und der erzeugten Leistung
Tabelle 3	Vergleich Stromverbrauch- /Erzeugung
Tabelle 4	Speicherentleerung während der Winterhalbjahre
Tabelle 5	berechneten Bestmix-Werte
Tabelle 6	Benutzungsgrad der Wind- wie auch Sonnenenergie
Tabelle 7	Ergebnisse des Zubaus für drei Speichertechnologien
Tabelle 8	Kostenansätze bzgl. Geotechnik, P2G2P, Batterie
Tabelle 9	Bestmixwerte der Geotechnik
Tabelle 10	Zusammenfassung der Ergebnisse
Tabelle 11	Beispielwerte für Wasserkraftwerkskosten

III. Abkürzungsverzeichnis

EMN = europäische Metropolregion Nürnberg

VD = mittlere Last

iWi = Windanteil / iSo = Sonnenanteil

PN,WEA = Nennleistung in Bezug auf Windanlagen / PN,S = Nennleistung in Bezug auf Solaranlagen

GK = Gesamtkosten

KK = Kapitalkosten

BK = Betriebskosten

SGK = Stromgestehungskosten

FA = fluktuierender Anteil

EW = erforderliche Strommenge aus Windanlagen / ES = erforderliche Strommenge aus Solaranlagen

1 Einleitung

Rund 80 % des globalen Primärenergieverbrauchs werden mit fossilen Energieträgern gedeckt. Problematisch ist hierbei einerseits die Begrenzung der Reserven, jedoch viel schwerwiegender sind andererseits die klimatischen Folgen. Extremwetterereignisse wie Stürme, Dürre und Waldbrände, Hitzewellen, Artensterben im Regenwald, Abschmelzen der Gletscher und somit der Anstieg des Meeresspiegels sind alles Folgen die schon teilweise eintreten und auch in näherer Zukunft Thema sein werden. Um den Auswirkungen ein Ende zu setzen, wäre es daher sinnvoll den Anteil der erneuerbaren Energien enorm auszubauen. [1] Ein kleiner Anfang kann hierbei schon das „Projekt Energietechnik“ des Bachelor Studiengangs Maschinenbau mit dem Schwerpunkt Energietechnik, der technischen Hochschule Nürnberg sein.

Ziel ist es, die Europäische Metropolregion Nürnberg (EMN) komplett durch regenerative Energien versorgen zu können. Die EMN wird dazu in verschiedene Teilgebiete unterteilt. Dieses Projekt umfasst das Untersuchungsgebiet westlich von Nürnberg mit dem Gebietsmittelpunkt des Längengrades 10.625°E und des Breitengrades 49.50°N. Ansbach, Bad Windsheim oder Neustadt sind Teile des Gebietes. Die Grenzen werden durch das orangene Rechteck in *Abbildung 1* gekennzeichnet. [2]

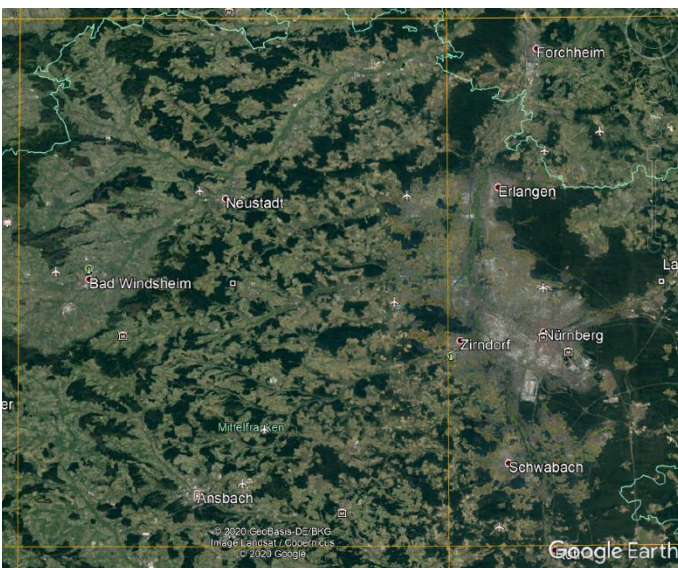


Abbildung 1: Screenshot aus Google Earth

In dem Gebiet werden unterschiedliche Themen, wie Solarthermie, Windkraft, Biomasse, Laufwasser oder aber auch verschiedenste Speichertechnologien betrachtet. Die Werte werden aus einer Vielzahl von einfließenden Daten und Beobachtungen über Berechnungsmodelle auf das globale Gitternetz umgerechnet. Durch die NASA stehen diese Werte von 1980 bis 2019 in der

Datenbank Merra-2 zur Verfügung. [3] Aus diesen 40 Jahren wird schließlich das ungünstigste Wetterjahr ausgewertet. Dieses Jahr soll dann als Maßstab zur Auslegung der regenerativen Energieumwandlungsanlagen genutzt werden, um somit die grüne Energieversorgung in dem Teilgebiet auch in schlechten Wetterphasen zu gewährleisten.

Als Schwerpunkt des Projekts geht es jedoch vor allem um die Wasserkraft in der gesamten EMN. Dabei bezieht man sich auf den aktuellen technischen Stand der Wasserkraftanlagen, wie auch auf deren Kostenfaktoren.

2 Forschungsfragen

- 1) Was war das ungünstigste Wetterjahr (Wind- Solarleistung) seit 1980?
- 2) Kann mit den vorhandenen Wind-, Wasserkraft, Biomasse-, Photovoltaikanlagen wie auch den nötigen Systemspeicher der aktuelle Strombedarf des Teilgebiets gedeckt werden?
- 3) Welche Energieerzeugungsarten wie auch Speicherarten sind die sinnvollsten für das Teilgebiet?
- 4) Wie hoch ist dabei das größte Defizit der Stromerzeugung der vier Energieträger und kann dieses durch angepasste Speicher kompensiert werden, damit selbst in dem schlechtesten Wetterjahr genügend Strom erzeugt werden kann?
- 5) Aktuelle Technik der Laufwasserenergie im Gesamtgebiet Nürnberg und Kostenfaktor eines Laufwasserkraftwerks?

3 Stromverbrauch (2018)

3.1 Höhe des Stromverbrauchs (2018)

Um nun die regenerativen Energieumwandlungsanlagen wie auch Speicher so auszulegen, dass jederzeit eine rein grüne Stromerzeugung gewährleistet ist, benötigt man erst einmal den gesamten Strombedarf in dem jeweiligen Gebiet um Ansbach. Durch die Wetterdatenbank der NASA und dem Energieertrag aus bereits bestehenden Energieerzeugungsanlagen sowie dem gesamten Stromverbrauch in dem Teilgebiet, kann nun ermittelt werden wie viele Energieumwandlungsanlagen zur Stromdeckung reichen oder wie viele eventuell noch benötigt werden.

Um an die Höhe des Stromverbrauchs sowie des Lastverlaufs des jeweiligen Gebietes zu gelangen, wird die Bachelorarbeit *Aufbereitung realer Verbrauchsdaten zur Modellierung einer regenerativen elektrischen Vollversorgung in der Metropolregion Nürnberg* von Fr. Katharina Will herangezogen.

In der folgenden Tabelle ist der Jahresverbrauch von 2018 in kWh aller Teilgebiete der EMN dargestellt. Das Gebiet 10 ist in diesem Fall das zu untersuchende Gebiet um Ansbach (*siehe Tabelle 1*).

Tabelle 1: Übersicht über die EMN Gebiete

	Jahresverbrauch [kWh]	Einwohner	Pro-Kopf-Verbrauch [kWh]	Mittlere Last [kW]	vollständig in EMN
Gebiet 1	64.925.728	10.174	6.382	7.412	nein
Gebiet 2	1.174.484.288	177.395	6.621	134.074	nein
Gebiet 3	857.625.807	100.684	8.518	97.902	nein
Gebiet 4	136.638.723	29.606	4.615	15.598	nein
Gebiet 5	1.908.192.802	286.109	6.669	217.830	nein
Gebiet 6	1.944.135.054	321.730	6.043	221.933	ja
Gebiet 7	1.929.583.767	302.285	6.383	220.272	ja
Gebiet 8	294.327.629	45.446	6.476	33.599	nein
Gebiet 9	360.299.468	80.445	4.479	41.130	nein
Gebiet 10	1.813.336.029	342.240	5.298	207.002	ja
Gebiet 11	7.152.779.479	1.264.893	5.655	816.527	ja
Gebiet 12	1.854.434.018	257.567	7.200	211.693	nein
Gebiet 13	211.368.574	33.361	6.336	24.129	nein
Gebiet 14	126.124.075	19.299	6.535	14.398	nein
Gebiet 15	592.509.453	149.077	3.975	67.638	nein
Gebiet 16	751.696.328	134.026	5.609	85.810	nein
Gebiet 17	159.617.772	25.193	6.336	18.221	nein
Gesamte EMN	21.332.078.994	3.579.527	5.959	2.435.169	

Bei einer Einwohnerzahl von 342.240, einem jährlichen Pro-Kopf-Verbrauch von 5.298 kWh wie einer mittleren Last von 207.202 kW ergibt sich für das Gebiet um Ansbach ein Jahresverbrauch von **1.813,3 GWh**. Dieser Wert ergab sich aus der Summe der stündlichen Werte des Lastgangs. Bei

dem Pro-Kopf-Verbrauch wird dabei jedoch nicht nur der Haushaltsverbrauch, sondern auch der industrielle Strombedarf, pro Kopf eingerechnet. [4]

3.2 Lastverlauf (2018)

Der Lastverlauf zeigt im Allgemeinen auf, welche Energie in einem Unternehmen oder Haushalt verbraucht beziehungsweise welche Leistung aus dem Netz aufgenommen wurde. [5]

Um die Planung der Energieversorgung und möglicher Speichersysteme genau auslegen zu können, ist es von Vorteil die minimalen wie auch maximalen Entnahmen im Jahr zu kennen. Dieser wichtige Faktor ist der folgenden *Abbildung 2* zu entnehmen.

