

大規模太陽光発電システム導入の手引書

平成 23 年 3 月

稚内サイト・北杜サイト

はじめに

わが国におけるメガソーラ発電の導入拡大に向けて、独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の委託事業「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」として、稚内サイト^{*1} および北杜サイト^{*2} において国内初のメガソーラ発電所を構築し、電力システムへの影響を少なくするシステム安定化等の技術開発のための実証研究を行った。（以下、本プロジェクトと記す。）

本プロジェクト実施期間中に、国内における太陽光発電の大量導入の目標が示され、国や自治体において太陽光発電導入支援制度が展開されるなど、太陽光発電を取巻く国内の情勢が大きく変化してきた。

さらに「エネルギー基本計画」(平成22年6月閣議決定)において資源エネルギーの安定供給・環境への適合・経済効率性の実現を図るべく、再生可能エネルギーの普及拡大が重要な位置付けになっており、具体的な施策の検討が進められているところである。

一方、電力会社や自治体、一般企業などがメガソーラ建設計画を公表し、一部は既に運用開始になるなどメガソーラ発電の幕開けとなってきた。

今後ともメガソーラ発電の建設はさらに増加していくものと思われるが、絶対的な建設数はまだ少なく、多岐にわたる法令への対応や設計の考え方などが標準化されていないため、導入に関して多くの時間を要していると思われる。

この手引書は本プロジェクトにおいてメガソーラを構築する際に得られた知見をもとに、構築の一連の手順や各工程において検討すべきポイントについて取りまとめたものであり、メガソーラ発電の普及拡大の一助となれば幸いである。

最後に本プロジェクト遂行のためご指導頂いた有識者の方々に深く感謝の意を表すものである。

(* 1) 受託者；北海道電力（株）及び北海道稚内市

(* 2) 受託者；(株)NTT ファシリティーズ及び山梨県北杜市

平成 23 年 3 月 「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」
(稚内サイト、北杜サイト)

大規模太陽光発電システム導入の手引書

目次

はじめに

第1章 「大規模太陽光発電システム導入の手引書」の目的	1-1
1.1 手引書の目的	1-1
1.2 大規模太陽光発電システム導入時の特徴と手引書の位置付け	1-1
1.3 大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究の概要	1-2
1.3.1 稚内サイト	1-2
1.3.2 北杜サイト	1-9
第2章 太陽光発電システムの概要	2-1
2.1 太陽電池の原理および種類	2-1
2.2 太陽光発電システムの構成	2-3
2.3 太陽光発電システムの種類	2-4
2.4 太陽光発電システムの周辺機器	2-6
第3章 大規模太陽光発電システムの具体的導入の進め方	3-1
3.1 導入手順の概要	3-1
3.2 企画の手順	3-3
3.2.1 立案と企画	3-3
3.2.2 現地調査	3-5
3.2.3 諸官庁および電力会社等との事前相談	3-7
3.2.4 電力システムへの影響予測	3-8
3.2.5 日射量および発電量の推定	3-10
3.2.6 コストの概算	3-14
3.3 環境性の検討	3-17
3.3.1 LCA	3-17
3.3.2 環境アセスメント・モニタリング調査	3-24
第4章 大規模太陽光発電システムの設計・施工	4-1
4.1 設計要件	4-1
4.2 電力系統連系の設計条件	4-3
4.3 基本レイアウト	4-5
4.4 電気設計	4-10

4.4.1	PCS 仕様選定	4-10
4.4.2	直流側設計	4-13
4.4.3	交流側設計	4-20
4.4.4	耐雷設計	4-24
4.4.5	接地工事	4-26
4.5	架台・基礎設計	4-29
4.5.1	架台設計	4-29
4.5.2	基礎設計	4-35
4.6	設置事例	4-36
4.6.1	稚内サイトの事例	4-36
4.6.2	北杜サイトの事例	4-41
第5章	大規模太陽光発電システムの維持管理	5-1
5.1	自主保安体制の確立	5-1
5.2	巡視	5-3
5.3	定期点検	5-4
5.4	監視制御方式	5-5
5.5	事例紹介	5-6
5.5.1	稚内サイトの事例	5-6
5.5.2	北杜サイトの事例	5-10
第6章	大規模太陽光発電システム関連法令と諸手続き	6-1
6.1	大規模太陽光発電システム関連法令の概要	6-1
6.1.1	関連法令の全体概要	6-1
6.1.2	関連規程・規格等の概要	6-2
6.2	大規模太陽光発電システム設置に関わる関連法令の内訳	6-3
6.2.1	土地利用関連	6-3
6.2.2	環境関連	6-15
6.2.3	建築・消防法関連	6-18
6.2.4	電気関連法令	6-24
6.2.5	その他関連法令	6-31
6.3	大規模太陽光発電における使用前自主検査と安全管理審査	6-37
6.3.1	使用前自主検査と安全管理審査	6-37
6.3.2	使用前自主検査	6-37
6.3.3	安全管理審査	6-39
参考文献	一覧	参-1

第1章 「大規模太陽光発電システム導入の手引書」の目的

1.1 手引書の目的

独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下、NEDO）の委託事業「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」（以下、本プロジェクト）として、平成18年度から平成22年度の5年間にわたり、稚内サイトと北杜サイトにおいて、国内最大級のメガソーラ発電所を構築し、システム安定化技術等の開発のための実証研究に取組み、先駆的な知見を獲得し集積してきた。

「大規模太陽光発電システム導入の手引書」（以下、本手引書）は、これらの知見を基に計画から設計・施工・検査・運用までの一連の手順・スケジュールのポイントを集約し、大規模太陽光発電システム導入拡大の一助として貢献することを目的として作成したものである。

1.2 大規模太陽光発電システム導入時の特徴と手引書の位置付け

大規模太陽光発電システム導入時の特徴としては、用地や設備構築および設備の保安などに関し関連法令が多岐にわたることや、手続きや技術的な検討に多くの時間を要することなどがある。

本手引書では稚内サイト・北杜サイトで構築した地上設置架台方式のメガワット級大規模太陽光発電システムを対象とし、これらの特徴について解説する。なお、数kW～数10kW規模の家庭用あるいは業務用等の小・中規模太陽光発電システムに関するガイドブックとしては、「太陽光発電導入ガイドブック」（NEDO:平成10年8月）が既に公開されており、この中には太陽光発電に関する基本事項についても記載されている。

大規模太陽光発電システム導入の検討にあたっては、「太陽光発電導入ガイドブック」を参考にしつつ、本手引書を活用いただきたい。

なお、今後大規模太陽光発電システムの普及に伴い、法令等の改正も予想されることから、実際の導入にあたっては最新の状況を確認いただきたい。

また、本プロジェクトの研究成果の詳細は、NEDOのホームページに研究成果報告書として掲載される予定であるので、あわせて参考にさせていただきたい。

1.3 大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究の概要

1.3.1 稚内サイト

北海道電力（株）と稚内市は共同で本プロジェクトにおける稚内サイトでの研究を進めてきた。本研究では、日射条件により出力が変動する太陽光発電の特性を踏まえ、今後系統に大量連系された場合でも電圧、周波数および波形歪みなど系統の電力品質に悪影響を及ぼさないよう、MW級の大規模太陽光発電システムにおいて出力を安定化させる技術を開発し、その有効性および実用性を検証することを主な目的としている。

1) 稚内サイトでの研究の概要

(1) 研究目的とスケジュール

稚内サイトでの研究は、平成18年度から平成22年度までの5ヵ年計画で実施した。実証試験設備は北海道稚内市声問(コエトイ)地区に段階的に構築し、各種研究を行った(表1.3.1-1、図1.3.1-1)。

表 1.3.1-1 設備構築及び研究スケジュール

年度		H18	H19	H20	H21	H22
システム	太陽光発電容量 [MW]		80kW	2.0MW	4.0MW	5.02MW
	NAS電池容量 [MW]			0.5MW	1.5MW	
	電力系統との連系		6.6kV	33kV 特別高圧連系統		
研究項目	太陽光発電モジュールの評価		→		→	
	出力制御技術の基礎検証		→			
	出力制御・系統安定化技術の確立			→		



図 1.3.1-1 稚内サイトの全景

(2) 実証研究設備の概要

稚内サイトでの実証研究の主な特徴としては、以下の項目が挙げられる。

- 電力貯蔵装置（蓄電池）を併設した大規模太陽光発電システム
- 気象予測データの出力制御への適用
- 冬期間の厳しい気象条件（積雪、強風）下での太陽光発電システムの設置

図 1.3.1-2 に最終システム構成図を示す。平成 21 年度末までに、最終的に太陽光発電設備容量合計 5.02 MW および電力貯蔵装置としてナトリウム-硫黄電池（以下、NAS 電池）1.5MW の設置を完了した。太陽光発電モジュールからの発電電力は、1~2 アレイ毎に集電し、パワーコンディショナ（以下、PCS）で交流に変換し、サブ変圧器（420V/6.6kV）および連系変圧器（6.6kV/33kV）を介して、北海道電力の 33 kV 特高系統に連系している。以下に各設備の概要を述べる。

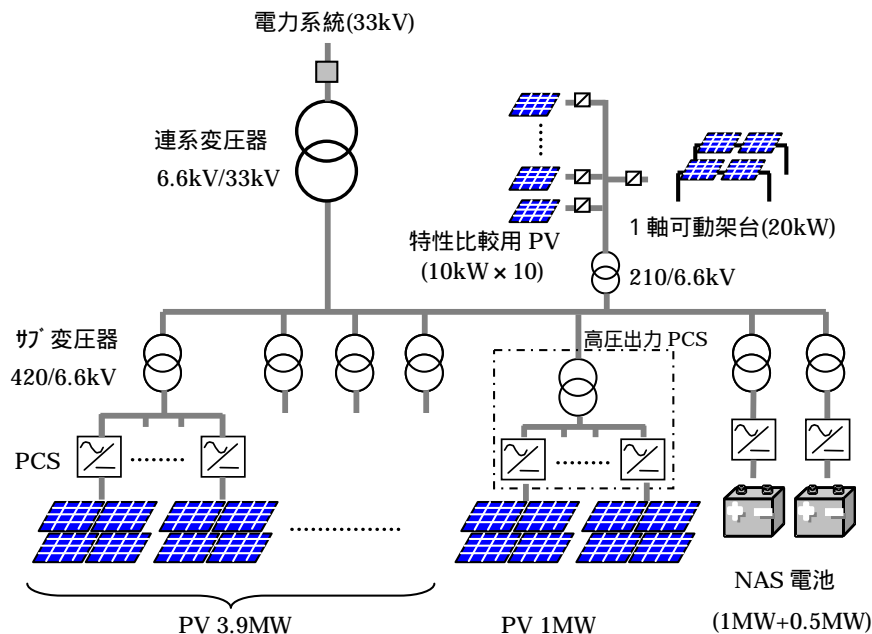


図 1.3.1-2 稚内サイト最終システム構成図

(a)太陽光発電モジュール

設置した太陽光発電モジュールの種別一覧を表 1.3.1-2 に示す。主に結晶シリコン系を設置しているが、寒冷地域でのモジュールの特性評価を目的として、アモルファス、化合物、結晶薄膜タイプも設置している。





表 1.3.1-2 設置モジュール種別の一覧

	単結晶	多結晶	アモルファス	化合物	結晶薄膜
メーカー	3	3	2	2	1
容量計 [kW]	280	4450	20	260	10

(b)モジュール設置架台

積雪地域においては、積雪荷重への対応するため架台を強固なものとする必要があり、コストが増加する傾向にある。架台設計において各種検討を行なった結果、荷重バランスの均等化、部材強度の適正化により、平成 21 年度採用架台では、従来の架台と比較し 30%程度の鋼材重量の削減を図っている。表 1.3.1-3 に 期から 期までに導入した架台比較を示す。

表 1.3.1-3 各期導入架台の比較

	期 (H18)	期 (H19)	期 (H20)	期 (H21)
				
傾斜角	33 度	45 度	45 度	30 度
地上高	2m	1m	2m	1.8m
重量比	100%	84%	100%	67%
選定理由	年間日射量データからの最適角度	コストの低減 (積雪荷重の低減)	地上高を確保し、雪の滑落ちを期待	実績データ (詳細計測日射量、積雪影響) に基づく詳細検討による最適角度

また、稚内サイトでは 1 軸可動架台 (水平-南北軸、合計容量 20kW) を試験的に導入した。1 軸可動架台は、発電量の増加が見込めるだけではなく、稚内のような積雪、強風地域においては、モジュール角度を任意に制御することで、風圧荷重、積雪荷重の軽減を図ることが可能となり、結果として架台コストの低減も期待できる。図 1.3.1-3 に 1 軸可動架台を示す。



図 1.3.1-3 1 軸可動架台

(c)高出力 PCS

大規模設備の構築にあたって、膨大な数のモジュールの出力を効率よく集電し、交流に変換するため、期工事では図 1.3.1-4 に示す 250kWPCS(410V 出力) × 4 台+サブ変圧器(1000kVA)の機能を集約した高圧出力タイプの PCS(6.6kV 出力)を採用した。また、この PCS では直流側の入力電圧を上げる等の改善も行っている。



図 1.3.1-4 高圧出力タイプの PCS (6.6kV 定格出力 1,000kW)

(d) NAS 電池設備

NAS 電池設備は、定格出力 0.5MW(放電容量 3.6MWh)と定格出力 1.0MW(放電容量 7.2MWh)の 2つのシステムで構成した(図 1.3.1-5)。

NAS 電池は、後述する系統安定化対策として、出力変動の抑制などの発電所の出力制御を行なう他に、連系する電力系統から切り離された場合において、太陽光発電モジュールと NAS 電池との単独系統を構成することにより発電電力を NAS 電池に充電する発電所自立運転の機能も有している。



図 1.3.1-5 NAS 電池システムの外観

[手前より PCS(1MW)、NAS 電池(1MW)、NAS 電池および PCS(各 0.5MW) 建屋]

(e) 出力管理システム

発電所の監視および運転制御を行うため、出力管理システムを構築した。操作端末は、発電所内の他に、北海道電力(株)総合研究所(江別市)にも設置し、遠隔監視制御を可能としている。NAS 電池の制御も出力管理システムを介して行われる。

(f) 各種データ計測装置

各種解析に用いるため、各 PCS の入出力や NAS 電池の状態等のデータを計測(1秒サンプリング)する各種データ計測装置を構築した。また、発電所構内に気象観測機器を各種設置し、直達、間接日射、分光放射特性等のデータを収集、各種モジュールの特性評価に用いることとした。さらに、稚内周辺4箇所でも日射量等の測定を行ない日射量予測に活用した。

2) 系統安定化技術の開発

稚内サイトでの研究の重要な課題は、大規模太陽光発電システムを電力系統に連系した場合の電圧変動や周波数変動等の電力品質への影響を評価し、系統安定化のために蓄電池を用いた出力制御技術を開発することである。以下に「出力変動抑制技術」および「太陽光発電発電所の計画運転」に関する研究成果の概要を述べる。

(1) 出力変動抑制技術

大規模太陽光発電が電力系統へ大量に連系した場合、出力変動を抑制するために、蓄電池を用いる方法が考えられる。稚内サイトでは、蓄電池として NAS 電池を採用し、出力変動抑制のための蓄電池の制御方法の開発・検証を行った。

一般に蓄電池の MW 容量は、太陽光発電設備の MW 容量よりも小さい傾向があるため、蓄電池の MW 容量を超過するような太陽光発電出力の変動に対し、どのように制御を行うかが重要となる。一般には太陽光発電出力の移動平均値等から目標値を設定し、発電所出力を制御する手法が一般に用いられるが、今回構築したシステム(太陽光発電:5.02MW、NAS:1.5MW)では、変動幅が大きい時間帯に太陽光発電の出力変動幅の中心値を目標値とする制御に切替える手法が有効であることを確認した。図 1.3.1-6 に試験結果の一例を示す。この日は9時から12時にかけて、出力変動が大きくなっているため、直近30分での出力変動幅中心値を目標に制御が行われている。出力変動抑制制御を行った結果、評価時間1分では最大変動率が66%から4%に、30分では69%から23%にそれぞれ低減された。充電、放電制御も含め、制御モードを適切に切替えることで NAS 電池の充電残量を適切な範囲に維持しつつ、出力変動抑制制御を継続的に行うことが可能となる。

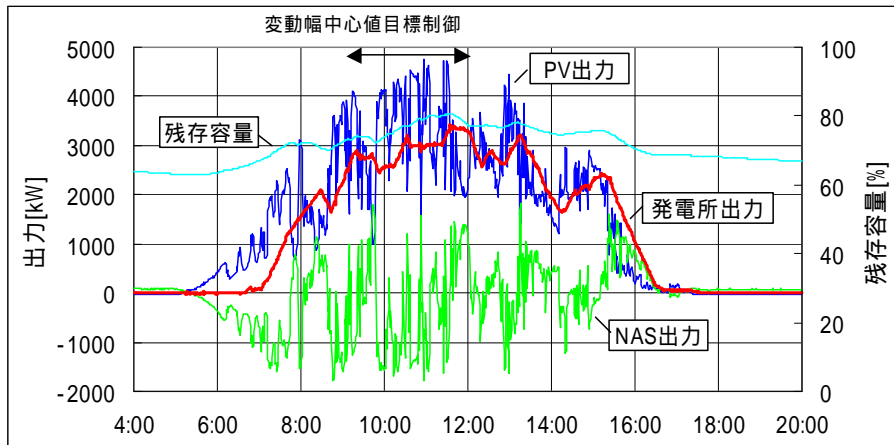


図 1.3.1-6 出力変動抑制制御結果

(2) 太陽光発電発電所の計画運転

事前に設定した計画に従って太陽光発電発電所を運用することが可能となれば、発電事業者側では発電電力の価値をより高めることが期待され、一方、系統運用者側で電源の効率的な運用や太陽光発電の大量連系時における系統への影響を軽減できる。

図 1.3.1-7 に計画運転のフローを示す。日射量予測と実際の日射量との誤差は、NAS 電池により吸収することとなるが、誤差が大きい場合には電池の制約により計画どおりに運転することは困難となる。このため、計画運転においては日射量予測が重要な役割を担うこととなる。ここで用いた日射量予測は、本プロジェクトのメンバーである(財)日本気象協会から提供いただいた。日射量予測の詳細を表 1.3.1-4 に示す。

安定的な計画運転の実現には、日射量予測の精度向上と日射量予測の誤差を考慮したうえで、最適な運転計画を作成することが必要である。

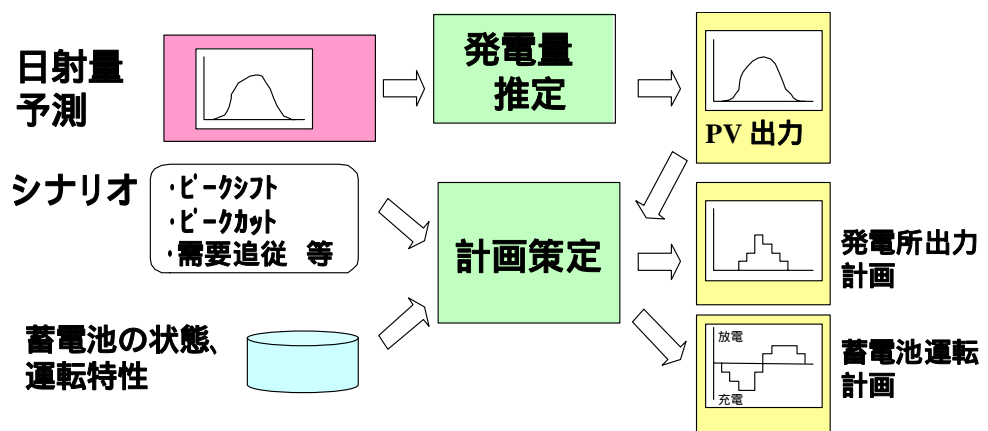


図 1.3.1-7 計画運転のフロー

表 1.3.1-4 日射量予測の詳細

項目	日（前日）予測	時間予測	10分予測
予測内容	翌日及び翌々日	6時間先まで	2時間先まで
予測単位	30分毎	30分毎	10分毎
発表時間	4時及び16時	毎時更新	毎10分更新

1.3.2 北杜サイト

(株)NTTファシリティーズと北杜市は、「日照時間日本一」、「内陸性気候で降雨量が少ない」、「冷涼な夏」といった特徴を持った北杜市において、世界初となる複数の系統安定化技術を具備した国内最大級の400kWPCS、導入種類数としては世界一（平成22年12月時点）となる27種類のPVモジュール、及び環境性に優れた先進的架台から構成される1,840kWの大規模太陽光発電システムを構築・評価してきた。平成21年12月には高压連系から特別高压連系へ切り替えを行い、国内初となる66kV特別高压連系の太陽光発電所として運用されている。

図1.3.2-1に北杜サイトのシステム構成を、図1.3.2-2に北杜サイトの全景を示す。

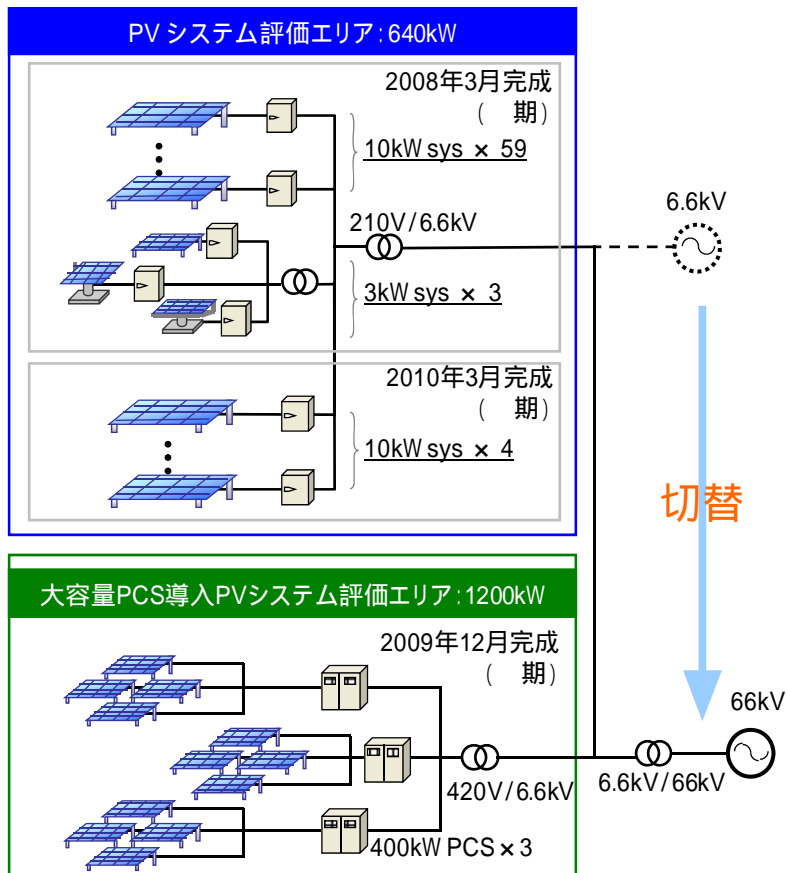


図 1.3.2-1 北杜サイトにおけるシステム構成図



図 1.3.2-2 北杜サイト全景

以下では、北杜サイトの実証研究内容について紹介する。

1) 北杜サイトでの研究の概要

(1) 研究目的とスケジュール

本プロジェクトは平成 18 年度から平成 22 年度までの 5 カ年計画で実施した。実証研究設備は山梨県北杜市夏秋地区に段階的に構築し、各種研究を行った(表 1.3.2-1)。

