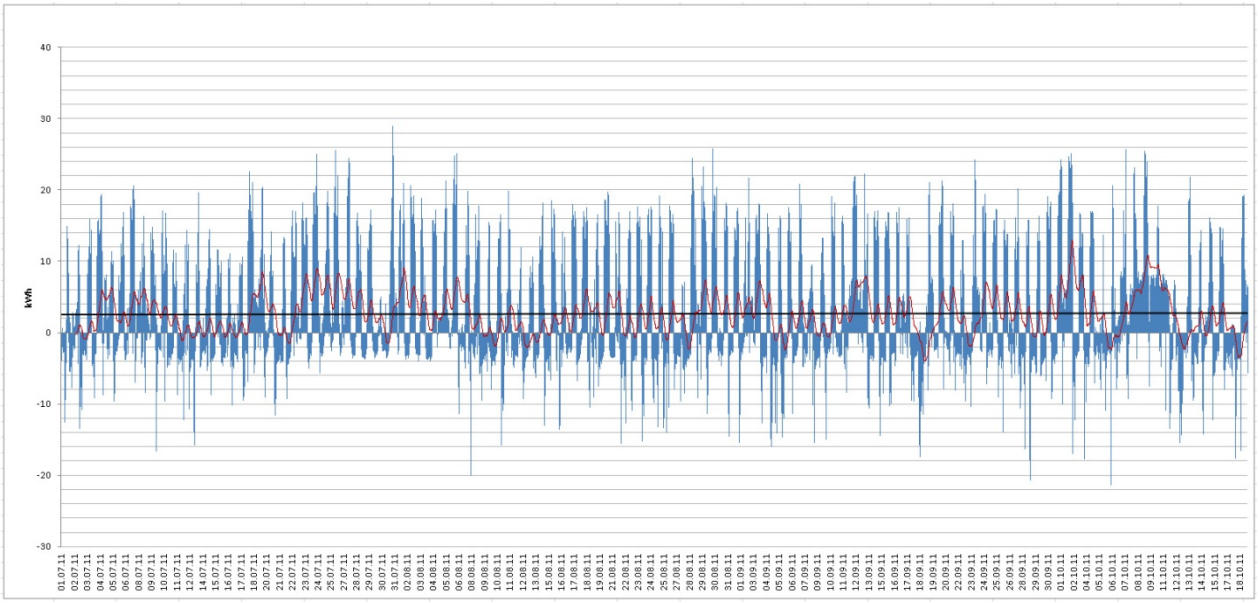
UNIKASSEL
VERSITÄT

Untersuchung des Deckungspotentials in dezentralen Clustern



Studienprogram Windenergie - Anlagenplaner

10.02.2012 – 12.10.2012

Abschlusshausarbeit

Peter Neumann

Am Kucksberg 29

30890 Barsinghausen

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung ... 3
2 Aufgabenstellung, Ziele der Arbeit ... 3
3 Das Setup: Wind ... 4
3.1 Das Baugebiet ... 4
3.2 Die KWEA ... 4
3.3 Das Geländemodell / Höhenlinien ... 6
3.4 Windprofil ... 7
4 Energie ... 8
4.1 Windenergie Ertragsberechnung und -vergleich ... 8
4.1.1 GAIA Wind ... 8
4.1.2 S&W Energiesysteme ... 10
4.1.3 Ertragsvergleich: GAIA vs. S&W ... 12
4.1.4 Fazit Ertragsvergleich ... 14
4.2 Netzanschlussbedingungen KWEA ... 14
4.3 Solarenergie, Abschätzung ... 15
4.4 Wind- und Solarertrag, akkumuliert ... 17
4.5 Verbrauchsdaten, Abschätzung ... 18
5 Analyse ... 21
5.1 Verbrauch vs. Erzeugung, zeitliches Deckungsverhalten ... 21
5.2 Demand Side Management ... 23
5.2.1 Lastverschiebungspotenziale in privaten Haushalten ... 24
5.3 Energiespeicher ... 25
5.4 Ausblick Dezentrale Energieressourcencluster: Netzschwankungsausgleich als Service ... 27
6 Betriebswirtschaftliche Aspekte (nur KWEA) ... 28
7 Anhang ... 29
7.1 Randbedingungen / Einschränkungen ... 29

1 Zusammenfassung

Die Umstellung der Energieversorgung von fossilen hin zu den erneuerbaren Energieträgern führt aufgrund deren Volatilität zu gravierenden Versorgungsschwankungen. Diese Schwankungen der Energieversorgung über das gesamte Versorgungsnetz auszubalancieren ist aus technischer Sicht sehr anspruchsvoll und erfordert hohe finanzielle Investitionen. Insbesondere bei kleineren Anlagen, die größtenteils ins Niederspannungsnetzt einspeisen, bietet sich jedoch die Chance, das Problem dort anzugehen, wo es entsteht und eben *nicht* das Elektrizitätsnetz als unendlichen Puffer für jedwede Schwankung zu betrachten.

Basierend auf dem Ertragsvergleich von Kleinwindkraftanlagen wird daher in dieser Hausarbeit anhand eines fiktiven Neubaugebietes untersucht, wie ein tragfähiges Konzept für eine weitgehend lokale Energieversorgung (ein „dezentraler Energiecluster“) aussehen könnte. Ziel ist dabei einerseits die Deckung des lokalen Verbrauchs, andererseits aber auch die Stabilisierung des mit dem lokalen Cluster verbundenen Niederspannungsnetzes durch Ausbalancierung von Verbrauch und Erzeugung.

Betrachtet wird dabei einerseits die ergänzende Struktur der Energieträger Sonne und Wind, andererseits aber auch das Deckungsverhalten in Bezug auf den Verbrauch in privaten Gebäuden und im mittelständischen Gewerbebereich. Des Weiteren werden Überlegungen angestellt, wie das Deckungsverhalten durch den Einsatz von Demand Side Management Methoden und den Einsatz von Energiespeichern erhöht werden kann. Der daraus resultierende verlässliche Verbrauchs- bzw. Erzeugungscluster („Prosumer“) kann darüber hinaus, wenn eine Kommunikationsschnittstelle zum Netzbetreiber besteht, sein Verhalten den Netzerfordernissen anpassen und dem Netzbetreiber somit einen netzstabilisierenden Service bereitstellen.

2 Aufgabenstellung, Ziele der Arbeit

I. Erster Schwerpunkt der Hausarbeit ist ein Ertragsvergleich dreier netzgekoppelter kleiner Windenergieanlagen (KWEA) mit jeweils 6kW, 11kW, und 20kW Nennleistung. Die Ertragsberechnungen erfolgen mit der WindPro Software der Firma EMD. Ferner sollen die Netzanschlussbedingungen untersucht werden.
   Schattenwurf- und Lärmberechnungen werden aufgrund der geringen Größe der Anlagen und der nicht vorhandenen Detailangaben der Anlagenhersteller nicht betrachtet. Naturschutzbelange werden aufgrund der regional unterschiedlichen Anforderungen ebenfalls vernachlässigt.

II. Da zu erwarten ist, dass KWEA unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur schwierig wirtschaftlich zu rechtfertigen sind, wird ein weiteres Augenmerk auf das dezentrale Zusammenspiel der KWEAs mit Demand Side Management (DSM) Ansätzen gelegt. Hier soll der Ansatz einer möglichst hohen Abdeckung des Eigenbedarfs u. a. mit Hilfe von KWEA verfolgt werden.
   Denkbar ist, dass zukünftig regionale Baugebiete nur noch unter der Voraussetzung ausgewiesen werden, dass ein bestimmter Prozentsatz des Strombedarfs lokal erzeugt wird. Dies muss unter Berücksichtigung der zeitlichen Deckungskurve geschehen. Als zweiter Schwerpunkt soll daher folgendes Szenario betrachtet werden:
   Es wird ein Neubaugebiet bestehend aus reinem Wohngebiet (25 Bauplätze für Einfamilienhäuser, EFH) und Mischgebiet (3 Bauplätze für Kleingewerbe) ausgewiesen. Es soll untersucht werden, in wie weit sich hieraus Anforderungen an DSM Konzepte bzw. lokal vorzuhaltende Speicher ableiten lassen.

3 Das Setup: Wind

3.1 Das Baugebiet

Für die hier gestellte Aufgabe wurde ein neues Baugebiet Im Ort Hartmannshain definiert. Abbildung 1 zeigt das fiktive Baugebiet, wobei der orange Bereich ein reines Wohngebiet (Auflagen Lärmschutz <35dB) und der blau gepunktete Bereich ein Mischgebiet (<40dB) darstellt. Der blaue Bereich definiert den Standort der KWEA. Die im Weiteren verwendeten Windressourcendaten stammen von einem Meßmast, der sich in ca. 500m Entfernung südöstlich vom Ort Hartmannshain, rechts unten etwas außerhalb des Bildes befindet.

Abbildung 1: Imaginäres Baugebiet Hartmannshain

3.2 Die KWEA

Im Rahmen der Aufgabe wurden drei unterschiedliche Windturbinen untersucht: der 6kW qr5 Vertikalläufer der Firma Quiet Revolution (15m untere Turbinenhöhe), der 11kW horizontale Zweiflügler der Firma GAIA-Wind (18m Nabenhöhe), und der horizontale 20kW Dreiflügler der Firma S&W Energiesysteme (30m Nabenhöhe). Abbildungen 2 bis 5 zeigen das Aussehen, die Kennlinien für Leistung, den Schubbeiwert (C_t) und den Leistungsbeiwert (hier C_e, sonst auch C_p) der jeweiligen Turbine. Die Kennlinien beruhen auf Herstellerangaben und sind von daher mit Vorbehalt zu betrachten.

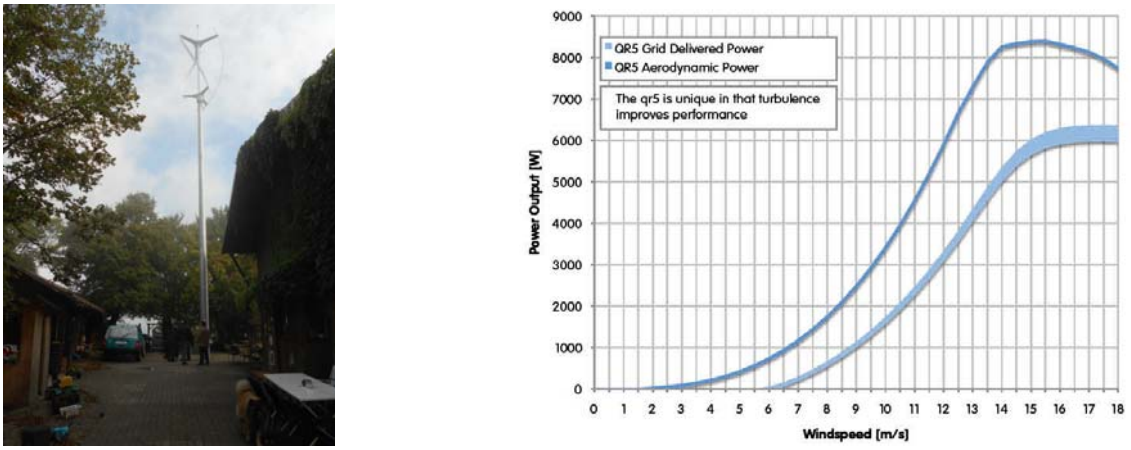


Abbildung 2: Turbinen und Leistungskennlinien, qr5

Abbildung 3: GAIA-Wind Turbine 11kW(links), S&W Turbine 20kW (rechts)

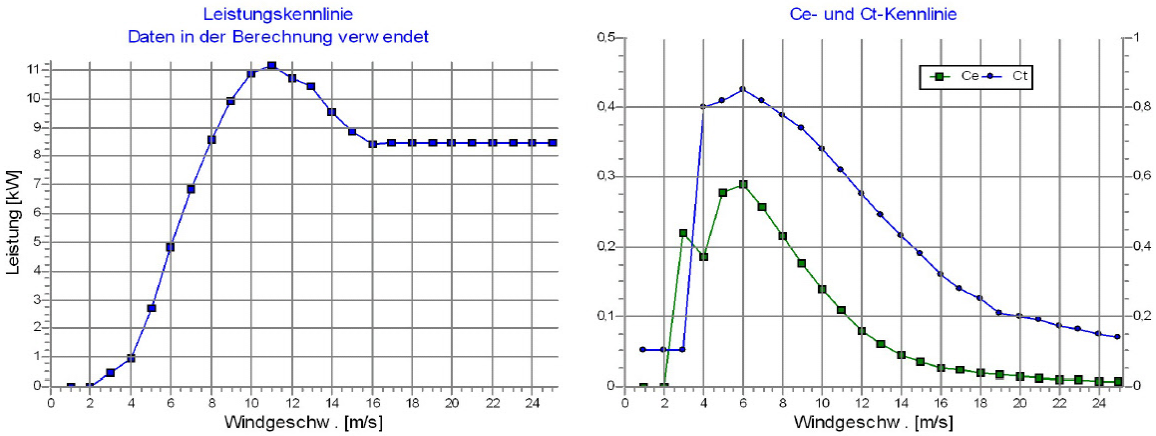


Abbildung 4: GAIA-Wind Leistungs- und Ce/Ct Kennlinien (Quelle: WindPro)

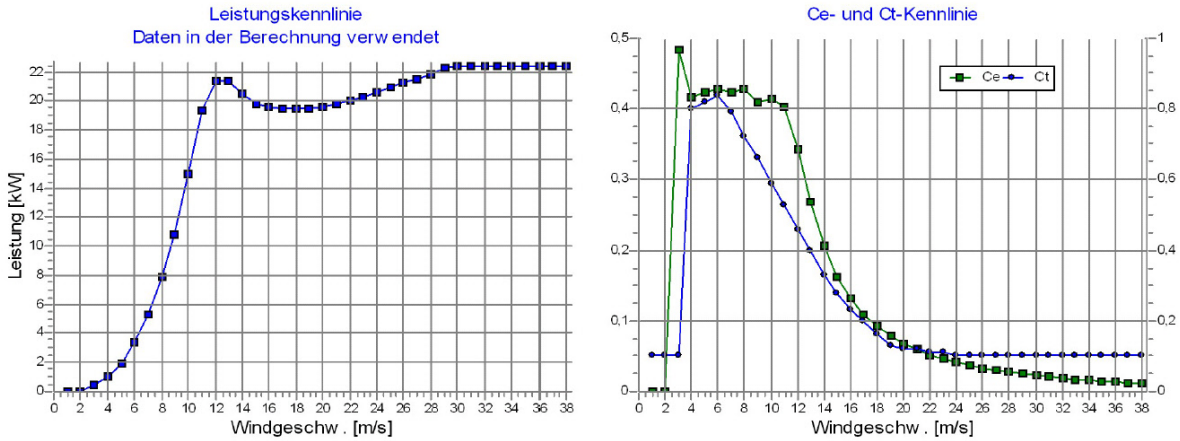


Abbildung 5: S&W Leistungs- und Ce/Ct Kennlinien (Quelle: WindPro)

In der Literatur wird darauf hingewiesen, dass C_p-Werte (der Leistungsbeiwert wird manchmal auch als auch C_e bezeichnet, es ist der Quotient aus *dem Wind entnommene Energie* und *im Wind enthaltene Energie*) deutlich über 0,45 mit Vorsicht zu genießen sind,- entweder liegt dann eine fehlerhafte Leistungscharakteristik vor, oder es handelt sich um eine revolutionäre Weiterentwicklung. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass kleinere WEA, wie hier diskutiert, einen eher geringeren Leistungsbeiwert haben.