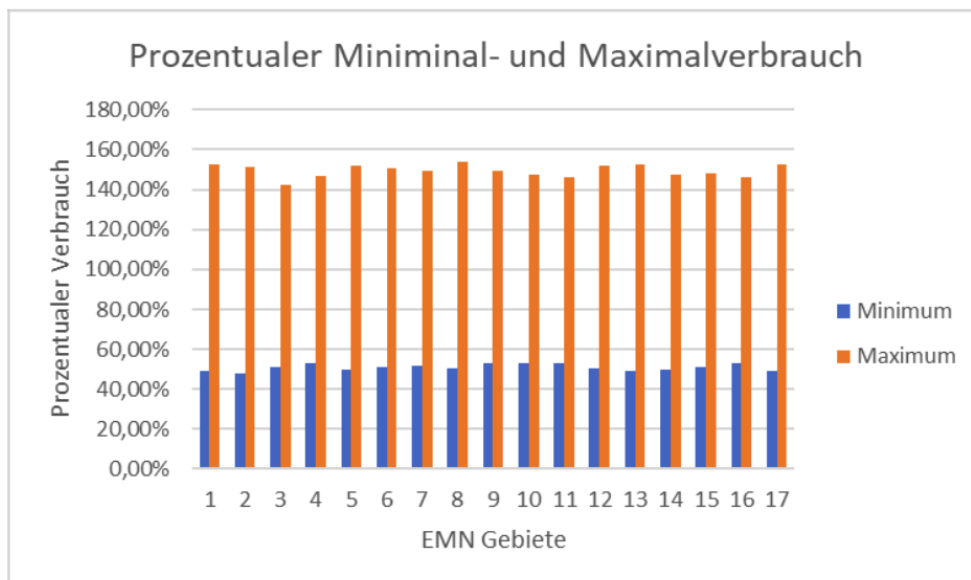


Abbildung 2: Prozentualer Minimal- und Maximalverbrauch der EMN-Teilgebiete

Bezogen auf das zu untersuchende Teilgebiet um Ansbach (Gebiet 10) erhält man einen Minimalverbrauch von 52,71% und eine Maximalverbrauch von 147,31%. Dies entspricht bezogen auf die mittlere Last von 207.202 kW, einer minimalen Last von 109,22 MW sowie einer maximalen Last von **305,23 MW**. Dabei ist noch zu erwähnen, dass man an den jeweiligen Wochenenden insbesondere an Sonn- und Feiertagen wie auch beispielsweise den Winterferien mit einem Rückgang des Verbrauchs rechnen kann. Ebenso entstehen Minimalwerte v. a. in den Sommermonaten.

Für das zu untersuchende Gebiet sind jedoch nur die mittlere Last von **207.202 kW** wie auch der Gesamtjahresverbrauch von **1.813,30 GWh** entscheidend. Anhand von diesen Kenngrößen sollen nun die regenerativen Energieumwandlungsanlagen so ausgelegt werden, dass der Gesamtjahresverbrauch jederzeit komplett durch grünen Strom gedeckt werden kann.

4 Anlagenbestand und Ausweitung

Im Folgenden sollen nun die regenerativen Energieumwandlungsanlagen wie auch die Speicher in Hinsicht auf Anlagenbestand und Ausweitung des zu untersuchenden Teilgebietes analysiert werden.

4.1 Regenerative Energieumwandlungsanlagen

Als Grundlage für die ganzen Auswertungen wurden hier die Stamm- und Bewegungsdaten des Netzbetreibers TenneT für das Untersuchungsgebiet herangezogen. [6] Zur weiteren Analyse wurden die Daten durch Herrn Prof. Dr.- Ing. Matthias Popp mit den zugehörigen Geokoordinaten verbunden und über ein Excel-Tool zur Verfügung gestellt. Somit kann nun die Anzahl, Strommenge, Gesamtinstallation wie auch der Benutzungsgrad genau ermittelt werden. In der nachfolgenden *Tabelle 2* sind diese Werte jeweils für das Teilgebiet um Ansbach aufgelistet.

Tabelle 2: Überblick über den Anlagenbestand und der erzeugten Leistung

	Wasserkraftanlagen	Windkraftanlagen	Biogas-/Klärgasanlagen	Photovoltaikanlagen
Anzahl	50	86	189	18.795
Gesamtinstallation [MW]	0,84	244,5	866,2	498,8
Strommenge [GWh]	1,8	351,3	685,7	501
durchschnittlich pro Stunde eingespeisete Energie [MWh]	0,21	40,1	78,3	57,2
Benutzungsgrad	25,27%	16,40%	90,38%	11,46%

Der Auswertung kann man entnehmen, dass durch Photovoltaikanlagen wie auch Bio-/Klärgasanlagen eine hohe Strommenge bis zu 501,0 GWh gewonnen werden kann. Jedoch haben dabei die Photovoltaikanlagen auch den geringsten Benutzungsgrad von nur 11,46%. Dieser Wert kommt dadurch zustande, dass die Anlagen ausschließlich bei Sonneneinstrahlung tagsüber, und damit nicht kontinuierlich genutzt werden können. Bio-/Klärgasanlagen können dazu im Vergleich konstant genutzt werden, was sich auch durch den hohen Benutzungsgrad von 90,38% deutlich

macht. Windkraft wird zu einem geringen Teil von je 16,40% genutzt, was mit den jeweiligen Windverhältnissen wie auch der Auslegung der eingesetzten Windenergieanlagen zusammenhängt. In diesem Fall befinden sich in dem Gebiet um Ansbach, Wälder, Täler wie auch Berge, die zu Verwirbelungen des Luftmassenstroms führen und somit die Auslegung der Windenergieanlagen beeinflussen. Dabei gilt der Wind auch als keine kontinuierliche Einspeisegröße. Die Wasserkraft hingegen hat einen etwas höheren Benutzungsgrad von 25,27%. Jedoch wird durch 50 Wasserkraftanlagen in dem Gebiet auch die geringste Strommenge von 1,80 GWh im Jahr eingespeist. Grund dafür ist, dass die Flüsse, die das Gebiet grundlegend abdecken sehr geringe Abflüsse haben. Der Maximalwert liegt hierbei bei 3,87 m³/s an der Aisch.

Um nun im Allgemeinen noch zu veranschaulichen wie man auf die Werte der durchschnittlich eingespeisten Energie pro Stunde wie auch den Benutzungsgrad kommt, dienen folgende Formeln:

- Durchschnittlich eingespeiste Energie pro Stunde = $\frac{\sum \text{jährliche Strommenge [kWh]}}{8.760 [h]}$
- Benutzungsgrad = $\frac{\text{Durchschnittlich eingespeiste Energie pro Stunde [kW]}}{\sum \text{Gesamtinstallation [kW]}} \times 100\%$

4.2 Speichersysteme

In dem Untersuchungsgebiet sind überwiegend Lithium-Ionen-Batterien vorhanden. Dabei handelt es sich um eine Anzahl von 121 Stück. Durch diese erhält man insgesamt eine nutzbare Speicherkapazität von **1,1 MWh** und eine Bruttoleistung von **614,49 kW**. Die Daten aller registrierter Batteriespeicher stehen von 11/2017 bis 01/2019 über die Internetseite der Bundesnetzagentur zur Verfügung. Um diese nun auf die Postleitzahlen des vorhandenen Gebietes zu reduzieren, wurde die erstellte Exceltabelle von Herrn. Dr. Prof.-Ing. Popp herangezogen. Die jeweiligen Postleitzahlen wurden somit auf die Daten der Bundesnetzagentur übertragen. Genauere Informationen dazu findet man im Anhang. [7]

Zusammenfassend ist festzustellen, dass Ende 2018 eine installierte regenerative Umwandlungsleistung von **1610,3 MW** vorhanden war und damit in 2018 **1.540 GWh** elektrische Energie eingespeist werden konnten. Vergleicht man jedoch den jährlichen Stromverbrauch mit dem durch regenerative Energien erzeugten Energiemenge wird deutlich, dass das in *Tabelle 3* berechnete Defizit von **273,3 GWh** noch durch weitere Energieumwandlungsanlagen oder einem anderen Mix der Anlagen behoben werden muss.