表 1.3.2-1 設備構築および研究スケジュール

H18年度	H19年度	H20年度	H21年度	H22年度
基本設計 調達	600kW システム構築	600kWシステム フィールド評価		
		2MW級 システム構築	2MW級システム フィールド評価	

(2) 実証研究設備の概要

(a) 大容量 PCS の開発

北杜サイトでは、大規模太陽光発電システムが連系される特別高圧系統に影響を与えない、電圧変動抑制機能、高調波抑制機能、瞬低時運転継続機能を具備した国内最大級の 400kWPCS を開発・試験・評価した。電圧変動抑制機能は、PCS により無効電力出力を制御し、連系点の電圧を安定化する機能である。高調波抑制機能は、PCS により発生する高調波電流を抑制する機能である。瞬低時運転継続機能は、系統事故時の電圧低下に対して運転継続を行う機能であり、今回の PCS では残留電圧 60%以上、事故期間 200ms 以下において運転継続を行うものとしており、これにより瞬低発生状況の 80% 以上で運転継続が可能となっている。北杜サイトでの研究で開発した大容量 PCS の仕様を表 1.3.2-2 に、大容量 PCS の外観を図 1.3.2-3 に示す。

表 1.3.2-2 大容量 PCS の仕様

項目	仕様	備考
定格容量	400kW	2 系統 200kW × 2 (独立 MPPT 制御)
変換方式	チョッパ + 高周波 PWM	
直流入力 (定格電圧)	DC400V	入力運転電圧範囲 : DC230V ~ DC600V
交流入力 (交流出力)	AC420V、三相 3 線	トランスレス
効率	95% 以上	定格 30% 以上の出力範囲



図 1.3.2-3 大容量 PCS の外観 (左 : コンテナ、右 : 本体)

(b) 太陽光発電システムの概要

北杜サイトに導入した PV モジュールは、結晶系シリコン（単結晶、多結晶、HIT、球状、リボン、バックコンタクト）、アモルファス系（単層タイプ、微結晶積層タイプ）、化合物系（CIGS、GaAs）である。太陽光発電システムとしては、27 種類の PV モジュールを適用した固定架台システムと、2 種類の追尾システム（図 1.3.2-4）として、1 軸追尾システムと集光 2 軸追尾システムから構成されている。固定架台システムは、方位は南向き、傾斜角は 30 度（一部のシステムについては、傾斜角特性を評価するため、15 度、45 度）で設置している。北杜サイトにおける 1 軸追尾システムは、多結晶シリコン太陽電池を傾斜角 30 度で追尾架台に設置し、予めインストールされたプログラムに従って日の出から日没まで太陽を追尾するシステムである。集光 2 軸追尾システムは、受光面が太陽に対して常に垂直になるように、方位角と傾斜角を変化させる追尾方式であり、表面のレンズによって光を集め 700 倍に高めてから太陽電池（GaAs）で発電するシステムである。



図 1.3.2-4 追尾システム（上：1 軸追尾、下：集光 2 軸追尾）



図 1.3.2-5 モジュール評価スペース

2) 先進的太陽電池モジュールの実環境における特性比較

北杜サイトでは、大規模太陽光発電システムに適した PV モジュールの把握を目的とし、複数種の先進的なモジュール及びシステムを導入し評価した。

(1) 設置方式による評価

ここで、北杜サイトにおける固定架台システムと追尾システムに関して、2010年3月における天候別発電量を図 1.3.2-6 に示す。晴天日においては、集光 2 軸追尾システム、1 軸追尾システム、固定架台システムの順に発電量が多く、固定架台システムに対して 20%以上の追尾効果(発電量の増加)が確認された。一方、曇天日と雨天日における発電量順は、1 軸追尾システム、固定架台システム、集光 2 軸追尾システムであった。1 軸追尾システムでは天候によらず追尾効果を確認できるが、集光 2 軸追尾システムの場合、直達日射によって発電をおこなうため、天候による発電量の変動が大きく、追尾効果は晴天率や直達日射量に依存する。

(2) 太陽光発電システムの特性評価

北杜サイトにおいては、評価用データとして、サイト内の代表点における傾斜面日射量、水平面全天日射量、直達日射量、および分光放射照度分布等を計測してきた。計測周期は 1 分値(一部 1 秒値)とした。モジュール温度は各モジュール種につき 1 箇所、アレイ中心に位置するモジュールの裏面温度(一部のシステムでは複数点)を計測した。すべてのシステムはインバータの入出力電流・電圧・電力を計測しているほか、一部のシステムでは直流側の各ストリング電流も計測することとした。加えて、モジュール評価スペース(図 1.3.2-5)を設けて I-V カーブ及び裏面温度を取得し、モジュール単位での評価を行った。

モジュールレベルの評価手法としては、モジュール温度および短絡電流(日射強度)が異なる 4 条件における I-V 特性から様々な条件下における I-V 特性

を算出する LINEX-IV (Linear Interpolation/Extrapolation of I-V curves) 法を採用した。一方、システムレベルの評価手法としては SV (Sophisticated Verification) 法を採用した。SV 法では、システム基礎情報 (緯度・経度・傾斜角等) を基に、比較的簡単に計測可能な計測データ (日射量・温度・発電量等) を用いて、システム発電性能と発電損失を要因毎に分離・定量化する事が可能である。その基本は、経験に基づいて構築された約 1 ヶ月ベースとした損失率算出モデルと、モデル式や実際の計測データとの関係により導かれる計測値毎の損失量算出モデルから構成されている。実環境における発電性能は、システム出力係数 (Performance Ratio) やシステム出力電力量等の指標を用いて評価される。システム出力係数とは、ある評価期間内に太陽電池アレイ面に入射した日射量を基準とした太陽光発電システムの理想的な発電量に対して、実際にシステムから得られた発電量がどの程度の割合であったかを示す指標である。

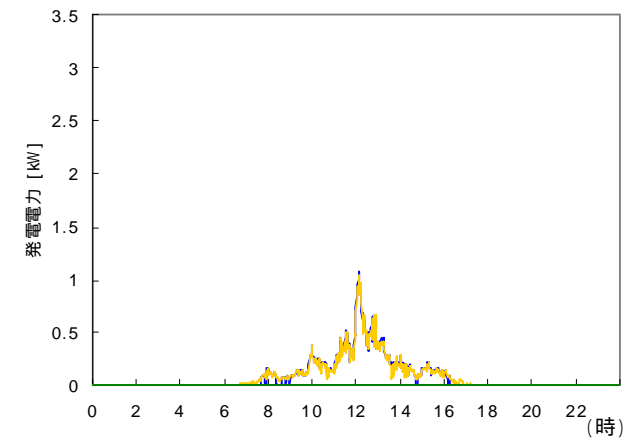
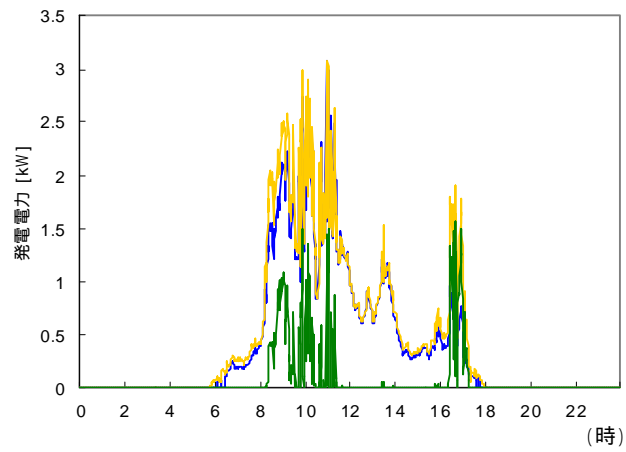
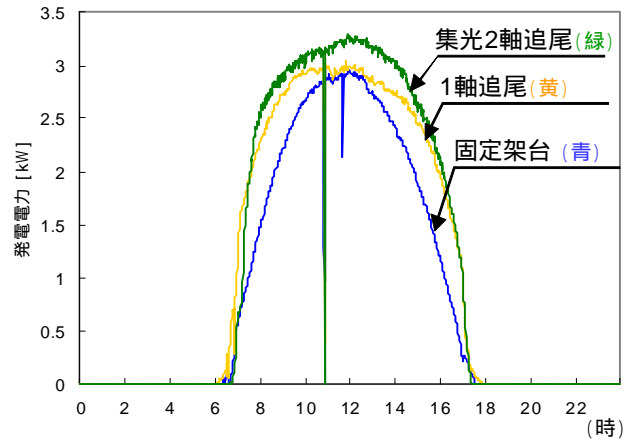


図 1.3.2-6 2010年3月における天候別発電量
 (上：晴天日、中：曇天日、下：雨天日)
 定格容量がシステム毎に異なるため、容量を全て3kWに補正している

3) 経済性・環境性を考慮した最適システム設計の研究

北杜サイトでは、経済性・環境性を考慮した先進的架台等を検討するとともに、大規模太陽光発電システムの環境貢献度を評価することにより、システム設計の最適化に向けた研究を実施した。

(1) 新規架台の開発

PVモジュールを設置する架台について、従来の架台・工法に比べ、アングル及びコンクリート基礎の設置費用の削減、土壌などの環境影響の低減等が期待できる環境適合性に優れた架台・工法を開発した。LCA評価(3.3.1参照)によると、従来のコンクリート基礎架台に比べ、杭基礎にしたことにより、エネルギー投入量を20%、CO₂排出量を約40%削減することが期待できる。さらに、パイプの間隔を調整することによって、大きさの異なるPVモジュールを支持できるという特徴をもつ。北杜サイトでの研究で開発した先進的架台を図1.3.2-7に示す。

(2) 太陽光発電システムの環境性評価

北杜サイトでは、太陽光発電システムの環境貢献度を把握するため、LCA(Life Cycle Assessment)手法による評価を実施した。LCAとは、原料採取から製造、廃棄に至るまでのライフサイクル全体に渡って環境に与える負荷を分析し、評価する手法である。北杜サイトでの研究では、EPT(Energy Payback Time)やCO₂排出原単位等の指標を用いて環境貢献度を検討している。EPTとは、太陽光発電システムのライフサイクルに投入されたエネルギー量を、その発電電力で回収するに要する年数のことである。CO₂排出原単位とは、太陽光発電システムの生涯発電電力単位量(kWh)あたりのライフサイクルにおけるCO₂排出量である。

加えて、大規模太陽光発電システムが周辺環境に与える影響について調査を行い、今後の大規模太陽光発電システムと環境との共生に役立てることを目的に、環境アセスメント及びモニタリング調査を実施した。山梨県レッドデータブックの要注目種として登録されているカヤネズミ保護のため、専用通路(アニマルパスウェイ)の設置等、各種環境保護策を採用した。



図 1.3.2-7 北杜サイトで開発した先進的架台

第2章 太陽光発電システムの概要

2.1 太陽電池の原理および種類

1) 太陽電池の原理

太陽電池とは、現在は結晶シリコン半導体を使用したものが多い。ここでは結晶シリコン半導体を用いた太陽電池の原理を述べる。

2種類の異なるシリコン半導体(n型とp型)を組み合わせたものに太陽光が当たると、その光エネルギーは太陽電池内に吸収され、そのエネルギーによってプラス(+)とマイナス(-)の電荷を持つ正孔と電子が生まれる。正孔はp型に、電子はn型へ引き寄せられ、電極に負荷をつなぐと、電流が流れる。電池という名前がついているが、日射がなければ発電できず、太陽電池自体には蓄電できない。

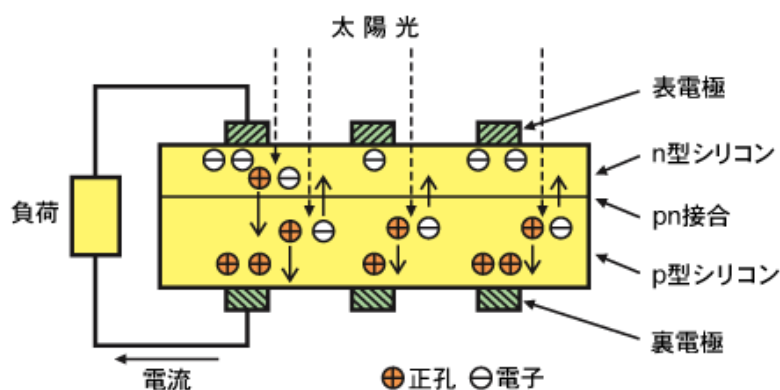


図 2.1-1 太陽電池の発電原理

出典：JPEA HP

2) 太陽電池の種類

太陽電池は使用する材料によってその製法や特徴も異なってくる。太陽電池の材料を分類すると、図 2.1-2 のようにシリコン系、化合物系、有機系に大別することができる。また、表 2.1-1 に各太陽電池について、性質や特徴、用途等を示す。

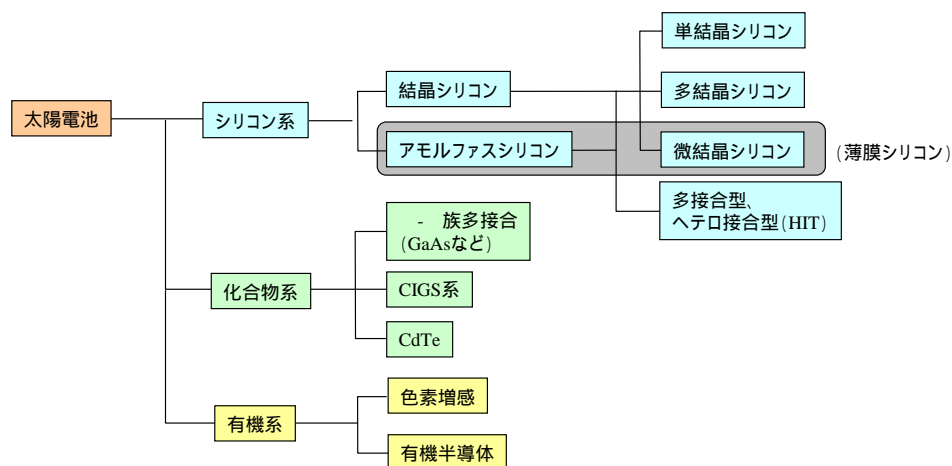


図 2.1-2 太陽電池の種類

表 2.1-1 各太陽電池の特徴

シリコン系	単結晶シリコン	高純度シリコン単結晶ウエハを利用するもので、最も古くから使われている。変換効率は高く、信頼性に優れている。しかし、高純度シリコンの利用量が多く、生産に必要なエネルギーやコストが高くなる。現在、市販モジュールの変換効率は 15～19% 程度。
	多結晶シリコン	現在最も広く使われている太陽電池。小さな結晶が集まった多結晶シリコンを利用した太陽電池。単結晶シリコンに比べると変換効率は落ちるが、生産に必要なエネルギーは少なく、エネルギー収支やエネルギーペイバックタイム (EPT)、温室効果ガス排出量の面で優れ、コストも抑えられる。現在、市販モジュールの変換効率は 13～16% 程度。
	薄膜シリコン	シリコンの原料不足によって注目されるようになってきたタイプ。結晶シリコンの 100 分の 1 程度のごく薄いシリコン膜を形成させて作る。アモルファスシリコンや微結晶シリコンを用いる。変換効率では劣るが、大量生産しやすく、軽量でフレキシブルなモジュールも造ることができるなどの長所がある。市販モジュールの変換効率は 6～11% 程度。
	ヘテロ接合 (HIT)	結晶シリコンとアモルファスシリコンを積層した太陽電池。通常の結晶シリコンと比べて省資源で変換効率が高く、温度特性も良いなどの特長を持つ。市販モジュールの変換効率は 16～19% 程度。
化合物系	CIGS 系	シリコンの代わりに、Cu、In、Ga、Al、Se、S などの化合物を用いる。省資源で多結晶シリコン並みの変換効率が可能。量産性が良く、コストを下げる余地も大きい。現在、市販モジュールの変換効率は 9～11% 程度。
	CdTe	毒物のカドミウムを用いているが、量産性が良く、コストが安いいため、欧米等で大規模太陽光発電所に利用され急速に普及している。現在、市販モジュールの変換効率は 9～11% 程度。
	-V 族多接合型	主に宇宙用に用いられるもので、集光すると 40% 以上の変換効率を発揮する超高性能太陽電池。非常に高価だが、地上でも直射日光の多い国や地域での集光型システムにおける利用が検討されている。

有機系	色素増感	pn 接合を用いることなく酸化チタンについての色素が光を吸収して電子を放出することで発電する新しいタイプの太陽電池。軽量で着色も可能などの特長を持つ。将来の量産化によって大幅なコストダウンが期待できる。現在の課題は効率と寿命であり、実用化に向け開発が進んでいる。
	有機半導体	開発中の太陽電池で、有機物を含んだ固体の半導体薄膜を使う。常温で塗布するだけで製造でき、カラフルで軽量なものも造れる。

上記に挙げた以外にも球状シリコン太陽電池、リボンシリコン太陽電池、量子ドット太陽電池など様々な太陽電池がある。

3) 太陽電池の選定方法

前項に記したように、太陽電池は様々な種類があるため、その設置箇所に合った選定が必要になる。選定要素としては通常、効率と価格が支配的であると考えられるが、設置箇所・目的により何が重要な要素か考慮する必要がある。

発電所等として運用を行う場合には、設置面積に対して出来る限り多くの電力を得ることが重要視されれば効率が重要な選定要素となる。対して、低価格のものを選びたいということであれば、架台や基礎等システム全体の価格を考慮し、太陽電池を選ぶとよい。たとえば低価格の太陽電池でも効率が低ければその分設置面積が多くなり、架台や基礎部分が高価格になるので注意が必要である。

また、環境に低負荷なものを選びたければ、エネルギー投入量やCO₂排出量、エネルギーペイバックタイム等を参考にするとよい。環境性については「3.3 環境性の検討」で詳しく説明する。

2.2 太陽光発電システムの構成

一般的な太陽光発電システムは図 2.2-1 のような構成となっている。また、構成している各要素について表 2.2-1 に示す。

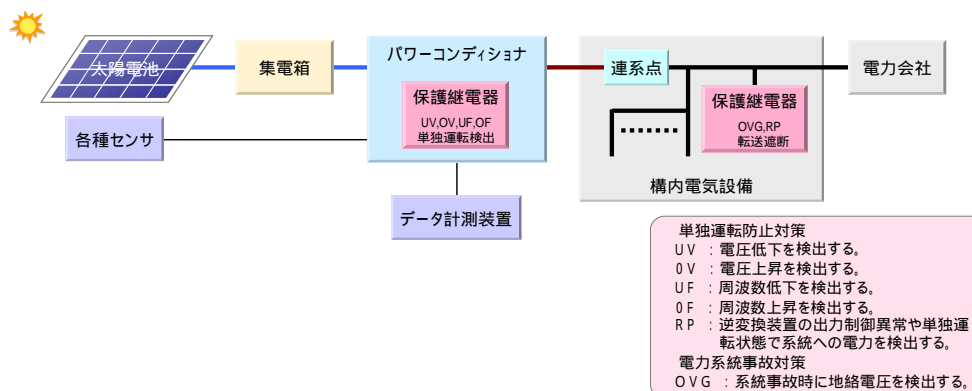


図 2.2-1 太陽光発電システムの構成

表 2.2-1 太陽光発電システムの各構成要素

太陽電池	太陽電池セル 太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する機能を持つ基本構成素子。1枚 100～150mm角で発生電圧は約 0.5V(結晶系 Si)。
	太陽電池モジュール 太陽電池セルを直並列に配線し、パッケージングしたもの。
	太陽電池アレイ 太陽電池モジュールを直並列接続したモジュール群。
集電箱	複数の並列回路になった太陽電池出力を一つの回路として束ねる装置。サージアブソーバ、逆流防止ダイオード、配線用遮断器等で構成される。
PCS (パワーコンディショナ)	太陽電池により発電された直流電力を入力し、周波数・電圧の安定した交流電力に変換した出力を商用電源に連系して供給する交流電源装置。インバータ部、制御回路部、連系保護装置部、接続箱機能(一部機器)等で構成される。
保護継電器	系統連系に必要な最低限のものは、PCS に内蔵されているが、連系の種別によっては別途必要となる。
各種センサ	気象状態等をデータ化するもので、日射量計、外気温度計等がある。
データ計測装置	各装置の運転情報やセンサ情報を集積する。

2.3 太陽光発電システムの種類

太陽光発電システムの種類には図 2.3-1 のように大きく分けて 2 つの方式が存在する。系統連系システムと独立システムである。以下にそれぞれの方式について詳しく説明する。

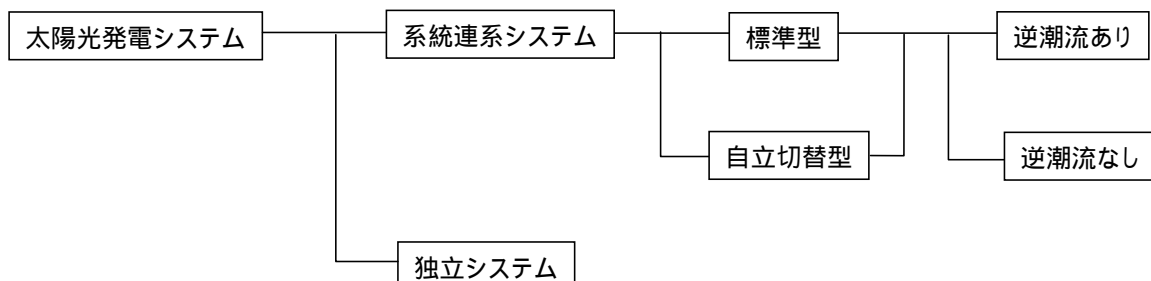


図 2.3-1 太陽光発電システムの種類

1) 系統連系システム

系統連系システムとは、太陽光発電設備が電力系統へ接続されているものである。太陽光発電設備を電力系統へ連系する際には、電力会社との協議が必要

となる（連系協議）。特に大規模の場合には、高圧・特別高圧での送受電を視野に入れる必要があるため、引込み線などについて地理的な制約等も大きく影響することとなる。そのため連系のために大きくコストが必要となるケースもあり、コスト低減のためには計画・設計段階から連系点等を意識しておく必要がある。

（１）逆潮流あり

現在、最も一般的なシステムであり、太陽電池で発電した電力を発電所内電気設備の負荷に供給するとともに、発電した電力が、負荷の電力を上回った場合は、電力系統へ電力を供給する。また、発電量が不足の場合は、従来通り、電力系統から供給を受ける。（図 2.3-2）