Beim Vergleich der C_p-Werte mit denen anderer Kleinwindkraftanlagen (aircon: 0,38, Bergey Excel: 0,3) fällt auf, dass diese alle im Bereich der GAIA C_p-Werte (~0,3) liegen,- die S&W Werte von maximal 4,2 - 4,8 sind in diesem Zusammenhang mindesten ungewöhnlich und sollten hinterfragt werden.

Eine weitere Möglichkeit der Plausibilitätsprüfung ist die Ermittlung der Flächenleistung. Der GAIA Zweiflügler hat einen Durchmesser von 13m und somit eine Erntefläche von 132,73m^2. Die Flächenleistung dieser 11kW Turbine beträgt daher 82,88 W/m^2.

Der S&W Dreiflügler hingegen mit einem Durchmesser von vergleichsweise geringen 8,9m erntet auf einer Fläche von 62,21 m^2. Die Flächenleistung dieser 20kW Turbine beträgt mit 321,49 W/m^2 somit das 2,5-fache der GAIA Turbine und erscheint auch in diesem Vergleich relativ optimistisch.

Ungeachtet dieser Ungereimtheiten wurden für den Ertragsvergleich der Turbinen die S&W Kenndaten unverändert für die Berechnungen verwendet, da der reine Summenvergleich der Turbinen-Typen nicht im Vordergrund dieser Hausarbeit stand.

3.3 Das Geländemodell / Höhenlinien

Ein Geländemodell wurde nicht erstellt. Die Höhendaten wurden von der Firma EMD bereitgestellt und in begrenztem Umfang nachkorrigiert. Da keine Begehung des Gebietes vorgenommen werden konnte, musste die Abschätzung des Terraintyps bzw. der Wake-Decay Konstante für die Parkberechnung auf Basis der ebenfalls bereitgestellten Aufnahmen und von Satellitenaufnahmen (Quelle: Internet) durchgeführt werden (siehe Abbildung 6 und 1). Angenommen wurde für diese Abschlussarbeit aufgrund der nahezu freiliegenden Hauptwindrichtung WSW (siehe auch Abbildung 9 und 13) eine Konstante von 0,075 („freie Felder“), die aber ev. zu optimistisch gewählt ist (Begehung notwendig).

Abbildung 6: Das Gebiet im Umfeld des Ortes Hartmannshain

3.4 Windprofil

Zur späteren Berechnung der Windertragsdaten wurden zwei Profile erstellt. Für die S&W Turbine auf dem 30m Mast wurden die bereitgestellten 30m Kurzzeitdaten mit den ebenfalls bereitgestellten 30m Langzeitdaten langzeitkorrigiert.

Für die GAIA Turbine wurden mit Hilfe der 10m Langzeitdaten und der 30m Langzeitdaten die Windscherung für den 18m Mast generiert.

Die Platzierung der Turbinen erfolgte auf Basis des in Kapitel 3.1 ausgewiesenen Baugebietes (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: Platzierung der Turbinen im Baugebiet

Anmerkung: Die QR Turbine wurde aus der Betrachtung herausgenommen, das sich bereits frühzeitig herausstellte, dass der zu erwartende Ertrag sehr gering ist und dass kein sinnvolles Investitions-/ Ertragsverhalten zu erwarten ist.

4 Energie

4.1 Windenergie Ertragsberechnung und -vergleich

4.1.1 GAIA Wind

Mit den 10m und 30m Langzeitdaten wurde die Windscherung für den 18m Mast erstellt. Auf Basis dieser Daten wurde die Annual Energy Production (AEP) für den Park aus sechs 11kW GAIA Turbinen berechnet. Die Kenndaten aus WindPro sind in Abbildung 8 zu sehen.

Referenzwerte für eine Höhe von 30,0 m über Grund

Terrain GK (Bessel) Zone: 3

	Ost	Nord	Bezeichnung der Häufigkeitsverteilung	Höhe [m]	Typ	Bruttowindenergie [kWh/m²]	Mittlere Windgeschw. [m/s]
A	3.520.743	5.592.413	Langzeitdaten 10m, 30m, Windindex	10,0	MEASURE	1.606	5,2

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis-10,0%	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Spezifische Ergebnisse¤) Parkwirkungsgrad	Kapazitätsfaktor	Mittleres WEA-Ergebnis	Volllaststunden	Mittlere WG @Nabenhöhe
	[MWh/a]	[MWh]	[MWh/a]	[%]	[%]	[MWh/a]	[Stunden/Jahr]	[m/s]
Windpark	172,0	154,8	175,7	97,9	26,8	25,8	2.346	4,9

¤) *Basiert auf Ergebnis-10,0%*

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 6 neuen WEA mit insgesamt 0,1 MW Nennleistung

	Terrain	WEA-Typ Aktuell	Hersteller	Generatortyp	Nennleistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie Quelle	Name	AEP Ergebnis [MWh]	Ergebnis-10,0% [MWh]	Park Parkwirkungsgrad [%]	Mittlere Windgeschw. [m/s]
1	A	Ja	GAIA WIND	GAIA 11 KW-11	11	13,0	18,0	EMD	Tripod 03-98 1.225 25.00 0.00	28,8	26	98,6	4,88
2	A	Ja	GAIA WIND	GAIA 11 KW-11	11	13,0	18,0	EMD	Tripod 03-98 1.225 25.00 0.00	28,6	26	97,6	4,88
3	A	Ja	GAIA WIND	GAIA 11 KW-11	11	13,0	18,0	EMD	Tripod 03-98 1.225 25.00 0.00	28,6	26	97,5	4,88
4	A	Ja	GAIA WIND	GAIA 11 KW-11	11	13,0	18,0	EMD	Tripod 03-98 1.225 25.00 0.00	28,6	26	97,5	4,88
5	A	Ja	GAIA WIND	GAIA 11 KW-11	11	13,0	18,0	EMD	Tripod 03-98 1.225 25.00 0.00	28,6	26	97,6	4,88
6	A	Ja	GAIA WIND	GAIA 11 KW-11	11	13,0	18,0	EMD	Tripod 03-98 1.225 25.00 0.00	28,9	26	98,6	4,88

Abbildung 8: Kenndaten der GAIA AEP Berechnung (Quelle: WindPro)

Die GAIA Turbine wurde im Vorfeld ausgesucht, da sie bereits bei Schwachwind gute Erträge erbringt. Bei Windgeschwindigkeiten im Mittel von rund 4,9 m/s in 18m Masthöhe ist der Ertrag von 26MWh AEP pro Turbine hauptsächlich durch den großen Rotordurchmesser zu erklären. Die relativ geringen Parkverluste ergeben sich durch die nahezu optimale Anordnung der sechs Turbinen in Reihe quer zur Hauptwindrichtung WSW (siehe Abbildung 9 und vgl. auch Abbildung 7). Der Abstand von Mast zu Mast beträgt rund 32 Meter.

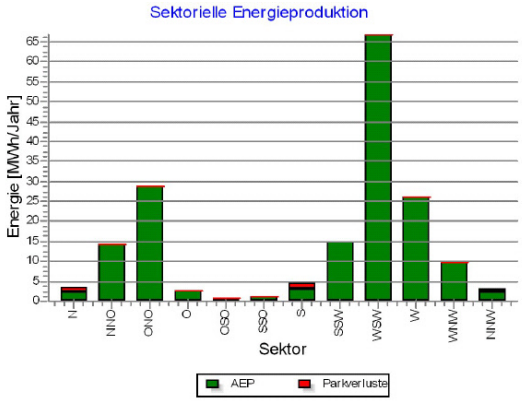


Abbildung 9: Sektorielle Energieproduktion GAIA (Quelle: WindPro)

Die Abbildung 10 zeigt die zeitliche Verteilung des Gesamtparkertrages von 172MWh/a über die Monate Januar bis Dezember sowie die mittlere Tagesverteilung. Deutlich ersichtlich ist der höhere Windertrag in den Wintermonaten.

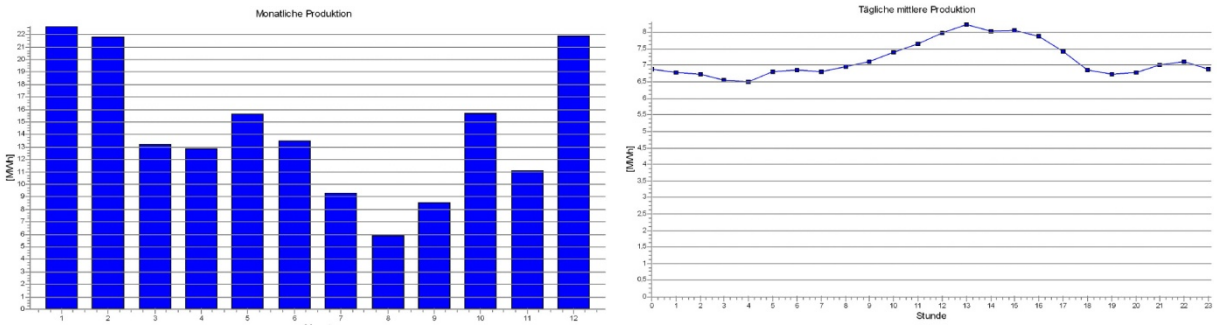


Abbildung 10: Zeitliche Verteilung der Energieproduktion GAIA (Quelle: WindPro)

Abbildung 11 zeigt die Dauerkurve des GAIA Windparks, Quelle WindPro. Da die Software eigentlich für große Anlagen ausgelegt ist, wird offensichtlich bei der Angabe des Diagrammtitels auf eine MW Dezimale gerundet und daher der 66kW GAIA Park als 0,1MW Park ausgewiesen. In Kenntnis dieser Tatsache wird ersichtlich, dass 50% der Nennleistung an rund 2500 Stunden im Jahr erreicht wird (vgl. auch Abbildung 4, optimierter Betriebspunkt, Leistungsbeiwert C_p (hier: C_e) bei der dazugehörigen Windgeschwindigkeit von 6,2 m/s).

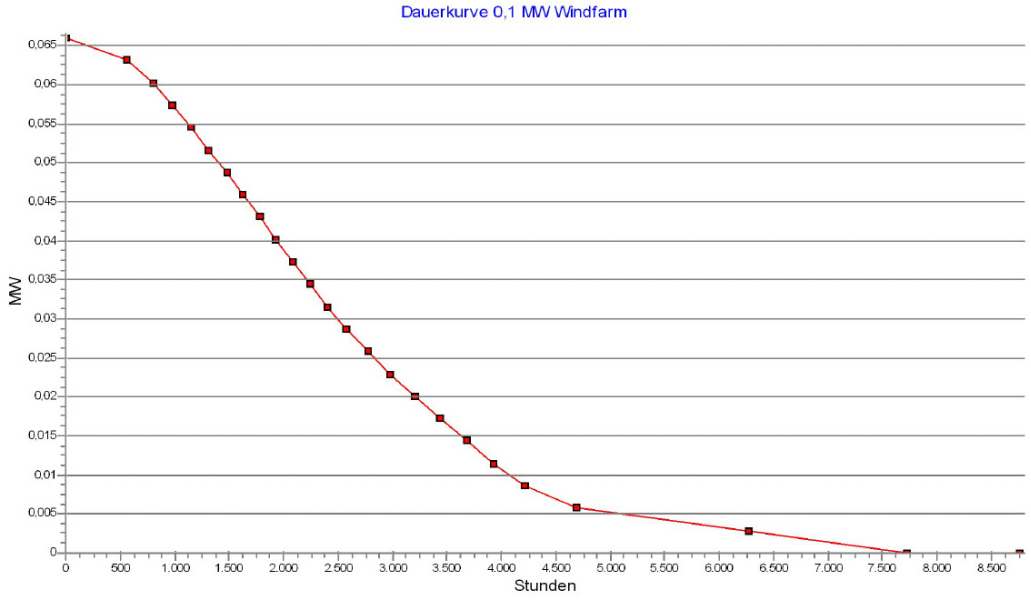


Abbildung 11: Anteilige Energieproduktion GAIA, (Quelle: WindPro)

4.1.2 S&W Energiesysteme

Auf Basis der 30m Kurzzeitdaten und der 30m Langzeitdaten wurde ein Langzeit- korrigierter Datensatz für den 30m Mast der S&W Turbine erstellt. Mit Hilfe dieser Daten wurde die Annual Energy Production für den Park aus sechs 20kW S&W Turbinen berechnet. Die Kenndaten aus WindPro sind in Abbildung 12 zu sehen.

Referenzwerte für eine Höhe von 40,0 m über Grund

Terrain GK (Bessel) Zone: 3

	Ost	Nord	Bezeichnung der Häufigkeitsverteilung	Höhe [m]	Typ	Bruttowindenergie [kWh/m²]	Mittlere Windgeschw. [m/s]
A	3.520.743	5.592.413	Langzeitkorrigierte Verteilung 30m / 50m	30,0	WEIBULL	1.586	5,4

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis-10,0%	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Parkwir-kungsgrad	Spezifische Ergebnisse¤) Kapazitäts-faktor	Mittleres WEA-Ergebnis	Volllast-stunden	Mittlere WG @Nabenhöhe
	[MWh/a]	[MWh]	[MWh/a]	[%]	[%]	[MWh/a]	[Stunden/Jahr]	[m/s]
Windpark	199,9	179,9	202,4	98,8	17,1	30,0	1.499	5,1

¤) *Basiert auf Ergebnis-10,0%*

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 6 neuen WEA mit insgesamt 0,1 MW Nennleistung

	Terrain	WEA-Typ Aktuell	Hersteller	Generatortyp	Nenn-leistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie Quelle	Name	AEP Ergebnis [MWh]	Ergebnis-10,0% [MWh]	Park Park-wirkungsgrad [%]	Mittlere Windgeschw. [m/s]
1	A	Nein	S&W Energiesysteme	S&W 20.0-20	20	8,9	30,0	USER	S&W 20.0	33,4	30	99,0	5,14
2	A	Nein	S&W Energiesysteme	S&W 20.0-20	20	8,9	30,0	USER	S&W 20.0	33,2	30	98,6	5,14
3	A	Nein	S&W Energiesysteme	S&W 20.0-20	20	8,9	30,0	USER	S&W 20.0	33,2	30	98,5	5,14
4	A	Nein	S&W Energiesysteme	S&W 20.0-20	20	8,9	30,0	USER	S&W 20.0	33,2	30	98,6	5,14
5	A	Nein	S&W Energiesysteme	S&W 20.0-20	20	8,9	30,0	USER	S&W 20.0	33,3	30	98,6	5,14
6	A	Nein	S&W Energiesysteme	S&W 20.0-20	20	8,9	30,0	USER	S&W 20.0	33,5	30	99,3	5,14

Abbildung 12: Kenndaten der S&W AEP Berechnung (Quelle: WindPro)

Trotz ihrer fast doppelt so hohen Nennleistung und dem 12 Meter höheren Mast erwirtschaftet der S&W Turbinenpark nur gut 17% mehr Ertrag. Die Gründe liegen einerseits in der Tatsache, dass die größere Höhe nur zu einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeitserhöhung von 0,26 m/s führen, andererseits ist aber auch die ungünstigere Steigung in der Leistungskennlinie der S&W im Schwachwindbereich als Ursache anzuführen (siehe Abbildung 5).

