

Projekthandbuch 2

Klärwerk Gut Großlappen, Photovoltaikpark Klärwerk Gut Marienhof

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	2
2. Bedarf.....	2
3. Entwurf.....	4
4. Rechtliche Bauvoraussetzungen.....	18
5. Gegebenheiten des Grundstückes.....	20
6. Dringlichkeit.....	20
7. Gesamtkosten.....	20
8. Finanzierung.....	20
9. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	21

Anlagen:

- A) Termin- und Mittelbedarfsplan
- B) Folgekosten
- C) Lageplan

1. Einleitung

Mit Beschluss vom 22.07.2014 hat der Stadtrat im Stadtentwässerungsausschuss (Sitzungsvorlage Nr. 14-20 / V 00490) das Vorhaben der MSE prinzipiell befürwortet, eine Photovoltaik-Freiflächenanlage auf der Erweiterungsfläche des Klärwerks Gut Marienhof zu errichten.

Dabei schließt der Auftrag eine weitere Analyse und Planung des Vorhabens, bis zu einer Ausschreibung (Submission) mit ein. Die dabei ermittelten konkreten Kosten dienen einer finalen Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Photovoltaikparks. Die hieraus ermittelten Ergebnisse werden zusammen mit der Ausschreibung dem Stadtrat vorgelegt, um die Projektgenehmigung zu erwirken.

Abbildung 1 zeigt die elektrische Versorgung von Klärwerk Gut Marienhof (KLW II) und Klärwerk Gut Großlappen (KLW I) durch die Grundversorger bzw. Netzbetreiber. Aufgrund der unterschiedlichen Netze der Energieversorger ist es nötig, eine eigene elektrische Verbindung zwischen dem geplanten Photovoltaikpark und dem KLW I herzustellen.

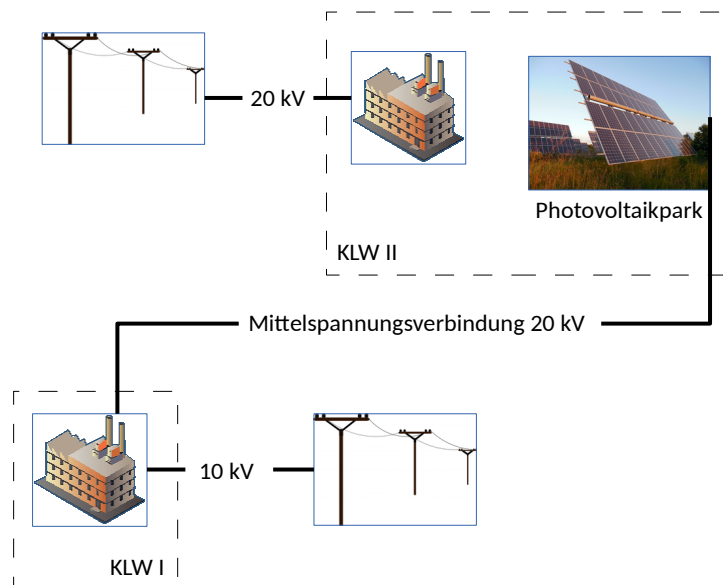


Abbildung 1: Elektrische Versorgung KLW I und KLW II

2. Bedarf

Das erklärte Ziel der Münchner Stadtentwässerung (MSE) ist es, die eigenen Energieressourcen optimal zu nutzen und die Wirtschaftlichkeit im Energiebereich stetig zu verbessern. Die Münchner Stadtentwässerung verfügt über eine mehrere Hektar große Erweiterungsfläche im östlichen Bereich des Klärwerks Gut Marienhof (KLW II, siehe Anlage C), die sich in Anlehnung an eine Untersuchung der Solarinitiative München GmbH (IBC Solar vom Dez. 2013) in idealer Weise für die Errichtung einer Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlage im Megawatt-Bereich eignet. Dieses Ergebnis der Untersuchung wird durch die in Abbildung 2 dargestellten Jahreswerte 2015 der Globalstrahlung der Bundesrepublik Deutschland vom Deutschen Wetterdienst (DWD) bestätigt. Der Großraum von München (Markierung) eignet sich gut für die Erzeugung von solar erzeugter Energie.

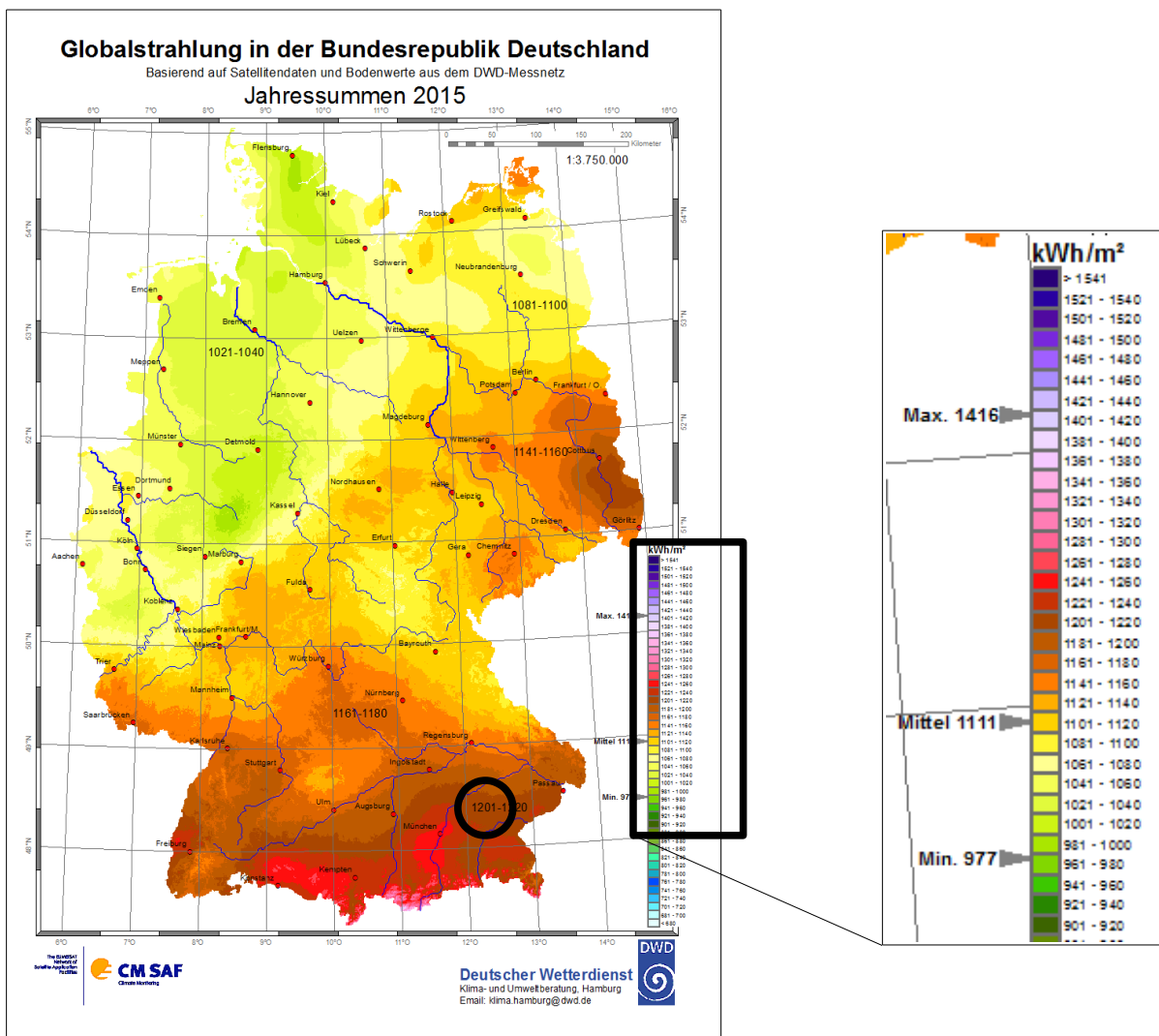


Abbildung 2: Globalstrahlung der Bundesrepublik Deutschland, Lage Klärwerk Gut Marienhof [Rechte zur Veröffentlichung der Abb. liegen vor]

Aus Gründen des Klimaschutzes sowie der stetig steigenden Strompreise beabsichtigt die MSE den Bau einer Photovoltaik-Freiflächenanlage. Der auf diese Weise erzeugte klimafreundliche Strom könnte zu einem erheblichen Teil zur Substitution von bisher extern bezogenem Strom in den Klärwerken verwendet werden.