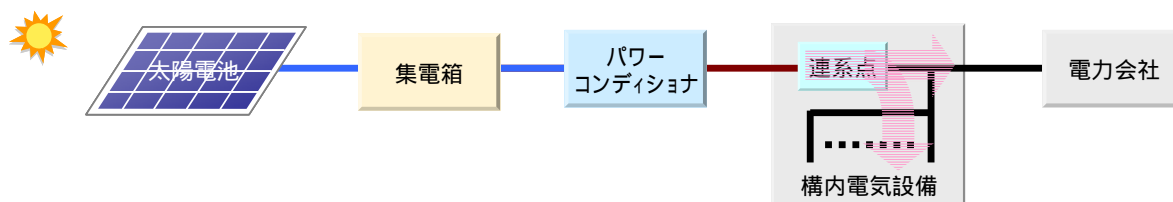


図 2.3-2 逆潮流ありのシステム

（２）逆潮流なし

常時、太陽電池で発電した電力より負荷のほうが多い場合に用いるシステムであり、発電された電力は、負荷だけで使用する。余剰電力が発生する場合は、電力会社の系統に逆潮流させないよう、保護継電器の設置が必要となる。（図 2.3-3）

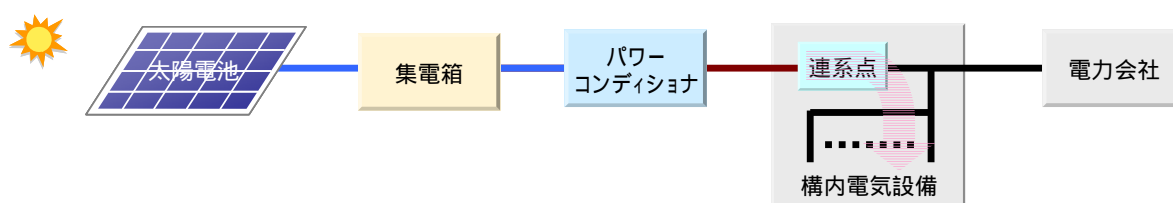


図 2.3-3 逆潮流なしのシステム

（３）自立切替型

防災用として設置されることが多いシステム。停電時などに電力系統側と切り離し、太陽電池で発電した電力を特定負荷に供給する。蓄電池と組み合わせれば、安定した電力供給が行える。

２）独立システム

独立システムとは、離島・山間地用など電力系統へ接続されていないもので

ある（図 2.3-4）。

電力系統に接続せず、蓄電池をシステムに組み込むことにより電力貯蔵を行い、日射量の少ないときや夜間の発電しない時間にも、負荷の要求する電力量を補う。

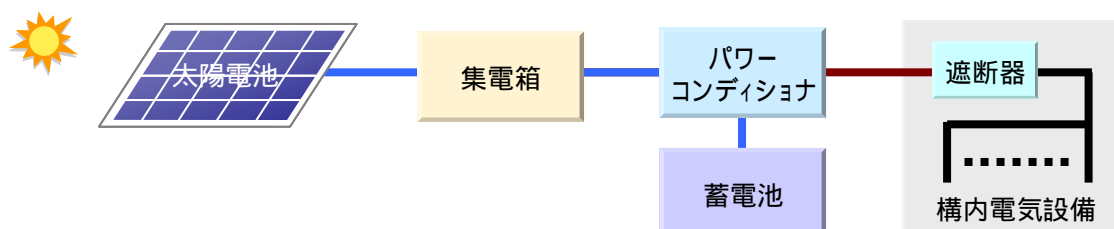


図 2.3-4 独立システム

2.4 太陽光発電システムの周辺機器

太陽光発電システムのうち、太陽電池アレイや架台を除く機器を周辺機器と呼ぶ。主なものは PCS である。独立システムや自立切替型の場合は、周辺機器に蓄電池が含まれる。

1) PCS (Power Conditioning System)

太陽電池や蓄電池からの出力電力は直流であるが、一般的に家庭や事業所等では系統からの交流電力を利用している。そのため、太陽電池や蓄電池からの電力を利用したり、系統に逆潮流するためには、直流から交流に変換する必要がある。これを行う装置が PCS である。



図2.4-1 大容量PCSの外観（左：コンテナ、右：本体）

PCSは、インバータ部、制御回路部、連系保護装置部、接続箱機能（一部機器）等で構成される。直流を交流に変換すると同時に、電力系統と整合の取れた電力にするため周波数、電圧、電流、位相、有効・無効電力、出力品質（電圧変動、高調波）等を制御しており、次のような機能を有する。

[自動運転停止] :

日の出から日の入りまでの日射強度に合わせて、太陽電池の出力を有効に取り出せる範囲で、自動的に運転の開始・停止を行なう。

[最大電力追従制御] :

日射強度等に合わせて太陽電池の出力電圧や出力電流は変動する。この変動に対して、太陽電池出力が最大限になるように最大出力点を追従して制御する。MPPT (Maximum Power Point Tracking) 制御と呼ばれている。

[単独運転防止] :

系統側で停電が起こったときに、単独で運転し続けることなく、太陽光発電システムを自動的に、かつ確実に停止させる。

[電圧上昇抑制] :

余剰電力を逆潮流すると、系統の電圧が上昇し、規定の運転範囲を超える可能性がある。そのため、系統の電圧を適正に保つよう自動的に無効電力を制御する。

[異常時の解列 / 停止] :

太陽光発電システムの系統側やPCSの異常を検出し、PCSを停止させるとともに、系統との連系を速やかに遮断することにより、系統側の安全を確保する。

2) 系統連系保護継電器

電力系統に連系して運転している太陽光発電システムにおいて、系統側やインバータ側に異常が発生したときは、これを検知して、速やかにインバータを停止して系統側の安全を確保しなければならない。そのため電気設備の技術基準の解釈において、系統連系保護装置（または同等の機能を有する回路）の設置が義務づけられている。系統連系保護装置は、一般的に PCS に内蔵されている場合が多い。

逆潮流あり高圧連系システムにおいては、過電圧継電器 (OVR)、不足電圧継電器 (UVR)、周波数上昇継電器 (OFR)、周波数低下継電器 (UFR)、地絡過電圧継電器 (OVGR) の設置が必要となる。高圧連系における保護継電器の設置場所は、地絡過電圧継電器 (OVGR) を除き、実質的に PCS の出力点でもよい。

系統連系保護装置については電力会社との事前協議事項となっており、十分な協議のもとに決定する必要がある。

3) 蓄電池システム

太陽光発電システムに蓄電池を組み合わせることで、日射量の少ないときや夜間の発電しない時間でも、貯蔵した電力を負荷に供給することができる。また、自立切替型に蓄電池を組み合わせることで、災害時の電力の供給を行ったり、発

電電力急変時の系統安定化、ピーク電力カットなど、様々な使い道に活用できる。

(1) 鉛蓄電池

鉛蓄電池は、電極に鉛、電解液として希硫酸を用いた二次電池である。低コストと信頼性が評価されている。

現在、太陽光発電システムに利用されている蓄電池としては、価格、寿命、安全性等から鉛蓄電池が幅広く用いられており、その中でも電解液の減少を抑制し保守性・安全性に優れているシール形鉛蓄電池が一般的に用いられている。



図2.4-2 シール形鉛蓄電池

(2) NAS電池 (ナトリウム・硫黄電池)

NAS電池とは負極にナトリウムを、正極に硫黄を、電解質に γ -アルミナを利用した高温作動型二次電池である。従来の鉛蓄電池に比べて体積・重量が3分の1程度とコンパクトである。特に大規模の電力貯蔵用に作られ、出力変動の大きな太陽光発電等と組み合わせ出力を安定化させたり、停電時の非常時電源を兼用できる。常温では動作しないため、ヒーターによる加熱と放電時の発熱を用いて、作動温度域(300 程度)に温度を維持する必要がある。



図 2.4-3 NAS 電池システム (外観および内部)

(3) リチウムイオン電池

リチウムイオン電池とは、非水電解質二次電池の一種で、電解質中のリチウムイオンが電気伝導を担う二次電池である。現在では、正極にリチウム金属酸化物を用い、負極にグラファイトなどの炭素材を用いるものが主流となっている。高い電圧が得られ、エネルギー密度が高いという特徴を持ち、メモリー効果が小さい。鉛蓄電池と比較して高いエネルギー密度を有するため、システムの大幅な小型軽量化が可能である。現在、ハイブリッド自動車用バッテリーや電気自動車用バッテリーとして使用され始めており、今後は安全性の確保と長寿命化、大容量化、量産化、低価格化を目指し、太陽光発電システムと組み合わせることも期待されている。



図 2.4-4 リチウムイオン電池

(4) 電気二重層キャパシタ

二次電池のような化学反応を伴わずに電気を直接蓄電できる蓄電デバイスである。炭素材料を主成分とする一対の電極と電解液から構成され、電気エネルギーは電極表面に形成されるイオンの吸着層（電気二重層）に蓄電される。特徴として充放電サイクル性能が高く数十万回の繰り返し使用が可能、急速充放電が可能、充放電効率が高い、環境性能に優れる等があげられる。課題点としては、電圧が低いため二次電池に比べエネルギー密度が低く、コストが高い点等があげられる。太陽光発電システムに使用する際には短周期変動成分を吸収するのに適していると考えられる。



図 2.4-5 (右) 電気二重層キャパシタ

(左) 電気二重層キャパシタ式瞬時電圧低下補償装置

第3章 大規模太陽光発電システムの具体的導入の進め方

大規模太陽光発電システム導入時には、各種法令・条例等の事前調査と技術的な設計・検討が重要となる。特に、電気的な安全性・保安確保の面から所轄官庁への各種事前届出および法定使用前自主検査等を念頭に導入手順を検討する必要がある。

3.1 導入手順の概要

基本的な導入手順の概要と工程管理フロー事例を図 3.1-1、図 3.1-2 に示す。

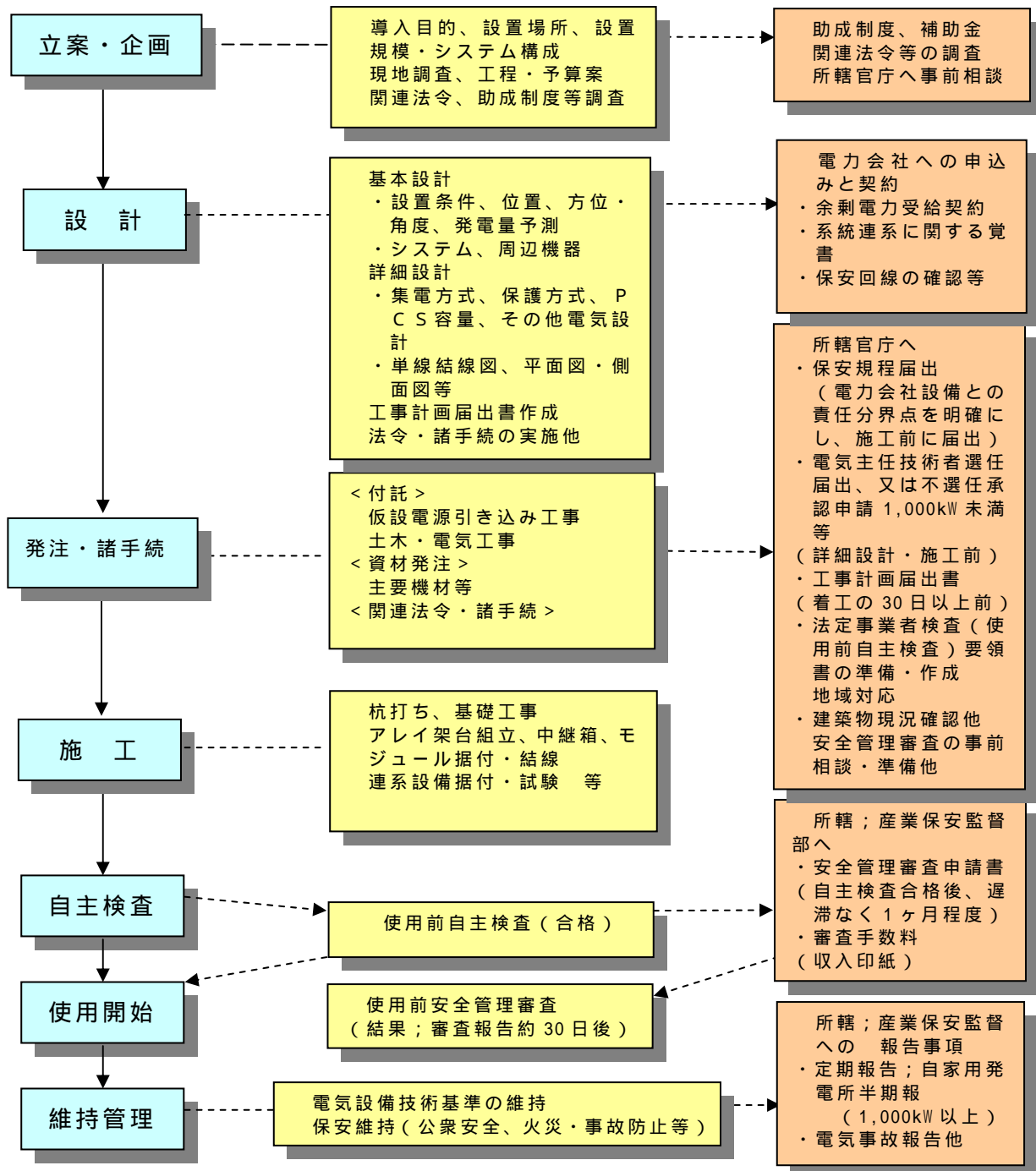


図 3.1-1 企画から維持管理までの手順事例

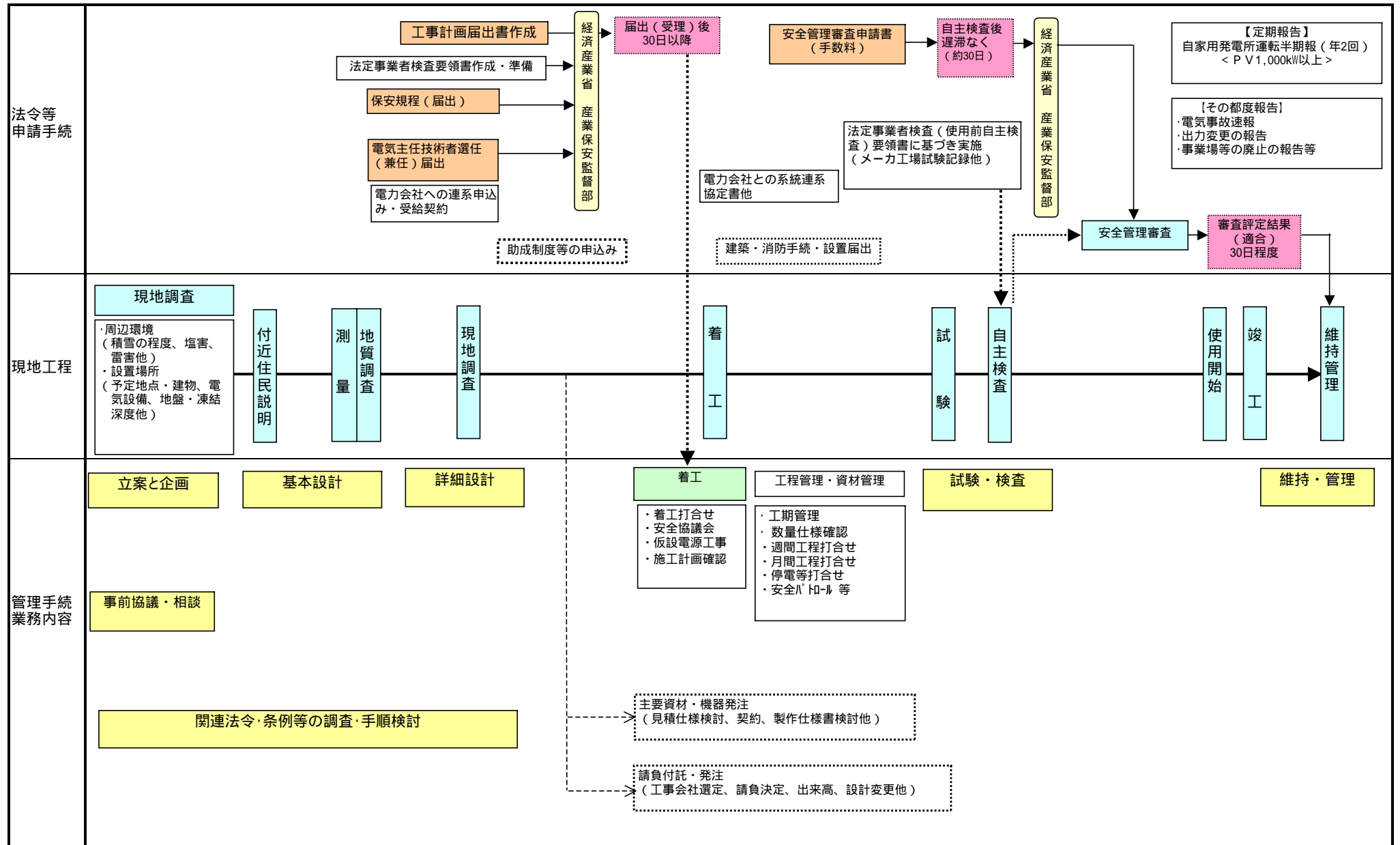


図 3.1-2 工事管理フロー事例(蓄電池なしの場合)

3.2 企画の手順

3.2.1 立案と企画

大規模太陽光発電所設備構築にあたり、立案・企画設計時に確認が必要な事項について以下に述べる。

1) 導入目的

最初に、太陽光発電システムを導入する目的や必要性を明確にする。それによって、検討すべき課題やシステムの設計内容が変わってくる。

- ・ 発電事業を行いたい
- ・ 電気料金・電力使用量を削減したい
- ・ 災害時に非常用電源として利用したい
- ・ 予備電力として利用したい
- ・ CO₂ 排出量削減で温暖化防止に貢献したい
- ・ CSR 活動の一環として環境問題に取り組みたい
- ・ 無電化地域での電源を確保したい
- ・ 未利用地、遊休スペースを有効利用したい 等

例えば環境教育・啓発を目的とした場合の見学ルートの設定等は、企画段階から計画しておいたほうがうまく機能する。また、システム設置のみならず、目的実現に有効な施策やプログラム等のソフト面においても、企画段階から考慮できるとよい。

2) 設置場所

設置場所は、導入目的、システム規模、コスト、工事スケジュール等に見合った場所を選ぶ必要がある。設置場所の状況によって設計内容や発電量、コスト、スケジュール等が変わってくるため、以下の事項を総合的に勘案し選定する必要がある。

- ・ 周辺環境、積雪、面積、塩害、雷害、電気設備の状況、電力系統の状況、搬入経路、メンテナンス、関連法規（諸手続きの要否）、整地の必要度、地盤状況、排水状況 等

3) 設置規模

設置場所の面積と予算により、ある程度設置規模は限定される。太陽電池の種類や傾斜角度にもよるが、目安として太陽電池アレイは kW あたり 10-15m² の場所が必要である。また、受変電設備、PCS 等の付帯設備の設置スペースも念頭において検討することが望ましい。

4) 負荷

一般的に採用されている系統連系システムでは、発電電力が消費電力より小さければ電力系統から供給され、逆に発電電力が消費電力より大きければ商用電力系統へ逆潮流（売電）されるため、負荷の消費電力パターンは、設置規模等には直接影響しないが、特に大規模システムの場合は電力系統側設備の対応可否や必要となる系統連系保護装置により、工事負担金やスケジュールが大きく変わってくるため、企画の早い段階で電力会社へ事前相談を行う必要がある。

また、通常、受変電設備は負荷設備に見合った設備が設置されているが、太陽光発電システム（発電設備）の発電規模は、系統連系規程により受電電圧（受電形態）毎に上限が設定されているため、設置規模に応じた受変電設備の設置（新設・改造・更改等）が必要となる。

なお、負荷にノイズ等を発生する設備がある場合は、太陽光発電システムへの影響や対策を検討する必要があるため、負荷設備の種類や特性を把握しておく必要がある。

5) システム種類

「2.3 太陽光発電システムの種類」において紹介した通り、電力系統への連系や逆潮流の有無によってシステム設計内容が変わってくる。

通常は「系統連系システム、自立切替なし、逆潮流あり」を選択するのが一般的である。常時、負荷がシステム出力より大きい場合、もしくは一時的に余剰はあっても逆潮流しない場合は、「逆潮流なし」を選択する。

系統連系システムの場合はシステムと電力系統との協調をとるために、「系統連系規程」に沿った適切な措置を行う必要がある。その技術要件は電力系統との連系区分（受電形態）によっても異なるので、受電形態を決めた上で検討する事が必要となる。防災用の場合には、「系統連系システム、自立切替型」を選択する方法もある。

独立システムは山間部の商用配線の無い場所等で活用できる。

システム種類・必要物品が決まり次第、メーカー等に必要期限内の調達が可能か確認を行うとよい。

6) 設置時期

助成金（補助金等）の活用を計画に含める場合、着工・竣工時期等に制約があることが多いため、助成金のスケジュールと整合させておく必要がある。地上設置では土地の造成等のスケジュールとも整合させておく必要があり、事前の情報収集と確認が重要である。

システム構築期間はシステムの種類や設置規模によって異なる。目安として、

着工～運転開始まで 1MW システムで最短 6 カ月程度であるが、大規模の場合その規模に応じた工事期間が必要となる。荒天が続くと工期が延びることも想定されるため、梅雨や降雪の時期は避けることが望ましい。

また、着工前に必要となる設計、物品調達、連系協議、関連法規に関わる諸手続き等にかかる期間も見込んでスケジュールを逆算する必要があり、企画段階で充分検討しておく必要がある。

7) 予算

太陽光発電システムの設置コストは、NEDO 事業「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業」(平成 18 年度)での平均単価では 100kW 以上の場合、73 万円/kW 以上となっており、設置場所やシステム種類、システム規模によって異なる。また、太陽光発電システム費用以外に、地上設置の場合は土地の造成費等の費用が必要となる場合があるため、予算に含めておくことが必要である。その他に維持管理費用や保険料等、設置後のランニングコストも念頭において検討する必要がある。

国や自治体による補助金や設備資金を低金利で融資してくれる「融資・債務保証」、国税・地方税上で優遇される「税控除」などの公的支援制度があるため、調べておくとうよい。また、今後、再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度が導入される可能性があるため、注視が必要である。

3.2.2 現地調査

1) 周辺環境

(1) 受光障害の有無

近隣建物、樹木、山陰、煙突・電柱・鉄塔・看板等の影等の確認が必要である。太陽電池に影ができると発電電力量が低減し、また、まれに局所的な影によってホットスポットと呼ばれる局所発熱現象も起こりうる。従って影のかからない場所に太陽電池を設置する事が大切な基本事項である。その際、樹木は成長する事、近隣建物等も新・増・改築によって変わりうる事も理解した上で調査しておくことが望ましい。落ち葉、砂塵・火山灰等の堆積物、鳥の糞や油性の排煙等も受光障害となりうるので、可能性について確認しておくとうよい。

(2) 積雪の程度

積雪量は太陽電池アレイ用架台の嵩上げ、雪の滑落を考慮した傾斜角等の検討に必要となるため、積雪地域では、地元の気象台データ等で積雪量を事前に調べておく。除雪された雪の置き場、積雪の落下が予想される場所の状況等も確認しておくとうよい。積雪量は架台の構造計算での積雪荷重想定時(日降雪量、最深積雪)にも参考となる。