Abbildung 13 zeigt bei dem S&W Turbinenpark ebenfalls sehr geringe Parkverluste durch die fast optimale Ausrichtung der sechs Turbinen in Reihe quer zur Hauptwindrichtung. Der Abstand von Mast zu Mast beträgt rund 32 Meter.

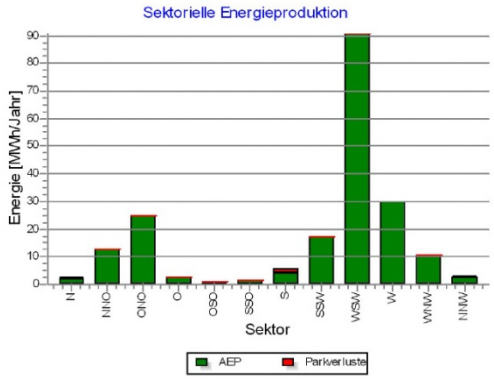


Abbildung 13: Sektorielle Energieproduktion S&W (Quelle: WindPro)

Vergleicht man die zeitliche Verteilung der Energieproduktion des S&W-Parks in Abbildung 14 mit der Verteilungsgrafik des GAIA-Parks in Abbildung 10, so erkennt man, dass die Gewinne des S&W-Parks gegenüber dem GAIA-Park fast ausschließlich auf die Starkwindmonate Dezember bis Februar zurückzuführen sind.

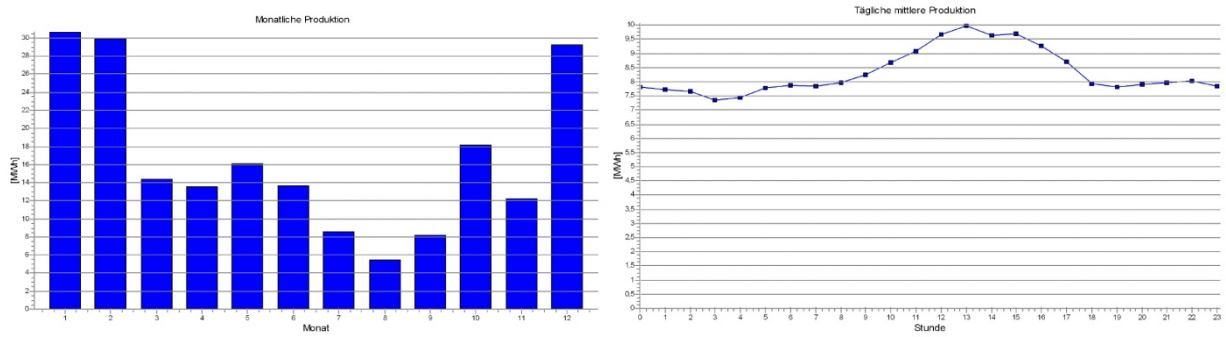


Abbildung 14: Zeitliche Verteilung der Energieproduktion S&W (Quelle: WindPro)

Abbildung 15 zeigt die Dauerkurve des S&W-Turbinenparks. Deutlich erkennbar ist der sehr frühe und sehr starke Abfall der Kurve, der darauf hindeutet, dass dieser Turbinentyp für die Standortverhältnisse nicht optimal ist. Ein weiteres Indiz für diese Annahme ist, das 50% des Ertrags dieses 120kW Windparks nur an ca. 1300 Stunden im Jahr erreicht wird (vgl. GAIA-Park: 2500h/a).

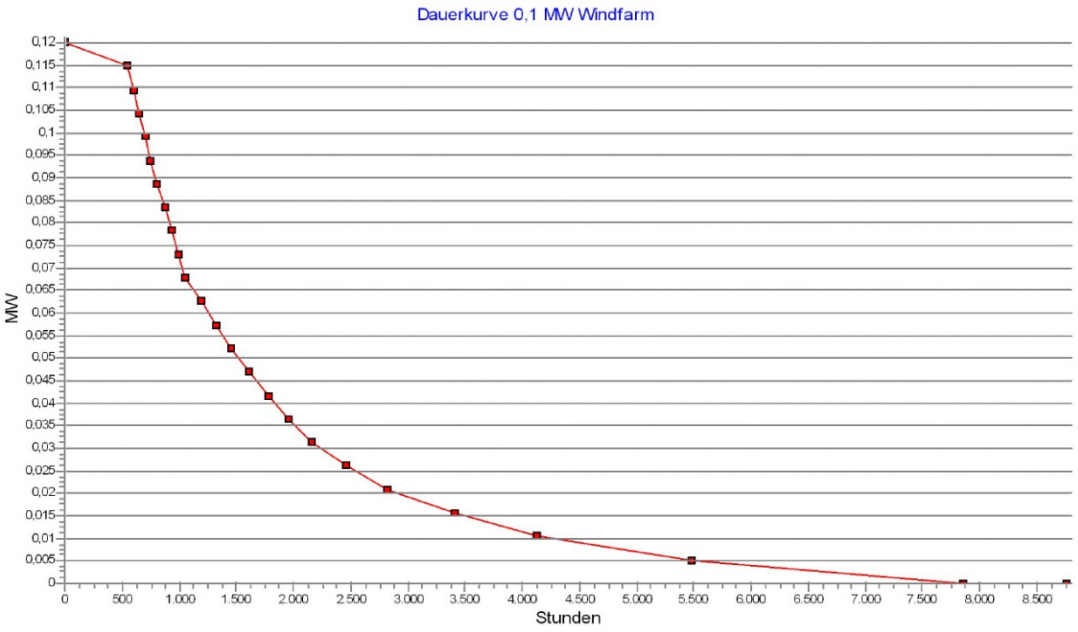


Abbildung 15: Anteilige Energieproduktion S&W, (Quelle: WindPro)

4.1.3 Ertragsvergleich: GAIA vs. S&W

Wie aus Abbildungen 8 ersichtlich, ist für den GAIA Turbinen-Park mit einer Nennleistung von 66kW ein jährlicher Ertrag von 154,8MWh bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4,9m/s prognostiziert. Für den S&W Turbinen-Park mit einer Gesamtnennleistung von 120kW wird ein Ertrag von 187,9 MWh bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,14 m/s prognostiziert (Abbildung 12). Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich der GAIA Zweiflügler auf einem 18m Mast, und der S&W Dreiflügler auf einem 30m Mast befindet. Ebenfalls zu beachten ist, dass auf eine detaillierte Geländemodellierung aus Aufwandsgründen verzichtet wurde, obwohl bei diesen Turbinenhöhen auch kleine Hindernisse von großem Einfluss sind.

Zur Veranschaulichung wurden die Erträge der Turbinen subtrahiert und als Kurve mit den entsprechenden Windgeschwindigkeiten in Abbildung 16 in Korrelation gebracht.

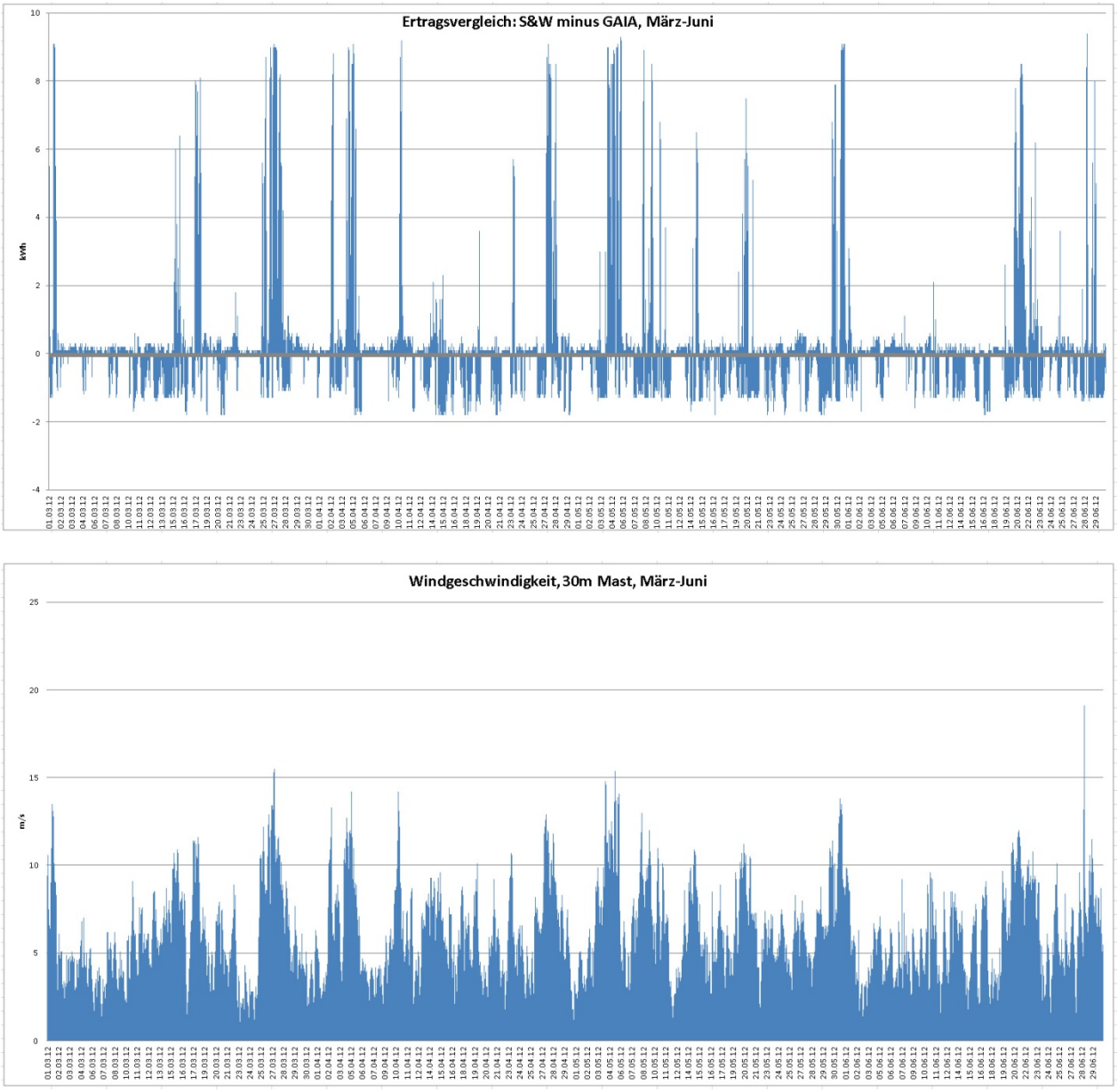


Abbildung 16: Korrelation von Ertrag und Windgeschwindigkeit, S&W vs. GAIA, März - Juni

Es fällt auf, dass das Erzeugungs-Plus bei der S&W Turbine insbesondere bei den größeren Windgeschwindigkeiten zum tragen kommt. Die Erklärung liegt in dem optimaleren Betriebspunkt der GAIA auf der Leistungskennlinie und deren Maximalleistung bei 11kW wie in Abbildung 4 und 5 gezeigt.

Die Erklärung für die Situationen, in denen umgekehrt für den GAIA Turbinen-Park bis zu 1,8 kWh mehr Ertrag prognostiziert wird, ist aus den Kurven in dieser Auflösung nicht ersichtlich. Analysiert man aber die Tabellengrundlagen der Kurven, so kommt man zu dem Ergebnis, dass dies der Fall bei Windgeschwindigkeiten um 6,2 m/s der Fall ist: bei dieser Windgeschwindigkeit hat die GAIA Leistungskennlinie bereits eine starke Steigung (siehe Abb. 4 und 5), während die S&W Kennlinie hier deutlich weniger ansteigt. Bei Windgeschwindigkeiten darunter liefern beide Turbinen kaum Ertrag.

Die folgende Abbildung 17 zeigt die deutlich bessere Windertragsperiode von November bis Februar. Die Ertragsverhältnisse verschieben sich auf Grund der höheren Windgeschwindigkeiten zugunsten des S&W Turbinen-Parks.

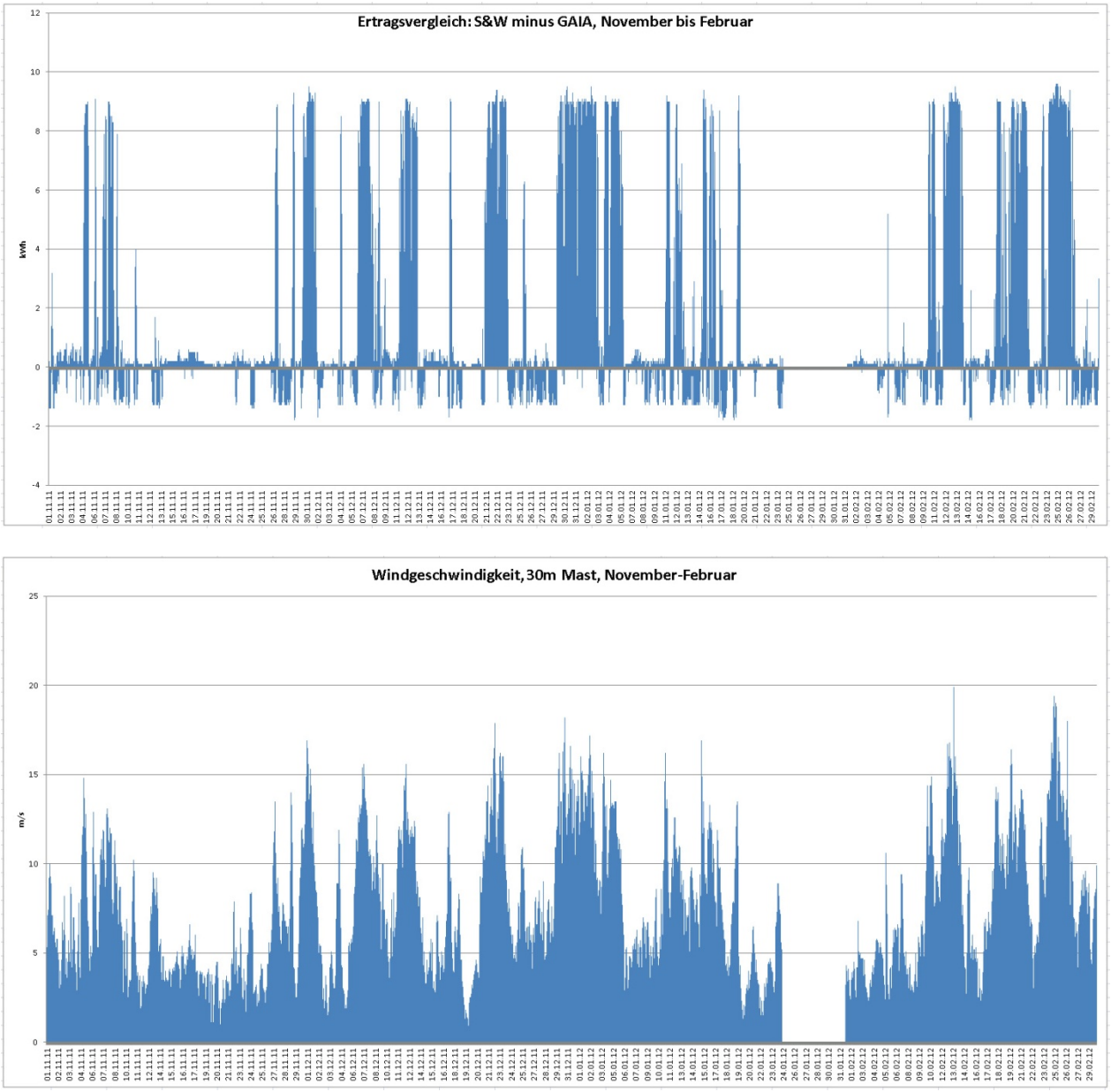


Abbildung 17: Korrelation von Ertrag und Windgeschwindigkeit, S&W vs. GAIA, November-Februar