Tabelle 3: Vergleich Stromverbrauch- /Erzeugung

Jährlich erzeugte Energiemenge im Untersuchungsgebiet [GWh]	1.540,00
Jährlicher Verbrauch im Untersuchungsgebiet [GWh]	1.813,30
Noch zu deckender Energiebetrag [GWh]	273,3

5 Ungünstigste Wetterjahr (Wind-Solarleistung) seit 1980

Durch das von Herrn Prof. Dr.-Ing. Popp zur Verfügung gestellte Excel – Tool konnten durch einen bestimmten Programmiercode die drei kritischsten Wetterjahre herausgefiltert werden. Zuerst wurde der Bestmix aus allen 40 Jahren bestimmt und schließlich kam man durch einen VBA-Quellencode von Herrn. Prof. Dr.-Ing. Popp auf die gesuchten Jahre. Hierbei wiesen sich in dem Untersuchungsgebiet um Ansbach die Jahre **1996/1997, 2014/2015 und 2018/2019** als kritisch aus. Dabei waren ca. 14 Tagesladungen die höchsten Speicherentleerungswerte (siehe *Tabelle 4*). Diese Speicherentleerung muss nun durch den weiteren Ausbau von regenerativen Energieumwandlungsanlagen weiter gedeckt werden.

Tabelle 4: Speicherentleerung während der Winterhalbjahre

tiefste Speicherleerung der Winterhalbjahre	Zeitraum	UTC	SLmin [TL]
	1996/97	04.02.1997 04:30	-14,0971502
	2014/15	10.12.2014 01:30	-14,0686504
	2018/19	20.09.2018 20:30	-14,0605162

5.1 Zubau

Um nun eine komplett grüne Versorgung in dem Teilgebiet zu gewährleisten, wird über die folgenden Formeln der noch fehlende Ausbau berechnet. Einmal in Hinsicht auf die Anzahl der fehlenden Windkraftanlagen und andererseits der fehlenden Solarfläche.

Zuerst muss die erforderliche Strommenge EW aus Windanlagen für das jeweilige Gebiet bestimmt werden. Dies geschieht beispielsweise mit folgender Formel 1:

$$E_W = VD \cdot FA \cdot i_{Wi} \cdot 8760 h$$

Beispielsrechnung für die Speichertechnologie Geotechnik:

$$EW = 207,2 \text{ MW} * 123,5\% * 66\% * 8760 \text{ h} = 1.479.465,187 \text{ MWh} = \mathbf{1.479,5 \text{ GWh}}$$

Dabei erlangt man die Werte aus dem Excel- Tool für den Bestmix, in Bezug auf die ausgewählten drei kritischen Jahre aus *Tabelle 5*. Der Bestmix wurde anhand dieser Jahre erstellt. Somit wird ein Mix aus den jeweiligen regenerativen Energieumwandlungsanlagen so ausgelegt, dass damit die bestmögliche Versorgung für das jeweilige Teilgebiet generiert wird. Diese Werte (wie iWi oder FA) werden über das Excel Tool berechnet und für die oben stehende Formel 1 benötigt. Für den fluktuierenden Anteil FA erhält man beispielsweise einen Wert von 123,50%. (*siehe Tabelle 5*)

Für die Strommenge ES aus Solaranlagen müsste man einfach den iWi Wert durch den iSo Wert ersetzen. Der VD Wert entspricht jedoch bei beiden Rechnungen einfach der mittleren Last von 207,2 MW, welcher aus der Bachelorarbeit von Katherina Will hervorgeht.

Tabelle 5: berechneten Bestmix-Werte

Windanteil	iWi	66,00%
Solaranteil	iSo	34,00%
Anteil fluktuierend	FA	123,50%

Um nun die Anzahl der fehlenden Windkraftanlagen zu errechnen, nutzt man die kommende Formel 2:

$$n_W = \frac{E_W - E_{W,installiert}}{BNG_W \cdot P_{N,WEA} \cdot 8760 \text{ h}}$$

Nimmt man nun wieder die Speichertechnologie Geotechnik als Beispiel und nutzt die dafür errechneten Werte aus der Excel Tabelle (*siehe Tabelle 6*), so ergibt sich mit den eingesetzten Werten:

$$n_W = \frac{1.479,5 \text{ GWh} - 351.309,10 \text{ MWh}}{36,70\% * 4 \text{ MW} * 8.760 \text{ h}} = 87,7 = \mathbf{88 \text{ Anlagen}}$$

Um auf die 88 fehlenden Anlagen zu kommen wird mit 4 MW Anlagen im Bereich der Windkraft gerechnet. In Bezug auf die Sonnenenergie geht man von einem PN,S Wert von 150 W/m² aus. Den Benutzungsgrad erhält man aus der neu berechneten Excel Tabelle der drei kritischsten

Wetterjahre (siehe *Tabelle 6*). Der Wert der installierten Wind- oder Sonnenenergie wurde bereits in *Tabelle 2* berechnet. Im Zähler muss bei der Formel 2 nur die bereits installierte Strommenge EW aus Windanlagen von der noch benötigten Strommenge EW aus Windkraftanlagen abgezogen werden. Der EW Wert wurde bereits mit Formel 1 berechnet.

Tabelle 6: Benutzungsgrad der Wind- wie auch Sonnenenergie

Windenergie			
Nennleistung	WN	226,4	W/m ²
Durchschnittsleistung	WD	83,1	W/m ²
Benutzungsgrad	BGW	36,7%	
Solarenergie			
Nennleistung	SN	139,99	W/m ²
Durchschnittsleistung	SD	23,84	W/m ²
Benutzungsgrad	BGS	17,0%	

Rechnet man am Ende alle drei Speichertechnologien durch erhält man folgende *Tabelle 7*.

Tabelle 7: Ergebnisse des Zubaus für drei Speichertechnologien

	fehlende Windanlagen	fehlende Solarfläche [km ²]
Geotechnik	88	1,17
P2G2P	127	2,22
Batterie	195	11,57

Anstelle des weiteren Ausbaus könnte auch der überschüssige Strom aus anderen Gebieten dazu genutzt werden dieses Teilgebiet mitzuversorgen. Dies funktioniert nur wenn andere Gebiete schon vollständig regenerativ sind und kein Defizit, sondern einen Überschuss an grünen Strom haben.

5.2 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten berücksichtigen alle Kosten pro Energieeinheit, die den Abnehmern bedarfsgerecht geliefert werden kann. Unter diese fallen einmal die Abschreibungen der Energieanlagen. Dazu kommen noch die kalkulatorischen Zinsen. Diese Zinsen der Fremdkapitalgeber und die Gewinnerwartung der Unternehmen dienen dazu, dass die Investitionsmittel zum Bau der Energieanlagen bereitgestellt werden. Als letzten Faktor kommen noch die Betriebskosten hinzu. Zu Ihnen zählen beispielsweise die Wartung, Reparaturen, Pachten, Versicherung, Verwaltung und viele mehr. Generell werden diese gesamten Kosten als Durchschnittspreis auf die abgenommene Kilowattstunde umgelegt. [8]

Jeder Student hat für eine Energieumwandlungsanlagen oder eine Speichertechnologie die spezifischen Herstellungskosten, Abschreibedauer, Zinssatz und die jährlichen Betriebskosten ermittelt. Diese Werte für die jeweilig drei kritischsten Jahre findet man in der nachfolgenden *Tabelle 8*.

Tabelle 8: Kostenansätze bzgl. Geotechnik, P2G2P, Batterie

Speicherwirkungsgrad	EtaS	75,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	0,5%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	200	€/kW	40	5,0%	1,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	200	€/kW	40	5,0%	1,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	200	€/kW	40	5,0%	1,0%
Speicherkapazität	sSKHK	20	€/kWh	40	5,0%	1,0%

Geotechnik

Speicherwirkungsgrad	EtaS	85,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	0,5%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	0	€/kW	20	5,0%	1,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	110	€/kW	20	5,0%	1,0%
Speicherkapazität	sSKHK	350	€/kWh	20	5,0%	1,0%

Batterie

Speicherwirkungsgrad	EtaS	30,0%				
spezifische Herstellkosten	Größe	Ansatz	Einheit	ASD	Zins	BKF
Windenergieanlagen	sWHK	1.500	€/kW	25	5,0%	4,0%
Solarenergieanlagen	sSHK	1300	€/kW	25	5,0%	0,5%
Laufwasserkraftwerke	sLHK	6.200	€/kW	50	5,0%	1,0%
Biomasseleistungsanlagen	sBHK	3.800	€/kW	20	5,0%	20,0%
Speicherladeanlagen	sSLHK	2.500	€/kW	20	5,0%	2,0%
Speicherentnahmeanlagen	sSEHK	1.000	€/kW	25	5,0%	2,0%
Maximalleistungsanlagen	sSMHK	100	€/kW	40	5,0%	2,0%
Speicherkapazität	sSKHK	1	€/kWh	40	5,0%	2,0%

P2G2P

Sobald nun das Umwandlungsvermögen aus einem Mix aus Wind, Sonne und Speicherladeleistungen sowie der geforderten Bedarfsdeckungsreserve besteht, ergeben sich alle anderen Auslegungsparameter (wie Nennleistung der Umwandlungssysteme, Speicherkapazität, Lade- und Entnahmenennleistungen des Speichersystems) aus der Analyse der Residualleistungszeitreihe (*siehe Tabelle 9*).