(3) 塩害、雷害、その他

海岸付近や重工業地帯、通行量の多い道路の脇等の塩害や通常以上の腐食が予想される場所では、現場での塩害やさび・腐食発生状況を調べておく。これらは、受変電設備のブッシング・がいしの耐塩汚損レベルの設計検討に必要な他、架台をはじめ、主にシステムの金属部分の防錆・防食仕様の程度（例えば、溶融亜鉛メッキの亜鉛付着量、異種金属間の接触腐食対策等）を決める際の有効なデータとなる。

雷は誘導雷と直撃雷に区分される。直撃雷への対策は近辺に避雷針が設置されているものは、それで保護される場合もあるため保護範囲を確認する。誘導雷については避雷素子をアレイ主回路、接続箱、分電盤等に取り付けて雷サージ対策とする。しかし、雷の特に多い地域では交流電源側に耐雷トランスを設置して、より慎重な対策をとるか、特に必要であれば避雷針の設置も選択肢としては考えられるので、現地の落雷データを調べておくことよい。

架台の強度計算に用いる風速はJISに定められている値をベースとするが、設置地点によっては、より強い風の発生も考えられることから、周辺の風況や地形等を調べておくことよい。その他、地上設置の場合は、窪地等に設置して雨水による冠水が起らないよう、排水状況、地盤状況（地耐力等）、法面では崩壊の恐れがないか等、収集資料と合わせて、周辺環境を総合的によく把握した上で、候補場所の選択を行うことよい。

2) 設置場所

地上設置の設置箇所としては、平地や法面等の傾斜地が考えられる。現場での確認事項としては、前項にもあるように通常の周辺環境の他、排水状況、地盤状況、整地工事の必要度等であるが、見ただけで分からない項目、例えば、測量、地耐力、埋設物の有無等は既存資料を収集しておく。設置規模や基礎工法の検討で、必要資料がない場合は、必要に応じて測量・地盤調査等を行う。法面は必要に応じて、配水管の打ち込み、杭打ち、法面角度の変更をすることもあり、これらの工事はコストに占める割合も大きいので資料の精査と共に、設置予定地をよく調査しておくことが大切である。

設置場所への資材の搬入経路についても確認しておく必要がある。工事車両が入れるか、道路幅や舗装の耐荷重、架空配線等がある場合は、その高さ等を調べておく。また、資材保管スペース、作業スペース、作業の邪魔になりそうな障害物の有無等も確認すること。

3) 電気設備

太陽電池アレイは、周辺機器や分電盤、受変電設備と接続されて使用されるので、既存の電気設備と接続する場合、電気設備の現況と新規設備の設置スベ

ース確保が、設計条件と関わってくる。従って、電気系統図や電気室の機器配置図を入手して受電形態、設備状況を確認の上システム構成を検討し、受変電設備の改造要否や新設機器等の設置場所を想定しておき、現地調査で確認する。更に配線（配管）経路、機器搬入経路等も確認しておく。また、月々の電気使用量を入手することによって、太陽光発電システムの逆潮流あり/なしが判断できる。

受変電設備を新たに新設する場合は、上記に加え商用電力系統の設備状況を事前に確認しておき、受電引込位置、引込方法、受変電設備の設置場所等を検討する。

3.2.3 諸官庁および電力会社等との事前相談

計画を進める際、計画条件や必要手続きの把握をするため、必要に応じて所轄官庁、電力会社、助成機関等と事前に相談を行っておく。以下に一例を示すが、設置場所の状況等により、関連法規が異なるため、十分な検討が必要である。

1) 所轄官庁等との事前相談

(1) 建築指導課、消防署等

地上設置架台のうち高さ4mを超えるものは、建築基準法に抵触すると判断される場合もあることから、建築主事への事前確認が望ましい（現在、法改正について国レベルで検討中）。さらに、条例（例えば景観条例）や都市計画法等で街並みの形態や色彩の規制を設けている場合もあるので注意が必要である。

消防法や都道府県火災予防条例では不燃性能や蓄電池の取扱いが関わり、変電設備や蓄電池等は容量によって届出も必要となる。

(2) 都道府県・市町村 商工観光課 等

太陽光発電施設は、工場立地法において第二章勧告及び変更命令（法第9条第1項第1号に規定する場合の勧告の基準）2-2-3- において周辺の地域における生活環境の保持に支障を及ぼすおそれがない場合勧告しないとされている。

(3) 経済産業省 原子力安全・保安院（所轄地域）産業保安監督部

太陽光発電システムは、電気事業法上、事業用（一般に自家用）電気工作物または一般用電気工作物と位置づけられる。出力20kW未満で低圧連系の場合のみ一般用電気工作物として保安に関する手続きが不要であるが、自家用電気工作物については出力規模に応じ、工事計画、電気主任技術者の選任、保安規程の届出などの協議、申請手続き等が必要となり、手順を追って進める必要がある。設置を計画してから、完成し運用を開始するまでに数ヶ月から1年以上を要することもあるので、関係者とよく相談して円滑に進めることが重要である。

(4) 助成機関との事前相談

太陽光発電システム設置に対する助成（補助）金を活用するには助成機関に申請する必要がある。産業用システムの場合は「新エネルギー等事業者支援対策事業」や「地域新エネルギー等導入促進事業」を活用する機会が多い。太陽光発電システム設置計画の早い段階で助成機関のHP等で、公募期間や公募要件、提出書類等について公募要項を確認するとよい。不明な点がある等必要な場合は助成機関に事前相談をする。

(5) 付近住民への事前説明

特に大規模な太陽光発電システム設置計画では、付近の住民に事前説明を行い、計画への理解をいただくことが必要である。設置スケジュールに大きな影響を与えないよう、太陽光発電システム設置計画の早い段階で説明を行い、付近住民の疑問や不安に真摯に対応すると共に、工事実施に起因する周辺建物への損傷有無確認のため、事前に建物の亀裂等を調査しておくことが望ましい。

2) 電力会社への事前相談

太陽光発電システムを電力会社の商用電力系統と連系する場合には、系統連系規程の技術要件を満たすための調整等を必要とするため、事前に電力会社と十分な協議を行う必要がある。設置形態によっては技術検討期間が長くなる場合もあり、計画全体に悪影響を及ぼす可能性もあるので、早い段階で電力会社の窓口である営業所などへ相談する必要がある。電力会社が必要とする資料は、両者間の協議の進展に応じ電力会社から設置者に対して随時提出を求めるため事前に準備しておく必要がある。

3.2.4 電力系統への影響予測

太陽光発電システムは、日射条件により発電出力は常に変動している。住宅用・産業用及び大規模太陽光発電システム等、国の政策による後押しもあり、急速な普及拡大が見込まれる中、今後は電力系統への影響に対しても計画段階から考慮する必要がある。

そこで、大規模太陽光発電システムが電力系統へ与える影響について紹介する。

1) 出力変動による電力系統への影響

電力系統における運用電圧は極力一定とすることが望ましく、電力系統では常に電圧は一定の許容変動範囲で運用制御されている。電力系統の電圧変動の原因としては、有効電力および無効電力が需要側と供給側で不均衡となることがあげられる。特に、無効電力による変化が極めて大きく、電圧変動を一定に抑制する

には無効電力を制御する必要がある。

太陽光発電システムでは、雲の流れなどによって日射条件が変化することにより発電電力(=有効電力、一般的にPCSは力率1.0で運転しているため)は常に変化している。このため、太陽光発電システムの連系点において、大きな電圧変動が発生する可能性がある。

2) 瞬時電圧低下時の一斉脱落による影響

太陽光発電システムのPCSは、連系系統に故障が生じ瞬時電圧低下(以下、瞬低という)が発生すると、一般的には20%程度の系統電圧低下でゲートブロックすることにより、PCSの動作を停止するよう設計されている。これは、瞬低が発生することにより、PCS内部で電流制御系の遅れや電圧位相検出の不正動作のため過電流が生じる恐れがあるためである。

家庭用の太陽光発電システムのようにシステム容量が小さい場合は、現状程度の導入量ではPCSの動作停止によって電力系統へ与える影響は小さいため、上述のような動作仕様で特に問題にはならない。しかし、大規模太陽光発電システムが電力系統に連系されるようになると、PCSのゲートブロックによる動作停止が電力系統に与える影響も大きくなる。

図3.2.4-1のように電力系統と太陽光発電システムから有効電力が一般負荷に供給されているような状況で、電力系統における系統事故で瞬低が発生した場合を想定し、その影響を説明する。

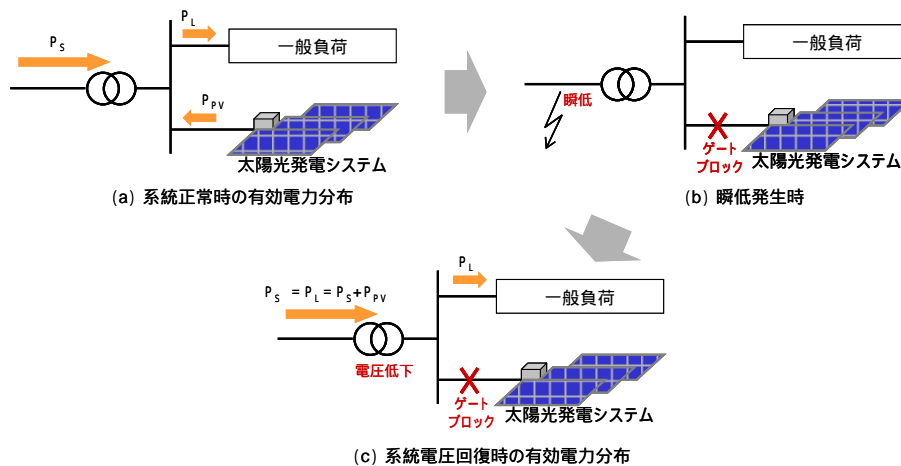


図3.2.4-1 瞬時電圧低下時の有効電力分布

瞬低の発生によって、太陽光発電システムのPCSが図3.2.4-1(b)のようにゲートブロックされる。電力系統での事故が除去され、系統電圧が回復しても低電圧を検出してゲートブロックしたPCSはすぐにはゲートデブロックせず、ゲート

ブロック状態がある程度継続する。図3.2.4-1(c)のような状況では、事故前の状態と比較して配電用変圧器等による電圧降下が大きくなり一般負荷端の電圧が低下し結果として、好ましくない影響がでることが考えられる。この影響は太陽光発電システムの容量が大きくなるほど大きくなる。

このように、大規模太陽光発電システムに関しては、瞬低発生時に電力系統へ与える影響は大きく、大規模太陽光発電システムを電力系統へ連系する場合は、瞬低時にも運転継続可能なシステムであることが望ましい。

3) 流出高調波による影響

通常、PCSの出力は綺麗なサインカーブの電圧維持を目標にPWM制御を行うため、系統に存在する高調波成分を打ち消すような高調波電流が流れる特性がある。そのため、低次の高調波に対する対策は基本的に必要ない。しかし、大容量のPWM制御機器を使用する場合、PWM制御のキャリア周波数成分が高次の高調波(50~200次程度)として流出するため、電力系統に影響を与えないことを確認すると共に、必要に応じてフィルター等の対策が必要である。

3.2.5 日射量および発電量の推定

1) 日射量推定方法

傾斜面日射量の推定では、これまで標準気象データであるMETPV-3やMONSOLA05(801)に付属するソフトを用いる場合が一般的であった。しかし、これらはアレイ前方に物体が無いことを前提として傾斜面日射量を算出しているが、本研究により、大規模太陽光発電所のように連続してアレイを設置する場合、前方アレイによる影等を考慮し日射量を算出する必要があることが明らかとなった。以下に前方アレイの影響を考慮した日射量計算手法を示す。

(1) 前方アレイの影響を考慮した日射量算出手法について

大規模太陽光発電所でアレイ構成例を図3.2.5-1に示す。後方アレイ(右側)については、前方アレイの影響により、各日射成分が前方アレイと比べ減少する。この点を考慮し、前方アレイの影響を日射量計算に反映する場合、各ストリング(PVモジュールを横方向に複数結線したもの)での日射量は、式3.2.5-1の通り定式化が可能である。

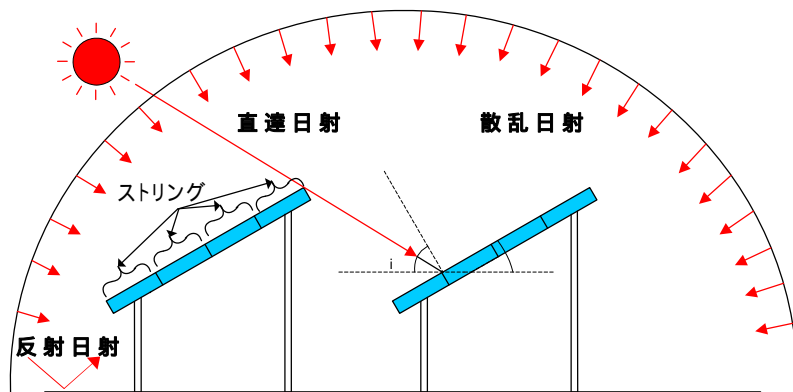


図 3.2.5-1 アレイ構成例

$$I_i = I_{ND} \cos \phi + I_S \left(\frac{1 + \cos(\theta + \gamma_i)}{2} \right) + I_{HT} \rho \tau \left(\frac{1 - \cos \theta}{2} \right) \quad \dots \text{式 3.2.5-1}$$

I_i : i 段目ストリングの傾斜面日射量 , I_{ND} : 直達日射量 , I_{HT} : 全天日射量 ,
 I_S : 散乱日射量 , ϕ : 傾斜面法線と太陽高度のなす角 , θ : アレイ傾斜角 ,
 γ_i : i 段目ストリングからみた前方アレイ最上部仰角 , ρ : 地面の反射率 ,
 τ : 反射光入射率

式 3.2.5-1 の第 1 項は直達日射成分を示しているが、太陽周辺部の散乱日射成分（準直達日射成分）は他の天空領域の散乱日射成分と比べ明るさが強いことから、直達日射成分と同様に扱い第 1 項に含め計算する。第 2 項は散乱日射成分であり、 γ_i の部分で前方アレイ影響による天空面積の変化を表現している。第 3 項は反射日射成分であるが、稚内サイトでの発電実績から、反射日射成分を 0 と見なしても影響がないことを確認している。

以下に各日射成分の計算方法を示す。

a) 直達および準直達日射成分

直達および準直達日射成分は、太陽高度・方位によりアレイ面の一部に日影が生じる場合がある（図 3.2.5-2）。その影響を傾斜面反映するため、アレイ斜辺長を 1 とし、直達・準直達光が入射する時の日陰長さを、式 3.2.5-2 により算出する。

$$L = \sin \theta \times \frac{\cosh}{\sinh} \times \cos A + \cos \theta \quad \dots \text{式 3.2.5-2}$$

ここで、アレイ間距離（アレイ間隔に同じ）を Sp とすると、後方アレイ面に直達および準直達日射が当たる比率は Sp/L で算出できる。計算ではストリングの一部が日陰となる時に、そのストリングは発電しないものとして取り扱うこととし、モジュール段数を R とした場合、前方アレイの影響を考慮せず算出した傾斜面での直達・準直達日射成分に、 $Sp/L \times R$ の整数部分を R で除した係数を乗じ、前方アレイを考慮した傾斜面日射量を算出する。

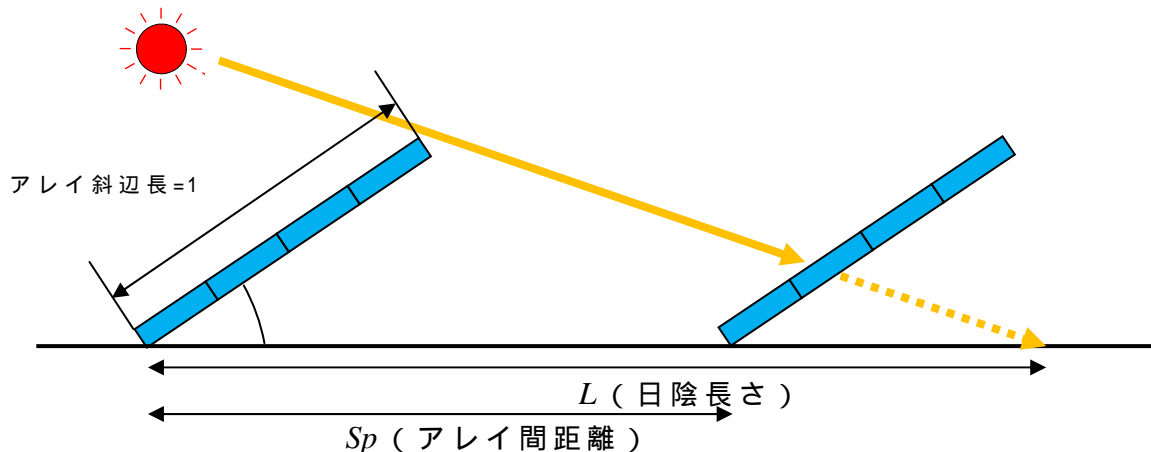


図 3.2.5-2 前方アレイによる直達・準直達日射への影響

b) 散乱日射成分

散乱日射成分は、式 3.2.5-1 の第 2 項で算出する。アレイ上部から N 段目のストリングより前方アレイの最上部をみた仰角を γ_N とすると、これをモジュール段数 R 、アレイ間距離 Sp 、アレイ傾斜角 θ で表した場合、式 3.2.5-3 となる。

$$\gamma_N = \tan^{-1} \left(\frac{\frac{N}{R} \sin \theta}{Sp - \frac{N}{R} \cos \theta} \right) \cdots \text{式 3.2.5-3}$$

この式により仰角を求め、散乱日射成分を算出する。

日射量算出にあたっては、NEDO 事業「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 標準日射データの地理的分解能向上に関する調査研究」(平成 15~17 年度)で財団法人日本気象協会が整理した METPV-3 データを使用し、上記考え方をもち、大規模太陽光発電所での傾斜面日射量および最適傾斜角の算出が可能となる。なお、各日射成分算出方法の詳細については、上記 NEDO 委託研究成果報告書に記載があることからご確認いただきたい。

2) 発電量の推定

前項に示す方法で日射量を計算した場合、直流端の年間発電量は次の式で表される(ただし、標準状態における日射強度を $1[\text{kW}/\text{m}^2]$ とする)。

直流端の年間発電量 [kWh] =

$$\text{システム定格出力 [kW]} \times \text{日射量 [kWh/m}^2 \cdot \text{日]} \times 365 \text{ 日} \times \text{総合設計係数 (k)}$$

総合設計係数 (k) : 0.65 ~ 0.8 程度

交流端の年間発電量は直流端の年間発電量に PCS 変換効率を掛け算出するが、PCS 変換効率は出力により変化する。そのため、交流端での年間発電量については日射量計算により 1 時間毎の日射量を求め、このデータを用いて算出した直流端の発電量に PCS 変換効率を掛け積算することで正確に算出できる。なお、PCS 変換効率はロス率にすると入力に対するロスが 2 次の多項式で表すことが可能となるため、計算が容易となる。

ロス率換算式例

$$y = -0.005087x^2 + 0.062407x + 0.012398$$

$$\text{平均二乗誤差 : } 0.983733 \quad (x=\text{入力 / 定格} : y=\text{ロス / 定格})$$

また、実測により日射量を計測した場合も、実測データを直達日射・準直達日射・完全散乱日射に変換して、前記式で時間別パネル面日射を求めることにより正確な計算ができる。

3) システム定格出力とアレイ合計面積の概算

大規模太陽光発電システムでのシステム定格出力とアレイ合計面積は、モジュール 1 枚あたりの定格出力、面積および設置枚数により概算できる（平置きの場合）。以下に計算式を示す。

システム定格出力 [kW]

$$= \text{モジュール定格出力 [kW/枚]} \times \text{モジュール設置枚数 [枚]}$$

アレイ合計面積 [m²]

$$= \text{モジュール 1 枚当たりの面積 [m}^2\text{/枚]} \times \text{モジュール設置枚数 [枚]}$$

ただし、大規模太陽光発電システム全体で必要な面積は、上記アレイ合計面積の他、PCS 等の機器や管理棟、変電設備等の設置も考慮する必要がある。また、実際の設置ではアレイが傾斜することや前方アレイによる影等の影響を考慮し、アレイ間の距離を設定することから、10 ~ 15m²/kW 程度の面積が必要となる。

3.2.6 コストの概算

1) 設置コスト

産業用太陽光発電システムの設置コストは規模や設置方法によって幅が見られるが、表 3.2.6-1 に NEDO 事業「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業」(平成 18 年度)での kW あたり平均単価を概算用参考値として示す。

表 3.2.6-1 1kW あたりの平均単価

設置容量	設置費用合計
100-5000kW 級	73 万円 /kW
50-90kW 級	80 万円 /kW
10kW 級	105 万円 /kW

単位出力あたりの設置コストはシステム規模が大きくなる程低くなる傾向がある。ただし、上記のコストは標準システムの平均コストであり、システム設置費用以外に、地上設置の場合は土地の造成費、屋根上設置の場合は基礎・防水改修工事等の費用が必要となる場合がある。そのため、予算作成時では上記コストに必要な分の余裕を見ておくことが望ましい。

2) 発電コスト

太陽光発電システムの発電コスト [円/kWh] は次式で求められる。

発電コスト = (年間装置費 + 年間修繕・保守費) ÷ 年間発電量

・ 年間装置費 [円/年/kW] =

資本回収係数 [%/年] × 設置コスト [万円/kW] ÷ 100

・ 年間修繕・保守費 [円/年/kW] =

修繕・保守費率 [%/年] × 設置コスト [万円/kW] ÷ 100

・ 年間発電量 [kWh/年/kW] = 8760 [h] × システム利用率 [%/年] ÷ 100

資本回収係数は金利と償却年数によって異なるが、上式を発電コスト換算係数を用いて整理すると、次式のようになる。

発電コスト [円/kWh] = 設置コスト [万円/kW] ÷ 発電コスト換算係数

システム利用率を 12%、償却年数を 20 年とした場合の発電コスト換算係数を表 3.2.6-2 に示す。ちなみに太陽光発電設備の法定耐用年数は 17 年となっている。

表 3.2.6-2 発電コスト換算係数

発電コスト換算係数		金利 [%]					
		1	2	3	4	5	6
修繕・保守費率 [%/年]	1	1.607	1.477	1.361	1.258	1.165	1.082
	0.2	1.831	1.664	1.519	1.391	1.278	1.179
	0	1.897	1.719	1.564	1.429	1.31	1.206

(例：1kW 当たりの総建設費が 70 万円の場合)

例金利 4%、修繕・保守費率 1%/年とすると、発電コストは：

$$70 \div 1.258 = 56 \text{ 円/kWh}$$

ただし、上記方法は概算であり、詳細検討では税金(事業税、固定資産税等)、人件費、金利等の条件を詳細に設定し算出する必要がある。

3) 経済性の確認

算出した発電コスト[円/kWh]と商用電力料金を比較する方法や、耐用年数間の発電量に商用電力料金を乗じて想定収入とみなし、それと総設置コストを比較する方法が考えられる。