4.1.4 Fazit Ertragsvergleich

Obwohl für den S&W Turbinen-Park ca. 17% mehr Ertrag prognostiziert wird ist die GAIA Turbine aus technischer Sicht für diesen Windstandort besser geeignet. Allein die Tatsache, dass für den S&W Park an 7600 Stunden pro Jahr weniger als die Hälfte der Nennleistung prognostiziert wird, deutet darauf hin, dass diese Turbine fast permanent in einem nicht-optimalen Betriebszustand läuft. Tatsächlich ist aus Abbildung 17 zu erkennen, dass die GAIA Turbine, die rund 45% weniger Nennleistung hat, an relativ vielen Tagen mehr Ertrag erwirtschaften würde, als die S&W Turbine (auch wenn der absolute Betrag nicht sonderlich hoch ist). An dieser Stelle sind dann auch die auffällig hohen C_p- und Flächenertragswerte der S&W Turbine aus Kapitel 3.2 zu berücksichtigen, die den Verdacht aufkommen lassen, dass ein realer Ertrag geringer ausfallen könnte.

Nicht zuletzt aber auch aus der Annahme heraus, dass eine Turbine, die näher an dem für sie ausgelegten Betriebszustand läuft, weniger Verschleiß, und dadurch weniger Wartungskosten und eine längere Lebensdauer hat, wurde für die weiteren Betrachtungen der GAIA Park herangezogen.

Anmerkung:

Im Vorfeld der Hausarbeit wurden rund 13 Kleinwindkraftanlagen im Bereich von wenigen 100 Watt bis zu 20 kW Nennleistung gesichtet. Generell ist anzumerken, dass die von den Herstellern gelieferte technischen Dokumentation oft den Ansprüchen einer vorab-Evaluierung nicht genügen. Belastbare Leistungskennlinien sind oft nicht zu erhalten, C_p-Kennlinien so gut wie gar nicht, und zu Schall und Schatten findet man wenn überhaupt nur allgemeingültige Floskeln. Dies ist aus Hersteller Sicht zwar verständlich, da die Kosten für belastbare Werte und Kennlinien mitunter sehr hoch und bei kleinen Turbinen somit kaum refinanzierbar sind, auf der Anwenderseite bedeutet es aber für die Ertragsabschätzung hohe Risiken.

Die Ergebnisse auf Basis der von den Herstellern gelieferten Daten sind somit kritisch zu hinterfragen. Empfohlen wird daher im Falle einer tatsächlichen Realisierung eines solchen Projektes, sich vom Hersteller Referenzobjekte nennen zu lassen und die dort vorhandenen Daten mit den Berechnungsergebnissen zu korrelieren.

4.2 Netzanschlussbedingungen KWEA

Einleitend ist zu sagen, dass es keine „festen“ Kategorisierungen im Bereich KWEA gibt, nicht einmal der Begriff *KWEA* ist eindeutig definiert. Es gilt daher jeweils im Einzelfall abzuwägen und die lokal zuständigen Behörden und Netzbetreiber im Vorfeld einer Installation zu kontaktieren. Es gibt aber aus diversen Veröffentlichungen und Richtlinien Hinweise, wie eine KWEA-Installation bzw. deren Netzintegration einzuordnen sein könnte.

Der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) unterscheidet in seiner Studie „*Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen – Bildung von Kategorien / Anforderung an technische Angaben*“ in fünf Anwendungsgebiete, wobei für die hier aufgezeigte KWEA Größe und Anwendung die Fälle C und D, „*Einspeisung in Energieversorgungsnetz in Wohngebieten*“ bzw. „*Einspeisung in Energieversorgungsnetz außerhalb städtischer Bebauung*“ in Frage kommen.

Gemäß der Richtlinie des VDW/VDN „*Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*“ (2005) wird unterschieden zwischen Anlagen, die einphasig ins Niederspannungsnetz einspeisen dürfen (bis 4,6kVA), und Anlagen die in Form von Drehstrom (also dreiphasig, 400V) ins Niederspannungsnetz einspeisen müssen.

Oberhalb von 30kVA kann entweder

- dreiphasig in das Niederspannungsnetz eingespeist werden, wobei hier eine Obergrenze von 100kVA (EWEA) bzw. von 200m^2 Rotorfläche, entsprechend 50-70kVA (IEC 61400-2,2007) empfohlen wird, oder
- in das Mittelspannungsnetz (20kV) eingespeist werden.

Das EEG führt darüber hinaus an, dass nur bis zu einer Leistung von 30kVA der Haus- bzw. Grundstücksanschluss als wirtschaftlichste Variante zu betrachten ist (EEG09, 2008).

Für die hier angeführte Konfiguration bedeutet dies, dass aus Sicht der Einzelturbine (GAIA 11kW) eine dreiphasige Einspeisung über einen Grundstücksanschluss durchaus möglich wäre. In dieser Arbeit wird jedoch empfohlen, die Einspeisung aus Netzbetreiber Sicht, d.h. den Park von sechs GAIA Turbinen als Ganzes zu betrachten.

Somit handelt es sich hier um eine 66kW Einspeisung, die theoretisch sowohl an das dreiphasige Niederspannungsnetz als auch an das 20kV Mittelspannungsnetzt angeschlossen werden kann. Es müssen jedoch die lokalen Gegebenheiten berücksichtigt werden, d.h. bei Einspeisung von Anlagen größer 30kVA in das Niederspannungsnetz sollte der Netzanschlusspunkt direkt an der Transformatorstation liegen und es sollten „möglichst wenig“ andere Eigenerzeugungsanlagen in diesem Niederspannungsnetz betrieben werden.

Was „möglichst wenig“ bedeutet, kann jedoch nur in der Diskussion mit dem jeweiligen Netzbetreiber geklärt werden. Auch ist zu beachten, dass die Anzahl der Kleineinspeiser (insbesondere kleine PV Anlagen) in einem Neubaugebiet über der Zeit durchaus wachsen kann. Zwar wäre man mit der Einspeisung in das 20kV Netz auf der sicheren Seite, es wären aber auch wesentliche Unterschiede in den Netzanschlussbedingungen zu beachten (Netzverträglichkeit, Fehlerverhalten, Gutachten, etc., siehe BDEW-Richtlinie „*Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*“). Aus wirtschaftlicher Sicht sollte daher immer zu erst die Einspeisung auf Niederspannungsebene geprüft werden.

Die Besonderheit der hier vorgeschlagenen Konfiguration liegt darin, dass der Verbrauch lokal gewonnener Energie über Gebäude- bzw. Cluster-Energiemanagement signifikant erhöht, d.h. die Einspeisung in derselben Größenordnung reduziert werden soll. Für den Netzbetreiber ist die Höhe der Einspeisung und nicht die theoretische Nennleistung relevant, d.h. benötigt wird in Zukunft eine Unterscheidung nicht nach der Nennleistung der KWEA bzw. PV-Anlagen, sondern eine belastbare Abschätzung der Energie, die tatsächlich eingespeist werden soll.

4.3 Solarenergie, Abschätzung

Die Abschätzung der solaren Energieerzeugung wurde auf Basis von echten Beleuchtungsdaten (in Lux) am Standort Fulda in ca. 40 km Entfernung vom Standort Hartmannshain durchgeführt. Die Umrechnung der Lux Daten in Ertrag erfolgte über eine Skalierung anhand von Langzeitertragsdaten im Raum Kassel für den Monat August (siehe Randbedingungen). Die Hochrechnung der Daten basiert auf einer mittleren Solarpanelenfläche von 8m^2 pro Einfamilienhaus (EFH) bei 25 EFH.

Die Abbildungen 18-20 zeigen den auf Basis dieser Annahmen zu erwartenden solaren Ertrag im Zeitfenster März 2011 – Februar 2012. Zur besseren Übersicht wurden die Bilder mit einer linearen Trendlinie versehen, die sich jedoch nur auf die Daten der jeweils abgebildeten Zeitfenster beziehen.

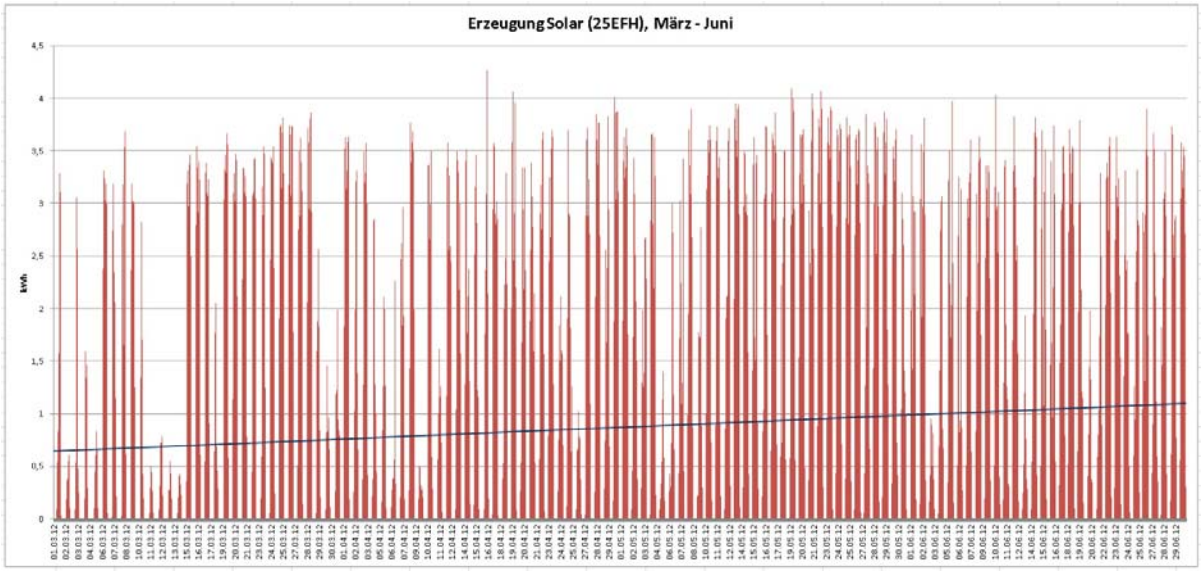


Abbildung 18: Solarer Ertrag im Zeitfenster März 2011 – Juni 2011

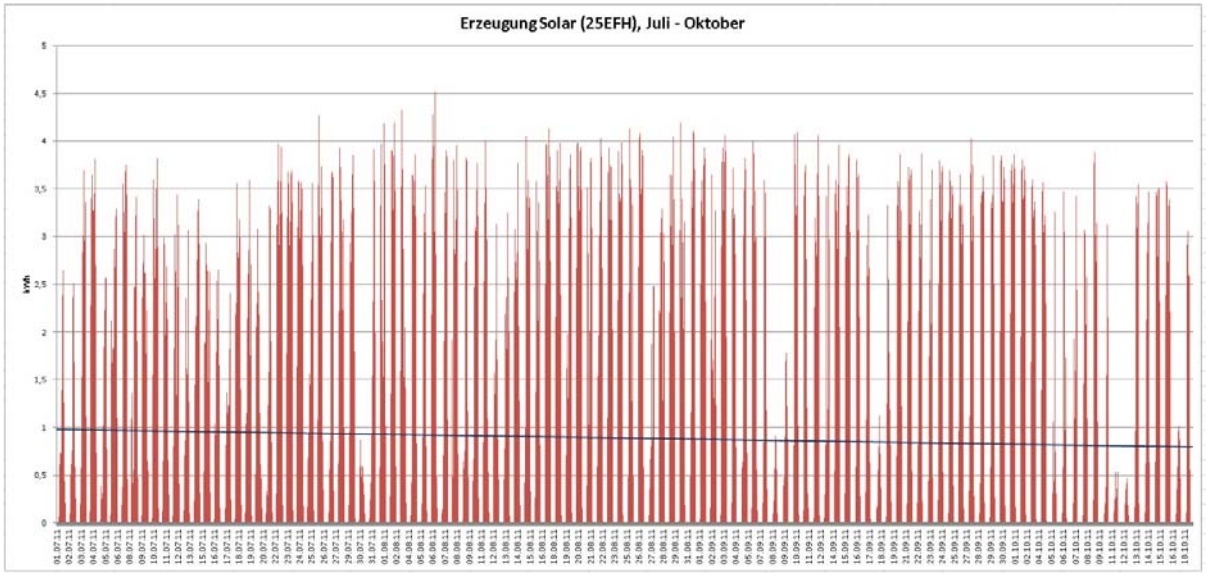


Abbildung 19: Solarer Ertrag im Zeitfenster Juli 2011 – Oktober 2011

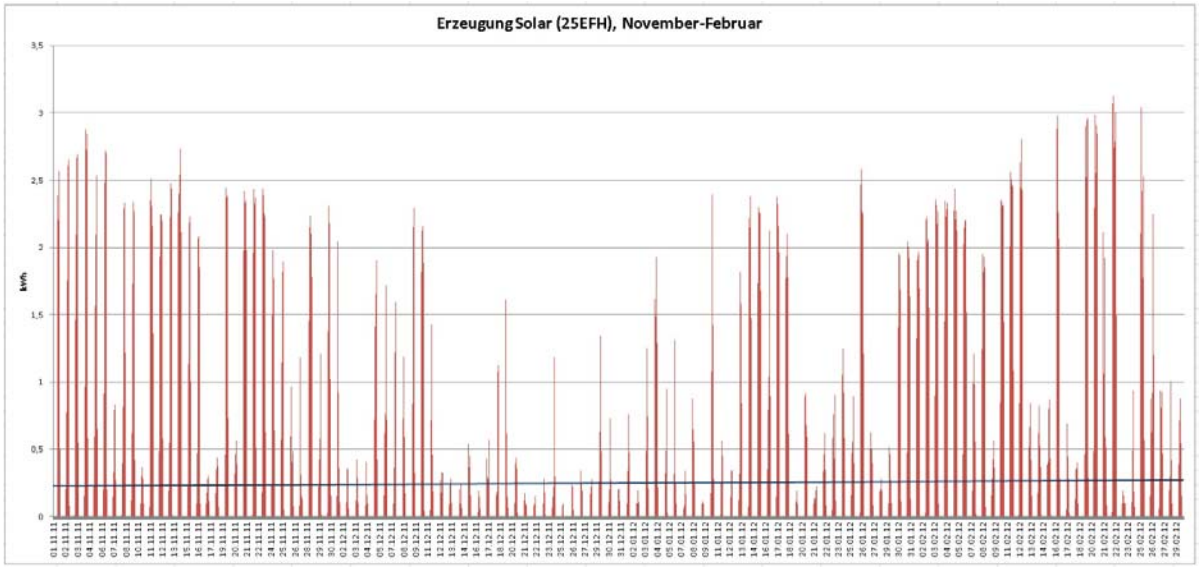


Abbildung 20: Solarer Ertrag im Zeitfenster November 2011 – Februar 2012

4.4 Wind- und Solarertrag, akkumuliert

Abbildung 22 zeigt die Prognose der Solar- bzw. Winderträge der im Vorfeld beschriebenen Konfiguration im Vergleich für die Periode März-Juni 2011. Deutlich sichtbar wird hier der zeitlich sehr stark schwankende Ertrag der Windturbinen.