Eine Residualleistung R ergibt sich, indem man den Verbrauch von der Energieerzeugung abzieht. Ist der Verbrauch größer als die Energieerzeugung, ergibt sich ein Residualleistungsdefizit. Folglich müsste Energie aus dem Speicher entzogen werden. Ist der Verbrauch kleiner als die Energieerzeugung, nennt man es Residualleistungsüberschuss. In diesem Fall könnte man den Speicher aufladen mit der überschüssigen Energie.

Die nachfolgende *Tabelle 9* führt beispielsweise die berechneten Werte des Bestmix der Geotechnik auf.

Tabelle 9: Bestmixwerte der Geotechnik

Größe	Zeichen	Wert	
Windanteil	iWi	67,00%	
Solaranteil	iSo	33,00%	
Anteil fluktuierend	FA	166,50%	
Laufwasseranteil	LA	0,10%	
Biomasseleistungsanteil	BA	10,40%	
Umwandlungsvermögen	UV	177,00%	
Umwandlungsreserve	UR	77,00%	
Speicherladeleistung	SLL	150,44%	
Versorgungsreserve	VR	14,01%	
Entnahmereserve	ER	4,20%	
Bedarfsdeckungsreserve	BDR	10,00%	
Residualleistungsdefizit	RD	17,20%	
Speicherdurchsatz	SD	57,34%	
Aufladevermögen	ALV	71,35%	
Kapazitätsbedarf (tiefste Entladung)	KB	358,02	= 14,92 TL
vorzuhaltende Kapazität	KV	393,82	= 16,41 TL
größte Speicherentnahmeleistung	SEL	130,71%	
vorzuhaltende Entnahmeleistung	SEV	143,78%	
Maximale Speichersystemleistung	SLM	150,44%	
Wind Nennleistung	WN	303,75%	
Solar Nennleistung	SN	322,69%	
Laufwasser Nennleistung	LN	0,24%	
Biomasse und sonstige Nennleistung	BN	10,42%	

Die Stromgestehungskosten ergeben sich daraus mit den angesetzten Kostengrößen wie Kapitalkosten, Betriebskosten und den bedarfsgerechten versorgten Verbrauch. Durch folgende Formel können somit die Stromgestehungskosten berechnet werden.

$$SGK = \frac{|KK+BK|}{VD*tBezug}$$

Die jährlichen Gesamtkosten (GK) entstehen durch die Addition aus den jährlichen Kapitalkosten (KK) und den Betriebskosten (BK). Durch Division der (GK) mit dem dadurch bedarfsgerecht versorgten Verbrauch (VD) gelangt man zu den Stromgestehungskosten (SGK) (siehe *Tabelle 10*). Speziell für die Wasserkraft werden die einzelnen Kosten noch genauer analysiert.

5.3 Bestmix

Nachdem nun die oben aufgeführte Tabelle ausgefüllt und die drei kritischsten Jahre berechnet wurden kann der Bestmix erstellt werden. Durch ein dafür extra entwickeltes Excel Tool von Herrn. Prof. Dr.-Ing. Popp, wird nun über diese Faktoren ein möglichst (kosten) optimiertes Versorgungssystem erstellt werden. In der nachfolgenden *Tabelle 10* sind die wichtigsten Werte des Bestmixs aufgeführt. Dies gilt jeweils für die drei Speichertechnologien. Ganz unten in der *Tabelle 10* sind nun auch berechnete Werte für die Stromgestehungskosten, die durch die oben aufgeführte Formel berechnet wurden. Durch die Berechnung des Bestmix wurden hierbei jeweils die geringsten Kosten kalkuliert.

Tabelle 10: Zusammenfassung der Ergebnisse

Gebiet		B3		
Orte		Ansbach, Bad Windsheim, Neustadt Aisch		
Mittelpunkt		10,625°E - 49,5°N		
Referent*in		Nina Müller		
Technik		Batterie	GeoT	P2G2P
Stromverbrauch	[MW]	207,28	207,28	207,28
erforderliches				
Umwandlungsvermögen	%	338	134	177
davon				
Laufwasser	%	0,1	0,1	0,1
Biomasse	%	10,4	10,4	10,4
auszubauen,fluktuierend	%	327,5	123,5	166,5
Wind	%	48	66	67
Sonne	%	52	34	33
Speicher				
Ladeleistung	%	305	145	150,44
Entnahmeleistung	%	143,78	143,78	143,78
Kapazität	[TL]	1,78	15,37	16,41
Bestand				
Wind	%	19,37	19,37	19,37
Sonne	%	27,63	27,63	27,63
Ausbaubedarf				
Wind	%	137,63	62,14	92,19
Sonne	%	142,67	14,36	27,32
Stromgestehungskosten	Ct/kWh	36,43	14,69	16,95
davon für				
Wind	Ct/kWh	8,13	4,21	5,77
Sonne	Ct/kWh	11,27	2,78	3,63
Laufwasser	Ct/kWh	0,01	0,01	0,01
Biomasse	Ct/kWh	1,26	1,26	1,26
Speicheraufladung	Ct/kWh	0	0,23	4,3
Speicherentnahme	Ct/kWh	0	0,22	1,49
Speicherleistung	Ct/kWh	0,35	0,68	5,93
Speicherkapazität	Ct/kWh	15,42	5,75	0,35

6 Grundlagen Wasserkraft

Im Anschluss wird nun auf die jeweilige Vertiefung des Projektes eingegangen. Hierbei handelt es sich um die aktuelle Technik der Wasserkraft in der gesamten Metropolregion Nürnberg wie auch der Kostenfaktoren für Laufwasserkraftwerke.

6.1 Geschichte

Die Wasserkraft in Bayern hat eine lange Tradition. Bis in die 1920er Jahre konnte durch Wasserkraft der gesamte Strombedarf gedeckt werden. Durch die verstärkte Nutzung vieler anderer Quellen zur Stromerzeugung, wie auch dem Stilllegen vieler kleiner Wasserkraftwerke verlor die Wasserkraft immer weiter an Bedeutung.

Gemäß dem bayrischen Energieprogramm soll sich das ändern. Im Jahr 2025 soll der Anteil der Wasserkraft bis zu 25% an der Bruttostromerzeugung in Bayern beitragen. [9] Um die Ziele zu erreichen, ist dieses Energieprojekt schon mal ein Anfang. Der Schwerpunkt liegt in diesem Fall auf der Wasserkraft in der gesamten EMN.

6.2 Grundlagen Wasserkraft

Der Begriff Wasserkraft bezeichnet die Umsetzung potentieller oder kinetischer Energie des Wassers mittels einer Wasserkraftmaschine in mechanische Arbeit. Die Bewegungsenergie wird somit mittels einer Turbine dem fließenden Gewässer entzogen und in einem Generator umgesetzt. Dort wird dann Strom erzeugt. Dieser wird mittels Transformation auf die richtige Spannung geregelt und somit direkt ins öffentliche Netz überführt. [10]

Im Grunde ist Wasserkraft nichts anderes als gespeicherte Sonnenenergie. Durch die Sonne wird sozusagen der Wasserkreislauf der Erde in Gang gehalten. Die Sonne lässt Oberflächen- und Meereswasser verdunsten, was dann wiederum als Regen oder Schnee zur Erde fällt. Dieser Niederschlag sammelt sich in Bächen, Flüssen oder Seen. Das an Stauseen gespeicherte Wasser oder in Flüssen und Strömen fließende Wasser kann durch Turbinen geleitet werden und somit zur Stromerzeugung durch Generatoren dienen. [11]

6.3 Unterscheidungsmerkmale Wasserkraftwerke

Grundsätzlich werden Wasserkraftwerke hinsichtlich der installierten Leistung unterteilt. Es gibt einmal kleine Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung $< 1\text{MW}$ und große Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung $> 1\text{MW}$. [11]

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal wären einmal die Laufwasserkraft- und Speicherwasserkraftwerke. Bei Laufwasserkraftwerken wird im Gegensatz zu Speicherwasserkraftwerken die zur Verfügung stehende Energie des Wassers kontinuierlich und nicht nach Bedarf, zur Stromerzeugung genutzt. Folgende *Abbildung 3* dient der Veranschaulichung.