< 発電コストと商用電力料金との比較 >

1/3 補助、金利 4%、修繕・保守比率 1%とすると、1kW 当たりの総建設費が 70 万円/kW の場合、

$$70 \times 2/3 \div 1.258 = 37 \text{ 円/kWh}$$

となる。産業用で全量自家消費の場合は、高圧電力 12 円/kWh と比較すると、商用電力料金の 3 倍程度の発電コストと言える。ただし、環境価値をグリーン電力証書として 10 円/kWh で売却可能とすると、kWh 当たりの発電コストは $37 - 10 = 27 \text{ 円/kWh}$ となり、これと比較すると 2.25 倍程度のコストとなる。

< 設置コストの回収年数 >

1kW 当たりの総建設費が 70 万円/kW、設備利用率を 12%、1/3 を補助とした場合、単純回収年数を計算すると、

$$70 \text{ 万円/kW} \times 2/3 \div (8760 \times 0.12 \times 12 \text{ 円}) = 37 \text{ 年}$$

であり、想定する耐用年数 20 年を超えている。

ただし、環境価値をグリーン電力証書として 10 円/kWh で売却可能とすると、
 $70 \text{ 万円/kW} \times 2/3 \div (8760 \times 0.12 \times (12 \text{ 円} + 10 \text{ 円})) = 20 \text{ 年}$
であり、ほぼ耐用年数で設置コストを回収可能となる。

現時点（2010 年現在）では、住宅用の太陽光発電システムからの余剰電力を電力会社が 48 円/kWh で 10 年間買い取る制度が 2009 年 11 月より開始している。また、非住宅用（10kW～500kW 未満）に関しては余剰電力を 24 円/kWh で買い取るようになっており、余剰電力がある場合は少々回収年数が短くなるであろう。ただし、この制度は、発電事業用や 500kW 以上のメガソーラには適用されていない。

また、今後太陽光発電システムの価格低減や、補助金の減少、発電事業用のメガソーラも対象となる再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度が導入される見通しであり、注意深く見守っていく必要がある。

3.3 環境性の検討

3.3.1 LCA

1) LCA の概要

LCA(ライフサイクルアセスメント)とは、環境マネジメント手法の一つであり、ある製品が発生させる環境影響を定量的に求めるための手法である。製造、輸送、使用(または消費)、廃棄など製品にかかわる活動の全ての過程、すなわち“ライフサイクル”において、必要としたエネルギーや発生させた温室効果ガス排出量などを調査して集計することにより、環境影響の定量化を目指したものである。

LCAは、ある目的を達成するための過程において環境影響を考慮する必要がある場合、これを定量的に把握するために利用できる。しかし、ライフサイクル全体での環境影響として関与する範囲は多岐にわたり複雑であることから、正確に把握することは難しい。よって、実施者はまず目的を明確に設定することが非常に重要であり、この目的に適合するよう調査をすすめ、得られた結果を解釈することによって、目的達成のために有用な情報となる。

LCAの手法は、図3.3.1-1のように、「1.目的及び調査範囲の設定」、「2.評価範囲内の対象に対するインベントリ分析」、「3.インベントリ分析により定量化されたデータを用いたインパクト評価」、「4.結果の解釈・報告」という4つの調査・分析段階により構成され、この順に調査・分析を進めていくこととなる。

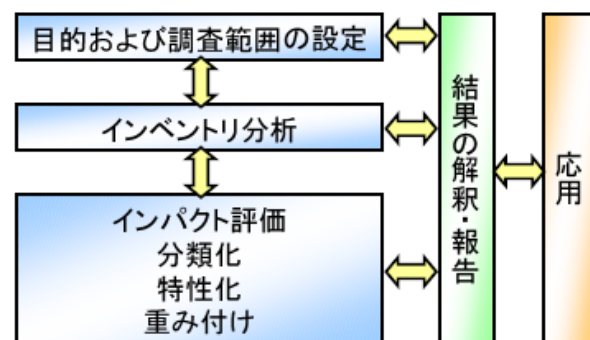


図 3.3.1-1 ライフサイクルアセスメント

LCAは、製品や行為として提供するサービスに対して、基本的には実施が可能な評価手法であるが、一方で評価対象、前提条件、必要情報の取得の可否、取得情報の正確性など、ケースバイケースで多くの制約、条件による影響を受ける。そのため、実施方法などを明確に一般化することは困難であり、LCA実施者や結果の利用者はそのLCAの限界を正しく理解し、実施された背景を把握することが必要である。

なお、LCAについては、ISO14040(翻訳されJISQ14040へ導入)において基本原則を規格化しているので、詳細や基本原則等はこちらを参考としていただきたい。

2) 太陽光発電システムを対象としたLCA実施の目的

太陽光発電システムを対象とする場合においても、その目的は実施者により

設定されるものだが、一般的には太陽光発電システムの特徴・機能を“発電するもの”と捉え、この点が評価の焦点になると考えられる。本手引書においても同様であり、エネルギー供給システムの低環境負荷化・効率化を検討するにあたり、一つの方法としての太陽光発電の可能性や、そのシステム構成等に有用な判断材料を取得する手段の一つとして、LCA が有効であるという観点に立っている。

LCA実施によって期待される効果としては、具体的に次の2点が挙げられる。

- ・ 太陽光発電システムの適正化

太陽光発電システムの導入や、システムの有効利用を目的とした部分改修などの検討を実施するにあたっては、システム設計上、または設置環境上の諸条件が関与するため、システムの適正化においてこれらを考慮する必要がある。適正化とは、コスト面、環境面などさまざまな観点から検討され、優先される事項は検討方針に依存する。LCA を用いた場合、環境影響を指標化できるため、環境的観点を含めたシステム適正化への検討が可能となる。

- ・ 他の発電方式との比較

他の発電方式からの代替として太陽光発電を導入することによる環境影響の調査や、複数の発電方式を複合したエネルギー供給システムの検討などのように、複数の発電方式間で環境影響を比較する場合には、その評価基準を統一する必要がある。このような場合に、LCA によって定量的に把握することによって、様々な発電方式を比較評価することが可能となる。

本手引書においては、“太陽光発電システムの適正化”のためのLCA実施という点に重点を置いて述べていくこととする。

3) LCA 結果としての評価指標の決定

LCA においては、目的に応じて得られるべき環境影響の指標を決定する。この指標の取得がLCAの結果・目標であり、この情報を判断材料として目標に関する意思決定を行うこととなる。

太陽光発電システムについては、本質的には発電機能が評価の焦点となり、この点が特徴的となる。すなわち、多くの評価対象に対しては、各過程で環境に悪影響を及ぼす発生物（仮に“損失”と呼称）を積算していき、その大小の比較が評価方法の一つとなるが、発電機能を有するものはエネルギー（仮に“利益”と呼称）を発生させるため、“損失”に対し“利益”がどの程度得られるか、という評価が可能である。したがって、ここでは環境性評価指標として“エ

エネルギーペイバックタイム”と“CO₂排出原単位”の2つを用いることとする。

・エネルギーペイバックタイム (EPT : Energy Payback Time)

エネルギーペイバックタイムとは、太陽光発電システムの製造、構築、廃棄など、システムが関わる全ての活動や行程、すなわちライフサイクルにおいて投入されたエネルギー量を、その発電電力で回収、または回避するまでに要する年数を指し、以下の方法で算出する。

$$\begin{aligned} & \text{エネルギーペイバックタイム [year]} \\ & = \frac{\text{ライフサイクルにおける全エネルギー投入量 [kWh]}}{\text{年間回避可能一次エネルギー量 [kWh/year]}} \end{aligned}$$

・CO₂排出原単位

CO₂排出原単位とは、太陽光発電システムの生涯発電電力単位量[kWh]あたりのライフサイクルにおけるCO₂排出量のことである。CO₂排出原単位は、太陽光発電システムのライフサイクルにおいて発生したCO₂排出量を、生涯発電電力の総量で除すことにより算出される。

$$\begin{aligned} & \text{CO}_2 \text{ 排出原単位 [g-CO}_2\text{/kWh]} \\ & = \frac{\text{ライフサイクルにおける全 CO}_2 \text{ 排出量 [g-CO}_2\text{]}}{\text{年間発電電力量 [kWh/year] } \times \text{耐用年数 [year]}} \end{aligned}$$

2つの指標を求めるには、発電システムの運用期間中の総発電量も情報として必要となる。

4) 調査範囲の設定

LCAは評価する製品の直接的な影響だけでなく、間接的な影響を含めて評価することを目標としている。その影響を調査する範囲によって結果は異なるため、範囲の設定は重要である。

一般的に想定されるライフサイクルとは図

3.3.1-2 のようになり、太陽光発電システムについても同様のフローで検討が可能である。

次に、ライフサイクル内の各フェーズでの詳細な調査範囲を決定する。“調査範囲”とは、ライフサイクルに関与し、調査項目として含む製品やサービスなどを指す。ケースにより評価すべき評価フェーズや評価対象物が異なるので、実施者は当初の目的に対し矛盾なく且つ十分であるよう、評価対象として設定すべき製品システムとすることが重要となる。

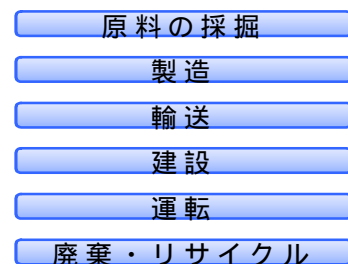


図 3.3.1-2 LCA 評価対象フロー

太陽光発電システム設計の適正化に資するものとするため、たとえば太陽電池種類、太陽電池変換効率、架台基礎、システム設置方式、長期的システム運用方針などの要因による影響差が明確に確認できるよう範囲を設定することが必要となり、同時にこの要因が間接的に関与する調査項目についても、調査水準を可能な限り揃えることが求められる。

5) インベントリ分析

インベントリ分析は、ライフサイクルに渡ってどのような環境影響物質がどれだけ投入・排出されているかを個々に算出するものである。ライフサイクルにおける詳細プロセスを解明し、その関係を定量的に捉え、各プロセスにおいて発生するエネルギーや排出物の入力・出力データを収集していく作業となる。詳細化されたプロセスや対象物に対し、関連する環境影響物質等の情報を一つずつ追跡して把握し、これらをまとめることによってライフサイクル全体の情報を求めることができる。

しかし、すべてにおいてのデータを収集することは困難であり、一部のプロセスを簡略化、もしくは対象範囲の決定によって対象プロセスを省略することがある。したがって、調査した範囲や分析データの精度、調査における前提条件を把握した上で、結果を解釈することが重要である。

6) インパクト評価

インパクト評価は、主に3つのプロセス（分類化、特性化、重み付け）によって構成される。

分類化では、各環境影響物質を影響事象によってカテゴリ分けする。例えば、CO₂は地球温暖化のカテゴリに振り分けられ、SO₂は降雨の酸性化、人体の健康への影響など複数のカテゴリに振り分けることができる。エネルギーペイバックタイムの調査においては投入されたエネルギー量を、CO₂排出原単位の調査においては排出される全温室効果ガスの総量を、それぞれに必要なカテゴリとして分類し情報を統括する。

特性化では、同じカテゴリに属する物質を共通単位に換算し、その情報を集計する。具体的には、投入エネルギー量をすべて電気エネルギーや熱量へ換算する、温室効果ガスについて地球温暖化係数によってCO₂を共通単位とする、などが挙げられる。例えばPCSの場合、これを製作するまでに要したエネルギーや、その過程で発生したCO₂等温室効果ガスを求めるため、まず製品に含まれる物質の重量を情報の第一段階として把握する。次に、インベントリ分析により様々な過程での投入量・排出量を、集計し、インパクト評価の段階で分類化・特性化し、表3.3.1-1のようにエネルギー量(MJ)と、CO₂換算の温室効果ガス排出量(kg-CO₂)として情報をまとめることができる。

重み付けでは、異なる環境影響のカテゴリに対し、LCA 実施者が価値観にもとづいて数値係数による重み付けを行ない、これら統合化する。この価値観は実施者に依存するため、実施者は重み付けの方法・内容を明確に提示する必要がある。エネルギーペイバックタイムと CO₂ 排出原単位を例にとると、前者はライフサイクルにおける発電システムとしての効率、後者は地球温暖化抑制効果にそれぞれ関係する指標であるが、これがもしトレードオフの関係にある場合、優先度を設定して重み付けを行ない、システム検討等において統合的に評価することが可能となる。

表 3.3.1 1 PCS 製造に関するデータの集約例

	重量 (kg/台)	投入エネルギー (MJ)				CO ₂ 発生量 (kg-CO ₂)			
		電力	石油	石炭	ガス	電力	石油	石炭	ガス
素材									
鉄鋼									
アルミ									
銅									
その他									
製造エネルギー									
合計									

7) LCA 結果の解釈

LCA の最後の段階として、これまでの調査・分析によって得られた結果を分析すると同時に、調査範囲や前提条件などを整理して、最終的な結果報告と提言を行う。LCA については、調査対象や目的が様々であり、報告・説明されるべき内容や、その際留意すべき背景などが複雑かつ多岐にわたることから、最終的に明確かつ理解しやすく情報を統括し、かつ目的に沿って評価が行なわれたかどうかを確認する段階となる。

8) 北杜サイトでの実施例

太陽光発電設備を対象とする際、前提条件や評価対象とする設備範囲の設定について、特殊な検討を行なうこととなる。この点に関し、北杜サイト設備に対して LCA を実施した際の設定を事例として述べると同時に、評価結果の一部を紹介する。

対象とする設備は、北杜サイトに導入した複数の種類の太陽光発電システム (10kW) である。北杜サイトのシステムの一部は、複数の種類の太陽電池モジュールによって、それぞれ 10kW システムを構築しており、LCA により太陽電池の種類による環境影響の比較を実施した。そのため、評価対象とするシステムは電池種類が異なるという点以外は同様のシステム (同容量、同様の設置方法等) となるよう条件を設定した。

対象設備は 10kW システムが 1 つのユニットであることから、図 3.3.1-3 のように直流部から PCS までを設備の対象範囲とした。ただし、MW 級の大規模設備を評価する場合は、システム構成による配線量・受変電設備量も考慮すること

が望ましい。

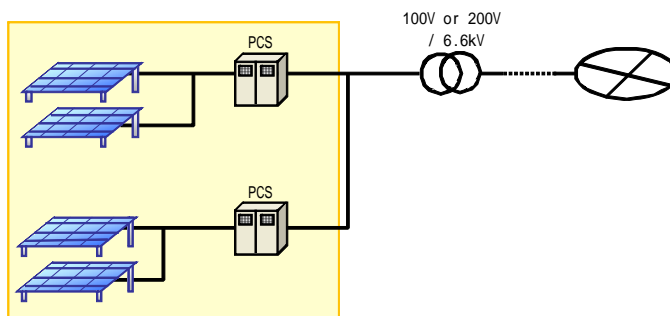


図 3.3.1-3 評価対象とする設備範囲

また、太陽光発電を対象とする場合、システムの条件設定が非常に大きな影響を持つ。たとえば、太陽電池の効率は“必要面積”、“システム構築に要する部材量”等に、太陽電池モジュールの設置傾斜角度は“必要面積”、“発電量”等に影響してくる。また、EPTとCO₂排出原単位は、太陽光発電システムによって得られる総エネルギー量に影響を受けるため、システム運用期間（寿命）も重要なパラメーターとなる。このように、様々な要因が太陽光発電システムの性能に影響を与える中で、環境影響に注目したシステム構成の適正化を目指す際にLCAが有効な検討手段の一つとなる。検討に当たっては、評価対象とするシステムについて表3.3.1-2のような情報を調査または想定することとなる。

表 3.3.1-2 システム情報

太陽電池	
容量	W
種類	
効率	%
劣化率	% / 年
寿命	年
PCS	
容量	W
寿命	年
設置	
設置傾斜角	度
設置方位角	度
設置場所の緯度	度

その他の詳細事項についても目的に即して条件を設定してLCAを進めるが、同時に条件にもとづいた発電量推定も並行して実施し、LCAの最終段階でEPT、CO₂排出原単位を算出する。

最後に、北杜サイトの設備のうち、単結晶シリコン太陽電池（2種類）、多結晶シリコン太陽電池、アモルファスシリコン太陽電池（2種類）、化合物半導体（CIS）太陽電池が導入された各10kWシステムに対するLCAの結果を、図3.3.1-4と図3.3.1-5に示す。このように太陽電池種別によるEPT、CO₂排出原単位の差異が定量化され、環境影響の観点からはCIS太陽光発電システムが優位的であることが確認された。また、太陽電池モジュール製造のエネルギーがシステム構築のなかで非常に大きな割合を占めることを確認した。

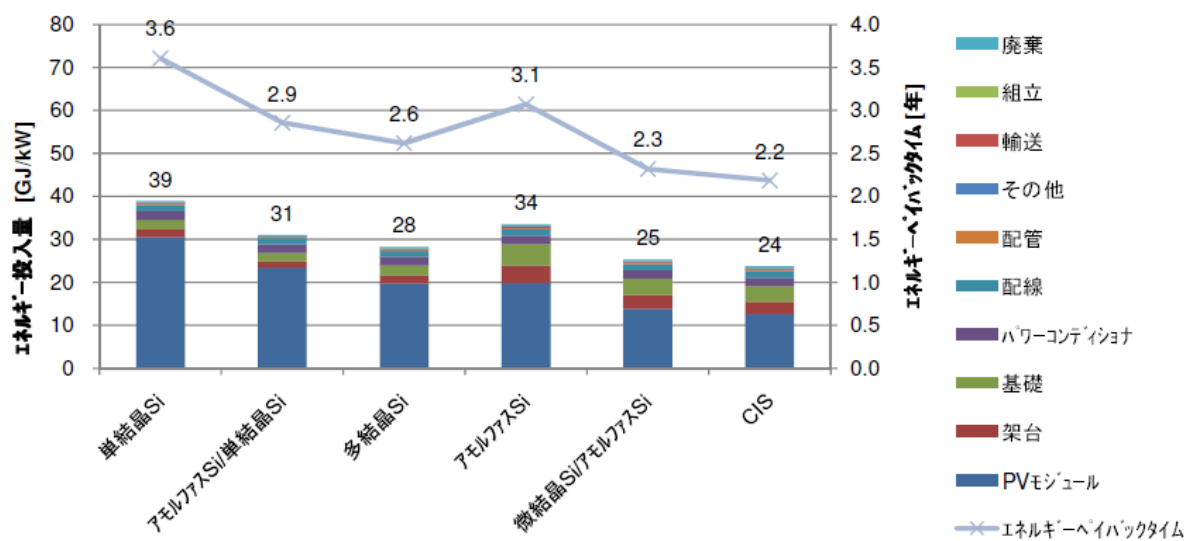


図 3.3.1-4 kW あたりエネルギー投入量とシステムのエネルギーペイバックタイム

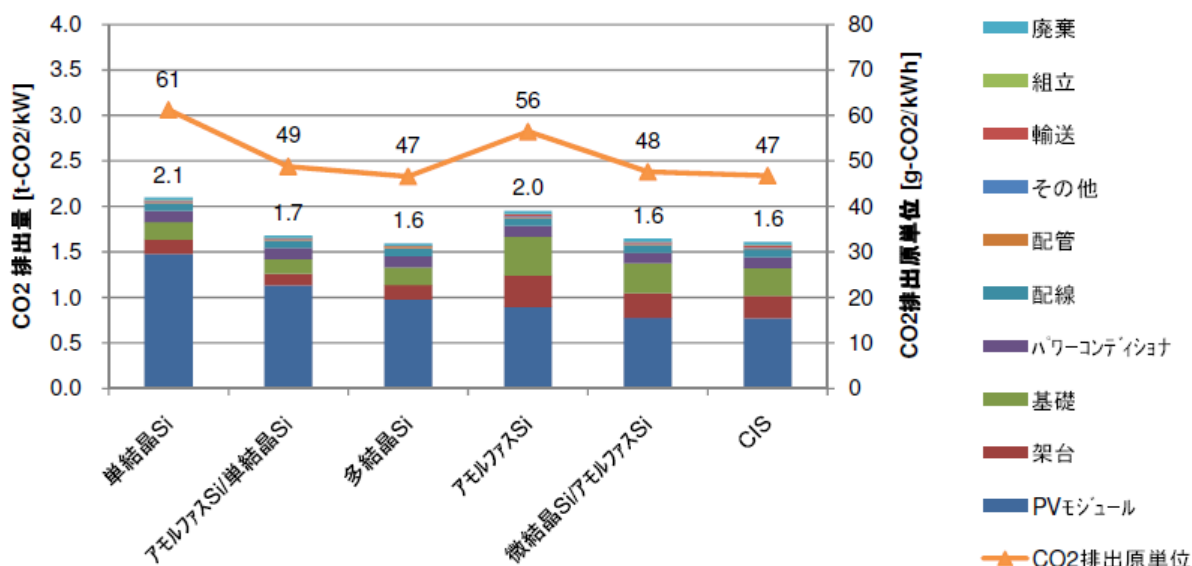


図 3.3.1-5 kW あたり二酸化炭素排出量とシステムの二酸化炭素排出原単位

3.3.2 環境アセスメント・モニタリング調査

太陽光発電は発電時に温室効果ガスを発生しないため、電源としての発電能力以外にも環境面からも大きな注目を浴びる。クリーンな電源であるがゆえに、その設置・運用にあたり、生態系を含めた環境に十分配慮しなくてはならない。

大規模太陽光発電システムの設置には多くの面積が必要となるため、その設置にあたり環境への影響は無視できないが、日本ではまだ設置例も少なく、環境にどういった影響があるかについてはまだ確認されていない部分も多い。そのため、事前に環境に与える影響等を確認しておく必要がある。

また、設置完了後においても、その運用などにあたりどのような影響が生じるかを調査・確認する必要がある。

このような環境への影響は設置箇所に大きく左右され、また周辺環境などによっても求められるものが大きく異なるため、まずは設置箇所や周辺環境から何が求められているのかを明確にすることが必要となる。例として、直近に居住区がある場合には、騒音・反射光などといった生活へ影響を与える要素について特に検討が重要になることなどが考えられる。

このように多種多様なケースが存在することもあり、環境調査については、配慮すべき環境影響項目の選定が重要となる。本項では、太陽光発電施設設置時に考慮すべき環境影響項目の選定手法について説明する。

1) 環境影響評価項目の選定

(1) 選定の流れ

影響評価項目の選定は、図 3.3.2-1 のフローに則り行う。

(a) 環境影響要因の選定（スクリーニング）

まず、各都道府県等により個別に定められている条例および技術指針などを踏まえ、太陽光発電施設の建設に伴って発生する可能性のある環境影響の要素と要因の関係を、一般的な環境影響評価の手法にもとづき整理し、大規模太陽光発電施設の設置によって地域に環境影響を及ぼすと考えられる要因を抽出する。

一般的な環境影響評価の手法としては、面整備事業について環境影響評価の一般的手法の解説を行った「面整備事業環境影響評価技術マニュアル」（建設省監修）を用いる。大規模太陽光発電施設は広大な面積を必要とするため、面整備事業として捉えることが適切であると考えられる。