Auf dem größeren Münchner Klärwerk Gut Großlappen (KLW I), auf dem auch die Schlammverwässerung und -verbrennung beider Klärwerke erfolgt, ist der Anteil der Eigenenergiedeckung aufgrund des höheren Energiebedarfs aktuell und zukünftig geringer als auf dem Klärwerk Gut Marienhof (KLW II). Der produzierte PV-Strom soll daher von der Photovoltaik-Freiflächenanlage mit Hilfe einer zusätzlich zu errichtenden, etwa 13 km langen, unterirdischen Mittelspannungskabelverbindung entlang einer Trasse zum Klärwerk Gut Großlappen transportiert und dort zur ergänzenden Stromversorgung verwendet werden.

Der PV-Strom wird - auch aus wirtschaftlichen Gründen - bevorzugt zur Eigenstromversorgung des Klärwerks Gut Großlappen genutzt, indem die noch bestehende „Stromversorgungslücke“ zwischen dem aus Klärgas selbst produzierten Strom und dem gesamten Strombedarf weiter geschlossen wird.

Von der MSE wurden im Rahmen der Bedarfsplanung erste Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durchgeführt. Unter der Annahme stetig steigender Strompreise war die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage zum Zweck des Eigenverbrauchs grundlegend gegeben.

Auf Basis dieser Annahmen wurde die optimale PV-Anlagenleistung mit ca. 5 Megawatt_{peak}¹ (MWp) ermittelt. Für eine PV-Anlage mit dieser Leistung ist eine Fläche von ca. 3 ha erforderlich. Die Erweiterungsfläche im Klärwerk Gut Marienhof bietet eine dafür ausreichend große Fläche für einen PV-Park an. Hierbei ist in etwa ein Drittel der vorhandenen Fläche erforderlich. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Entwicklung entsprechender Speichertechnologien (z. B. power to gas, power to heat etc.) weiter voranschreiten wird, so dass eine spätere Erweiterung der Photovoltaik-Freiflächenanlage und die Möglichkeit der eigenständigen Nutzung der dort produzierten Energie sowie die Etablierung eines zusätzlichen Klärgas- bzw. Energiespeicher-managements für die MSE in den kommenden Jahren denkbar sind. Insofern ist die Errichtung der Photovoltaik-Freiflächenanlage in Ergänzung zur Klärgasnutzung ein weiterer innovativer Schritt für den Ausbau einer zukunftssicheren Stromversorgung auf Basis regenerativer Energien.

Die Gemeinde Eching unterstützt die zukunftsweisenden Ideen der MSE und hat bereits einen Satzungsbeschluss zur Änderung des Bebauungsplans für das Klärwerk Gut Marienhof gefasst. Ziel der Änderung ist es, auf ca. 14 Hektar der gesamten verfügbaren Erweiterungsfläche eine PV-Nutzung grundsätzlich zu ermöglichen (siehe 4. Rechtliche Bauvoraussetzungen).

3. Entwurf

Für die Aufstellung der Photovoltaik-Freiflächenanlage bietet sich die Erweiterungsfläche des Klärwerks Gut Marienhof mit ca. 14 Hektar an. In mehreren Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen wurde eine optimale PV-Anlagenleistung von ca. 5 MWp ermittelt. Dieses entspricht, gemäß dem Beschluss des Stadtentwässerungsausschusses vom 22.07.2014 (Sitzungsvorlage Nr. 14-20 / V 00490), einer ersten Ausbaustufe.

Der solar erzeugte Strom wird durch eine unterirdische 20 kV-Mittelspannungskabelverbindung zum Klärwerk Gut Großlappen übertragen und in das dort vorhandene 10 kV-Netz eingespeist.

¹ Wp = Watt peak. Ein Solarmodul wird mit seiner Gesamtleistung angegeben, welche unter Standard-testbedingungen ermittelt wird. Die tatsächliche Leistung ist von mehreren Parametern (z. B. Temperatur, etc.) abhängig.

3.1 Allgemeiner Überblick

Das Klärwerk Gut Marienhof befindet sich ca. 13 km nördlich von München im Ortsteil Dietersheim der Gemeinde Eching, Landkreis Freising.

Anhand eines Luftbildes (Abbildung 3) des Klärwerks Gut Marienhof sind die möglichen Flächen für einen Aufbau der Photovoltaikanlage dargestellt. Dabei wurden die Positionen der Photovoltaikflächen so gewählt, dass eine Klärwerkserweiterung weiterhin gewährleistet ist.

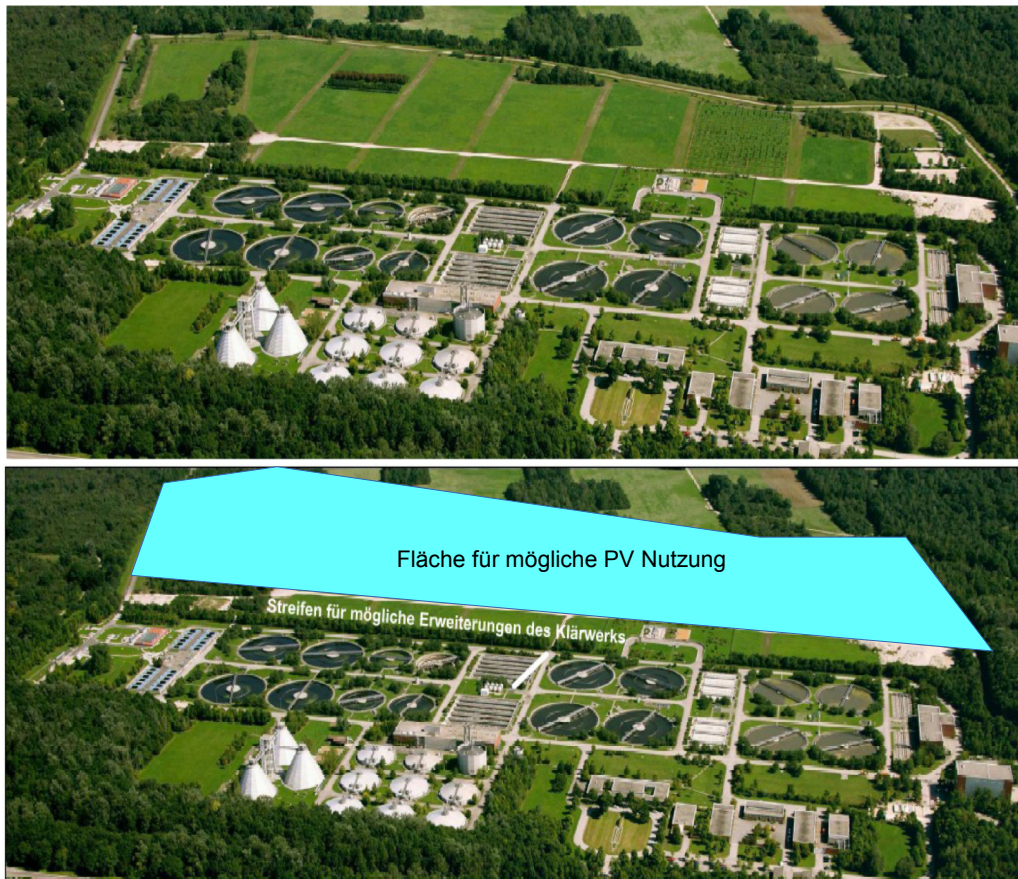


Abbildung 3: Klärwerk Gut Marienhof: Luftbild und Ausbau Photovoltaikanlage

Eine erste Einschätzung in Bezug auf die Größe dieser Photovoltaikanlage wurde anhand einer Studie von „IBC Solar (Dez. 2013)“ vorgenommen. In der Studie wurde ermittelt, dass sich, hinsichtlich einer am Eigenverbrauch orientierten Anlagenauslegung in Verbindung mit einem am Klärgasanfall orientierten Betrieb der bestehenden Blockheizkraftwerke (BHKW), ein ca. 5 MWp-Park als optimale Größe darstellt.

Das mögliche Erweiterungspotential und die in den laufenden Jahren gesammelten Erfahrungen können damit eine Grundlage für eine Abschätzung zu einem Ausbau der Photovoltaikanlage bilden.