Sichtbar wird hier aber auch der der im Verhältnis geringere Anteil der solaren Komponente. Für unser Beispiel wurden 8m^2 Solarpanele pro EFH angenommen, die KMU blieben unberücksichtigt. Potential besteht hier für die Einbindung der KMU und durch eine vergrößerte Fläche pro EFH. Darüber hinaus ist die angenommen Anzahl von EFH pro Neubaugebiet (25) eher klein und muss je nach Betrachtung nach oben korrigiert werden. Zu berücksichtigen ist auch, dass der Standort in der Nähe von Fulda zu den eher sonnenarmen Gebieten gehört (siehe Abbildung 21).

Abbildung 23 zeigt die Prognose des akkumulierten Energieertrages für die Periode März-Juni 2011.

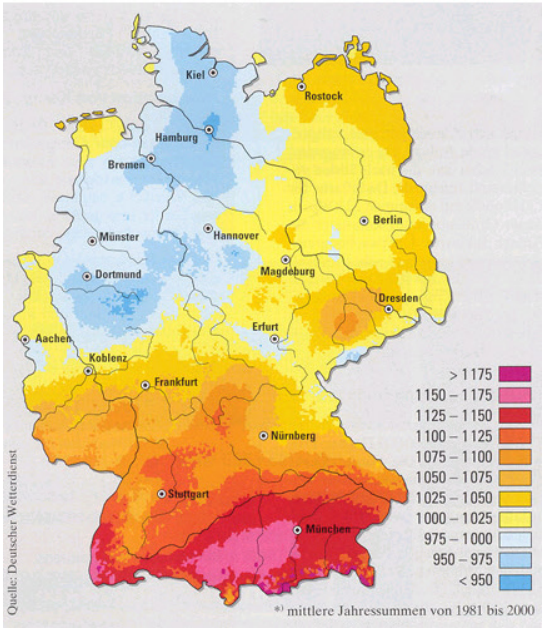


Abbildung 21: Jahresstunden Solar, Q: Dtsch. Wetterdienst

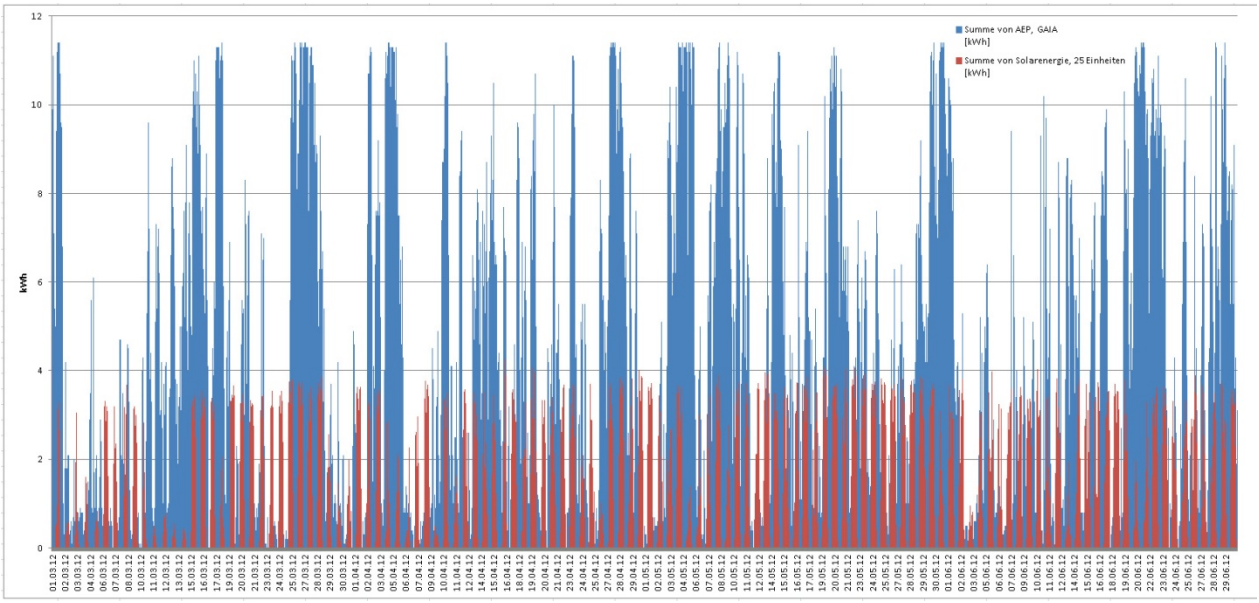


Abbildung 22: Vergleich AEP GAIA und Erzeugungsdaten Solar

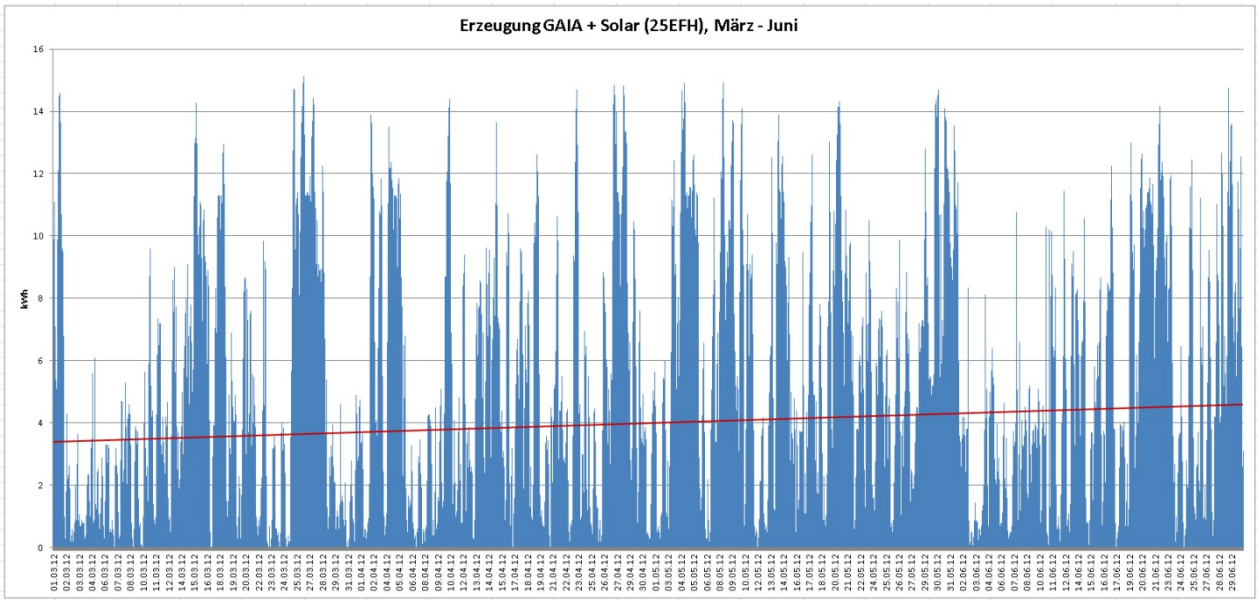


Abbildung 23: Akkumulierte Erzeugungsdaten AEP GAIA und Solar mit linearer Trendlinie

4.5 Verbrauchsdaten, Abschätzung

Für den Verbrauch einer Neubausiedlung bestehend aus 25 EFH wurden die Echtdaten eines Niedrigenergiehauses herangezogen. Die Daten dieses einen Hauses wurden auf 25 EFH hochgerechnet. Da die Planung davon ausgeht, dass es sich bei dem Neubaugebiet um ein Mischgebiet handelt, wurden zusätzlich die Echtdaten eines KMU aus dem IT-Bereich auf 3 KMU hochgerechnet. Abbildung 24 zeigt das Anteilige Verhältnis von EFH (blau) und KMU (rot) Verbrauch am Beispiel des Zeitraumes März bis Juni.

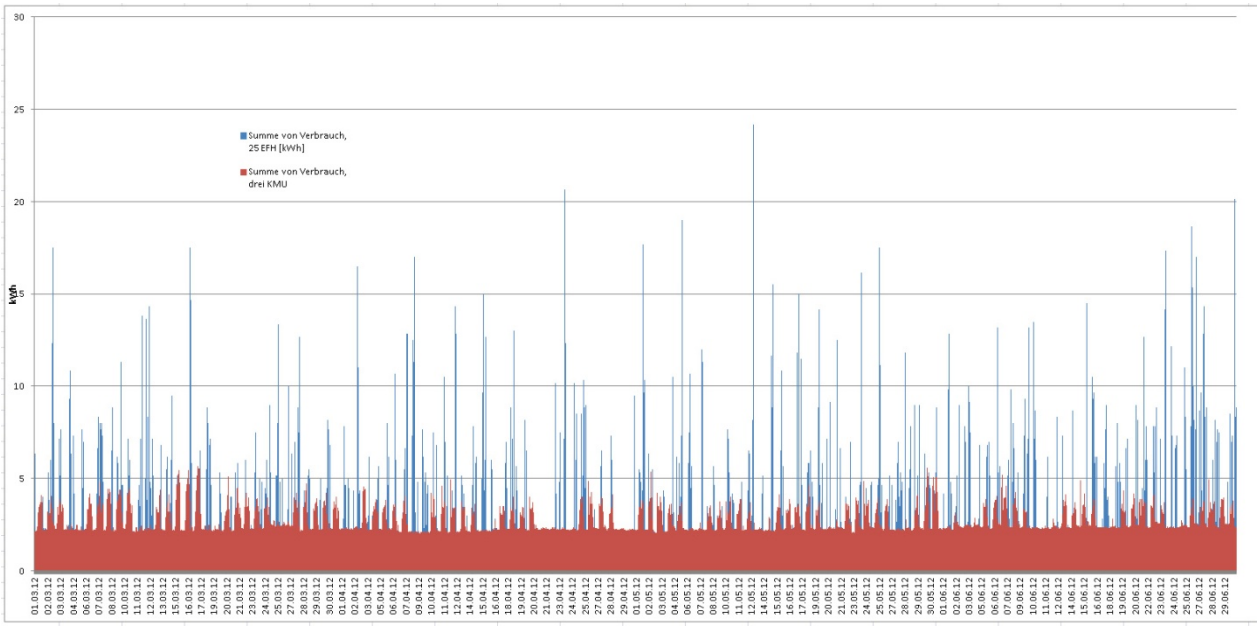


Abbildung 24: Verbrauch 25 EFH und 3 KMU, nicht akkumuliert, KMU verdeckt EFH, März 2011 – Juni 2011

Es ist zu beachten, dass bei dieser Art der Hochrechnung zeitliche Spitzen insbesondere bei den EFH signifikant verstärkt werden. Daher ist bei 25 unterschiedlichen EFL damit zu rechnen, dass sich die Peak-Load signifikant zulasten einer deutlich erhöhten Anzahl von Spikes verschiebt.

Die Abbildungen 25-27 zeigen den akkumulierten Verbrauch der 25 EFH und der 3 KMU über den Zeitraum eines Jahres. Das ungewöhnliche Verhalten im Zeitfenster Dezember 2011 bis Januar 2012 beruht auf fehlenden EFH Daten.