しかし、同マニュアルは太陽光発電に特化したマニュアルではないため、大規模太陽光発電施設の特徴も踏まえた要因選定が必要となる。

(b) 簡易評価

次に、環境影響を及ぼすと考えられる項目について、現地の生態系・動植物環境の調査結果も反映させつつ、影響の程度把握、適切な対策が取られているかど

うかのチェック、課題の抽出を行う。

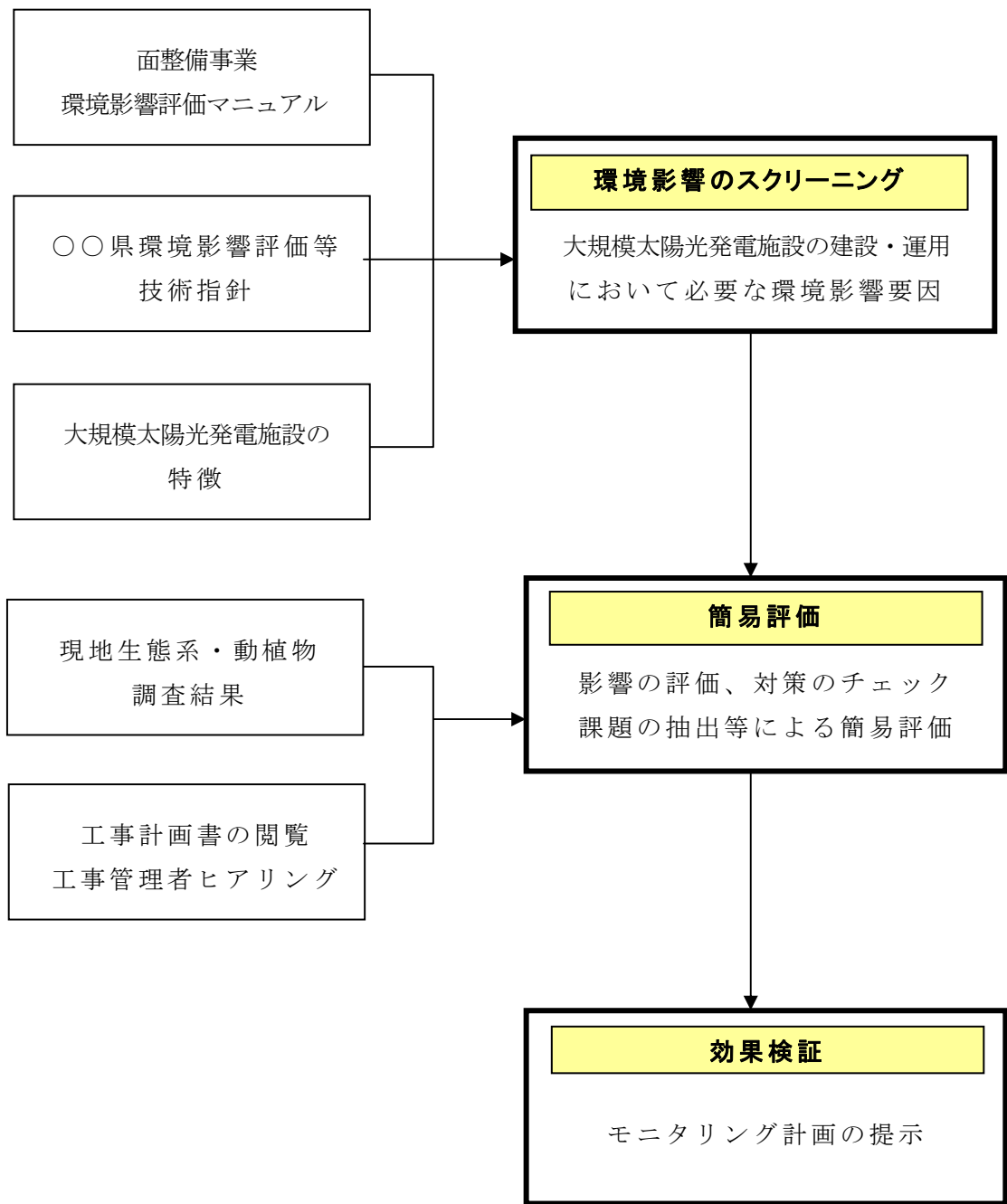


図 3.3.2-1 環境影響評価項目選定の作業フロー

(2) 環境影響のスクリーニング

環境影響評価の標準的手法にならない、環境に影響を与えうる影響要因（例：建設機械の稼働、車両の運行等）ごとに、環境要素（例：大気質、水質、底質、騒音、振動、生態系等）に与える影響について、「面整備事業環境影響評価技術マニュアル」を参考として大規模太陽光発電施設の建設・運用にあたり発生する可能性の高い環境影響をスクリーニングする。

(a) 工事の実施による環境影響

イ. 建設機械および資材運搬等での車両の稼働

対応する環境要素のうち、面整備事業においては粉じん、騒音、振動が工事時に一般的に発生するとされる。

建設機械および資材や機械の運搬に用いる車両の稼働では工事に伴う NOx（窒素酸化物）、POM（Polycyclic Organic Matter：多環有機化合物）の発生は一般的に少ないとされているが、使用機材および使用物質について確認する必要がある。

環境要素として「温室効果ガス」も検討対象となるが、運用時に温室効果ガスを発生しない太陽光発電では、温室効果ガスに関しては LCA として別個に検討するのが適切であると考えられる。LCA については「3.3.1 LCA」に記載しているため、ここでは省略する。以下、各項目についても同様に温室効果ガスについては検討対象より省略するものとする。

ロ. 風による巻上げ

本項目については、面整備事業においては必要に応じた散水などの一般的な対策が行うことにより問題となることはないとされている。

ハ. 雨水の排水

本項目については、裸地となる区域、掘削の程度、降雨の程度などを勘案して、適切な雨水排水が行われているかを検討することとされている。影響を被る環境項目としては一般的に水の濁り、有害物質の混入、底質への影響、これらに伴う自然要素の変化があるとされている。工事実施による影響が考えられることから、対策について確認が必要である。

ニ. 工事に伴う各種排水

本項目については、工事の工法（泥水を用いるか、薬剤を用いるか）により一般的に水の濁り、有害物質の混入、底質への影響、これらに伴う自然要素の変化があるとされている。

通常、太陽光発電施設工事については泥水、薬剤などを用いることはないと考えられるが、その有無について確認が必要である。

ホ. 汚水の排水

工事現場での生活排水による水質への影響、これらに伴う自然要素の変化があるとされている。ただし、一般的には工事現場での生活排水は発生するが、量が少なく、

また浄化槽の設置等の対応がなされるため影響はほとんどないとされている。

へ. 水中工事、地下水脈の分断、地下水のくみ上げ

これらの項目については、面整備事業において影響を与える工事は稀であるとされている。太陽光発電施設工事においても、水中工事や、地下水脈、地下水に影響を与えるような地下構造物を設ける工事は稀であるが、臨海地区などの直近に大きな水場が存在する場合にはこのような部分に影響を及ぼさないかどうか確認が必要である。

ト. 造成工事

造成工事そのものにより発生する廃棄物が環境に及ぼす影響を検討する項目である。コンクリート塊、残土、汚泥などの建設廃棄物については、一般的に発生するとされている。また、立木を伐採する場合には、伐採木、抜根塊など、どの程度の量を想定しどのように処理するのか確認が必要である。

チ. 工事施工ヤード、工事用道路の設置

工事現場とは異なる場所において環境影響を与える可能性がないかを検討する項目である。工事用道路や工事施工ヤードを別に設けるのかどうかについて、施工場所の状況を確認する必要がある。

(b)施設の存在および供用による環境影響

イ. 施設の存在

施設が存在することにより、大気質（気温、湿度、風向、風速等）、風害、日照障害、日照反射、電磁波障害などの環境影響が生じる可能性を検討する項目である。

大規模太陽光発電施設は、その設置箇所も含め、一般的には高層の建築物ではないため風害、日照障害が周辺に起こることは考えにくい。しかし太陽光モジュールが大規模に存在することによって、大気質への影響、日照の反射による影響について考慮する必要がある。

ロ. 施設の稼働

本項目は施設の稼働によって、大気質（大気汚染物質の排出）、騒音、振動、悪臭、低周波音、地下水質、土壌汚染、これらの変化に伴う自然要素、温室効果ガス等への影響について検討する項目である。

大規模太陽光発電施設は、一般の発電施設と異なり、これらの環境影響が極めて少ないのが基本的な特徴であるが、蓄電池を設置する場合や、PCSの騒音等については考慮する必要がある。

ハ. 道路の供用、交通の集中

本項目は、施設が存在することによって生じる周辺交通への影響を検討する項目である。施設運用のための自動車走行、施設見学のための自動車走行、これらに伴って発生する交通混雑によって発生する大気質（NO_x、浮遊粒子状物質など）、騒音、振動、自然環境の変化などについては、施設の設置環境によっては発生する可能性がある。

る。

施設の見学等の訪問程度では特に問題にならないとは考えられるが、観光施設とする計画がある場合や、施設へ至る経路が非常に限定されている場合などは検討する必要がある。

ニ. 雨水の排水

本項目は敷地の雨水の排水により、周辺環境に水の濁りなどの水質変化、池の底質の変化、これらに伴う自然環境の変化について検討する項目である。太陽光発電施設は広い面積が必要となるため、周辺環境への影響を抑える場合には、あらかじめ雨水排水設計を行い、最大想定雨量時においても敷地外に雨水が排水されないようにするなどの工夫が必要となる。

ホ. 汚水の排水

本項目は施設からの生活排水により、周辺環境に水質変化、池の底質の変化、これらに伴う自然環境の変化について検討する項目である。

太陽光発電施設においては、下水の工事が行われる場合には、施設の運用時には生活排水が環境に影響を及ぼすことは考えられない。

へ. 湧水の排水、地下水のくみ上げ、地表の被覆化

本項目は、敷地に湧水がある場合の排水の影響、地下水のくみ上げによる地下水環境への影響、地表の被覆化による地下水環境への影響について検討する項目である。

通常、湧水のある箇所に太陽光発電施設を設置することは考えにくく、一般的には考慮は必要ない項目であると考えられる。

ト. 土地の改変

本項目は、土地の改変による地形および地質の変化、動物、植物、生態系、景観、触れ合い活動の場などの変化について検討を促すための項目である。

景観への影響、触れ合い活動の場については、通常の発電所のようないわゆる忌避施設であれば考慮は必要ない。しかし、大規模太陽光発電所においては、近年の環境意識の高まりや注目度の増加を背景として、設置者が一般に広く敷地内への入場を許可したり、周辺環境との調和などを意識して設置されたりすることも充分考えられ、設置後の影響について検討する必要がある。

チ. 施設の照明

本項目は、施設の夜間照明の存在により、動物、植物、生態系、景観、触れ合い活動の場などの変化について検討する項目である。太陽光発電施設はその性質上照明の必要な夜間には稼働せず、過度な夜間照明は必要とされない。しかし、動植物・生態系への配慮において保護すべき希少種等が確認された場合、その種の生活上の特性として夜間照明を特に嫌うことなども考えられる。その場合は、施設の構内照明のみならず施設へ至るアクセス道の照明も含め、動植物・生態系へ配慮した照明の工夫が必

要である。

2) 簡易評価

スクリーニングされた項目について、さらに問題がないかをチェックする。

また、周辺の生態系調査等を実施し、スクリーニングされた項目がこれらの生態系に影響を与えないか、もしくは影響を与えないための対策が取られているかを事前に確認する。特に動植物については、一般の絶滅危惧種以外に、各自治体でもレッドデータブックなどで独自に希少種を定めている場合があり、注意が必要である。

3) 効果検証

1)～2)を通して検討が必要とされた環境影響項目について、実際にモニタリング方法などを検討し、効果検証手法などを選定する。

モニタリングに必要な機器が大掛かりとなる場合には、改めてそれらの機器に対しても環境影響項目を選定する必要性が生じるため、できる限り機器設置・工事などを必要としない調査方法を選定することも重要な点の一つである。

第4章 大規模太陽光発電システムの設計・施工

大規模太陽光発電システムを設置するためには、立案・企画時点から設計・施工・検査・維持運用までの全体の流れと必要期間・制約事項の把握が重要である。このためには、関係官庁・自治体等と十分な事前協議・検討を行った上で、工事設計(土木・電気工事など)・施工・検査が必要となる。以下にその手順を示す。

4.1 設計要件

設計時の基本要件を表4.1-1に、基本設計と詳細設計の要点を表4.1-2に示す。

表4.1-1 大規模太陽光発電システムの設計基本要件(地上設置方式)

設計基本要件	<ul style="list-style-type: none"> ・ 導入目的(発電事業、電力使用量削減、予備電源、CO₂削減、無電化電源等) ・ 設置予定場所(地上、面積、地盤、周辺環境、連系電気所・地点等) ・ 設置規模(システム発電出力、当初・最終出力) ・ システム種類(系統連系システム・独立システム、自立切替あり・なし、逆潮流あり・なし、高圧・特別高圧、蓄電池なし・あり) ・ 申請時期(補助金申請3ヶ月~4ヶ月程度、他) ・ 予算(システム価格、造成費、杭・基礎工事費、架台工事費、受電設備、電設工事費、維持管理費他、予算設定と執行時期) ・ 設置後のメンテナンス(巡視および定期点検、緊急時の対応)他 	
技術的・法令等緒手続の要件	設置場所	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設置予定地(地上設置)の状況;平地・方面、排水状況、地盤状況(地耐力)、整地工事の必要度、搬入道路、緯度・方位 ・ 日射量、発電量予測 ・ 最大風速、積雪の程度(日降雪量の最大、最新積雪)、土壌の凍結深度等
	周辺環境	<ul style="list-style-type: none"> ・ 受光障害の有無 ・ 周辺民家の有無 ・ 騒音・振動規制の有無
	電気設備	<ul style="list-style-type: none"> ・ 単線結線図(保護継電方式、計測項目・部位、機器定格、集配方式) ・ 機器配置図(平面図、断面図)、配管・ケーブル布設図 ・ 基本検討(基礎・架台設計、PVモジュール種類・結線、接地・耐雷設計等) ・ 電力会社や半期(発電実績)報告に必要な計量箇所(積算電力量計)など
	法令・手続	<ul style="list-style-type: none"> ・ 所轄官庁、電力会社、助成機関等に関する諸条件(HP参照) ・ 関連法令(電気事業法・関係施行規則、土地利用、環境関連法令、工場立地法、建築基準法、消防法、騒音規制・振動防止条例など) ・ 系統連系規程(JEAC 9701-2006 社団法人 日本電気協会) ・ その他(地域事情、将来計画など)

表 4.1-2 基本設計と詳細設計の要点

	設計時のポイント	設計・検討項目（概要）
(1)基本設計	<p>設置・運用時の制約事項(法令・県や市町村の条例、基準、搬入道路、排水、電気設備の仕様、系統連系、保守運用、関連工事種別(土木、建築、電気との連系・整合)等を把握し、予算面や工事工程等の整合性を確認した上で、基本計画(案)として集約する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 現地測量地質調査 ・ 設置地点の位置図 ・ 発電量予測 ・ レイアウト図(機器配置) ・ 制約事項の把握 (法令、条例、系統連系他) ・ 概略工程表 ・ 概略工事費他
(2)詳細設計	<p>承認された基本計画(案)を実現するため、関連法令・基準等に基づき具体的に技術検討を行い、関係監督官庁への諸届出(工事計画届出書等)に必要な資料(図面、機器仕様、工程他)を作成する。</p> <p>設置後の使用前自主検査(安全管理審査)等は、工事計画届出及び技術基準との整合性が検査基準となる。</p> <p>また、電力系統との保護協調のため、電力会社との事前協議が必要である。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ PV種類、アレイ傾斜角、発電量検討 ・ 機器仕様検討(定格容量・電圧他) ・ 土木工事詳細検討 (造成図、杭・基礎他) ・ 建物詳細検討 (防災設備他) ・ 電気工事詳細検討 (集電設備、受電設備他) ・ 監視制御方式 ・ 保護方式と計測項目 ・ 保守・運用方式 ・ 設計図面作成 (単線結線図、機器配置図他) ・ 工事工程表 (土木建築工事、電気工事、検査等)

4.2 電力系統連系の設計条件

1) 電力系統連系に関する基本事項

太陽光発電などの直流発電設備であって逆変換装置を用いた発電設備の電力系統への連系に関する手引書には、保安に関する事項を示した「電気設備技術基準の解釈」と品質に関する事項を示した「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、及びこれらの内容を反映した「分散型電源系統連系技術指針 (JEAG 9701)」がある。更に、電力系統への連系に関する協議を円滑に進めるため内容を具体化したものとして、「系統連系規程 (JEAC 9701-2006)」がある。

2) 電力系統連系の考え方

電力系統への連系を行う場合の考え方は以下を基本としている。また、設計時に必要な規程、指針、ガイドラインを図 4.2-1 に示す。

供給信頼度 (停電等) 及び電力品質 (電圧、周波数、力率等) の面で他の需要家に悪影響を及ぼさないこと。

公衆及び作業者の安全確保並びに、電力供給設備又は他の需要家の設備に悪影響を及ぼさないこと。

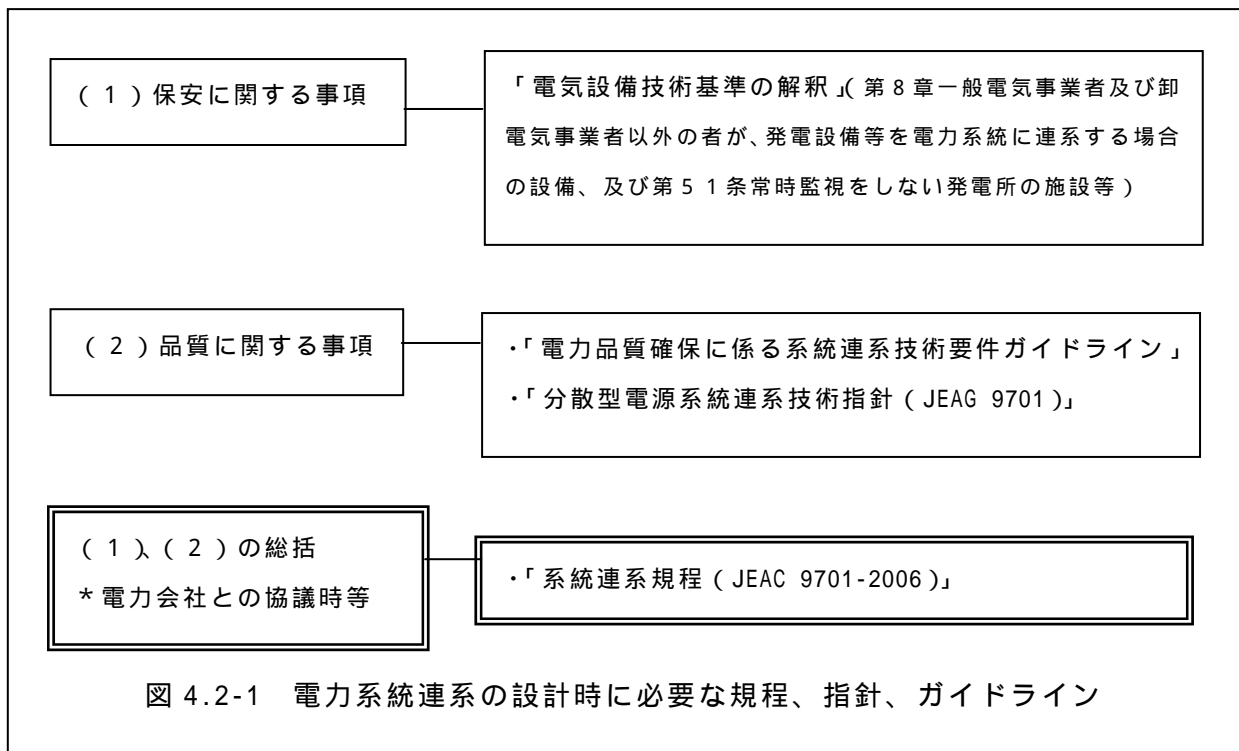


図 4.2-1 電力系統連系の設計時に必要な規程、指針、ガイドライン

3) 連系に必要な技術要件と連系保護装置

発電容量と電力系統への連系技術要件を表 4.2-1 に示す。また、連系に必要な保護装置については、「電気設備技術基準」別表第 22～25 に記載がある。

表 4.2-1 太陽光発電システムの容量と電力系統への連系技術要件

項目		設備対策			
		低圧配電線	高圧配電線	スポットネットワーク配電線	特別高圧電線路
電力容量		原則として 50kW 未満	原則として 2,000kW 未満	原則として 10,000kW 未満	
力率	共通	原則として受電点力率が、系統からみて 85% 以上、かつ、進み力率とならない。			
	逆潮流 有り	電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合は、力率を 80% まで制御可。 小出力の逆変換装置を用いる場合、又は受電点力率が適正と考えられる場合は、発電設備等の力率を無効電力で制御するときには 85% 以上、制御しないときには 95% 以上で可。			系統の電圧を適正に維持できる値とする。
	逆潮流 無し	逆変換装置を介して連系する場合は、発電設備等自体の力率が 95% 以上でも可。			

また、一般電気事業者（電力会社）及び卸電気事業者以外の者が、逆変換装置を用いて発電設備を電力系統と連系する場合、「電気設備の技術基準の解釈及び解説（第 273 条）」に基づき、受電と逆変換装置の間に変圧器を設置する等の対策が必要である。

4.3 基本レイアウト

大規模太陽光発電所を計画する上で、太陽電池（以下、PV）及び機器の配置（レイアウト）は重要検討事項である。導入するPVやPCSのメーカー・仕様等が明確ではない場合、想定される機器をいくつか選定の上、数種類のレイアウトを図面化し、コストを含めた比較を行うのが一般的である。

レイアウトの中でも特に重要となるPV架台傾斜角は、年間最大発電量が得られる傾斜角で設定するのが望ましいが、架台・モジュール強度を考慮し、その他の諸条件（積雪・風圧等）も検討した上で決定する。また、太陽光発電では、設置予定箇所の日射状況が、収益に大きな影響を与えることから、過去の周辺気象データの確認や、設置予定箇所での実測による気象データ観測などを実施し、年間発電量を想定する必要がある。

1) 年間最大発電量が得られる最適傾斜角度検討

発電シミュレーションによるPV架台（以下、アレイ）の最適角度は、アレイ単独設置時と大規模太陽光発電所のような連続設置時では前方アレイの影響を考慮すると、最適な傾斜角に違いが生じる（3.2.5 参照）。単独設置時の最適傾斜角は、傾斜面での直達日射、散乱日射、反射日射（図4.3-1 参照）を合成した値が最大となる角度である。一方、大規模太陽光発電所のようにアレイが連続設置される場合、前方アレイの影響により、同じ角度で設置した単独設置アレイと比べ、傾斜面での日射成分が減少することとなる。したがって、これらの影響を考慮して最適傾斜角を設定すると、単独設置時と比べ、傾斜角は小さくなる。