In Abstimmung mit einem Landschaftsarchitekturbüro wurde die komplette mögliche Fläche für einen Photovoltaikpark unter Berücksichtigung von Flora, Fauna und Habitat (FFH) betrachtet und bewertet. Die vorhandenen Wege werden u. a. für die Bewirtschaftung (Mähen, Reinigen der Solarflächen, etc.) vorgehalten. Das Ergebnis dieser Untersuchung und Bewertung zeigt die zukünftigen Aufstellflächen der Photovoltaikanlage in Abbildung 4 bzw. in Anlage C.



Abbildung 4: Flächen für den Photovoltaikpark nach Begutachtung eines Landschaftsarchitekturbüros

Mit dieser Einteilung in „Parzellen“ wurde zugleich eine feinere Gliederung eingeführt (von links nach rechts):

- gelb schraffiertes Feld: Infrastruktur (Feld 1)
- blau schraffierte Felder: PV-Ausbaustufe 1 (Feld 3 bis Feld 5)
- violett schraffierte Felder: weitere PV-Ausbaustufen (Feld 2, Feld 6 bis Feld 9)

3.2 Solargenerator

Als Solargenerator wird der solarstromproduzierende Teil einer Photovoltaikanlage, die Solarmodule, bezeichnet. Diese Solarmodule setzen sich zusammen aus den

- elektrischen Komponenten:
 - Solarzellen
 - Leiterbahnen
- und den mechanischen Komponenten:
 - Modulrahmen
 - hoch lichtdurchlässige Glasscheibe
 - Solarzellengrundträger

3.2.1 Solarmodule

Ein einzelnes Solarmodul besteht aus mehreren elektrisch zusammengeschalteten Solarzellen. Die prinzipielle Unterscheidung von Solarzellen ist im kristallinen Aufbau zu finden. Diese gliedern sich in:

- Siliziumkristalline Solarzellen (mono- und polykristalline Zellen)
- Andere Solarzellen (Dünnschicht-, Konzentration-, Organische Zellen)

Aufgrund von standortbedingten und klimatischen Bedingungen werden für dieses Projekt die marktüblichen siliziumkristallinen Solarzellen näher betrachtet. Außerdem kann hier von einem hohen technischen Standard sowie einer hohen Praxistauglichkeit ausgegangen werden. Die kristallinen Solarzellen unterscheiden sich in mono- bzw. polykristalline Zellen.

Einen Vergleich der beiden unterschiedlichen Arten von kristallinen Zellen zeigt die folgende Tabelle:

Zelltyp	Polykristalline Zellen	Monokristalline Zellen
Aufbau	mehrere ungerichtete kristalline Strukturen	gerichtete kristalline Strukturen
Farbe	Blau	Schwarz
Herstellung	Kühlt in einer Form aus	Aus der Schmelze gezogen (gezüchtet)
Wirkungsgrad	Mittel	Hoch
Leistungsverlust bei Erwärmung	Mittel	Niedrig
Leistung bei Schwachlicht (Wolken)	Mittel	Hoch
Form	Quadratisch	Quadratisch, mit runden Ecken
Preis	Mittel	Hoch
Haltbarkeit	Hoch	Hoch

Tabelle 1: Gegenüberstellung verschiedener Modultypen

Für die Entscheidung wurden insbesondere die folgenden Aspekte betrachtet:

- Wirkungsgrad
Aufgrund des gerichteten bzw. ungerichteten kristallinen Strukturaufbaus ist hier ein erheblicher Unterschied bei dem Wirkungsgrad feststellbar.
- Leistungsverlust bei Erwärmung
Mit Steigerung der Solarmodultemperatur werden weniger Elektronen aus dem kristallinen Gitter durch das Sonnenlicht (Photonen) herausgelöst. Dementsprechend lässt sich hierbei ein Leistungsverlust erkennen.
- Leistung bei Schwachlicht (Wolken)
Wolken filtern einen gewissen Teil des spektralen Lichtes. Durchgelassen werden hier vermehrt die blauen Anteile des Sonnenlichtes. Monokristalline Zellen können im Gegensatz zu den polykristallinen Zellen dieses Lichtspektrum optimaler umwandeln.
- Preis
Der Herstellungsprozess und die Zeit der Produktion der einzelnen Zellen unterscheiden sich grundlegend. Hier ist ein leichter Vorteil der polykristallinen Zellen erkennbar.
- Haltbarkeit / Lebensdauer
Polykristalline Zellen sind aufgrund ihres Aufbaus ein wenig langlebiger als die monokristallinen Zellen. Die Unterschiede sind jedoch verhältnismäßig gering.

In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass monokristalline Solarzellen für den betrachteten Anwendungsfall besser geeignet sind als die polykristallinen Modelle.

Für die weiteren Planungsschritte werden daher monokristalline Zellen bzw. die entsprechenden - damit aufgebauten - Solarmodule weiter betrachtet.

In dieser Ausführungsart sind Solarmodule mit Leistungen bis zu 330 Wp erhältlich.

Marktüblich sind jedoch Module mit einer Leistung von 280 Wp.

Die mechanischen Abmessungen der Solarmodule sind dabei zwischen den verschiedenen Herstellern nahezu identisch und betragen 990 mm x 1650 mm.

Diese oben genannten Werte werden als Referenzmodul in diesem Projekt für die weiteren Betrachtungen verwendet.

3.2.2 Modulgestell

Die einzelnen Solarmodule werden mechanisch auf einer Unterkonstruktion fixiert, um einen optimalen Winkel für die Stromproduktion zu erreichen. Hierzu wird eine starre Konstruktion mit einem fixen Neigungswinkel verwendet.

Als Alternative zur starren Befestigung besteht die Möglichkeit, die Module auf einem ein- bzw. mehrachsigen Untergestell zu montieren. Dieses erlaubt, die darauf montierten Solarmodule vollautomatisch zur Sonne auszurichten. Eingesetzt werden diese „Tracking“-Systeme an Standorten mit geringem Flächenangebot und zugleich hohem Bedarf an Energie, bei vergleichsweise hohen Kosten für Installation, Wartung etc. Da in diesem Projekt die Fläche für die erste Ausbaustufe ausreichend vorhanden ist, wird auf diese Nachführungsmöglichkeit der Solarmodule verzichtet.

Die auftretenden Kräfte (Gewicht der Solarzellen, Wind, Schnee etc.) werden durch die Konstruktion in den Boden abgeleitet.

Hierbei haben sich folgende Bodenbefestigungsarten als marktüblich herausgestellt:

- Ramm- bzw. Schraubfundamente
- Betonsockel (Fertigbetonteile werden am Standort eingesetzt)
- Betonfundamente in Ortbetonbauweise

Eine praxistaugliche und kosteneffiziente Form der Bodenbefestigung ist die Herstellung der sogenannten Schraub- bzw. Rammfundamente. Für diese Art der Gründung muss jedoch der Gründungsboden entsprechend beschaffen sein. Dieses lässt sich durch ein sog. Bodengutachten nachweisen. Dabei werden punktuell an den angedachten Aufstellflächen die Bodenverhältnisse entsprechend analysiert.

Dieses Gutachten (siehe 5. Gegebenheiten des Grundstückes) war für die Ausschreibung des Photovoltaikparks eine wichtige Grundlage, weshalb es bereits vor der Veröffentlichung der Ausschreibung beauftragt wurde. Hauptuntersuchungszweck war u. a., ob eine Ramm- oder Schraubbefestigung für die Gründung möglich ist. Dieses wurde als Teilergebnis der Untersuchung bejaht.

Alle Bauteile der Unterkonstruktion werden metallisch und korrosionsfest ausgeführt.

Die Befestigung der Solarzellen an der Unterkonstruktion erfolgt mittels lösbarer, metallischer, rostfreier Schraubverbindungen.

3.3 Verkabelung

Die folgende Abbildung 5 zeigt die prinzipielle Verkabelung zwischen der Photovoltaikanlage und dem Klärwerk Gut Großlappen über die Mittelspannungskabelverbindung, bereits aufgeteilt in die entsprechenden Fachlose.