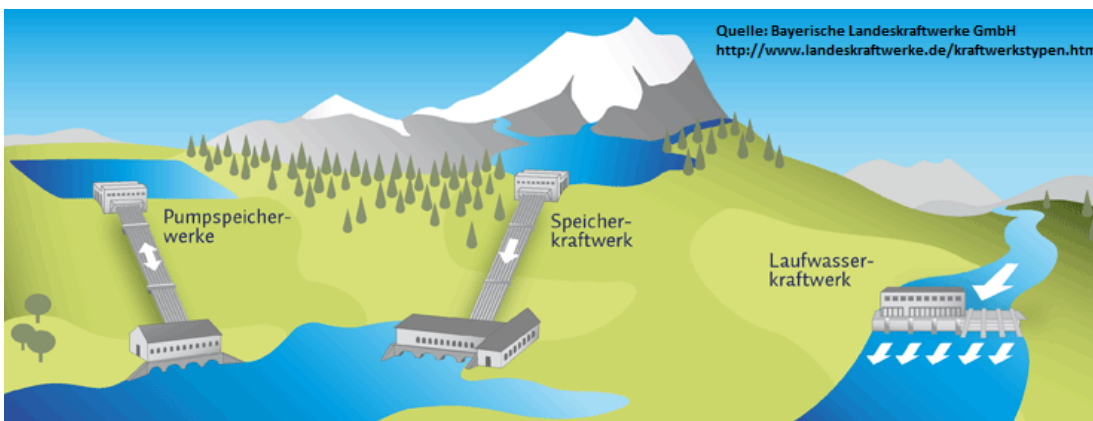


Abbildung 3: Wasserkraftwerkstypen

Auch die Fallhöhe kann als Unterscheidungskriterium herangezogen werden. Im Bereich bis etwa 25 m spricht man von Niederdruckkraftwerken, bis 100 m von Mitteldruckkraftwerken und über 100 m von Hochdruckkraftwerken. Wo im Hochdruckbereich v. a. Pelton-Turbinen verwendet werden, nutzt man im Mitteldruckbereich hauptsächlich senkrecht angeordnete Kaplan-Turbinen. Je nach Wasserdurchfluss und Fallhöhe können aber auch Francis-Turbinen genutzt werden. Hochdruckkraftwerke sind eine Domäne der Francis- und Pelton-Turbinen, wobei letztere umso eher eingesetzt werden, je höher die Fallhöhe bei relativ geringer Wassermenge ist. Als Übersicht dient die folgende *Abbildung 4*. [12]

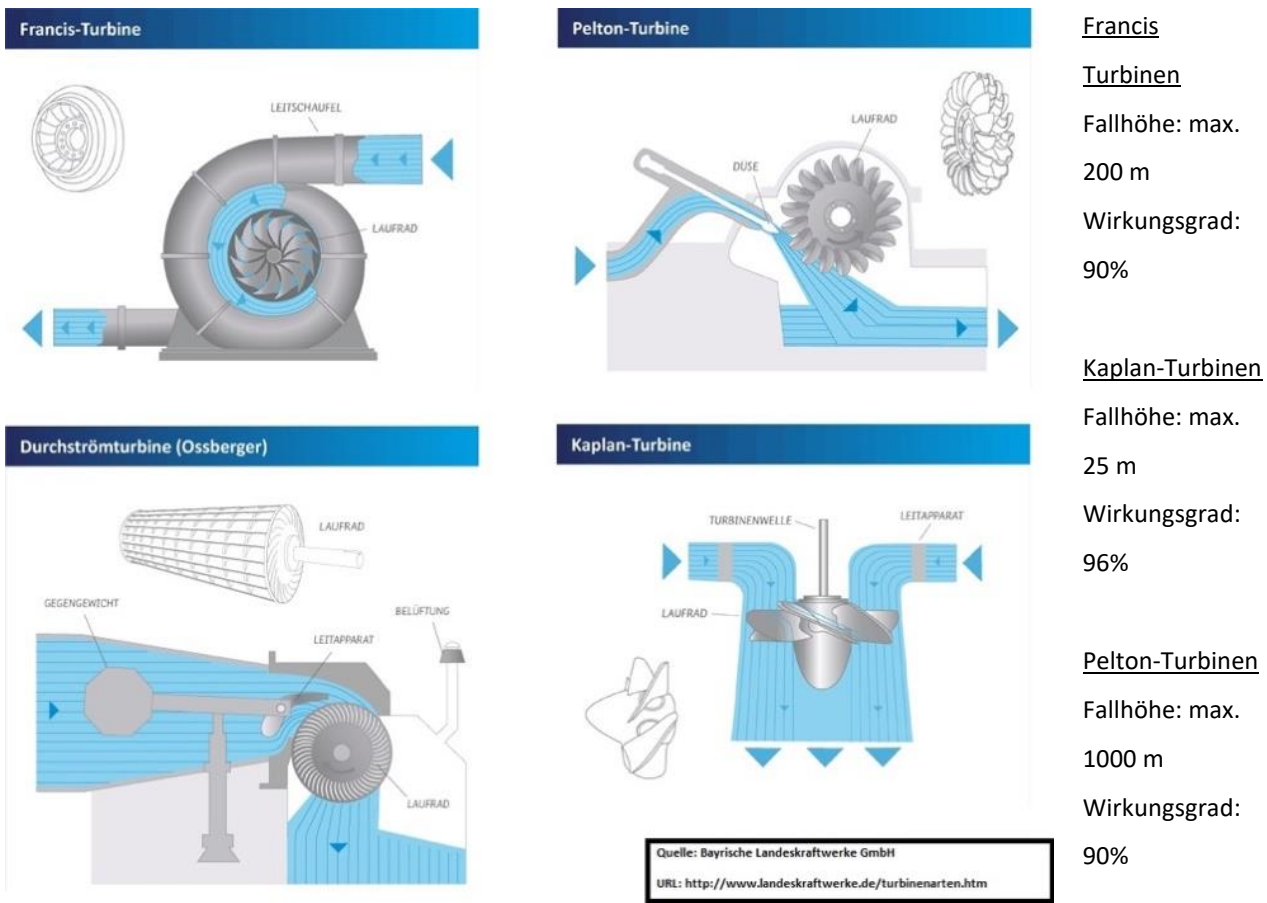


Abbildung 4: Turbinentypen

Bei der Pelton-Turbine wird ausschließlich die Bewegungsenergie des Wassers genutzt, das aus einer oder mehreren Düsen tangential auf die becherförmigen Schaufeln des Laufrads trifft. Der Wasserstrahl erfährt durch die Schaufelmulden eine Ablenkung um fast 180 Grad und gibt somit seine Energie fast vollständig an die Turbine ab. Die Pelton-Turbine eignet sich nur für Wasserkraftwerke mit sehr großen Fallhöhen (zwischen 20–1000 m) und relativ kleinen Wassermengen. Dabei entstehen Leistungen bis 300 MW.

Die heute am meisten verbreitete und universell verwendbare Turbinenart ist die Francis-Turbine. Die Francis-Turbine weist eine radiale bis halbaxiale Zuströmung aus einer Einlaufspirale und axiale Zuströmung auf. Bei der Francis-Turbine wird das Wasser durch ein feststehendes "Leitrad" mit verstellbaren Schaufeln auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln des Laufrads gelenkt. Sie eignet sich für mittlere Fallhöhen (zwischen 10-200 m) und mittleren Durchflussmengen. Die größten Francis-Laufräder erreichen ein Gussgewicht von ca. 150 t und Leistungen von über 700 MW. [12]

Aus der Francis-Turbine wurde die Kaplan-Turbine entwickelt. Diese besitzt axiale Zu- und Abströmung des Laufrades und radial angeordnete Leitschaufeln. Sowohl die Schaufeln des

Laufkraftwerke wie auch die des Leitwerks lassen sich verstellen. Die Kaplan-Turbine eignet sich für kleinere Fallhöhen (bis max. 25 m) mit großen Wassermengen. Das Laufrad gleicht einem Schiffpropeller. Durch die leicht verstellbaren Laufschaufeln bekommt man eine günstige Regelcharakteristik wie auch ein günstiges Teillastverhalten. [13]

6.4 Anlagentypen von Wasserkraftwerken

Im Allgemeinen gibt es außer Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken noch Gezeiten- und Wellenkraftwerke. Beide Kraftwerke kommen aufgrund der Lage der EMN nicht für das Projekt in Frage. Da diese beiden Kraftwerke eher in Küstenregionen verwendet werden. Deshalb wird in diesem Projekt nicht weiter darauf eingegangen.

Vielmehr geht es jetzt um die Laufwasserkraftwerke.

Diese liegen an Flüssen oder Bächen und nutzen die Energie des Wassers kontinuierlich rund um die Uhr. Dabei geben sie ihren Strom zur Deckung der Grundlast ins Netz der öffentlichen Versorgung ab. Aufgrund des meist geringen Gefälles werden bei Laufwasserkraftwerken meistens Kaplan-Turbinen eingesetzt. (siehe Abbildung 4). [11]

Da man zwischen kleinen Wasserkraftanlagen und großen in Bezug auf die installierte Leistung unterscheidet, werden Kleinwasserkraftwerke deshalb auch im Folgenden vorgestellt.

Bei Kleinwasserkraftwerken handelt es sich üblicherweise um frühere Mühlenanlagen die an einem Wehr oder durch Ausleitung in einen Mühlgraben, mit einem Wasserrad ausgestattet waren. Heutzutage sind diese Anlagen größtenteils durch Kaplan- oder Francis-Turbinen ausgestattet. Man kann sagen, dass diese kleine Wasserkraft die Keimzelle der mechanischen Arbeit und somit der Stromerzeugung ist.

Eine komplett andere Art der Wasserkraftwerke sind auch noch die Speicherwasserkraftwerke.