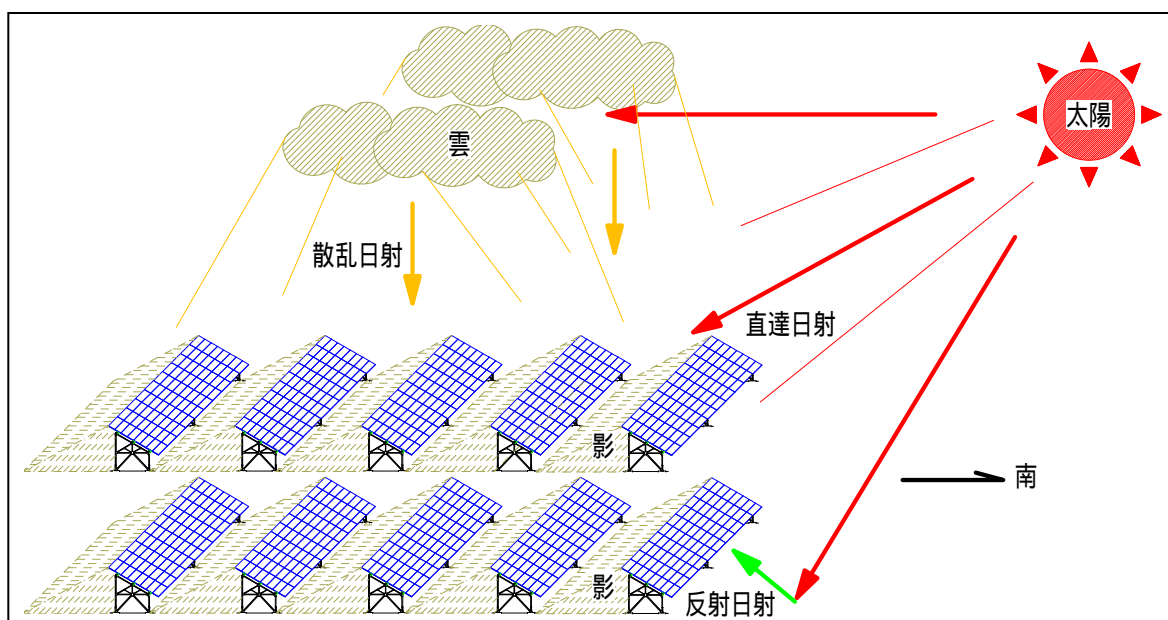


図 4.3-1 日射イメージ図

また、前方アレイによる影響は、アレイ間の距離を広げることで低減させることができるが、レイアウトを考慮する上で計画地点の有効敷地面積や土地の形状等も考慮し、詳細検討を行う必要がある。

図 4.3-2 にアレイ間隔を式 4.3-1 で定義した場合の日射量・傾斜角の関係についての稚内地点計算例を示す。

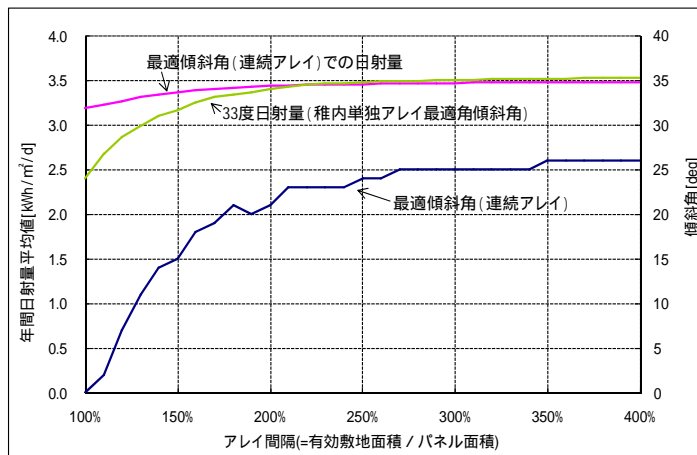


図 4.3-2 アレイ間隔と日射量・傾斜角の関係
(稚内地点計算例)

$$\text{アレイ間隔}[\%] = \text{アレイ間距離}[\text{m}] / \text{アレイ斜辺長}[\text{m}] \times 100 \quad \cdots \text{式 4.3-1}$$

アレイ間隔を広げると、各最適傾斜角での日射量は増大するが、アレイ間隔が 200% を超えるあたりからその伸びは鈍化している。アレイ間隔については、冬至の南中 ±3h で影が掛からない配置が望ましいとされているが、大規模太陽光発電所の場合、アレイ間隔を広げすぎた結果、敷地内に設置できる発電所全体でのアレイ数が減少し、総発電量が減少することも考えられるので、その点についても検討が必要である。

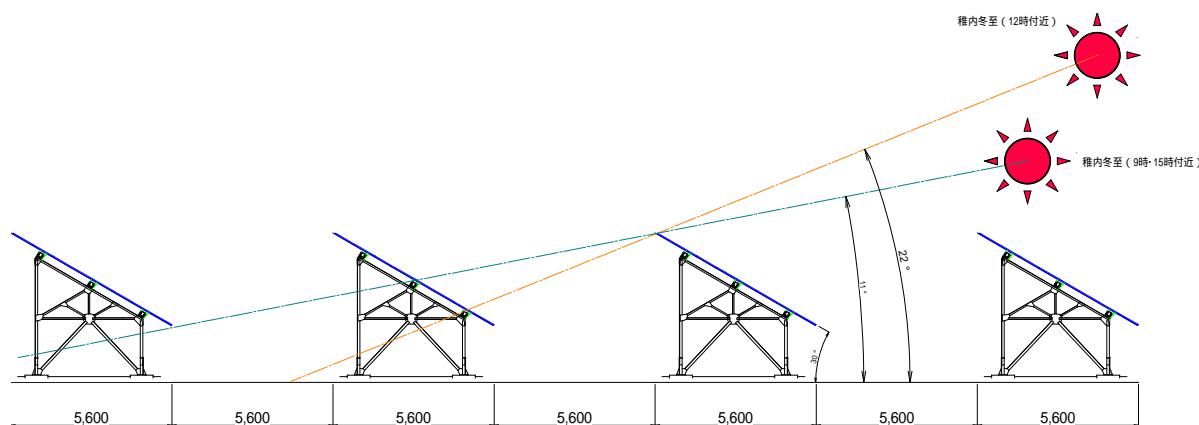


図 4.3-3 アレイ設置例 (稚内サイト)

2) 積雪や風圧荷重を考慮した傾斜角検討について

前項では、前方アレイの影響を考慮した大規模太陽光発電所での最適傾斜角を説明したが、地域によっては、日射量のみを考慮し最適傾斜角を設定すると、積雪・風圧等の問題により設置コストが増加する場合がある。積雪地区では傾斜角を大きくした方が、耐積雪荷重が軽減でき架台コストが下がる。一方、風圧荷重が多い地区(台風等の影響を考慮)

では傾斜角を小さくする方が耐風圧荷重が軽減でき架台コストが下がる。また、積雪地区であって、冬季間もある程度の発電量が必要な場合は、年間発電量は下がるが、傾斜角を大きくとり落雪を確実に行う事が必要である(例として積雪地区の道路標識表示電源など)。

3) PV モジュールの取り付け方向

一般的な PV モジュールは長方形であるが、設置する際、長辺が上下位置にある場合を横設置、長辺が左右位置にある場合を縦設置と呼ぶ。製造メーカーによっては、取り付け方向を縦または横のいずれかに限定する場合があるので、PV アレイの構造を踏まえ、製造メーカーを選定する必要がある。また、PV モジュールには既存屋根などの取り付けに対応した、上部より取り付け可能な PV モジュールがある。このようなモジュールは地上設置の太陽光発電には不向きであり、一般的な下部から取り付け可能なタイプを推奨する。

(1) PV モジュール強度による方向指定

一般的に PV モジュールの長辺側のフレームは強度が強く、短辺側は長辺方向より強度が低い。フレームが歪むと、ガラス面とフレーム間にあるパッキンに緩みが出てモジュール内部に水や埃が進入し劣化や故障の要因となる(図 4.3-4 参照)。積雪などフレームに負荷がかかる場合や長期設置によるフレーム歪みを考慮すると、PV モジュール下部は強度の高い長辺側を設置すると良いと言われており強度的には横配置が有利である。

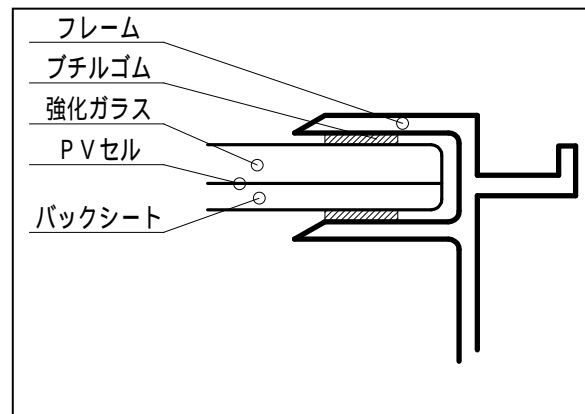


図 4.3-4 PV モジュール断面例

(2) PV モジュール種類(発電素子の違い)による方向指定

結晶系 PV では内部の直列接続パターン形状を考慮すると(図 4.3-5 参照) 水平影が出来やすい場合は横設置方向が適している。特に積雪は溶け始めるとモジュール下部に溜まりやすくなり、縦設置の場合はセル直列の一部が発電しないことで、ストリング全体に影響を及ぼすこととなる。積雪地区では縦方向の方が落雪効果は高くなるが、発電効率を考慮すると横方向が有効である。

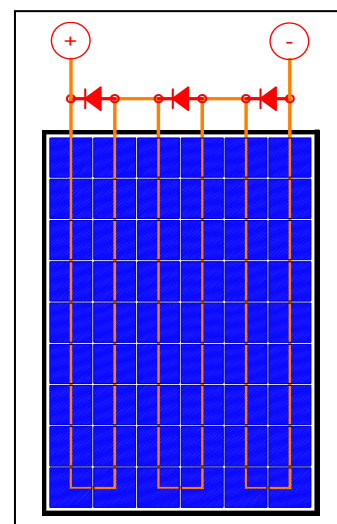


図 4.3-5 PV モジュール内部結線例

一方、化合物系やアモルファスはその構造から取り付け方向が限定される場合が多く（図 4.3-6、7 参照）結晶系のように縦横どちらでも可能という場合は少ない。理由は細長い形状の発電素子を重ねて接続している場合が多く、接続間にバイパスダイオードは入っていないため 1 つの発電素子が影や埃、雪などの影響により発電しなくなると、PV モジュール全体に影響が及ぶためである。

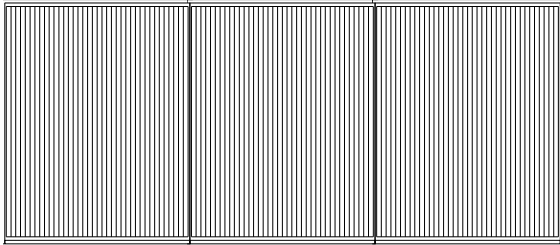


図 4.3-6 化合物系モジュール

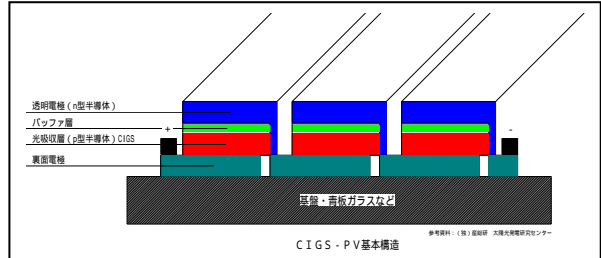


図 4.3-7 化合物系モジュール内部構造

(3) PV モジュール排水機能による方向指定

PV モジュールには排水を促進させるためにフレームに切り込み（スリッド）などを設けている構造のものがあり、配置した場合にこの部分が下部になるようにする必要がある。

(4) 積雪、汚れ影響を考慮した場合の方向指定

積雪や表面汚れ時には、横設置よりも縦設置のほうが、雪・雨の滑落面積を多く取れることから有利となる。ただし、(2) で述べたように水平影が発生する場合には横配置が有利となることから、影の状況等を考慮し、方向を決定することとなる。

4) PCS 配置検討

PCS の配置は、大別すると分散配置方式と集中配置方式があり、集電構成による発電効率に与える影響度が大きいいため PV レイアウトと同時に検討する必要がある。

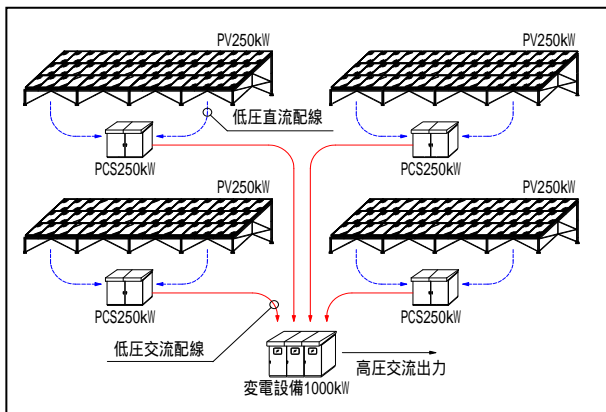


図 4.3-8 PCS 分散配置例

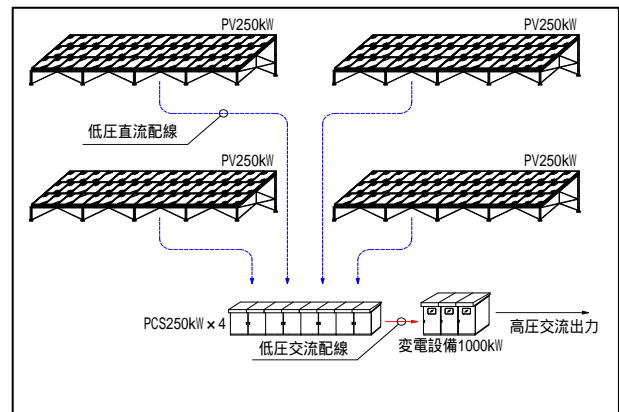


図 4.3-9 PCS 集中配置例

図 4.3-8、9 は PV 容量 1MW での設置例である。分散配置は設計変更の可能性がある場合や、増設の可能性がある場合に、個々に機器設置を行うため有効である。また、事故などによる機器故障がある場合でも、故障点を切り離し易いメリットがある。一方、集中配置は集電を直流で行い、電力ロスの多い低圧交流配線を少なくしているため、分散配置と比較すると発電効率は高い。

稚内サイトの例では、平成 18 年度から 4 期に分け工事を行ってきたが、 期～ 期を分散配置、 期を集中配置とし、 期設備では変圧設備と PCS を一体型として(図 4.3-10)、更なる効率向上を図った。図 4.3-11 および図 4.3-12 にコストおよび発電効率比較を示す。

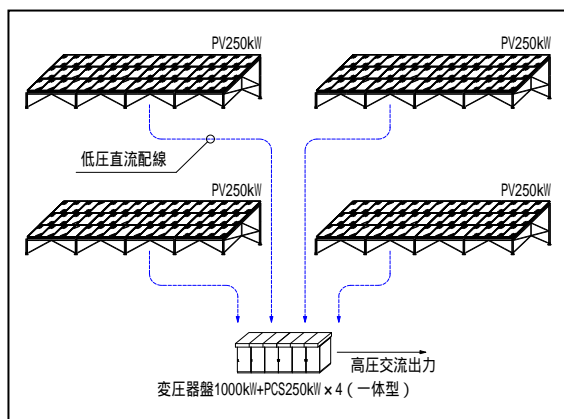


図 4.3-10 PCS 集中設置 (稚内適用例)

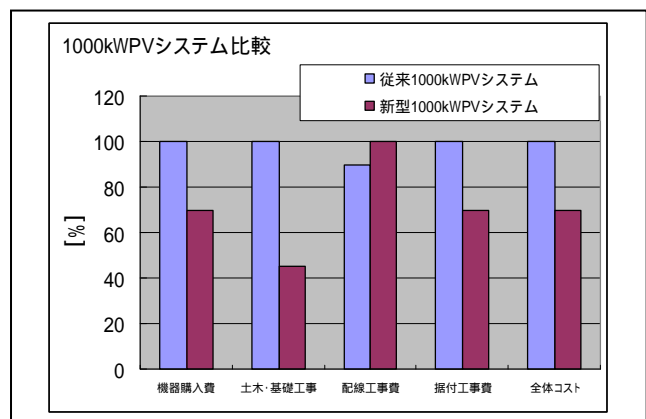


図 4.3-11 新型・従来型 PV システムコスト比較

コストおよび発電効率共に PCS 集中配置 + 変圧器一体型が有利という結果となった。
(P4、5 - 従来型、P6- 新型)

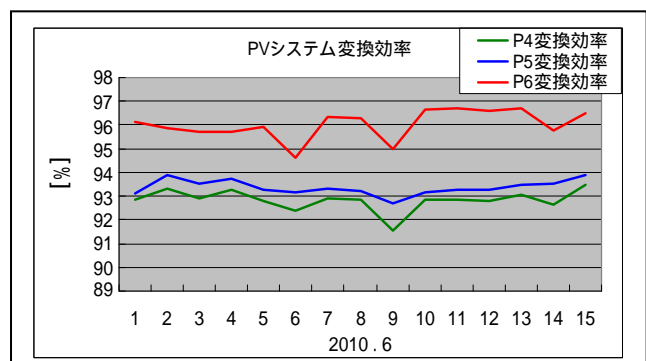


図 4.3-12 新型・従来型 PV システム変換効率比

5) その他検討事項

レイアウト検討では前項までに述べた事項のほか、下記の項目についても考慮が必要である。建設予定地の地域事情等も考慮し、十分に検討を行っていただきたい。

建設予定地の設備構築可能面積、起伏・形状のデータ

建設予定地の山陰、付近の樹木、建屋、煙突、鉄塔のデータ

使用予定の PV モジュール寸法

アレイの形状 (最低地上高 (積雪および雑草を考慮)、PV モジュール段数)

変圧器、PCS、集電箱等の寸法

建設予定地の特殊事情 (法的制約、近隣企業や住民事情、生息動物、野鳥 etc)

4.4 電気設計

4.4.1 PCS 仕様選定

住宅用を対象とした小出力太陽光発電用 PCS (20kW 未満) については、JIS C8980 (2003) 及び財団法人電気安全環境研究所 (JET) 認証試験により、製造時の性能・仕様および系統連系時の機能と安全性確認試験方法について統一化されている。しかし、産業用 (20kW 以上) やメガソーラ発電用の中容量・大容量 PCS については、その仕様を定めた JIS 規格等が制定前の段階にある他、安全性確認試験方法を定めた規定・基準も、分散形電源系統連系用電力変換装置 (JEC-2370-2005) 等があるものの、製造メーカーにより設計に差異があるため仕様選定時には検討が必要となる。以下に、大規模太陽光発電用 PCS の選定における検討要素を示す。

1) 単機容量

事業用 PCS のラインナップは 10kW ~ 500kW と現在では多くの種類が存在する。大規模太陽光発電所においては、1ヶ所の敷地に設置を行なう場合、1種類の PCS を選定するケースが多いが、分散された敷地の場合は数種類の PCS 容量を選定するケースもある。ただし、数種類の PCS を採用した場合であっても、中間変圧などで電圧や位相が同様であれば連系上の問題は無い。

容量選定に関する条件としては、コスト、変換効率、制御方式、設置および保守の容易さなどが上げられる。また、系統により電圧変動対策を要求される場合もあるので、対策可能な機器や付加機器による対策などを調査する必要がある。

大規模太陽光発電所では、一般的に 250kW の容量が多く使用されている。理由としてコストパフォーマンスに優れ、実績が多い点やラインナップも豊富な点が上げられる。

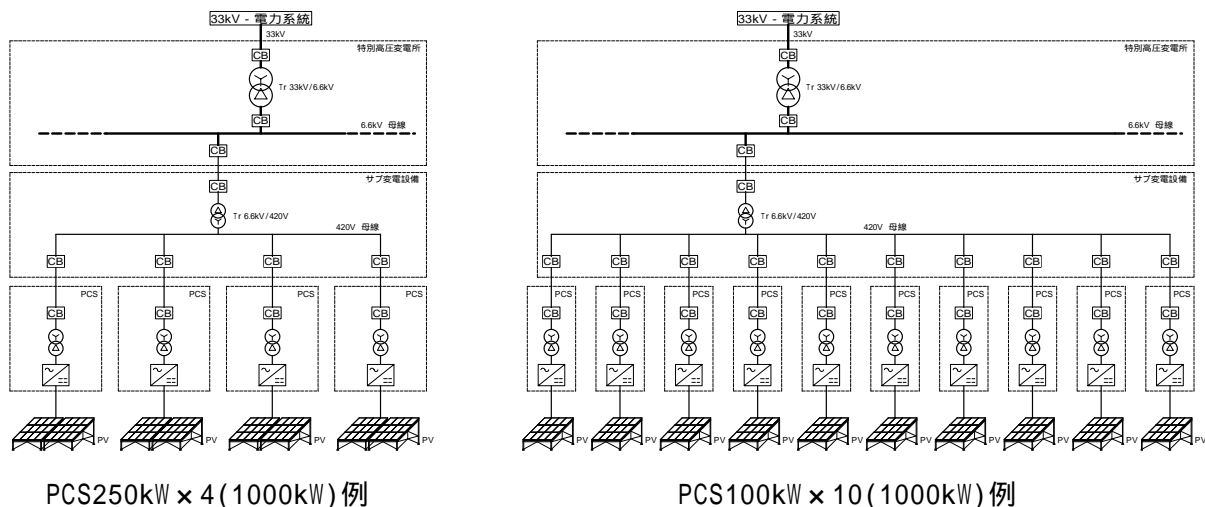


図 4.4.1-1 PCS 構成例

図 4.4.1-1 では PCS250kW または 100kW で出力 1000kW の発電所を構成した場合の例であるが、単機容量の大きい PCS の方は台数が少なく経済性や維持管理面でも優位となる。現在では 250kW 以上の PCS も開発が進んでいるが出力電圧が 420V の場合、電流値が大きくなり汎用品ケーブルでは対応不可などの問題が発生する可能性があるので注意が必要である。

近年、PCS 内に昇圧用変圧器の無いトランスレスタイプが多く生産されるようになってきている。トランスレスタイプは、変圧器が無い分ロスもが減少し、機器設置スペースも変圧器内蔵タイプと比べ小さく、販売価格も低下傾向であり、今後、採用が増加すると考えられる。問題点としては、系統側と PCS が直接接続されると絶縁の信頼性が下がる点や、変圧器に並列接続される場合、事故検出機能により複数台に影響が出る可能性があり、導入時にはメーカーと十分協議が必要である。

2) 電気変換効率

PCS は PV の直流電力を交流電力に変換する装置であることから、変換時のロスが少なく変換効率が高いほど良い。注意すべき点として、仕様書に記載されている変換効率は定格出力時であり、それ以外の出力帯での変換効率は記載されていないケースが多い。PV が定格出力で発電できる時間帯は少なく、昼間で多く占めるのは 20%~80%程度の出力である。このような特性を考慮した場合、定格出力時よりも 20%~80%程度の出力時の効率の方が運用に大きな影響を与えるため、この点も考慮の上、選定する必要がある。

3) 直流入力電圧

同じ出力で比較した場合、直流入力電圧（入力動作範囲電圧）の高い方が電流を少なくするので、直流回路での電圧降下が少なく発電ロス軽減が期待できる。また、PCS の直流電圧上限値が高いほど、太陽電池の直列数を増やすことができ、結果として並列数を減らすこととなるため、アレイ回路から PCS までの配線工事コストの低減につながる。