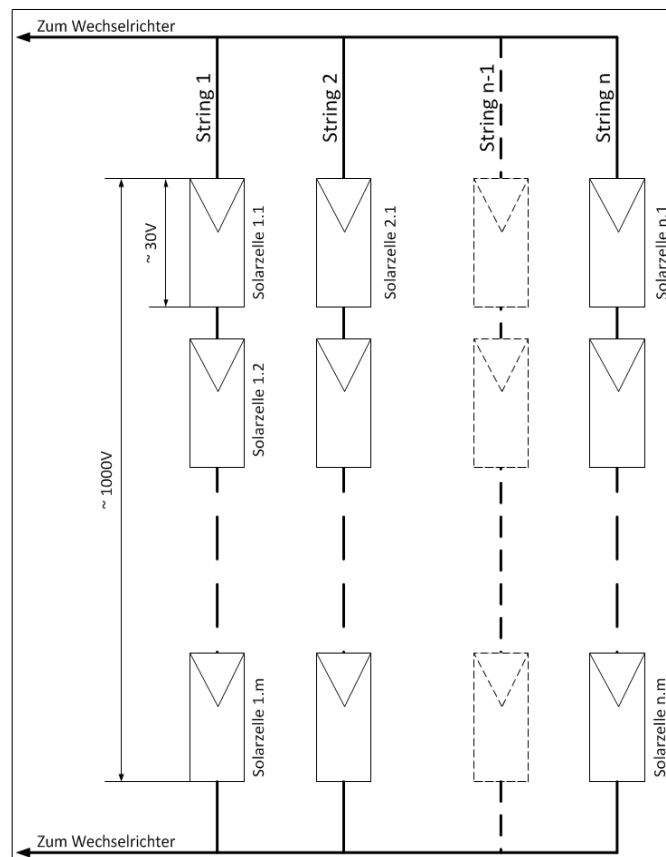


Abbildung 6: Verschaltungsprinzip der einzelnen Solarmodule

An jedem einzelnen Solarmodul wird herstellerseitig bereits ein Standardstecker (MC4) verbaut. Damit lassen sich kostengünstig die einzelnen Module untereinander und herstellerunabhängig miteinander verbinden, indem die Stecker und Buchsen benachbarter Solarmodule wasserdicht zusammengesteckt werden können.

Die Enden der einzelnen Strings werden in sog. Reihen-Geräteanschlusskästen (R-GAK) eingeführt. In diesen R-GAK ist ein Gleichspannungsschalter (DC-Schalter) integriert, welcher den kompletten String von der restlichen Anlage trennt. Die Bedienung dieser Abschaltmöglichkeit ist durch entsprechende AUS-Schalter am Kasten vor Ort, in der Wechselrichterstation sowie aus der Ferne (KLW I) möglich.

Die Platzierung der R-GAK erfolgt an den Stirnseiten der entsprechenden Stringreihe. Alle R-GAK eines Feldes werden in einem Feld-GAK (F-GAK) zusammengefasst. Eine Sammelleitung führt anschließend den solar erzeugten Gleichstrom (ca. 1000 V DC) zum Wechselrichter.

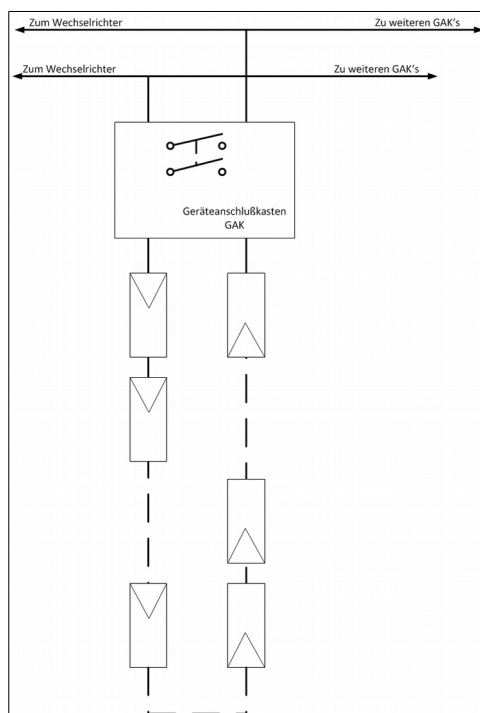


Abbildung 7: Schema eines Reihen-Geräteanschlusskastens

Je nach Ausführung des Wechselrichters können mehrere Sammelleitungen angeschlossen werden.

Die Kabelwege werden üblicherweise oberirdisch in Kabelrinnen geführt. Hierbei ist unbedingt auf eine UV-beständige Kabelummantelung zu achten. Die Sammelleitungen verlaufen unterirdisch in Kabeltrögen.

Für die weitere Planung sind die entsprechenden Richtlinien für diese Spannungsart zu beachten.

3.3.2 Wechselspannungsverkabelung

Niederspannung und Mittelspannung

Die Ausführung der Verkabelungen für die Nieder- bzw. Mittelspannungsebene wird nach dem aktuellen Stand der Technik sowie den Richtlinien der MSE aufgebaut.

Mittelspannungskabel

Aufgrund der Tatsache, dass das Kabel im Bereich des Kanals verlegt wird (siehe Zeichnung 1), werden bestimmte Kabeleigenschaften vorausgesetzt:

- Chemisch beständig gegen Schwefelwasserstoff (H₂S) und Schwefelsäure
- Feuchtigkeitsresistent
- Mechanische Beständigkeit (hauptsächlich gegen Nagetiere)
- Spannungsebene: Mittelspannung

In einer Marktanalyse wurden mehrere Hersteller und Zulieferer bezüglich der o. g. Rahmenbedingungen abgefragt. Dabei zeigte sich, dass die geforderten Eigenschaften keine Probleme in Bezug auf die Verfügbarkeit am Markt darstellen.

Kabelmuffe

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Kabels ist die zusammenhängende Länge des Mittelspannungskabels begrenzt. Die Kabelenden müssen dementsprechend, im Verlauf der Kabelverbindung zwischen der Photovoltaikanlage und dem KLW I mehrfach, miteinander elektrisch mit sog. Kabelmuffen verbunden werden. In einer ersten Abschätzung werden ca. 15 Muffen benötigt. Das Muffenmaterial muss - analog zum Kabel - ebenso die gleichen Eigenschaften aufweisen. Die Verfügbarkeit am Markt ist für derartige Muffen gegeben.

Mittelspannungsverkabelung und Trassenführung

Noch im Bereich des Photovoltaikparks wird die durch die Wechselrichter erzeugte Wechselspannung (< 500 V) mittels Transformator in Öl- oder Trockenausführung auf das Mittelspannungsniveau von 20 kV angehoben.

Zunächst wurde untersucht, ob das Kabel entlang der bestehenden Klärschlammdruckleitung verlegt werden könnte. Aufgrund der hohen organisatorischen Anforderungen während der Kabelführung, wie z. B. Autobahnquerungen, wurde dieser Trassenverlauf jedoch nicht weiter verfolgt.

Daraufhin wurde eine Alternative erarbeitet, die Mittelspannungsverbindung innerhalb des vorhandenen Zulaufkanals zum KLW II verlaufen zu lassen.

Zur Absicherung der technischen Machbarkeit dieser Alternative wurde ein Gutachten beauftragt. Das Gutachten „Stellungnahme für das geplante Mittelspannungskabel in einen begehbaren Abwasserkanal der Stadtentwässerung München“ des TÜV-SÜD bestätigt diese mögliche Kabelführung im Kanal.

Für die Befestigung werden marktübliche, korrosionsfeste Kabeltrassenelemente und Bauteile verwendet. Diese sind elektrisch leitend, um einen elektrischen Spannungsunterschied entlang des Kabelverlaufs zu unterbinden. Zusätzlich werden in bestimmten Abständen Erdungsverbindungen mit dem Kanalbauwerk hergestellt. Die einzelnen Schienelemente sind untereinander elektrisch leitfähig verbunden.