Speicherkraftwerke stauen das Wasser in natürlichen oder künstlich angelegten Becken auf und lassen es im Bedarfsfall über Turbinen abfließen. In Speicherkraftwerken finden je nach Fallhöhe Francis- oder Pelton-Turbinen ihre Einsatzgebiete. Speicherwasser-Kraftwerke sind in der Regel nicht für den Dauerbetrieb gedacht, da sonst ihre Speicherbecken bald leer wären. Ihr Sinn besteht

vielmehr darin, dass in Wochen, Monaten und in jahreszeitlichen Wechsel unterschiedlich anfallende Wasser zu speichern und bei erhöhtem Strombedarf zur Verfügung zu stellen. Man nennt sie deshalb auch “Spitzenleistungs-Kraftwerke”. [13]

Als letzte Art der Wasserkraftanlagen gibt es noch die Pumpspeicherkraftwerke.

In Zeiten geringer Nachfrage nach Strom, nutzen Pumpspeicherkraftwerke diesen, um Wasser von einem unteren Becken in ein oberes Becken zu pumpen. Strom wird dabei dann erzeugt, wenn man Zeiten des höchsten Strombedarfs (Spitzenlasten) hat. Man lässt das Wasser dann wieder nach unten fließen und verwandelt die potentielle Energie somit in Strom. Sollten andere Kraftwerke einmal ausfallen, dienen Pumpspeicherkraftwerke zur Stabilisierung des Netzes und somit auch als Reserve. [11]

6.5 Vor und Nachteile

Als wichtigster Vorteil der Wasserkraft zählt, dass man aus ihr kontinuierlich Strom gewinnen kann. Bei Photovoltaikanlagen oder auch Windanlagen kann der Strom beispielsweise nur bei vorhandener Sonneneinstrahlung oder genügend Wind, erzeugt werden. Wasser kann immer wieder für die Stromerzeugung genutzt werden und garantiert somit eine hohe Versorgungssicherheit. Hinzu kommt, dass die Wassermenge wie auch die Wasserqualität erhalten bleiben. Mit einem Wirkungsgrad von ca. 85-90% ist Wasserkraft die effizienteste Form der Energiegewinnung. Das bedeutet, dass bis zu 90% der Wasserenergie in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Photovoltaikanlagen haben vergleichsweise einen Wirkungsgrad von ca. 15-25%. [14].

Durch Wasserpumpspeicher kann der Strombedarf geregelt und überschüssiger Strom kann gespeichert werden. Somit ist auch in Zeiten mit niedriger Energiegewinnung eine Stromversorgung gewährleistet.

Bezieht man jetzt die Wasserkraft im Allgemeinen auf Deutschland, kann man sagen, dass es hier ein geringes Wachstumspotential gibt. An jedem größeren Fluss stehen bereits ein oder mehrere Kraftwerke. Durch den Bau von größeren Wasserkraftwerken oder Stauseen kann es zu sozialen Spannungen wie beispielsweise bei dem berühmten Drei-Schluchten-Damm in China kommen.

Grund dafür sind einmal die Umsiedlungen von Menschen wie auch die Überflutung mehrerer Städte. Als weiterer Nachteil kommt noch hinzu, dass durch Laufwasserkraftwerke das Fließverhalten des jeweiligen Flusses verändert wird. Somit wird in den Lebensraum von Fischen oder Wasserpflanzen drastisch eingegriffen. [15]

6.6 Kostenentstehung

Um nun die genauen Kosten einer Wasserkraftanlage zu kalkulieren gibt es bestimmte Kriterien, wie beispielsweise die Fallhöhe, Wasserdurchfluss oder der Untergrund. All diese Faktoren sind standortsabhängig und können zu verschiedenen Kosten führen. V. a. bei Wasserkraftanlagen hängen die Kosten mehr als bei anderen Energieträgern von den natürlichen Gegebenheiten ab. Noch hinzu kommt, dass es Unterschiede bei den Wasserkraftwerkstypen gibt, die auch noch einmal Kostenunterschiede mit sich bringen. Ein Kleinwasserkraftwerk mit installierten Leistungen $< 1\text{ MW}$ kostet daher weniger als eine große Wasserkraftanlage mit einer installierten Leistung $> 1\text{ MW}$. Genau umgekehrt ist es in der Regel bei den spezifischen Kosten pro kW Nennleistung.

Aufgrund der Verschiedenartigkeit der Wasserkraftanlagen gibt es kein „typisches Wasserkraftwerk“. Für den Vergleich mit anderen Energieträgern werden in folgender *Tabelle 11* Daten für ein fiktives neu gebautes Wasserkraftwerk, wie es zum Beispiel regionale Energieversorger bauen könnten, aufgelistet. Hierbei werden alle wichtigen Faktoren wie installierte Leistung, Strommenge, Investitionskosten, Stromgestehungskosten und die Amortisationszeit aufgelistet. Mit der Amortisationszeit wird angegeben, in welcher Zeit das Kraftwerk die Energiemenge abgegeben hat, die zu seiner Herstellung benötigt wurde. [11]

Tabelle 11: Beispielwerte für Wasserkraftwerkskosten

Laufwasserkraftwerk (Beispiel)	
Installierte Leistung	800 kW
Strommenge	3,2 Mio. kWh / Jahr
Investitionskosten	5.000.000 € (6.250 € / kW)
Betriebskosten (jährlich)	40.000 € (50 € / kW)
Stromgestehungskosten	9,5 ct / kWh
Energetische Amortisation *	ca. 1 – 2 Jahre

Anhand dieses Praxisbeispiels wurden auch die Werte für die Bestmixberechnung kalkuliert.

Aus 232 Datenbögen mit Kostenangaben für den Bereich Wasserkraft ergaben sich für Anlagen zwischen 100kW und 100MW, Investitionskosten von etwa 8.718 €/kW. Diese Kosten entsprechen den Gesamtkosten für einen Neubau. Hierbei wird angenommen, dass somit bereits ein hoher ökologischer Stand eingehalten wird.

Des Weiteren setzten sich die Betriebskosten v. a. aus Kosten für die Instandhaltung, Versicherungen, Verwaltung sowie Personalkosten zusammen. Schätzungsweise betragen die jährlichen Betriebskosten etwa 3,5-5% der Investitionskosten. [16] Dieser geringe Prozentsatz kommt dadurch zustande, dass man bei Wasserkraftwerken im Allgemeinen eher geringe Instandhaltungskosten hat. Dadurch ist die Lebensdauer von Wasserkraftwerken auch relativ hoch im Vergleich zu anderen Anlagen. Die übliche Betriebsdauer von Wasserkraftwerken beträgt 30 – 50 Jahre, wobei die Wasserrechte für 21 Jahre vergeben werden und um jeweils 10 Jahre verlängert werden können. [mail*] Natürlich müssen in dieser Zeit Instandhaltungsarbeiten durchgeführt werden, oder Turbinen ausgetauscht werden. Jedoch erzeugen Wasserkraftanlagen mehr als 50-mal so viel Energie, wie für die Herstellung nötig ist. Daher hat man als Endergebnis eine sehr positive Energiebilanz. [17]

Aus weiterer Recherche ergaben sich einmal Investitionskosten im Bereich der Kleinkraftwerke von 5.000 bis 13.000 €/kW. Hierbei war jedoch kein Bezug auf die Leistung gegeben. [18]

Als Vergleichswert liefert eine andere Quelle bei kleinen Wasserkraftanlagen zwischen 70 und 1.000 kW Leistung ein Investitionsvolumen zwischen 8.500 und 10.000 €/kW. Bei einer typischen Auslastung von 4.000 – 5.000 Vollaststunden pro Jahr liegen die Stromgestehungskosten einer solchen Anlage zwischen 10 – 20 ct/kWh. [17]

Diesbezüglich wird ein Beispiel für die Kostenabschätzungen, betreffend der technischen Ausrüstung im Bereich Small Hydro (<10MW) aufgeführt. Diese Werte wurden von der Firma Voith zur Verfügung gestellt. [19] Die entsprechende *Abbildung 5* wurde per Mail geschickt und befindet sich im Anhang. Dabei werden noch einmal die verschiedenen Turbinenarten in Bezug auf Fallhöhe und Durchfluss dargestellt. Die Kostenabschätzungen beziehen sich hierbei nun auf eine Francis Turbine mit einer Fallhöhe von 45m und einer Leistung von 0,5MW. Die Gesamtkosten für die technische Ausrüstung in diesem Bereich liegen bei 329.662 €. Sie setzten sich aus den Turbinen- Generator- Schaltanlagen- Steuerungssystem- und Transformatorkosten zusammen.

Dabei zählen zu den Turbinenkosten einmal die Turbine, Kontrolle, Einlassventile wie auch die Ausrüstung. Die Schaltanlagenkosten bestehen aus dem Generatorschalter wie auch der Hochspannungsschaltanlage. Das Steuerungssystem wiederum beinhaltet den Generatorschutz, Leistungstransformator, Schaltgeräte, Wasserregulierung, Fernsteuerung und eine Batterie mit einem Ladegleichrichter. Zuletzt werden noch die Kosten bezüglich des Transformators aufgelistet, welche sich aus der Luftkühlung und der Temperaturkontrolle zusammensetzen. All diese Werte können dem Balkendiagramm aus *Abbildung 5* entnommen werden.