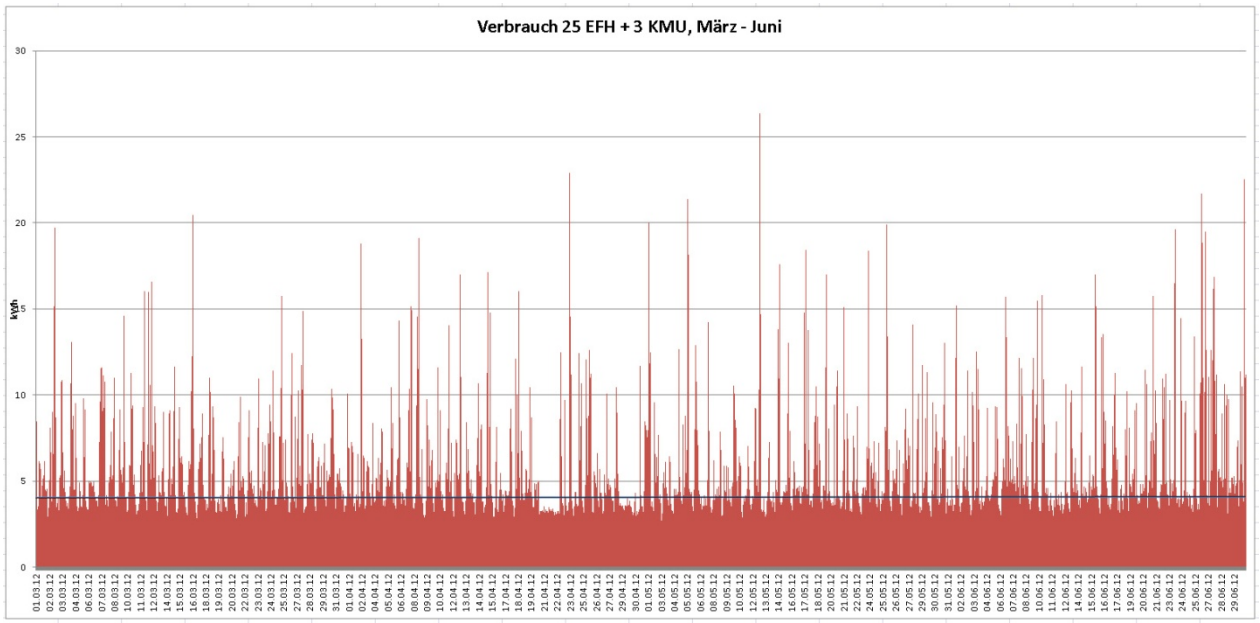


Abbildung 25: Akkumulierter Verbrauch 25 EFH und 3 KMU, März 2011 – Juni 2011

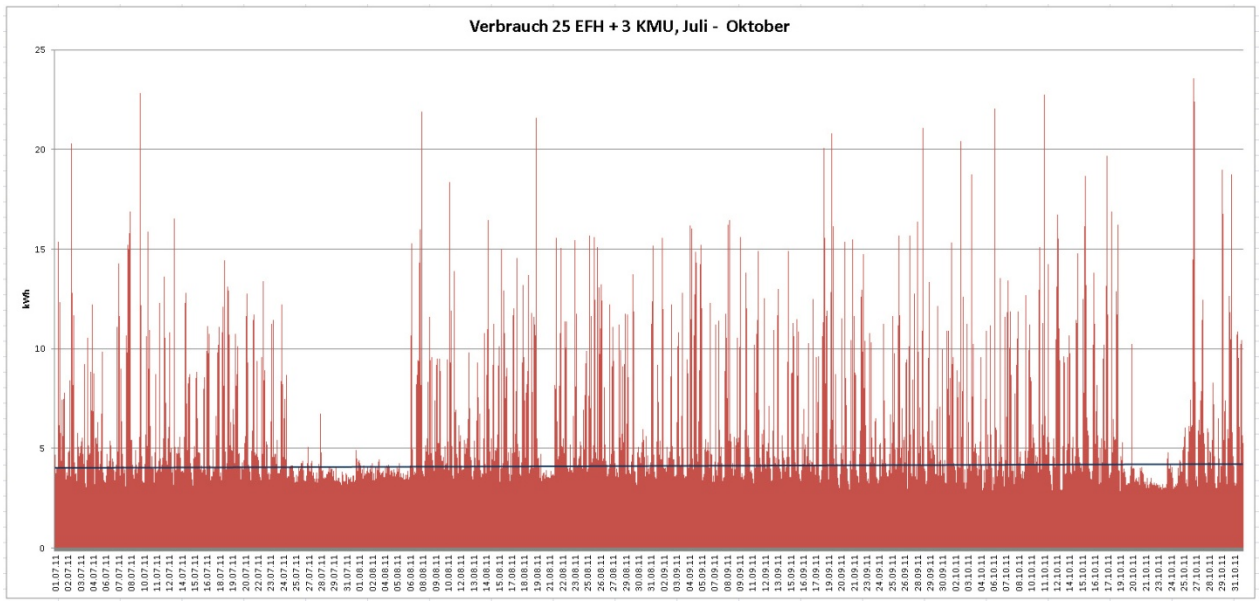


Abbildung 26: Akkumulierter Verbrauch 25 EFH und 3 KMU, Juli 2011 – Oktober 2011

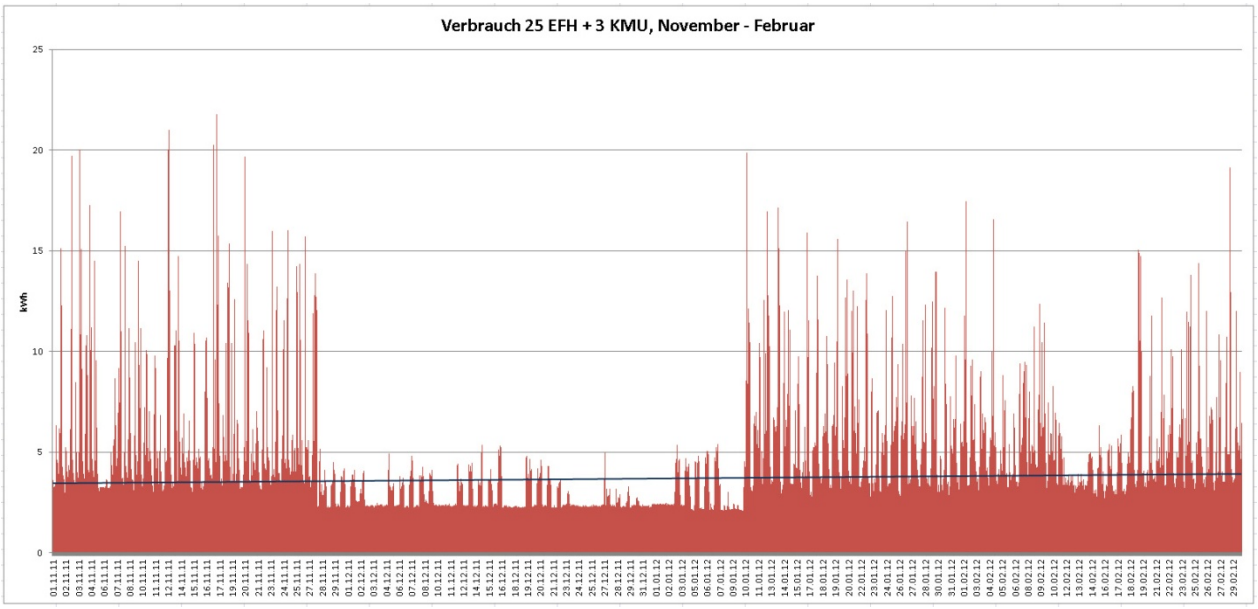


Abbildung 27: Akkumulierter Verbrauch 25 EFH und 3 KMU, November 2011 –Februar 2012

5 Analyse

5.1 Verbrauch vs. Erzeugung, zeitliches Deckungsverhalten

Zur Analyse der bisher beschriebenen Konfiguration wurde von dem gesamten prognostizierten Ertrag (6 GAIA-Turbinen plus Solarinstallationen auf 25 EFH) der gesamte angenommene Verbrauch (25 EFH plus 3 KMU) abgezogen.

Die Abbildungen 28-30 zeigen den Status in den unterschiedlichen Perioden, wenn keine lastverschiebenden oder energiespeichernden Maßnahmen ergriffen werden. Aus Netzbetreibersicht sind sowohl die positiven als auch die negativen Ausschläge als nicht-kalkulierbare Einspeise- bzw. Abnahmevorgänge zu betrachten. Dabei zeigt sich, dass die hier betrachtete Konfiguration im Sommer im Mittel den größten Abnahmefall hat, während es insbesondere in den windreichen Wintermonaten im Mittel zu einem Energieüberschuss kommt.

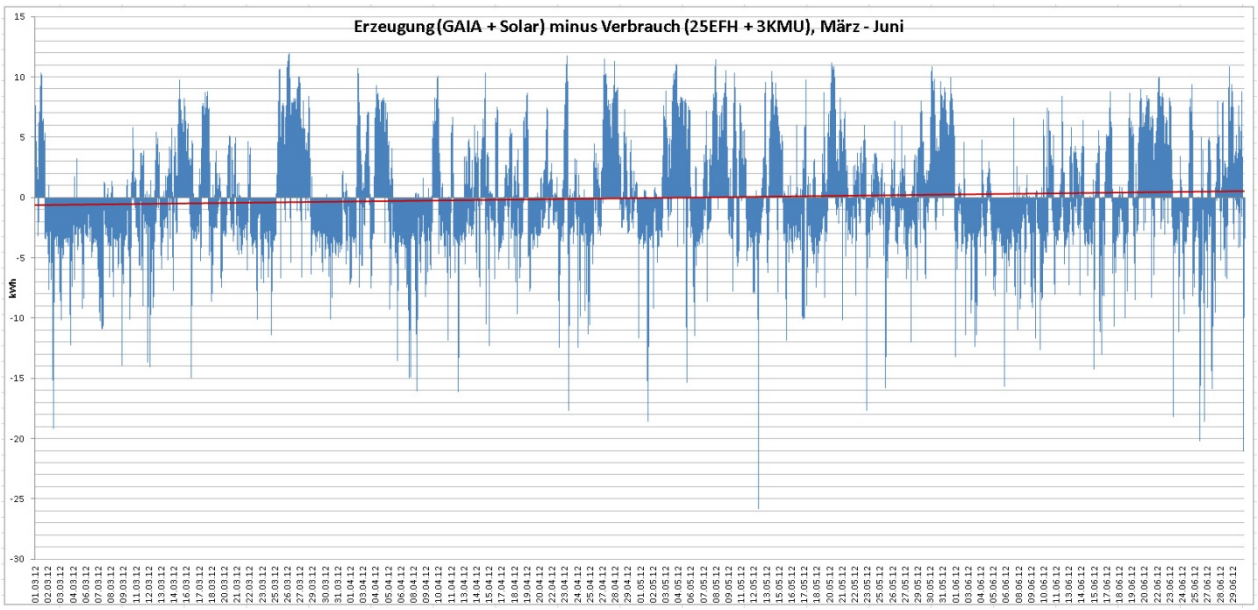


Abbildung 28: Akkumulierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten (GAIA), März-Juni

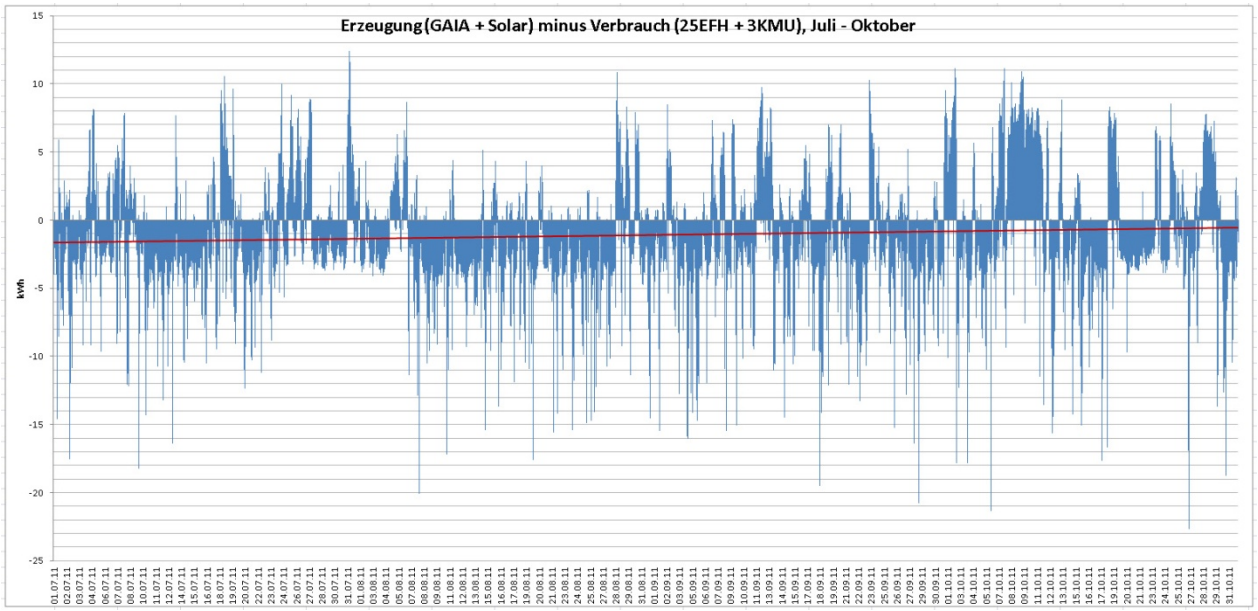


Abbildung 29: Akkumulierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten (GAIA), Juli-Oktober

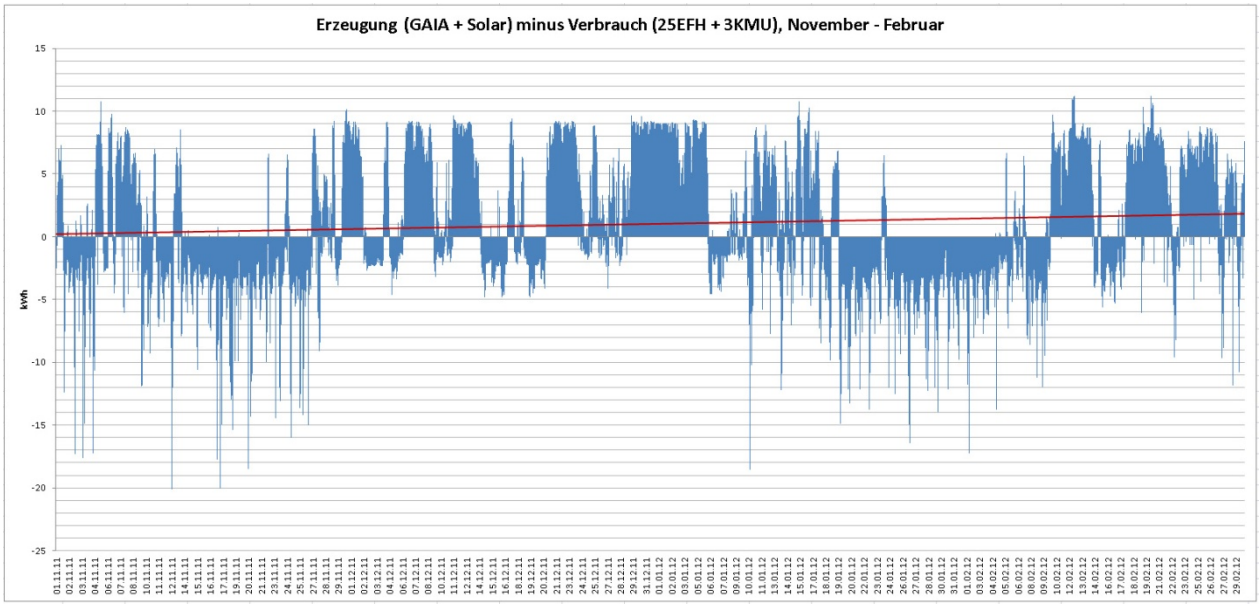


Abbildung 30: Akkumulierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten (GAIA), November-Februar

Die folgenden möglichen Maßnahmen leiten sich aus der Analyse ab:

1) Durch eine Erhöhung des solaren Anteils der Konfiguration kann in den Sommermonaten die negative Energiebilanz insgesamt angehoben werden. Eine Untersuchung mit einem erhöhten Anteil an solarer Fläche von 18m^2 pro EFH und zusätzlich 200m^2 pro KMU, also einer Steigerung der Gesamtfläche von 200m^2 auf 1050m^2, ergab für diesen (eher ungünstigen) Sonnenstandort (siehe auch Abbildung 21) eine deutlich verbesserte Verteilung mit einer insgesamt positiven Bilanz.