Kabelverlauf

Der prinzipielle Kabelverlauf des Mittelspannungskabels im Kanal stellt sich folgendermaßen dar (Verlauf vom Erzeuger zum Verbraucher, Abbildung 8):

- KLW II: Zulauf
- Verbindungskanal (Doppelkanal)
- Übergangsbauwerk (Verteilerbauwerk)
- Verbindungskanal
- Einstaubauwerk 1
- Verbindungskanal
- Kreuzungs- und Absturzbauwerk
- Verbindungskanal
- KLW I: Zulauf West

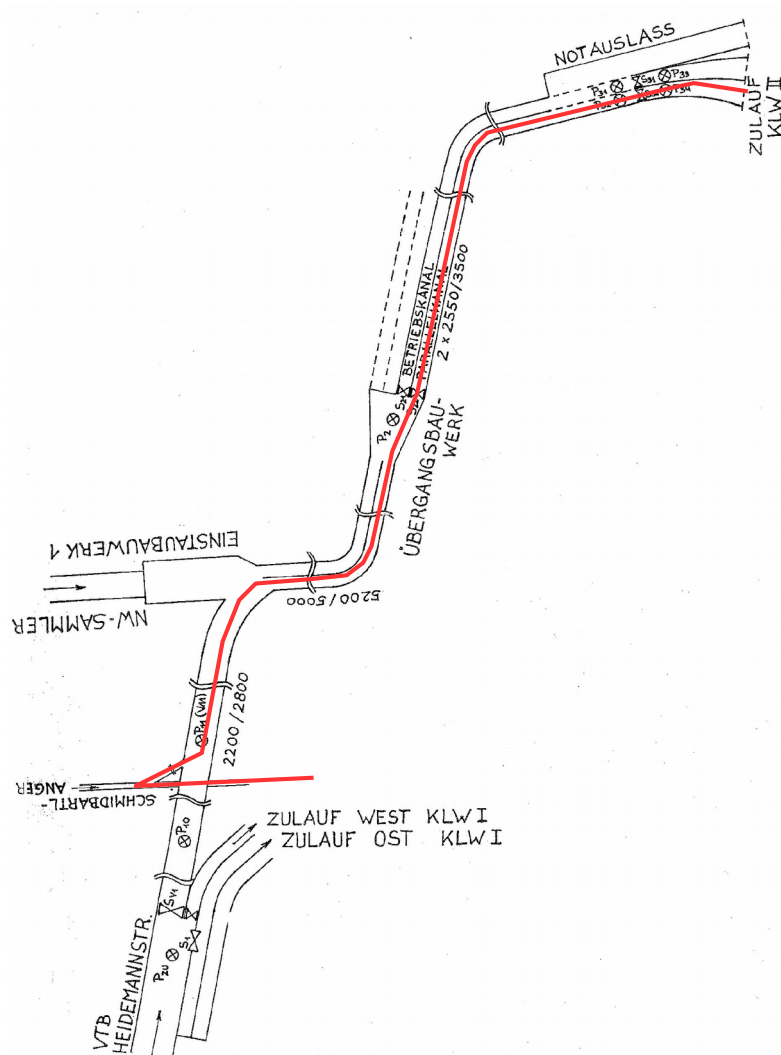
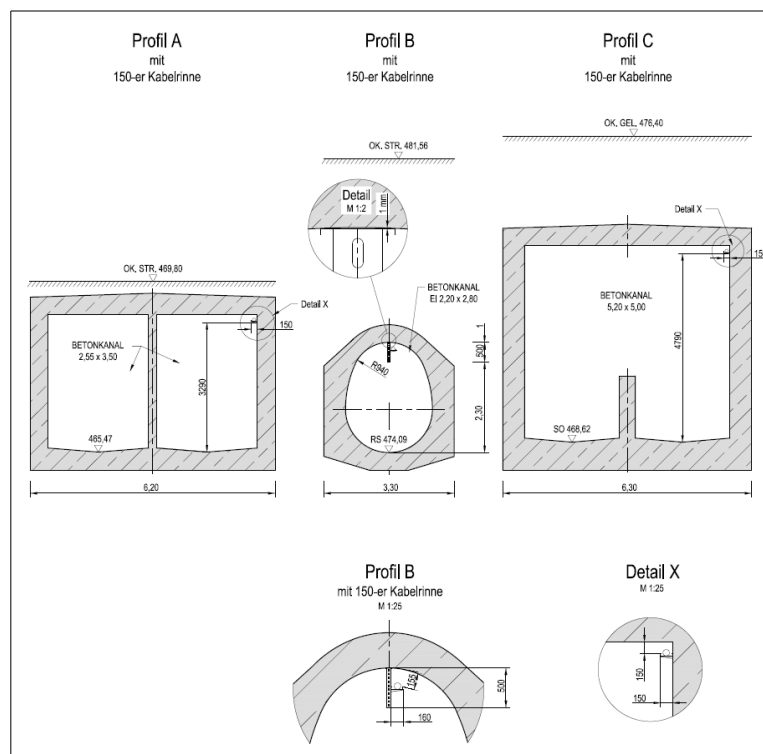


Abbildung 8: Prinzipieller Kabelverlauf im Kanal

Während des Kabelverlaufs im Kanal ändern sich die Kanalabmessungen und -form von einem rechteckigen zu einem eiförmigen Profil. Die Befestigung der Kabeltrasse muss hierbei universell auf die sich verändernden Befestigungsuntergründe möglich sein. Außerdem wird eine gleichbleibende Befestigungsart (im Verlauf der Kabelstrecke) angestrebt, um keine großen Systemvarianten zu erhalten. Aus diesem Grund wird jeweils die gleiche Art von Kabelrinne, Kabelrinnenhalter und Befestigung gewählt. Die Kabelrinnenhalter werden entweder direkt an der senkrechten Kanalwand oder - im Fall des eiförmigen Profils - an einen zuvor montierten senkrechten Hängestiel im Scheitel befestigt.

In der nachfolgenden Zeichnung sind die verschiedenen Kanalprofile sowie die Befestigung der Kabelrinne an der Kanalwand bzw. -decke dargestellt.



Zeichnung 1: Kanalprofile mit dargestellter Kabeltrasse
 links: Doppelkanal
 mittig: Verbindungskanal (zw. Übergangsbauwerk und Einstaubbauwerk 1)
 rechts: Verbindungskanal (zw. Einstaubbauwerk 1 und KLW I)

In Zeichnung 1 wird die Position der Kabelrinne jeweils in Deckennähe des Abwasserkanals dargestellt. Die Abmessungen der Kabelrinnen werden so gewählt, dass das Kabel bzw. die Muffenverbindungen darin aufgenommen werden können. Die Montageabstände der einzelnen Kabelrinnenhalter werden nach Herstellerangaben eingehalten. Aufgrund der Umgebungsbedingungen im Kanal sind alle metallischen Bauelemente aus Edelstahl.

Positionen der Kabelmuffen

Wie oben erwähnt, müssen im Verlauf der Kabelverbindung sog. Kabelmuffen gesetzt werden, um die Teilstücke des Mittelspannungskabels miteinander zu verbinden. Die Position dieser Muffen kann dabei innerhalb oder außerhalb des Kanals liegen.

Eine Gegenüberstellung der Vor- bzw. Nachteile:

Position der Kabelmuffe außerhalb des Kanals in einem Kabelschacht:

- Vorteile
 - „leichtere“ Zugänglichkeit der Muffenverbindung
 - Herstellung zeitlich unabhängig vom Kabelzug
- Nachteile
 - Zusätzlicher Kabelschacht nötig
 - Klärungsbedarf mit den Grundstückseigentümern
 - Kanal muss im Scheitel angebohrt / aufgestemmt werden → Statik ist zu prüfen
 - Durchbrüche müssen dauerhaft gasdicht ausgeführt werden
 - Kabelschacht muss exakt auf Bohrungen gesetzt / betoniert werden
 - Kabelschachtdeckel vandalismusgefährdet
 - Beschädigung durch äußere Einflüsse
 - Kabelschacht relativ groß aufgrund der Kabelbiegeradien
 - Zur Besichtigung der Kabel bzw. Muffenverbindungen müssen auch die Kabeldurchführungen geprüft werden

Position der Kabelmuffe innerhalb des Kanals auf der Kabelrinne:

- Vorteile
 - Kabel kann „in einer Linie“ verlegt werden
 - Keine Vandalismusgefahr
 - Potentialausgleich bleibt aufgrund der Durchgängigkeit der Kabelrinne erhalten
 - Kabel und Muffe können zusammen besichtigt werden
 - Keine Durchbrüche durch das Kanalbauwerk
 - Keine Abdichtarbeiten für Kabeldurchführungen nötig
- Nachteile
 - Muffenverbindung muss nahezu zeitgleich mit Kabelverlegung erfolgen
 - Im Bereich der Muffe wird eine etwas größere Kabelrinne benötigt (Passestücke sind verfügbar).

Es wird deutlich, dass die Positionierung der Muffe innerhalb des Kanals geeigneter ist als in einem außerhalb der Kabelwegführung liegenden Kabelschacht. Die Kabelrinnen werden entsprechend angepasst.