Als letzten Kostenvergleich werden große Laufwasser- und Speicher- wie auch Pumpspeicherkraftwerke herangezogen. Im Allgemeinen gehören Laufwasser- und Speicherkraftwerke heutzutage zu den günstigsten Stromerzeugungsarten. Da größere Kraftwerksblöcke preiswerter sind. Die spezifischen Anlagekosten betragen bei Großanlagen von 10 – 100 MW etwa 2.000 – 4.000 €/kW. Die hieraus resultierenden Stromerzeugungskosten betragen somit nur 4,5 – 10 ct/kWh.

Als abschließenden Aspekt dienen noch die Pumpspeicherkraftwerke. Diese sind momentan die ökonomischste Art Strom zu speichern. In Deutschland gibt es hierfür jedoch nur wenige günstige Standorte und das Ausbaupotenzial ist nahezu erschöpft. Daher war es hier schwerer Investitionskosten zu finden. Man kann jedoch sagen, dass die Kosten umso höher sind, je länger gespeichert wird. [17]

Da die Wasserkraft in Deutschland und somit auch in der EMN weitgehend ausgeschöpft ist, rentiert sich standortmäßig wie auch kostenmäßig ein Neubau von Wasserkraftwerken nicht. Jedoch ist eine Reaktivierung oder Modernisierung bestehender Anlagen möglich. Wie aus der folgenden *Abbildung 6* zu entnehmen, ergeben sich für die jeweilige Reaktivierung wie auch Modernisierung mit ca. 4000 €/kW deutlich geringere Investitionskosten als bei einem Neubau.

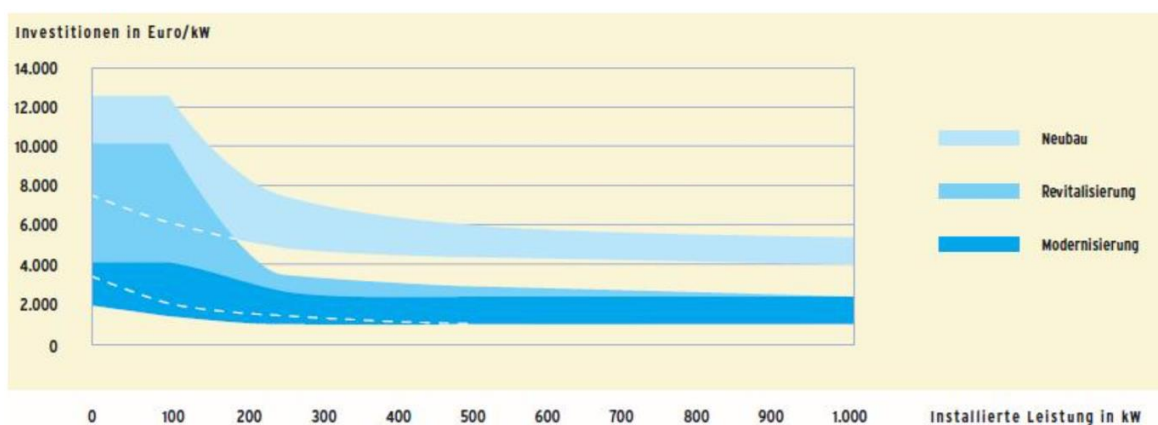


Abbildung 6: Investitionskosten für Kleinwasserkraftwerke

7 Zusammenfassung

Insgesamt kann man als Fazit des Projektes einmal sagen, dass durch den weiteren Ausbau von Energieumwandlungsanlagen wie auch dem berechneten Bestmix, eine rein regenerative Stromversorgung für das Untersuchungsgebiet um Ansbach herum möglich wäre. Jedoch wird auch aufgrund der erheblichen Schwankungen bei der Stromerzeugung durch Photovoltaik- wie auch Windanlagen der Bedarf an Energiespeichersystemen steigen. Somit müssen diese auch weiter ausgebaut werden.

Bezogen auf das Schwerpunktthema hat sich ergeben, dass die Wasserkraft in der EMN schon ziemlich ausgebaut ist und daher ein weiterer Ausbau auch kostenmäßig keinen Sinn machen würde. Die größten Potenziale liegen in der Änderung des Nutzungsumfangs, Erhöhung der Wirkungsgrade und optimierter Steuerung bei Nachrüstung und Modernisierung vorhandener größerer Anlagen. Auch bei kleiner Wasserkraft schummern Reservemöglichkeiten. [18]

Die Ergebnisse des Projekts werden nach sorgfältiger Überprüfung in der Hochschulbibliothek der Technischen Hochschule Nürnberg, und damit auch in der deutschen Nationalbibliothek zu finden sein. Somit kann die Projektarbeit als Basis für weitere Forschungsarbeiten, die sich mit dem Thema regenerative Energien in regionalen Gebieten Bayerns beschäftigen, dienen.

8 Literaturverzeichnis

Skript Regenerative Energiesysteme von Prof. Dr. Matthias Popp an der Technischen Hochschule Nürnberg

Titelbild wurden in Schwabach am Trimm-dich-Pfad, am 02.05.2020 selbst erstellt

[1] <https://www.zukunftsstiftung-entwicklung.de/index.php?id=2635> (Aufruf 27.04.2020)

[2] https://www.google.com/intl/de_de/earth/ (Aufruf 27.04.2020)

[3] https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/data_access/ (Aufruf 27.04.2020)

[4] Bachelorarbeit Katharina Will

[5] <https://www.energiemanagement-und-energieeffizienz.de/energie-lexikon/lastgang/>

[6] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>

[7] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>

[8] http://poppware.de/Veranstaltungen/Matthias_Popp__Regionale_Selbstversorgung_kontra_Gleichstromtrassen.pdf

[9] <https://www.nuernberg.de/internet/klimaschutz/wasserkraft.html>

[10] <https://www.hallo-energiewende.de/energiewende-erklaert/wasserkraft/>

[11] https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/physik.html

[12] <https://www.wasserkraftverband.de/pages/wissenswertes-zur-wasserkraft/verschiedene-arten-von-wasserkraftwerken.php>

[13] <https://www.wws-wasserkraft.at/leistungen/kaplan-turbinen>

[14] <https://www.verbund.com/de-at/privatkunden/themenwelten/strom-aus-wasserkraft/wasserkraft-vorteile>

[15] <https://www.wir-ernten-was-wir-saeen.de/wasserkraftwerk>

[16] <https://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/wasserkraft-in-zahlen.html>

[17] <http://www.regenerative-zukunft.de/joomla/wasserkraft>

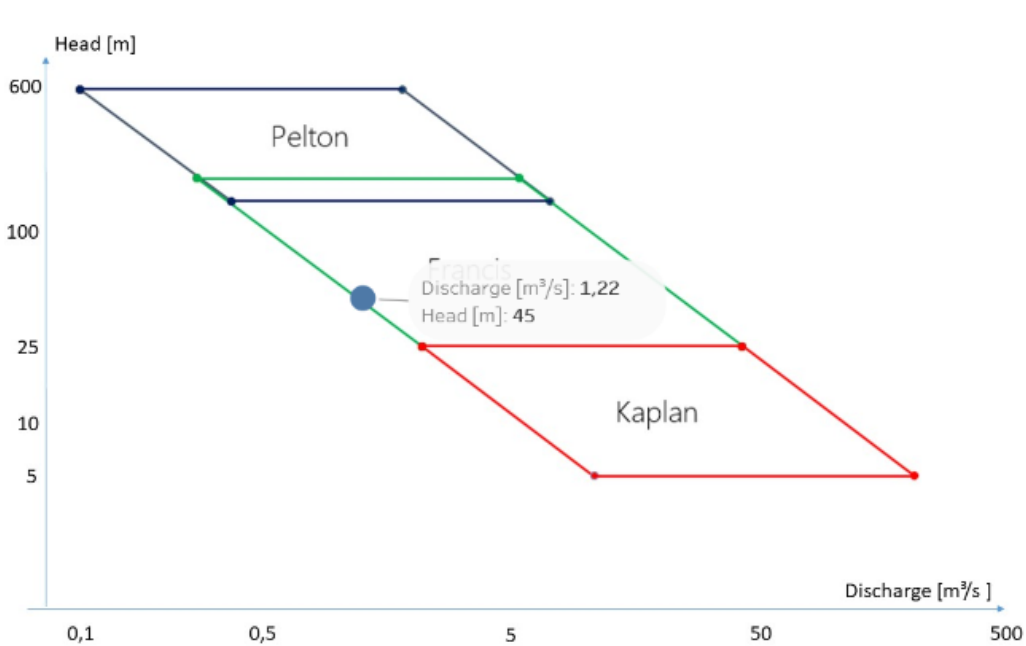
[18] <https://www.carmen-ev.de/sonne-wind-co/wasserkraft>