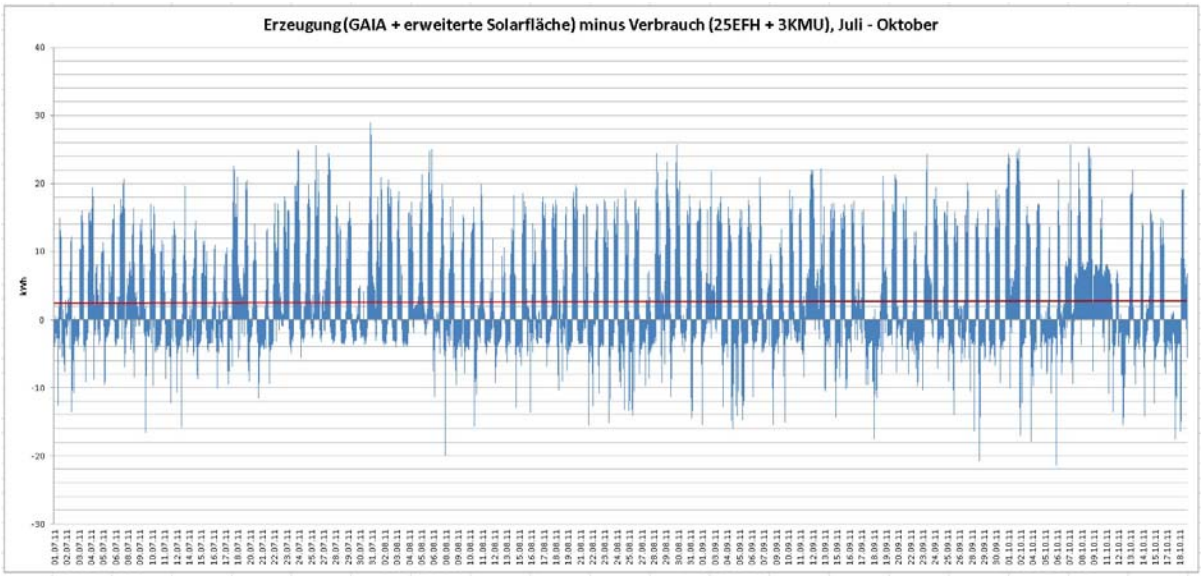


Abbildung 31: Akkumulierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten (GAIA), Juli - Oktober, erweiterte Solarfläche

Abbildung 31 zeigt die Erzeugungs-/ Verbrauchssituation mit einer erweiterten Solarfläche von 1050m^2. Zu sehen ist, dass aufgrund 5-facher Solarfläche die Entnahme / Erzeugungsfälle mit einer deutlich höheren Frequenz wechseln. Dies hat zur Folge, dass insbesondere auch kurz-wirkende Demand-Side-Management Maßnahmen zur Lastverschiebung besser greifen können (siehe Kapitel 5.2).

2) Durch Maßnahmen zum Lastausgleich können Energieüberschuss und –bedarf verbessert ausgeglichen werden, diese sind insbesondere:
   - Demand-Side-Management Maßnahmen („Last folgt Erzeugung“),- angefangen bei den Großgeräten der KMU aber auch bei den Kleingeräten der Endverbraucher
   - Lokale Energiespeicher,- dabei sind insbesondere solche Systeme zu bevorzugen, die eine flexible Skalierung der zu Speichernden Energiemenge zulassen, um insbesondere auch die in Starkwindphasen gewonnene Energie entsprechend nutzen und auch mittelfristig bereitstellen zu können

Auf Demand-Side-Management (DSM) Verfahren und den Einsatz von Energiespeichern wird im Folgenden noch weiter eingegangen.

Bei der Betrachtung der solaren Komponente ist darüber hinaus zu beachten, dass diese in der anführten Konfiguration im Gegensatz zur Windkomponente direkt mit den Gebäuden verbunden ist. Während der Windertrag über die gesamte Konfiguration verteilt werden muss („Cluster-Management“) und somit dieses Teilnetz belastet, kann der solare Ertrag direkt vor Ort verbraucht bzw. durch Gebäudemanagement optimiert verbraucht werden.

5.2 Demand Side Management

Laut Vorbericht – *Energie* - des Statistischen Bundesamtes (2012) belief sich der Gesamtstromverbrauch für private Haushalte 2010 auf 499 Petajoule (138,61 TWh), oder rund 380 GWh im Mittel pro Tag.

Auf der anderen Seite wurde in Deutschland am 14.09.2012 eine neue Rekorderzeugungsspitze aus PV- und Windkraftanlagen von 31 GW im Stundenmittel in der Zeit zwischen 12:00 und 14:00 Uhr erreicht (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., FfE). Deutschland ist also auf dem besten Weg, den Großteil des Verbrauches (theoretisch) mit erneuerbaren Energieträgern zu decken,- wenn diese denn konstant einspeisen würden oder zwischengespeichert werden könnten.

Der Überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien (Ausnahme Offshore) wird heutzutage auf Mittelspannungs- und Niederspannungsebene eingespeist. Die Spannung auf der Mittelspannungsebene wird auf den Sammelschienen des Umspannwerkes am Übergang zwischen 110kV Verteilungsnetz und Mittelspannungsnetz mit Hilfe von Spannungsreglern automatisch konstant gehalten (+/- 1%). Diese in Deutschland überwiegend eingesetzten Spannungsregler arbeiten aber nur korrekt, wenn der Lastfluss gerichtet (aus der 110 kV Ebene in die Mittelspannungsebene) ist. Laut „Demand Side Integration“ Studie des VDE-ETG (Juni 2012) sind Spannungsregler älter als zirka 5 Jahre für rückwärtige Leistungsflüsse aus dem Mittelspannungsnetz nicht geeignet.

Hier wird die Problematik offensichtlich: entweder werden Rückflüsse in die 110 kV Ebene zukünftig ermöglicht, oder die Destabilisierung der unteren Netzebene durch volatile Einspeisung wird durch lokale Maßnahmen zur Energiebalancierung abgefangen, wobei die Alternativen je nach regionalen Gegebenheiten und der Art und Größe der einspeisenden Anlage abgewogen werden sollten.

Anhand öffentlich verfügbarer Daten soll am Beispiel der privaten Haushalte dargestellt werden, welches Lastverschiebungspotential generell in dezentralen Clustern besteht. Die Ermittlung des Lastverschiebungspotentials kann aber hier nur beispielhaft und theoretisch untersucht werden. Das tatsächliche Potential hängt von einer Reihe von Unbekannten ab, die einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis haben (Nutzerverhalten, Außentemperaturen, Wind / Sonne, etc.). Nichts desto trotz soll aufgezeigt werden, in welchen Größenordnungen gedacht werden muss, wenn von DSM zur lokalen Stabilisierung der Netze die Rede ist.

5.2.1 Lastverschiebungspotenziale in privaten Haushalten

Die Energietechnische Gesellschaft (ETG) des VDE gibt in seiner Studie „Demand Side Integration“ (DSI) vom Juni 2012 eine Übersicht über Hausgeräte, die in Demand Side Management / Response- Konzepte integrierbar sind (siehe Abbildung 32) und unterscheidet diese in solche mit und ohne Speicherfähigkeit.

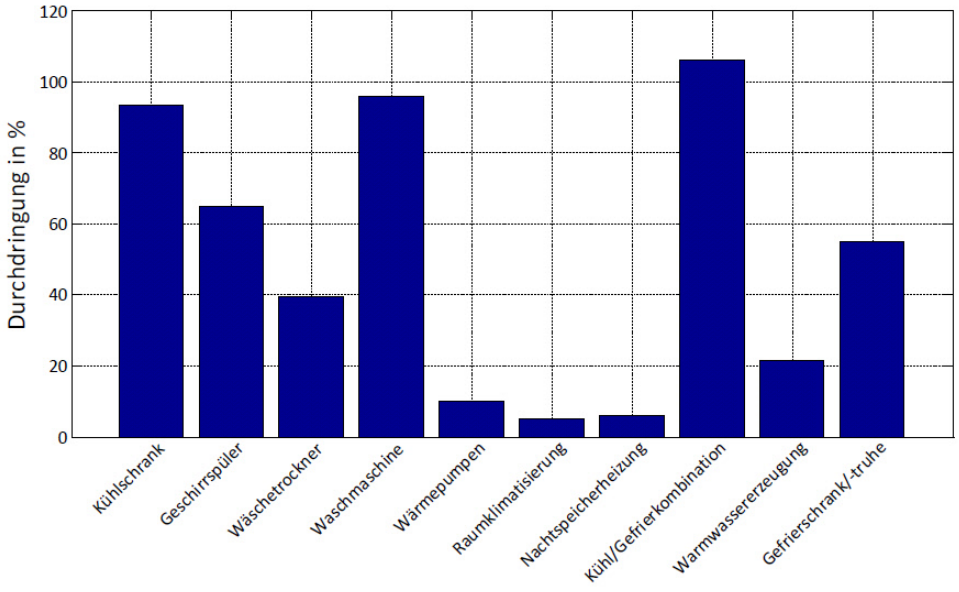


Abbildung 32: Durchdringung von Demand-Side-Integration (DSI) – relevanten Geräten, Quelle VDE-ETG 2012

Dabei werden die Lastverschiebungspotenziale für Deutschland für folgende Gerätebeispiele ohne Speichervermögen identifiziert (Durchdringungszahlen: Statistisches Bundesamt):

- Waschmaschine:
  - Durchdringungsstatus: vorhanden in 93,5% aller Haushalte
  - durchschnittlicher Verbrauch pro Waschgang: 0,9 kWh
  - gemittelte jährliche Anzahl von Waschgängen pro Haushalt: 146,
  - Gesamt: 4,7 TWh/a,
- Wäschetrockner
  - Durchdringung, zukünftig erwartet: 50% (Status 39,9%)
  - durchschnittlicher Verbrauch pro Trocknerlauf: 2,2 kWh
  - gemittelte jährliche Anzahl von Trocknerläufen pro Haushalt: 116
  - Gesamt: 4,1 TWh/a
- Geschirrspülmaschine
  - Durchdringung, zukünftig erwartet: 70% (Status 65,7%)
  - durchschnittlicher Verbrauch pro Spülerlauf: 1,1 kWh
  - gemittelte jährliche Anzahl von Spülgängen pro Haushalt: 198
  - Gesamt: 5,8T Wh/a)

Die Zeiträume der möglichen Verschiebung liegen bei Waschmaschine und Wäschetrockner bei wenigen Stunden und bei der Geschirrspülmaschine bis zu 24 Stunden. Diese Zeiträume sind aber durchaus interessant, denn betrachtet man Abbildung 31, dann stellt man fest, dass die Zeiten wechselnden der Last- bzw. Verbrauchsspitzen fast ausschließlich im Bereich von einer Stunde bis maximal 24 Stunden liegen. Rechnet man weiter die obigen Zahlen auf die hier angeführte Konfiguration (25 EFH) hoch, dann

kommt man auf ein aktuelles Lastverschiebungspotential von 3072 kWh/a für die Waschmaschine, 3190 kWh für den Wäschetrockner und 3812 kWh für den Geschirrspüler.

- Das Gesamtverschiebungspotential beträgt somit **10,07 MWh/a**.
- Der Gesamtverbrauch der hier angeführten 25 Einfamilienhäuser beläuft sich auf **73,65 MWh/a** (Summe der 10-minütigen Verbrauchswerte der in dieser Hausarbeit benutzten EFH über ein Jahr).
- Das Lastverschiebungspotential für die Einfamilienhäuser nur durch Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler beläuft sich somit auf **13,7%.**

Für den Bereich der Lastverschiebungspotentiale mit Speicherfähigkeit kann einen ähnliche Beispielrechnung geführt werden, worauf an dieser Stelle jedoch verzichtet werden soll. Angemerkt werden soll nur, dass das Gesamtpotential Haushaltskühl- und Gefriergeräte für Deutschland im Bereich 18,6 TWh/a und somit noch deutlich über dem Lastverschiebungspotential ohne Speicherkapazität liegt. Hinzu kommen noch einmal rund 15 TWh/a für Prozesskälte im Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbereich (GHD).

Das hier identifizierte theoretische Lastverschiebungspotential liegt somit bei geschätzten 30% des Verbrauchs (ohne GHD). Obwohl diese Werte auf statistischen Untersuchungen beruhen, so ist jedoch die tatsächlich mögliche Nutzung dieser Potentiale mehr oder weniger spekulativ und müsste anhand einer wissenschaftlichen Studie mit Langzeit- (echt-) daten validiert werden.

5.3 Energiespeicher

Energiespeicher, die im Rahmen von kleinen dezentralen elektrischen Einspeiseanlagen eingesetzt werden, sind heute noch verhältnismäßiges Neuland. Zwar gibt es schon einige Komponenten am Markt zu erhalten, doch ist ihre Einsatzmöglichkeit meist begrenzt. Da ein umfassender Vergleich von Kleinspeichertechnologien im Rahmen dieser Arbeit nicht durchzuführen ist, wurde auf folgende Punkte fokussiert:

- Keine Begrenzung der Be- und Entladezyklen
- Skalierbares Speichervolumen

Nicht zuletzt auch aufgrund der Umweltverträglichkeit (keine problematischen Bestandsteile wie Schwermetalle oder auch Seltene Erden) fiel die Wahl dabei auf eine Wasserstoffkette (Elektrolyseur – Wasserstofftank – Brennstoffzelle). Nicht betrachtet wurde dabei, dass die Technologie laut Auskunft der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften (OHfaW) gegenwärtig nur einen Wirkungsgrad von 20% bis 25% hat und sich damit aus betriebswirtschaftlichen Gründen heute noch nicht rechnet.

Die Wasserstoffkette hat die Vorteile, dass sie eine Entkoppelung von Erzeugung und Bedarf ermöglicht, d.h. das eigentliche Speichervermögen wird nur durch die Größe des Wasserstofftanks definiert. Aus diesem Grund ist auch die Anzahl der Be- und Entladezyklen im Gegensatz zu Batteriesystemen als unproblematisch zu betrachten.

Es gibt aber andere Schwächen, die im Gesamtkontext beachtet werden müssen. Eine Untersuchung der OHfaW zeigt auf, dass, obwohl die Reaktionszeit des Elektrolyseurs nur wenige Sekunden beträgt, ein stark fluktuierender Erzeugungsstrom (durch Einspeisung von Erneuerbare Energieträger) sich negativ auf die Betriebsweise des Elektrolyseurs auswirken und zu verminderter Lebensdauer führen kann. Die Untersuchung empfiehlt daher, dass Eingangssignal in eine nieder- und hochfrequente Komponente zu

filtern, wobei der niederfrequente Anteil den Elektrolyseur speist, während der hochfrequent Anteil entweder über Kurzzeitspeicher kompensiert oder ins Netz eingespeist wird (siehe Abbildung 33). Darüber hinaus sollte versucht werden, den Energiespeicher *vor* der KWEA-Invertereinheit zu platzieren, da der dadurch konstantere Energiefluss es ermöglicht, die Invertereinheit besser auf einen bestimmten Betriebspunkt auszulegen.