3.4 Infrastruktur

Im südlichen Bereich der Photovoltaikanlage befindet sich die komplette Infrastruktur des PV-Parks. Hier sind neben Zentralwechselrichtern auch die Transformatoren der Mittelspannung sowie deren Schaltorgane untergebracht. Der günstigste Standort bezüglich der Verkabelung dieser einzelnen Komponenten wird in späteren Planungsschritten ermittelt. Im Rahmen eines Bodengutachtens (siehe 5. Gegebenheiten des Grundstückes) wurde dieser Bereich der Infrastruktur durch zwei Untersuchungen bewertet. Aktueller Planungsstand ist der erkennbare Bereich der Photovoltaik Infrastruktur Feld 1 in Abbildung 4 sowie in Anlage C.

3.4.1 Wechselrichter

Ein Wechselrichter wird benötigt, um die solar erzeugte Gleichspannung der Solarmodule in Wechselfspannung umzuwandeln. Die einzelnen Solarmodule sind nach Süd-Ost bzw. nach Nord-West ausgerichtet (siehe 3.6.1 Ausrichtung der Module). Diese einzelnen Ausrichtungen müssen zwingend untereinander separiert werden, da es sonst zu gegenseitigen Wechselwirkungen zwischen den sonnenzugewandten und den sonnenabgewandten Solarmodulen kommt. Ebenso lässt diese Aufteilung in zwei verschiedene Modulgruppen (Süd-Ost bzw. Nord-West) eine bessere Nachregelung (sog. MPP-Tracker) des Wechselrichters zu und erzielt damit einen höheren Wirkungsgrad der Gesamtanlage.

Dementsprechend wird für den geplanten Photovoltaikpark jeweils für jede Modulgruppe (Süd-Ost bzw. Nord-West) der entsprechende Wechselrichter vorgesehen.

3.4.2 Transformator

Zur Einbindung und zur verlustarmen Übertragung der elektrischen Energie vom PV-Park zum KLW I ist eine Spannungsebene von 20 kV notwendig. Der entsprechende Transformator wird im Rahmen der weiteren Planungsschritte dimensioniert.

3.5 Anlagenschutz

Fernmelde- und Informationstechnische Anbindung

Eine Anbindung der Photovoltaik-Freiflächenanlage hinsichtlich eines Energiemanagements an die Prozessleittechnik (PLT) im Klärwerk Gut Großlappen ist erforderlich.

Brandmeldeanlage (BMA)

Eine BMA in den Wechselrichter- sowie Mittelspannungskompaktstationen ist in Abhängigkeit von der Gefährdungsbeurteilung des Errichters der Photovoltaik-Freiflächenanlage bei Bedarf zu implementieren.

Überwachungsanlage

Eine Gefahrenmeldeanlage gemäß DIN VDE 0833 mit Aufschaltung an das Klärwerk Gut Großlappen wird vorgesehen.

Blitzschutz

Es werden Blitzstromableiter für die Gleichspannungsseite vorgesehen. Im Bereich der Photovoltaik-Infrastruktur wird ein äußerer Blitzschutz realisiert.

3.6 Simulation

3.6.1 Ausrichtung der Module

Aufgrund der geographischen Lage des zukünftigen Photovoltaikparks gibt es prinzipiell zwei verschiedene Möglichkeiten, die Solarmodule nach dem Sonnenstand auszurichten.

In der Praxis haben sich

- eine nach Süden oder
- eine nach Osten und Westen

ausgerichtete Konstruktion bewährt.

Eine rein nach Süden ausgerichtete Solaranlage erzeugt zum Sonnenhöchststand am Mittag die maximale Leistung, während bei Ost-West ausgerichteten Feldern bereits die Früh- und Abendstunden zur Umwandlung der Sonnenenergie genutzt werden.

Das Ziel des Photovoltaikparks ist es, den extern bezogenen Strom durch selbst erzeugte Energie kontinuierlich, über den Tag gesehen, zu substituieren. Daher wird die Ausrichtung der Solarmodule nach Osten / Westen weiterverfolgt.

Für eine optimale Flächenausnutzung der Felder 3 bis 5 müssen die einzelnen Solarmodulreihen in einem Winkel von 17° nach Süden gedreht werden (Azimuth: Ostseite -72° , Westseite $+108^\circ$). Für das weitere Vorgehen werden die östlich orientierten Modulflächen mit „SüdOst“ und die westlich orientierten Modulflächen mit „NordWest“ bezeichnet.

3.6.2 Neigung der Module

Neben der Ausrichtung der Modulreihen ist auch der Anstellwinkel der Solarmodule eine maßgebliche Einflussgröße für die Erzeugung des solaren Stromes. Der Anstellwinkel ist vom geographischen Standort abhängig und soll in einer ersten Einschätzung mit Neigungswinkeln zwischen 15 bis 19 Grad näher betrachtet werden.

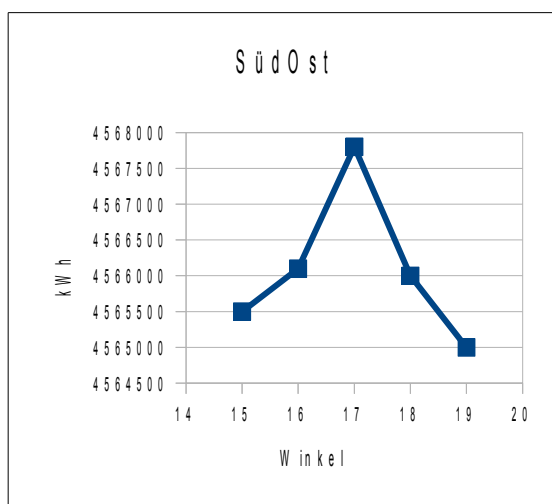


Abbildung 9: Neigungswinkel für SüdOst

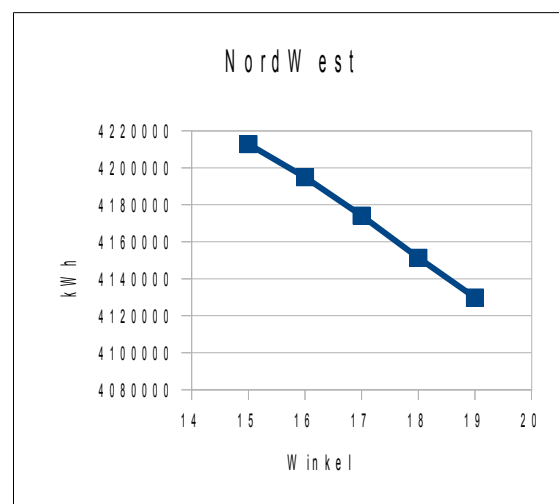


Abbildung 10: Neigungswinkel für NordWest

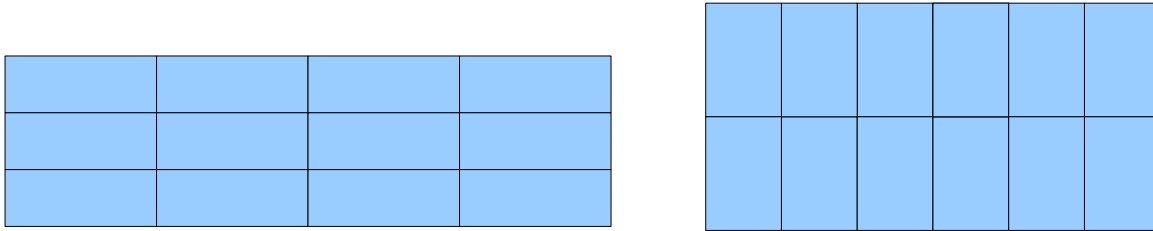
In Abbildung 9 zeigt sich ein Maximum des solaren Ertrages bei 17 Grad. Der höchste Wert bei der Ausrichtung NordWest (Abbildung 10) liegt bei 15 Grad.

Auf dem Gelände des geplanten Photovoltaikparks soll sich ein symmetrisches Bild der beiden Solargeneratoren ergeben. Daher wird ein einheitlicher Anstellwinkel von 17 Grad festgelegt.