[19] <http://voith.com/corp-de/branchen/wasserkraft.html>

9 Anhang

Register- nummer	3.5 Ort	4.1 Nutzbare Speicherkapazität [kWh]	4.3 Batterie- technologie	4.4 Bruttoleistung [kW]
224377	Zirndorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
224378	Zirndorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
224552	Zirndorf	10,500	Lithium-Ionen-Batterie	10,000
224583	Zirndorf	10,500	Lithium-Ionen-Batterie	10,000
233530	Zirndorf	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	9,800
224785	Cadolzburg	5,800	Lithium-Ionen-Batterie	2,000
233601	Cadolzburg	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	9,800
238202	Cadolzburg	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	10,000
226541	Roßtal	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	9,000
224691	Roßtal	9,800	Lithium-Ionen-Batterie	5,000
231124	Roßtal	3,300	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
231758	Roßtal	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	8,900
237996	Roßtal	9,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
231901	Langenzenn	8,190	Lithium-Ionen-Batterie	8,190
232872	Veitsbronn	5,760	LI	6,400
237152	Obermichelbach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
237817	Veitsbronn	41,000	BS	6,000
238114	Veitsbronn	11,000	BS	3,500
230366	Großhabersdorf	8,000	Redox-Flow-Batterie	3,300
231384	Großhabersdorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
232959	Großhabersdorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
235564	Großhabersdorf	7,200	Lithium-Ionen-Batterie	8,000
236256	Großhabersdorf	7,200	Lithium-Ionen-Batterie	8,000
236925	Großhabersdorf	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
228191	Ammerndorf	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
231077	Ammerndorf	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
235142	Ammerndorf	5,000	LI	2,500
224766	Herzogenaurach	9,300	Lithium-Ionen-Batterie	10,000
228101	Herzogenaurach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
228828	Herzogenaurach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
230365	Herzogenaurach	3,000	Lithium-Ionen-Batterie	13,000
231922	Herzogenaurach	13,000	Lithium-Ionen-Batterie	13,000
226721	Weisendorf	4,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
233125	Weisendorf	75,100	Lithium-Ionen-Batterie	70,000
228113	Großenseebach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
235583	Grossenseebach	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
233533	Heßdorf	13,000	Lithium-Ionen-Batterie	13,000
236092	Heßdorf	9,800	LI	4,600
237437	Heßdorf	6,750	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
227708	Hochstädt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,100
223591	Höchstadt	5,900	Lithium-Ionen-Batterie	6,500
226738	Höchstadt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
227755	Höchstadt	20,000	Lithium-Ionen-Batterie	5,000
227847	Höchstadt Aisch	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
228613	Höchstadt	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
229681	Höchstadt a. d. Aisch	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
229991	Höchstadt		Blei-Säure-Batterie	2,500
229833	Höchstadt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
230757	Höchstadt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
233297	Höchstadt	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
233631	Höchstadt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
234441	Höchstadt/Aisch	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
235741	Höchstadt	7,500	LI	2,500
225613	Adelsdorf	13,500	Lithium-Ionen-Batterie	15,000
226740	Adelsdorf	20,000	Lithium-Ionen-Batterie	5,000
228071	Adelsdorf	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	1,250
228077	Adelsdorf	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	9,900
228083	Adelsdorf	30,000	Blei-Säure-Batterie	6,000

Register- nummer	3.5 Ort	4.1 Nutzbare Speicherkapazität [kWh]	4.3 Batterie- technologie	4.4 Bruttoleistung [kW]
228394	Adelsdorf	30,000	Lithium-Ionen-Batterie	7,500
228832	Adelsdorf	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
230668	Röttenbach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	10,000
231861	Röttenbach	6,900	Lithium-Ionen-Batterie	1,500
236796	Gremsdorf	8,900	LI	3,000
227819	Neustadt an der Aisch	4,500	Lithium-Ionen-Batterie	4,500
230655	Neustadt a. d. Aisch	3,600	Lithium-Ionen-Batterie	5,000
235444	Neustadt/Aisch	9,300	LI	2,500
222288	Bad Windsheim	7,500		2,500
238392	Bad Windsheim	2,500	LI	2,250
227116	Wilhermsdorf	12,800	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
232786	Wilhelmsdorf	8,800	Lithium-Ionen-Batterie	9,800
227842	Diespeck	11,800	Lithium-Ionen-Batterie	13,000
230241	Diespeck	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
235262	Diespeck	13,000	LI	3,000
223116	Markt Erlbach			3,000
226520	Markterlbach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
230865	Markt Erlbach	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	7,500
235152	Markt Erlbach	12,000	Lithium-Ionen-Batterie	4,600
227762	Dachsbach	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
226522	Dachsbach	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
232787	Gerhardshofen	7,500	Hochtemperaturbatterie	2,500
235914	Ipsheim	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
228260	Lonnerstadt			4,600
228070	Lonnerstadt	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
228080	Lonnerstadt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	5,000
231065	Lonnerstadt	10,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
228686	Lonnerstadt	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
229684	Lonnerstadt	30,000	Lithium-Ionen-Batterie	7,500
236791	Uehlfeld	5,000	LI	2,250
228367	Vestenbergsreuth		Lithium-Ionen-Batterie	2,500
225615	Ansbach	9,600	Lithium-Ionen-Batterie	12,000
227360	Ansbach	6,400	Lithium-Ionen-Batterie	3,000
227359	Ansbach	6,400	Lithium-Ionen-Batterie	3,000
229686	Ambach	5,500	Lithium-Ionen-Batterie	4,600
229685	Ansbach	6,200	Lithium-Ionen-Batterie	1,400
231488	Ansbach	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
235153	Ansbach	6,000	Sonstige	3,000
235473	Ansbach	6,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,000
226523	Heilsbronn	6,000	Sonstige Batterie	3,000
230762	Heilsbronn	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
232788	Heilsbronn	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
233267	Heilsbronn	12,000	Sonstige	3,300
233888	Heilsbronn	12,000	Sonstige	3,300
235154	Heilsbronn	12,000	Sonstige Batterie	3,300
235155	Heilsbronn	6,000	LI	6,000
238026	Heilsbronn	10,000	LI	2,500
227113	Neuendettelsau	3,300	Sonstige Batterie	5,500
238070	Neuendettelsau	12,500	Off	3,300
232789	Windsbach	4,000	Sonstige Batterie	2,000
234701	Windsbach	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
235410	Windsbach	12,500	LI	3,300
232438	Petersaurach	13,800	Lithium-Ionen-Batterie	4,600
226640	Lichtenau	8,000	Lithium-Ionen-Batterie	3,300
230822	Lichtenau	11,500	Lithium-Ionen-Batterie	4,600
227818	Weinberg	9,000	Blei-Säure-Batterie	4,600
237755	Burgbernheim	9,300	LI	2,500
230407	Marktbergel	9,200	Lithium-Ionen-Batterie	10,000
238504	Marktbergel	5,000	Lithium-Ionen-Batterie	2,500
226567	Obernzen			3,000
237474	Sachsen bei Ansbach	6,400	LI	3,000
235211	Possenheim	7,500	Lithium-Ionen-Batterie	2,250
		1.110,900		614,490



Nominal Power [MW]
0.50

Head [m]
45

Turbine type
Francis

Number of Machines
1

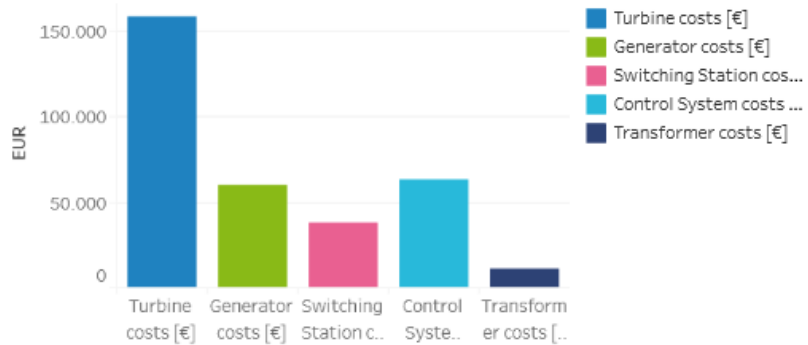
cos (phi)
0.9

Geographical Region
Europe

Discharge [m³/s]
1.22

Generator cooling
Air cooled/vertical

Total Costs in Euro	
329 662	
Turbine costs [€/kW]	316
Turbine costs [€]	157 798
Generator costs [€/kW]	106
Generator costs [€]	59 899
Control System costs [€]	63 239
Switching Station costs [€]	37 747
Transformer costs [€]	10 978



- > **Turbine price includes:** Turbine + control + inlet valve + gear (only Kaplan lower than 375 rpm)
- > **Generator price includes:** vertical machinery // Nominal Power ≤ 1.3 MW air cooled // Nominal Power > 1.3 MW water cooled
- > **Control System price includes:** Power unit control, Generator protection, protection for power transformer and switchgear (if necessary), switchgear control functions, water level regulation, remote control (SCADA), battery with charging rectifier
- > **Transformer:** Supply power to a 22kV distribution grid, air cooled, temperature controller to protect against overload
- > **Switching Station price includes:** Generator breaker. Any high-voltage switchgear. Any station transformers

Abbildung 5: Kostenabschätzungen im Bereich Small Hydro