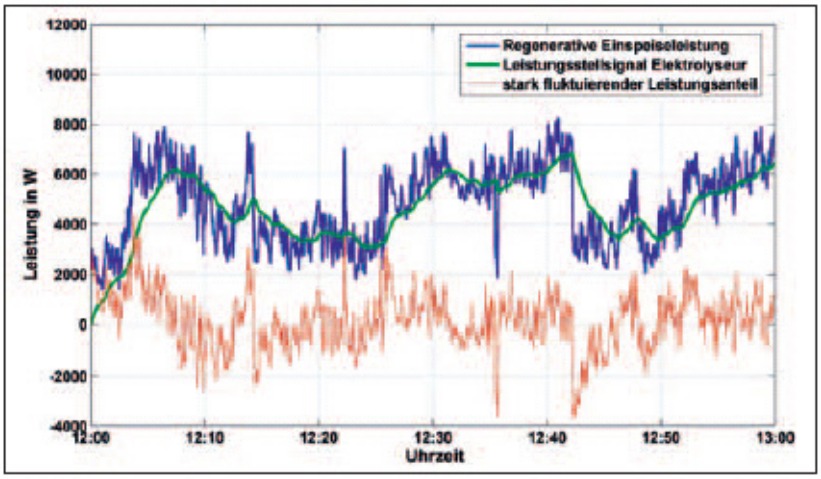


Abbildung 33: Zerlegung von regenerativer Einspeiseleistung in hoch- und niederfrequente Anteile, Quelle: OHfaW

Unter diesen Randbedingungen kann davon ausgegangen werden, dass eine Wasserstoffkette mit optimierter Betriebsweise (bei Vernachlässigung des Wirkungsgrades) die Anforderungen der hier dargelegten Konfiguration erfüllt.

Ruft man sich Abbildung 31 in Erinnerung, so kann man erkennen, dass es durch eine optimierte Auslegung von Windkraft und PV-Anlagen unter Berücksichtigung des Gesamtverbrauchs gelungen ist, die Frequenz der Wechsel zwischen Energieüberschuss und Energiemangel so zu erhöhen, dass sie sich im stetigen Wechsel befinden. Der größte hier identifizierte zusammenhängende Block befindet sich auf der Überschussseite und beginnt am 07.10. um3:50 Uhr und endet am 11.10. um 16:40,- die speicherfähige Energiemenge (aus Tabelle berechnet) beträgt 6933 kWh.

Eine Auslegung des Speichervolumens sollte aber auf Basis eines mittleren zusammenhängenden Blockes gemacht werden,- gewählt wurde, diesmal auf der negativen Seite, der Zeitraum vom 12.08. 15:10 Uhr bis 13.08. 10:10 Uhr. Die Gesamtenergiemenge betrug hier -316kWh. Eine solche Energiemenge entspricht bei einem Umrechnungsfaktor von ungefähr 1:3 einem Wasserstofftank mit der Kapazität von etwa 100Nm^3.

Der Elektrolyseur und Brennstoffzelle sollten in unserem Fall eine Leistung von 6-8 kW aufnehmen bzw. etwa 4 kW erzeugen können (ohne Berücksichtigung des Wirkungsgrades). Eine solche Konfiguration sollte in der Lage sein, den Großteil der Überschüsse zu puffern und den Überwiegenden Anteil des Mangels auszugleichen.

Anmerkungen:

Diese Abschätzungen basieren auf den Tabellenwerten und den grafischen Analysen. Da weder Simulationstools noch Echtdaten zur Verfügung standen, ist eine solche Abschätzung aber unbedingt mit entsprechenden Mitteln zu validieren.

Darüber hinaus wurde hier nur eine mögliche Speichertechnologie evaluiert. Vielversprechende Ansätze gibt es aber insbesondere auch in allen Bereichen, in denen schon eine existierende Infrastruktur vorhanden ist. Dies ist insbesondere im Gasnetz (Stichwort: Wind-to-Gas) und, da wo vorhanden, im Fernwärmebereich der Fall (Nutzung von überschüssiger erneuerbarer Energie zur Erwärmung eines thermischen Speichers, zum Beispiel der geplante Energiebunker in Hamburg-Wilhelmsburg).

5.4 Ausblick Dezentrale Energieressourcencluster: Netzschwankungsausgleich als Service

Die stark steigende Einspeisung von Kleinanlagen (hauptsächlich Photovoltaik und KWEA) in Niederspannungsnetze führt aufgrund der Volatilität dieser Energieformen zu erheblichen Problemen im Verteilnetz. Ein großes Problem in Strängen des Ortsnetzes sind nicht mehr vorhersehbare Spannungsverläufe über dem Weg zum Endkunden, da Informations- und Kommunikationstechnologie zur Kommunikation zwischen Verbraucher und Erzeuger, wie sie für eine koordinierte Steuerung erforderlich wäre, unterhalb der Teilnetztrafo-Ebene (d.h. der 110kV/10kV-Transformation) nur in Ausnahmefällen verfügbar ist.

Durch den uni-direktionaler Energiefluss vom Großerzeuger zum Verbraucher war in der Vergangenheit eine Abschätzung der Spannungsverluste bis zum Verbraucher ausreichend genau. Die verstärkte dezentrale Energieeinspeisung führt mittlerweile aber zu schwer abschätzbaren, sowohl örtlich als auch quantitativ schwankenden Spannungsminima bzw. -maxima (Abbildung 34).

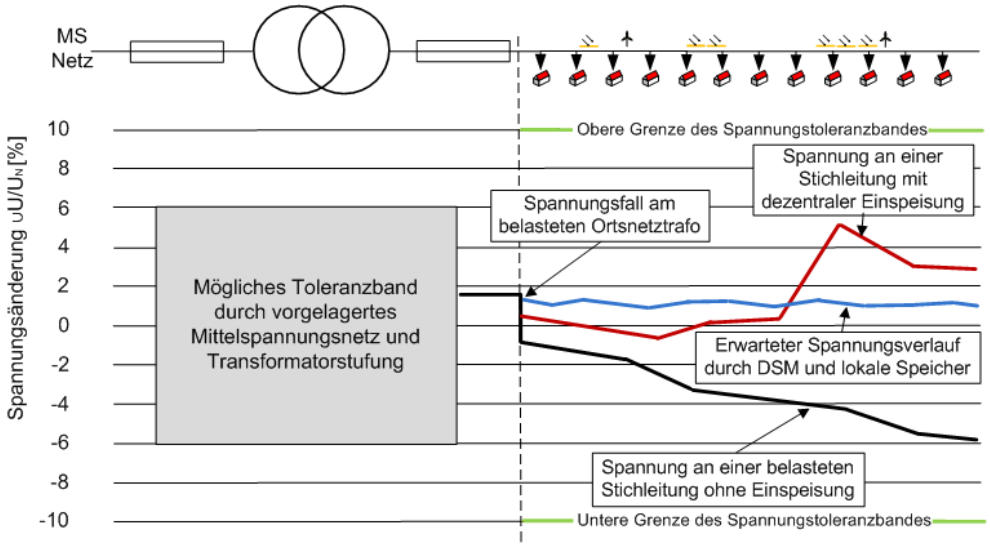


Abbildung 34: Auswirkungen einer Spannungsstabilisierung auf Ortsnetztrafoebene

Der hier vorgeschlagene Ansatz im Rahmen von Neubaugebieten kann Abhilfe schaffen, wenn er auf Ortsnetztrafoebene angehoben wird. Ein lokales Energiemanagement von Erzeugung und Verbrauch unter Einbindung von lokalen Speichern und DSM Maßnahmen zur Balancierung der Last bzw. der Einspeisung stellt zu aller erst einmal einen annähernd konstanten (d.h. planbaren / vorhersehbaren) Abnehmer / Einspeiser aus Netzbetreibersicht dar. Das Resultat ist eine bessere Ausnutzung der Netzkapazitäten (da Last- bzw. Einspeisespitzen reduziert werden) und eine geringere vorgehaltene Menge an Regelenergie.

In Verbindung mit einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle zum Netzbetreiber kann ein solcher Ortsnetzcluster aber auch Verbrauch und Einspeisung den Bedürfnissen des Netzes anpassen, d.h. ein solcher Cluster stellt dem Netzbetreiber einen netzstabilisierenden Service zur Verfügung. Auch wäre es denkbar, einen solchen Cluster im Netzfehlerfall komplett vom Netz zu trennen und als Inselnetz weiterzufahren, was wiederum einen Ketteneffekt von sich abschaltenden überlasteten Netzbereichen verhindern könnte.

6 Betriebswirtschaftliche Aspekte (nur KWEA)

Eine betriebswirtschaftliche Analyse des Gesamtkonzeptes sprengt bei weitem den Rahmen der Aufgabe. Auch sind die Aspekte DSM und Speicher heute eher noch Forschungsgebiete und nicht zu marktkonformen Preisen im Handel. Nichts desto trotz soll in diesem Rahmen dieser Hausarbeit die Refinanzierung der Kosten des KWEA Parks kurz betrachtet werden. Die hier angeführten Werte basieren auf Internet Recherche und Erfahrungswerten. Auf konkrete Händleranfragen wurde verzichtet.

Annahmen:

- GAIA KWEA inkl. Turm: 50k€/Turbine
- S&W inkl. Turm: 46k€/Turbine
- Netzanschluss und Material: 1k€/Turbine
    - Erdarbeiten werden nicht berücksichtigt, es wird erwartet, dass diese mit den Erschließungsarbeiten des Baugebietes erledigt werden können
- Fundament S&W für 30m Mast, inkl. Erdarbeiten (Zugang für schweres Gerät notwendig): 7k€
- Fundament GAIA für 18m Mast, inkl. Erdarbeiten (Zugang für schweres Gerät notwendig): 7k€

Abbildung 35 unten zeigt die Berechnung nach der Kapitalwertmethode. Die angegebenen Kosten für Material und Installation beziehen sich jeweils auf eine Turbine, Ertragsberechnungen auf den Park von 6 Turbinen.

	Turbine inkl. Turm	Fundament, Erdarbeiten für Turm	Netzanschluss inkl. Material	Erdarbeiten Netzanschluss	Gesamtkosten Installation	Ertrag Turbine p.a. 12,7 ct/kWh bei 1% Degression	Einsparung bei voller Eigennutzung p.a. 25 ct/kWh	Ertrag nach 30 Jahren, 50% Eigennutzung	Break-Even innerhalb 30 Jahre
GAIA Wind	50.000 €	7.000 €	1.000 €	- €	348.000 €	13.824 €	38.700 €	- 18.018	nein
S&W Energie-systeme	46.000 €	7.000 €	1.000 €	- €	324.000 €	16.065 €	44.975 €	55.615 €	17,2 Jahre

Abbildung 35: Betriebswirtschaftlichkeitsrechnung nach der Kapitalwertmethode

Bei der Berechnung wurde von einem gegenwärtigen Energiepreis von 25 ct/kWh ausgegangen, der sich über die Laufzeit von 30 Jahren nicht ändert. Dies mag auf den ersten Blick unrealistisch erscheinen, allerdings ist bei einer erfolgreichen Energiewende davon auszugehen, dass der Strompreis zwar in den nächsten Jahren weiter steigt, dann aber wieder auf Grund der Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energieträger wieder sinkt.

Ebenfalls wurde davon ausgegangen, dass von dem erzeugten Ertrag der KWEA nur 50% zur Energieeinsparung genutzt werden kann, d.h. diese Einsparungen wurden als Einnahmen mit dem kWh-Preis von 25 ct/kWh veranschlagt. Vernachlässigt wurde, dass zum Erreichen dieser 50% Eigennutzung Maßnahmen im Bereich DSM bzw. Speicher notwendig sind.

Am 01. Januar 2012 trat das Gesetz „*Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*“ in Kraft. Laut dieser Novelle des EEG wird Strom aus Windkrafterzeugung unter einer Nennleistung von 500kW mit einem Betrag von 12,70 ct/kWh (bei Inbetriebnahme 2012) gefördert. Die Vergütungsdauer ist 20 Jahre, die Degression 1% p.a. Dies war in dieser Hausarbeit die Grundlage für die Berechnung der 50% des Ertrages, der nicht zur Eigennutzung zur Verfügung stand. Zusätzlich wurde davon ausgegangen, dass die nach 20 Jahren erhaltene herabgesetzte Einspeisevergütung danach weiter konstant am freien Markt erwirtschaftet werden kann. Der verwendete Kalkulationszins beträgt 4%.

Des Weiteren wurde von Wartungskosten in Höhe von 500 €/p.a. pro Turbine ausgegangen, mit einer Preissteigerungsrate von 2%/p.a.

Unter den genannten Randbedingungen ist eine Refinanzierung des GAIA Parks nach 30 Jahren nicht gegeben, eine Refinanzierung des S&W Parks bereits nach 17,2 Jahren zu erwarten. An dieser Stelle sei aber noch einmal an die ev. zu positiv prognostizierten S&W Erträge erinnert. Auch muss bedacht werden, dass die S&W ihren Vorteil bei höheren Windstärken hat, diese aber im Sinne des Konzeptes, der lokalen Ausbalancierung von Ertrag und Verbrauch, schwerer zu handhaben sind.

7 Anhang

7.1 Randbedingungen / Einschränkungen

Daten:

- Als Windressourcendaten werden die Messdaten vom Messpunkt Hartmannshain verwendet, der ca. 500 Meter vom geplanten Aufstellungsort der Turbinen entfernt ist.
- Es wurde kein Geländemodell erstellt und es wurden keine Hindernisse modelliert. Obwohl die Hauptwindrichtung relativ frei liegt, ist bei der geringen Turbinenhöhe davon auszugehen, dass die Ertragszahlen zu positiv prognostiziert wurden.
- Verwendung von Einstrahlungsdaten (Zeitreihen) aus dem Raum Fulda für den Bereich Sonnenertrag (in Lux), vereinfachtes Vorgehen:
    - Es wird davon ausgegangen, dass die zeitliche und anteilige Verteilung der Beleuchtungsstärke-Daten korrekt ist. Auf Basis von Langzeit-Ertragsdaten [kWh/m^2] für den Raum Kassel und den Monat August (*Volker Quaschning: Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Simulation, Hanser Verlag*) wurden die in 10-Minuten Auflösung vorliegenden Daten [Lux] entsprechend hochskaliert.
    - Annahme für die erste Berechnung Solar: 8 m^2 Solarpanele pro Eigenheim, keine Panele auf den KMU
    - Annahme für die optimierte Berechnung Solar (Kapitel 5.1): 18 m^2 Solarpanele pro Eigenheim und zusätzlich 200m^2 pro KMU
- Verwendung von anonymisierten Langzeitverbrauchsdaten (Zeitreihen) Einfamilienhaus, Niedrigenergiestandard, hochskaliert auf 25 EFH (Peak-Fehlerverhalten durch exakt zeitgleichen Verbrauch)
- Verwendung von anonymisierten Langzeit-Verbrauchsdaten (Zeitreihen) KMU (IT-Branche), hochskaliert auf 3 KMU
- Um die Deckungsanteile ausreichend genau zu untersuchen, war eine zeitlich kleine Auflösung notwendig. Da keine Simulations- bzw. Analysetools zur Verfügung standen, wurden sämtliche Erzeugungs- und Verbrauchskurven mit Microsoft Excel erstellt. Durch die 10-Minuten Auflösung der Daten waren die Datensätze über ein Jahr aber größer, als Excel verarbeiten konnte. Aus diesem Grund wurde die Darstellung in drei Jahresabschnitte unterteilt.