3.6.3 Anordnung der Module

Im Prinzip lassen sich die Solarmodule in jeder Ausrichtung zur Sonne hin orientieren, ohne dass dies die Energieerzeugung beeinflusst. Sinnvollerweise werden jedoch die Module entweder waagrecht oder senkrecht auf ihren Unterkonstruktionen befestigt:

Waagrechte bzw. senkrechte Anordnung von Solarmodulen:



Vor- bzw. Nachteile der waagrechten bzw. senkrechten Orientierung:

Waagrechte Montage der Solarmodule

- Vorteil
 - Die Oberkante des gesamten Solargenerators ist niedrig.
 - Es können mehrere Module übereinander verbaut werden.
- Nachteil
 - Durch die (vielen) Kanten an den Modulrahmen können sich Schnee, Schmutz etc. festsetzen.
 - Verschmutzungen werden durch Regen schlechter abgespült.
 - Auswechseln von Modulen in der mittleren Reihe schwieriger
 - Unterkonstruktion ist aufwendiger

Senkrechte Montage der Solarmodule

- Vorteil
 - Mehrere Solarmodule in einer Reihe
 - Weniger Modulkanten in Fließrichtung von Schnee oder Regen
 - Einfachere Verdrahtung der einzelnen Module untereinander
 - Bessere Befestigung der einzelnen Module in der Reihe
- Nachteil
 - Solargeneratoroberkante hoch

Da aus elektrischer Sicht die Orientierung der Solarmodule keinen Einfluss hat, werden die mechanischen Vorteile bei der senkrechten Ausrichtung hervorgehoben. Diese Montageart wird deshalb für die weiteren Planungen verwendet.

4. Rechtliche Bauvoraussetzungen

Das Klärwerk Gut Marienhof wurde nach dem Bebauungsplan Nr. 35 der Gemeinde Eching vom 21.09.1982 im Jahr 1989 fertiggestellt. Seitdem wurden zahlreiche bauliche Erweiterungen (Abluftbehandlung, Sandfilter, UV-Desinfektion, etc.), welche jeweils durch Einzelausnahmen genehmigt wurden, durchgeführt. Eine Fläche für den Bau einer Photovoltaikanlage war im Bebauungsplan nicht vorgesehen.

Aus diesen Gründen und zur Anpassung an den aktuellen Baubestand und die Bauplanungen wurde der Bebauungsplan aktualisiert.

Die Photovoltaikanlage ist auf der neu definierten Teilfläche D westlich des Hochwasserschutzdammes geplant, die im alten Bebauungsplan (Stand 1989) im „Sondergebiet Klärwerk“ liegt und als Fläche für gärtnerische Nutzung (Baumschule für Großbäume) festgesetzt war. Die Flächen-nutzung wurde im Rahmen dieser Anpassungen in „Fläche für Photovoltaik“ geändert.

Der Geltungsbereich des Bebauungsplans mit Grünordnung bleibt unverändert.

Durch die Anpassung ergaben sich Veränderungen der Abgrenzung der einzelnen Teilflächen und somit auch veränderte Flächengrößen. Darüber hinaus wurden die erforderlichen Ausgleichsflächen und die möglichen Flächen zur Einrichtung eines Ökokontos (optional) zur Bevorratung von naturschutzrechtlichen Ausgleichserfordernissen eingerichtet und im Bebauungsplan festgesetzt.

Im Verlauf der Baugenehmigung müssen für entstehende versiegelte Flächen sog. Ausgleichsflächen (Kompensationsflächen) ausgewiesen werden. Unter Umständen müssen hierbei bestimmte Areale aufgewertet werden. Diese Maßnahmen wurden für den Baubestand bereits auf dem Gelände des K LW II durchgeführt.

Für den Bau einer Photovoltaikanlage inklusive deren Infrastruktur werden zusätzliche Kompensationsflächen benötigt. Der aktuelle Stand des Bebauungsplanes sieht ein zusammenhängendes Areal als Kompensationsfläche mit einer Gesamtfläche von ca. 3 Hektar vor.

Nach erfolgreicher Herstellung und Entwicklung dieser Ausgleichsfläche ist das Ausgleichserfordernis für den gesamten Umgriff des Bebauungsplanes abgedeckt.

Bei der Planung einer Photovoltaikanlage sind nach BImSchG Emissionen in Form von Blendung mit zu berücksichtigen. Deshalb wurde im Zeitraum von April bis Mai 2016 durch ein zugelassenes Büro (Solarpraxis Engineering GmbH) eine „Analyse der Reflexionswirkung einer Photovoltaikanlage“ (Blendgutachten) durchgeführt. Hierbei wurden, neben den möglichen zu störenden Zielen (z. B. der sich in der Nähe befindende Flughafen München II), auch die exponierten Arbeitsplätze in den Verwaltungsgebäuden des Klärwerks betrachtet.

Nach Auswertung der verschiedenen Parameter stellte sich heraus, „dass weder Fahrzeugführer zu Land oder in der Luft in sicherheitsrelevantem Maß durch Sonnenlichtreflexionen der geplanten Anlage geblendet werden können, noch dass Menschen in ihren Wohn- oder Arbeitsräumen durch die Reflexionen beeinträchtigt werden können.“

Die zuständige Behörde ist das Landratsamt Freising. Die Anpassungen fanden federführend durch den für Bau, Planung und Umweltschutz Zuständigen der Gemeinde Eching statt. Dem Gemeinderat Eching wurden die genehmigungsreifen Planungen vorgelegt und im Anschluss daran das Verfahren nach § 34 BauGB mit Öffentlichkeitsbeteiligung und Auslegung erfolgreich durchgeführt. Die Baugenehmigung soll im zweiten Quartal 2018 erteilt werden.

Es wurden keine Einwände geltend gemacht oder zusätzliche Anforderungen formuliert.

5. Gegebenheiten des Grundstückes

Für die Befestigung der Untergestelle werden Ramm- bzw. Schraubfundamente als zukünftige Befestigungsart vorausgewählt.

Für eine erste Einschätzung, ob diese Systeme für die vor Ort vorherrschenden Bodenverhältnisse geeignet sind, wurde im Zeitraum von März bis Mai 2016 eine Bodenuntersuchung („Geotechnischer Bericht“) durchgeführt.

Speziell wurde hier die Realisierbarkeit einer Gründung für

- Modulkonstruktion
- Infrastruktur (Wechselrichter u. ä)

als Untersuchungsziel vereinbart.

Das Gutachten stellt dar, dass der Boden für die Befestigung der Modulunterkonstruktion durch Ramm- bzw. Schraubfundamentierung geeignet ist. Lediglich im Bereich der Infrastruktur wird eine Gründung durch Streifenfundamentierung empfohlen.

6. Dringlichkeit

Es liegt keine besondere Dringlichkeit vor.

Um den Eigenversorgungsanteil (Autarkiegrad) der Klärwerke zu steigern und somit eine weitere Unabhängigkeit vom volatilen Strommarkt zu erreichen, ist eine schnelle Umsetzung des Projektes anzustreben.

7. Gesamtkosten

Gemäß dem Beschluss des Stadtentwässerungsausschusses vom 22.07.2014 (Sitzungsvorlage Nr. 14-20 / V 00490) erfolgte eine Kostenbewertung mit Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anhand der Submissionsergebnisse der Funktionalausschreibung. Ein Gremienvorbehalt wurde hierbei berücksichtigt.

Die Submission ergab nach Prüfung folgende Gesamtsumme über alle Lose (brutto): 8.020.410 €. Hinzu kommen Kosten für bereits angefallene Planungs- und Gutachtertätigkeiten in Höhe von 150.024 €.

Diese Kosten stellen den aktuellen Stand der Ausführungsplanung dar. Für Unvorhergesehenes wird ein Zuschlag von 15 % angesetzt.

Die Projektgesamtkosten belaufen sich somit gerundet auf 9,4 Mio. € (brutto).

8. Finanzierung

Das Projekt „KLW I, Photovoltaikpark Klärwerk Gut Marienhof“ wurde im Wirtschaftsplan 2018 (Sitzungsvorlage Nr. 14-20 / V 10034) mit einem Investitionsvolumen von 9,438 Mio. € unter der Kontonummer 82350 angemeldet.

9. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wurden die durch den Bau und Betrieb des Photovoltaikparks und der zugehörigen Kabeltrasse entstehenden Investitions- und Folgekosten den erwarteten positiven monetären Effekten (Einsparungen durch Verzicht auf externen Stromzukauf) gegenübergestellt.

In Anlehnung an den Branchenstandard der Bundes-/Ländergemeinschaft Wasser (LAWA) wurde eine inflationsbereinigte dynamische Kostenbetrachtung gewählt (Einbezug von Zinseszins-effekten, da die Investitionen zeitversetzt vor den erwarteten Einsparungen erfolgen). Bei den im Folgenden dargestellten Ergebnissen handelt es sich daher immer um inflationsbereinigte Barwerte.

In die Betrachtung flossen verschiedene Rahmenparameter ein. Neben einer Basisvariante, in der die Parameter mit ihrer jeweils wahrscheinlichsten Ausprägung angesetzt wurden, wurde zusätzlich auch eine Szenarienbetrachtung durchgeführt. So kann der Effekt einzelner Parameter auf das Wirtschaftlichkeitsergebnis beurteilt werden.

9.1 Basisvariante

Eingangsparameter

Als Betrachtungszeitraum wurden 25 Jahre gewählt. Dieser Wert entspricht der in der Ausschreibung enthaltenen Anforderung, dass die PV-Module nach 25 Jahren noch 80 % ihrer Leistungsfähigkeit besitzen müssen.

Die Abschätzung der zu erwartenden produzierten Strommengen und die daraus resultierenden Eigennutzungsanteile basieren auf Simulationen des künftigen Parks lt. Ausschreibungsergebnis mit der Software PV Sol.

Für den künftigen Strombedarf im Klärwerk Gut Großlappen wurden Vergangenheitsdaten zum Strombedarf dort mit erwarteten Effekten anderer derzeit laufender Projekte (Erneuerung 1. Biologische Stufe, Austausch Gas-Otto-Motoren) kombiniert.

Die Investitionskosten betragen ca. 9,0 Mio. € (Barwert) und basieren auf dem Ausschreibungsergebnis zuzüglich Unvorhergesehenes; die jährlichen Instandhaltungskosten wurden auf ca. 135 T€ abgeschätzt.

Als Diskontierungszinssatz für die dynamische Kostenbetrachtung wurden 1,7 % inflationsbereinigt angesetzt. Dieser Wert entspricht dem im Bundesverkehrswegeplan genutzten Zinssatz für langfristige Investitionen, auf den sich der Branchenstandard bezieht.

Für Strom wurde eine inflationsbereinigte Preissteigerung von 3 % angenommen, die die bereits in den letzten Jahren aufgetretenen deutlichen Steigerungsraten v. a. im Bereich der EEG-Umlage sowie die künftigen Entwicklungen im Stromsektor (Netzausbau etc.) widerspiegelt.

Für die Basisvariante wurden Erlöse aus dem Verkauf von Überschussstrom zunächst nicht berücksichtigt, da die rechtlichen und wirtschaftlichen Auswirkungen eines solchen Verkaufs in Bezug auf die Stromsteuerbefreiung für den aus Klärgas erzeugten und selbst genutzten Strom derzeit im Umbruch sind. Sollten die rechtlichen Rahmenbedingungen den Verkauf von Überschussstrom künftig unwirtschaftlich machen, strebt die MSE eine interne Verwendung an (z. B. mittels Speichermanagement).

Für den selbst erzeugten und genutzten Strom werden nach aktueller Rechtslage steuerliche Begünstigungen erwartet, so dass die Stromsteuer mit 0 ct/kWh und die EEG-Umlage mit 40 % zu zahlendem Anteil angesetzt wurden.

Die untergeordneten Kosten für die Herstellung und Pflege der Ausgleichsflächen sind untergeordnet und nicht in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingeflossen.

Ergebnis

Die Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen ergibt bei dynamischer Betrachtung für den Bau und Betrieb des PV-Parks in der Basisvariante einen monetären Vorteil von ca. 7,1 Mio. € gegenüber dem Verzicht auf das Projekt (inflationsbereinigter Barwert). Dieser Vorteil ergibt sich aus der Gegenüberstellung von ca. 9 Mio. € Investitionskosten und ca. 5,5 Mio. € laufenden Kosten zu erwarteten rund 21,6 Mio. € Einsparungen.

9.2 Szenarienbetrachtung

Um die Auswirkung der Variation einzelner Parameter auf die Wirtschaftlichkeit zu untersuchen, wurden unterschiedliche Szenarien betrachtet, bei denen jeweils einzelne Parameter abgeändert wurden.

Variation Nutzungsdauer

Auch bei Wahl eines kürzeren Betrachtungszeitraums von 20 Jahren, der die vorsichtig angesetzte kaufmännische Abschreibungsdauer für PV-Module darstellt, ist das Projekt mit einem monetären Vorteil von ca. 3,5 Mio. € deutlich wirtschaftlich.

Variation Strommengen

Um Wettereinflüsse (z. B. Anzahl Sonnenstunden), aber auch eine Veränderung im Strombedarf im Klärwerk Gut Großlappen bewerten zu können, wurde betrachtet, welche Auswirkung eine Senkung bzw. Erhöhung der erzeugten und selbstgenutzten Strommenge hat. Eine Senkung um 10 % führt zu einer Reduzierung des monetären Vorteils um ca. 1,9 Mio. € - das Projekt ist auch in diesem Szenario mit einem monetären Vorteil von rund 5,2 Mio. € klar wirtschaftlich. Bei einer Erhöhung der selbstgenutzten Strommenge um 10 %, die sich beispielsweise auch durch eine den PV-Park berücksichtigende Fahrweise der Gas-Otto-Motoren im Klärwerk Gut Großlappen ergeben könnte, erhöht sich die Wirtschaftlichkeit des Projekts entsprechend um ca. 1,9 Mio. €.

Variation Diskontierungszinssatz

Auch eine Variation im Zinssatz gefährdet die Wirtschaftlichkeit des Projekts nicht. Zwar sinkt der positive Effekt des Projekts mit steigendem Zinssatz, aber auch bei einem inflationsbereinigten Diskontierungszinssatz von 3 %, wie er früher im Branchenstandard angesetzt wurde, erzielt das Projekt noch einen monetären Vorteil von 4,4 Mio. €. Analog erhöhen niedrigere Diskontierungszinssätze die Wirtschaftlichkeit des Projekts.

Variation Strompreissteigerung

Die Variation dieses Parameters hat einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts. Beispielsweise führt eine angenommene inflationsbereinigte Strompreissteigerung von 1 % (gegenüber den 3 % in der Basisvariante) dazu, dass der monetäre Vorteil um 4,8 Mio. € auf 2,3 Mio. € sinkt. Das Projekt ist jedoch selbst dann noch wirtschaftlich, wenn der Strompreis nur genauso stark wie die allgemeine Inflation steigen sollte. Der monetäre Vorteil beträgt dann noch 0,4 Mio. €.

Gleichzeitig besteht hier auch die Chance, dass der PV-Park in Realität sogar noch wirtschaftlicher wird als in der Basisvariante angenommen – eine jährliche inflationsbereinigte Strompreissteigerung um 5 % führt beispielsweise zu einem monetären Vorteil von 13,8 Mio. €.

Variation Abgaben

Sollten sich die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Eigenerzeugung und -nutzung von PV-Strom im Vergleich zur Basisvariante verschlechtern, könnte dies höhere Abgaben mit sich bringen.

Sollte der selbst genutzte PV-Strom stromsteuerpflichtig werden (2,05 ct/kWh), ist die Wirtschaftlichkeit des Projekts nicht gefährdet, der monetäre Vorteil beträgt immer noch 5,6 Mio. €. Stärkere Auswirkung hätte die volle Zahlungspflicht der EEG-Umlage (100 % statt 40 %) - diese würde den monetären Vorteil um 4,3 Mio. € auf 2,8 Mio. € reduzieren.

Selbst wenn beide, voneinander unabhängigen, negativen Konstellationen gleichzeitig auftreten, ist das Projekt mit einem monetären Vorteil von 1,4 Mio. € noch wirtschaftlich.

9.3 Gesamtbetrachtung

Unter den getroffenen Annahmen ist die Wirtschaftlichkeit des Projekts in der Basisvariante klar gegeben. Die Szenarienbetrachtung zeigt eine starke Abhängigkeit von der Entwicklung des Strompreises und der rechtlichen Lage zu Abgaben auf selbsterzeugten und -genutzten Strom. Die Wirtschaftlichkeit des Projektes ist jedoch auch dann gegeben, wenn sich einzelne der betrachteten Parameter ungünstig entwickeln. Zugleich stehen den bestehenden Kostenrisiken auch Chancen gegenüber, die die Wirtschaftlichkeit des Projekts positiv beeinflussen können. Dazu gehört eine höhere Strompreissteigerungsrate. Eine auf die optimale Nutzung des selbst produzierten Photovoltaikstroms angepasste Fahrweise im Klärwerk, die Einführung eines (ggf. klärwerksübergreifenden) Energiemanagements sowie eine Ausweitung des Elektrofahrzeuganteils im Fuhrpark sind verschiedene Aspekte, die den Eigennutzungsgrad und damit die Wirtschaftlichkeit des Photovoltaikparks positiv beeinflussen können.