国内の基準では直流 750V 以下を低圧としており、PCS も 750V 対応のタイプもあるがケーブルや端子などは耐電圧 600V のものが多いので、システム電圧は 600V 以下が一般的である。

4) 交流出力電圧

交流出力電圧について、低圧であれば 210V または 420V、高圧であれば 6.6kV 出力の PCS があり、交流の集電方法や変電設備との整合を取りながら選定する必要がある。

広大な敷地の場合、送電ロスが懸念されるので可能であれば昇圧に高圧変圧器を用い、送電電圧を 6.6kV とする方が良い。

5) 保護機能

PCS の保護機能としては、系統連系保護と装置保護の 2 つに大別できる。

系統連系保護は、系統過電圧 (OV)、系統不足電圧 (UV)、系統周波数上昇 (OF)、系統周波数低下 (UF)、単独運転検出 (受動、能動) の 6 つの要素が標準的に実装されている。メガソーラ発電所では、構内に複数台の PCS が運転するため、単独運転検出 (能動) の干渉による検出感度の低下が懸念される。PCS によっては PCS 間を光ケーブルで結び、同期を取ることによってこの問題に対処しているものもある。メーカー毎に対応が異なるため、個別に確認する必要がある。また、別の対処方法として、発電所の連系点に系統連系保護装置を設置し、各 PCS にこの保護装置の動作信号をハードワイヤで伝送し、各 PCS の系統連系保護装置をマスクするという方法がある。この方法を行なうには PCS 側で外部リレーを受け付ける機能が必要となる。

装置保護については、装置を保護する目的と、装置が故障した場合に系統から切り離すという 2 つの目的を有している。装置保護については装置内部の構造に依存する部分が大きいので、メーカー毎に故障項目が異なる場合が多い。

6) 遠隔監視制御機能

自家消費を主な目的とした太陽光発電設備と異なり、発電所としての運用を行なう太陽光発電設備の場合、遠隔での監視制御機能が必要になる場合が多い。PCS は日射があれば発電し日射がなくなれば待機運転するという自動運転機能で運転を行なうが、常時は自動運転を行ないながら、電力系統側からの要請によって停止させなければならないこともある。その場合、遠隔から停止制御できる機能が必要となる。

7) 塩害対応

塩害対策としては、屋外用パッケージに PCS を内蔵し、発生する排熱をエアコンやフィルタ付の換気ファンで熱交換を行なうのが一般的である。遠隔で監視する場合、屋外パッケージ内の温度やエアコン機器の故障が管理可能なシステムを推奨する。エアコンや換気ファンは、PCS が稼動してない夜間にも作動する場合があるが、PCS の耐熱範囲を考慮し、極力動作しない制御とし、夜間消費電力を抑える事が望ましい。

4.4.2 直流側設計

PV レイアウトや PCS の配置、機器仕様がある程度決定したのち、PV 出力を集約する（以下、集電）方式のシステム設計が可能となる。集電設計は直流側と交流側に分類できるが、本項では直流側集電設計について述べる。

1) 機器の組合せ

PV と PCS の組合せは様々な形が考えられるが、基本的には PCS は PV 合計出力と等しい容量を選定することとなる。しかし、PV 出力合計は端数が出ることも多く、PCS 容量より若干高くなる場合が多い。図 4.4.2-1 に集電方式例を示す。

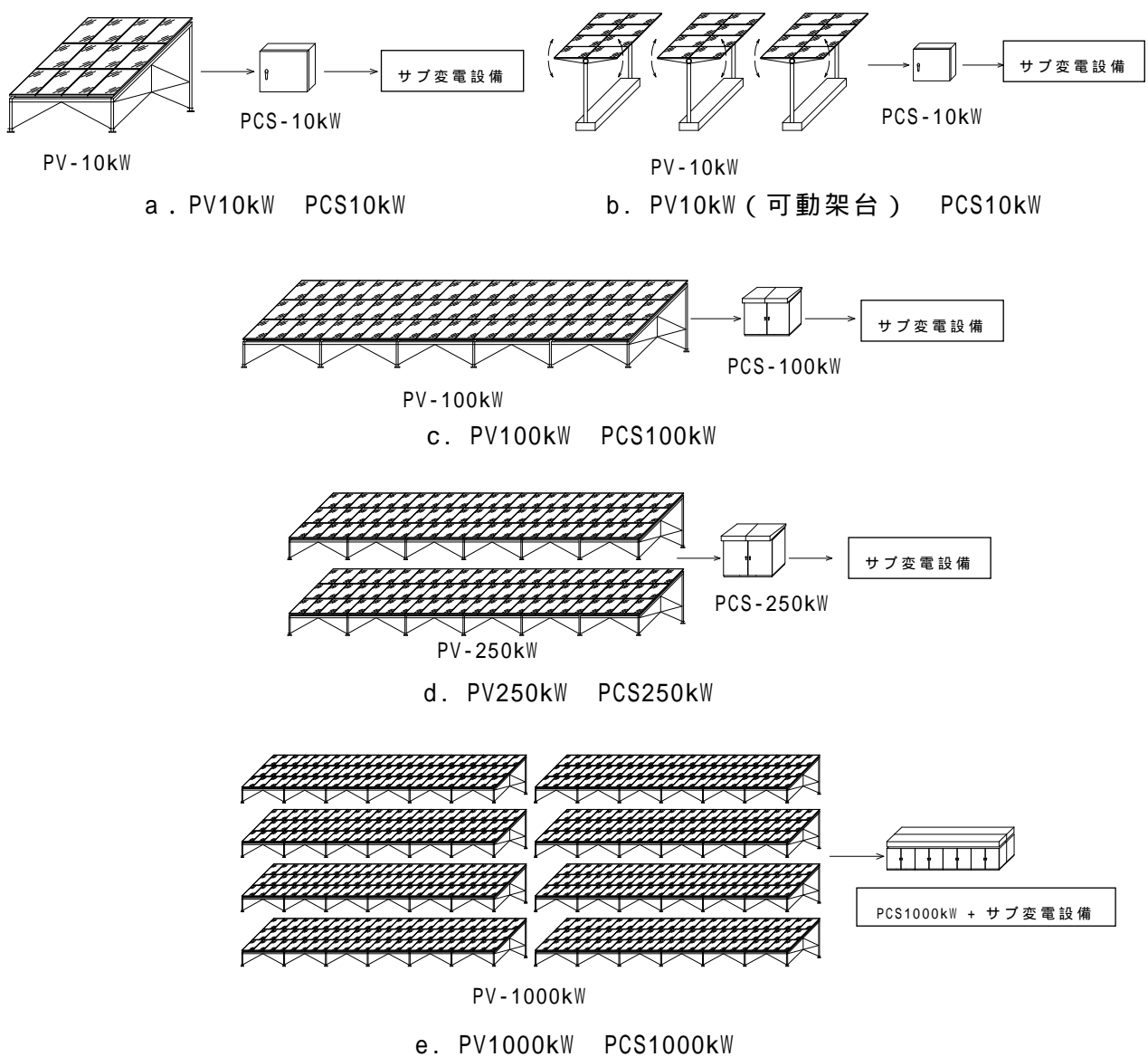
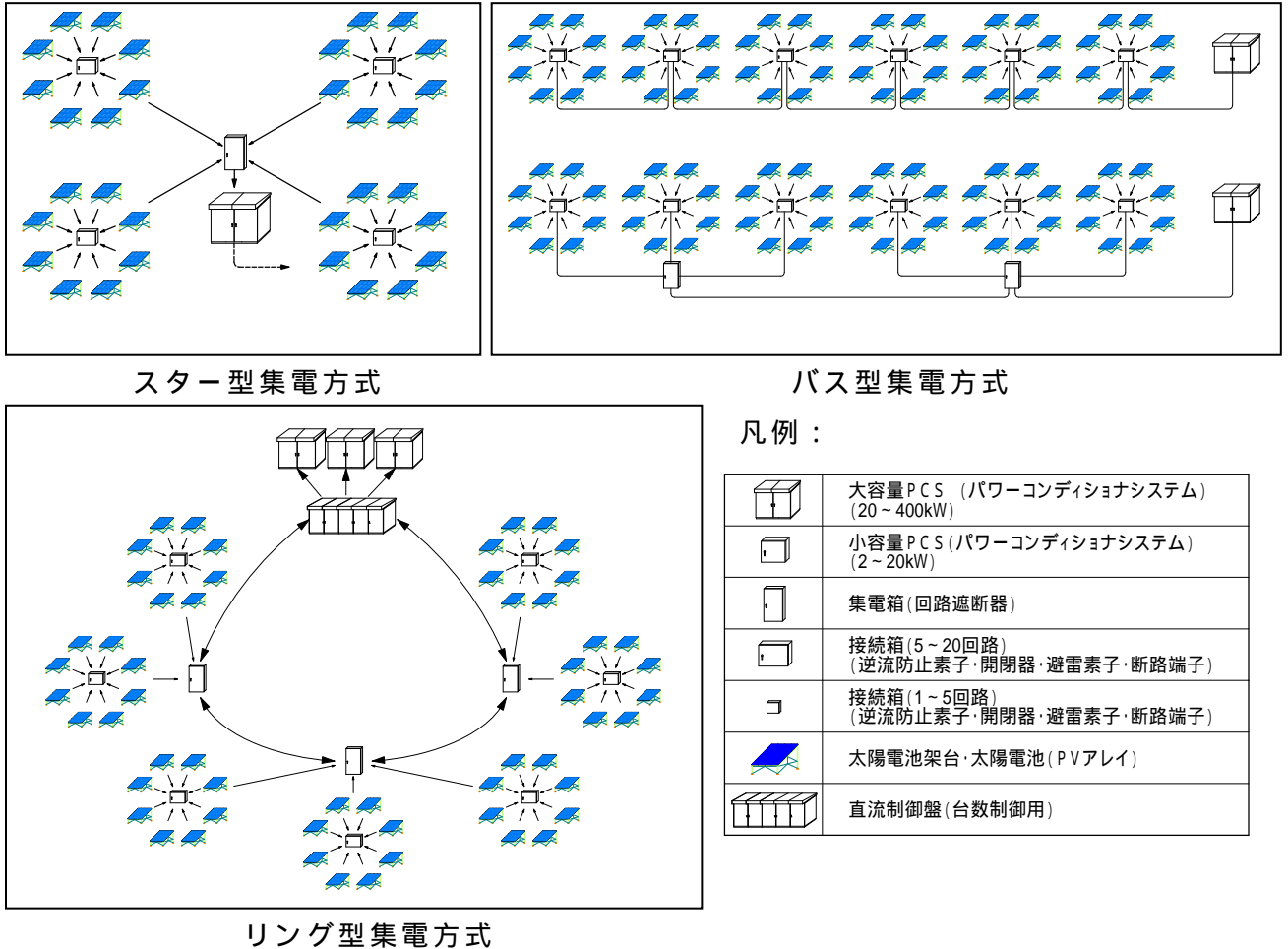


図 4.4.2-1 直流側集電方式の例

2) 集電方式の種類

大規模太陽光発電の集電方式(図 4.4.2-2)には、スター型集電方式、バス型集電方式、リング型集電方式が考えられるが、一般的にはスター型集電方式が多い。



凡例：

	大容量PCS (パワーコンディショナシステム) (20~400kW)
	小容量PCS (パワーコンディショナシステム) (2~20kW)
	集電箱(回路遮断器)
	接続箱(5~20回路) (逆流防止素子・開閉器・避雷素子・断路端子)
	接続箱(1~5回路) (逆流防止素子・開閉器・避雷素子・断路端子)
	太陽電池架台・太陽電池(PVアレイ)
	直流制御盤(台数制御用)

図 4.4.2-2 直流側集電方式の例

3) 直流側集電方式の設計検討事例

PV250kW 設置時の直流側集電方式検討事例を示す。注意点としては、結晶系 PV モジュールを寒冷地区に設置する場合、低温発電時は通常よりも電圧が高くなる傾向がある。そのため、PV 仕様書などに記載の温度依存特性グラフ(図 4.4.2-3)を参照し、最大開放電圧を考慮する必要がある。

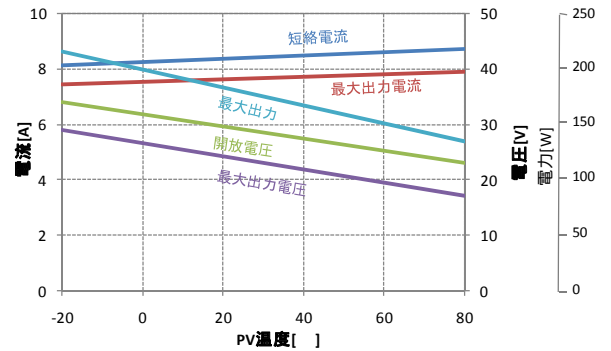


図 4.4.2-3 PV 温度依存特性例

【設計条件】

- ・ PV モジュール枚数 :
250kW / 178.6W 1400 枚以上
- ・ 直流入力電圧範囲 250 ~ 450V
- ・ 開放電圧 500V 以下
- ・ PCS 入力回路 2 ~ 15 回路程度 (任意設定)
- ・ 開放電圧倍率 1.2 (任意設定)

【設計例 (4パターン)】

11 直列 128 並列 = 1408 枚

入力電圧 23.8 V × 11 枚 = 261.8V

開放電圧 29.4 V × 11 枚 × 1.2 = 388.08V

12 直列 117 並列 = 1404 枚

入力電圧 23.8 V × 12 枚 = 285.6V

開放電圧 29.4 V × 12 枚 × 1.2 = 423.36V

13 直列 108 並列 = 1404 枚

入力電圧 23.8 V × 13 枚 = 309.4V

開放電圧 29.4 V × 13 枚 × 1.2 = 458.64V

14 直列 100 並列 = 1400 枚

入力電圧 23.8 V × 14 枚 = 333.2V

開放電圧 29.4 V × 14 枚 × 1.2 = 493.92V

回路電圧は PCS 最大許容電圧直近が効率面から望ましく、また、PV モジュール枚数が少ない方がコスト面からも有利であることから、上記設計例では が最適となる。接続箱はメンテナンスや他回路との電圧・電流比較を行うため、接続方法を PCS 毎に同じ仕様とし、設置数は PCS 容量と集電用ケーブル容量を考慮して決定する。検討結果を以下に示す。

【集電検討結果】

- ・ PV モジュール 1400 枚 (178.6W × 1400 枚 = 250.04kW)
- ・ 接続箱 25kW × 10 面 (10 回路)
- ・ PCS 入力電圧 : 333.2 ~ 493.92V (計算値)
- ・ PCS 入力電流 : 0 ~ 751A (計算値)
- ・ PCS 入力回路 : 10 回路

表 4.4.2-1 PV モジュール仕様

PV モジュール種類	多結晶シリコン
定格最大出力 (Pmax)	178.6(W)
開放電圧 (Voc)	29.4(V)
短絡電流 (Isc)	8.15(A)
最大出力動作電圧 (Vpmax)	23.8(V)
最大出力動作電流 (Ipmax)	7.51(A)
最大システム電圧	600(V)

表 4.4.2-2 PCS 仕様

PCS 容量	250(kW)
インバータ制御	電圧形電流制御方式
電力制御	最大電力追従制御
直流定格運転電圧	250 ~ 450(V)
直流最大許容電圧	500(V)
交流定格電圧	420(V)

配線設計時の注意点として、大規模太陽光発電所は広大な敷地に、PV モジュールを設置し集電を行うため配線距離が非常に長くなる。そのため、電圧降下による電力損失の低減が重要となる。まず、PV モジュール～PCS 間の直流配線は線路の導体抵抗を考慮すれば良いので、多少配線距離が長くても電圧降下は少ない。又、高圧交流配線も電流が少ないため電圧降下による損失は少ない。問題となる箇所は PCS～サブ変電設備間などの通過電流が多い低圧交流配線である。機器の配置を検討する場合、この部分の配線距離を十分に考慮して電圧降下抑制とコスト低減を両立させる設計が必要である。

4) 接続箱

接続箱は PV スtring 回路の集約を行うものであるが、保守や点検時に回路を分離し、点検作業を容易に行う役割も担っている。ある String 回路が故障した場合でも、その部分のみ切り離し、健全な回路のみで運用を継続することができる。構成としては主幹 MCCB、避雷素子、逆流防止ダイオード、断路端子などである（図 4.4.2-4、5、6 参照）。以下に各々の役割を示す。

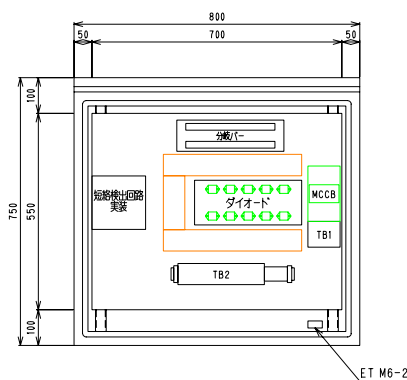


図 4.4.2-4 接続箱仕様図

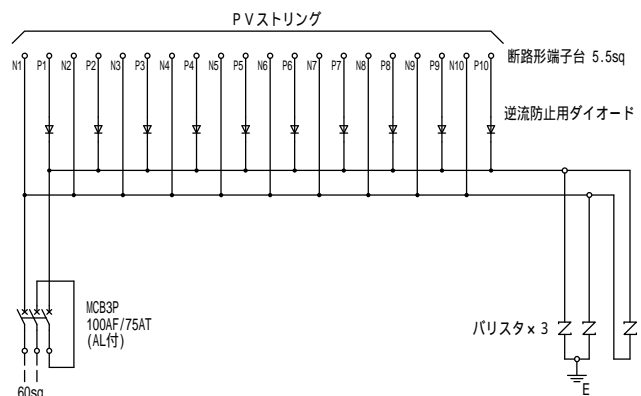


図 4.4.2-5 接続箱単線結線図

【主幹 MCCB】

通常、MCCB (配線用遮断器) は回路の過電流保護として用いられるが、PV 接続箱の主幹 MCCB の役割は、数回路の PV String と他集電回路の切り離しが主目的である。選定サイズとしては接続箱に接続されている PV String の合計電流より大きい、直近上位タイプを選定する。ただし、接続箱内で短絡事故があった場合は他回路からの電流が流入する可能性もあり、この場合は過電流保護という側面もある。MCCB 選定時の注意点として、直流対応型である事と、使用電圧により 3 極直列に接続し接点数を増やし、遮断時に MCCB 内のアーク発生を抑える設計とする必要がある。

【避雷素子】

PV スtring毎に線間及び対地間に避雷素子による保護を行う。また、雷害頻度によっては、主幹 MCCB に対しても雷保護を検討すべきである。なお、稚内サイトの事例では、雷害頻度が少ないことから、数回路の PV Stringを接続した線間および対地間に対し、バリアブルレジスタによる保護を行っている。

【逆流防止ダイオード】

PV の逆電流による事故を防止する目的で設置する素子である。

稚内サイトの事例では、2 種類の逆流防止ダイオードを採用した。～ 期工事分では低コスト及び高耐熱性を重視し、ブリッジダイオードを選定した。また、期工事では JIS で明確に逆流防止ダイオードの仕様が示されたため、正方向の最大電流を流し得ることと、逆方向の最大電圧の 2 倍に耐えるものを採用した (JIS-C0364-7-712)。

注意点として、通電時の発熱に対する耐熱温度の確認と、接続箱内の換気や放熱処理があげられる。特に塩害地区で気温の高い場所に設置する場合、盤内部を塩害から離隔するため密閉型を採用するケースがあり、この場合は放熱版と盤裏面などを熱伝導しやすい構造とし、放熱を促進する必要がある。非密閉式で強制ファンによる換気を行う場合は、塩害用フィルタなどを用い極力盤内に塩分の進入を防ぐ必要がある。いずれの場合においても、逆流防止ダイオードからの発熱はサーモラベルを使用して温度管理を行う必要がある。

選定時には、通電時の抵抗が少ないタイプとし、また、ダイオード裏面がカソード接地されている場合もあることから、その際は絶縁性のあるシリコン接着剤を使用し、絶縁を確保する。

【断路端子】

PV Stringが接続される端子。主幹 MCCB が「入」の状態を開閉すると断路端子を損傷する場合がある。そのため、必要に応じ、直流用 MCCB を採用する場合もある。

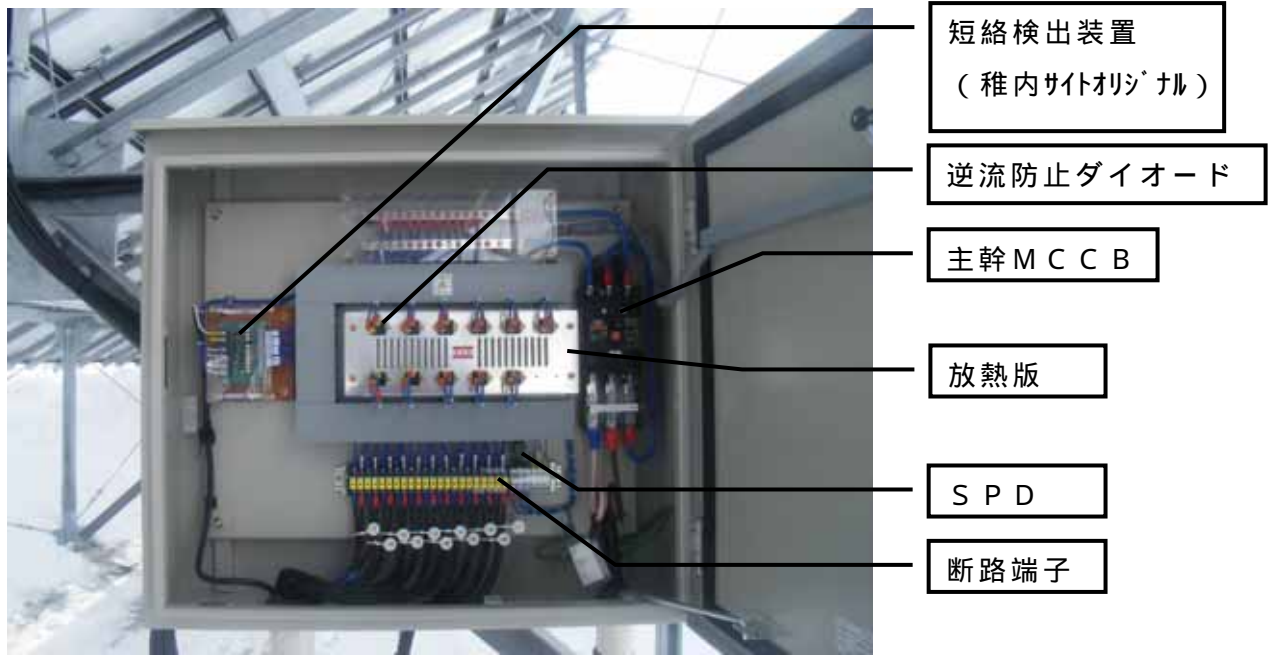


図 4.4.2-6 接続箱

5) 集電箱

集電箱は、接続箱で集電された PV 出力をさらに集約するものであり、保守や点検時にはあまり使用しない装置である（図 4.4.2-7、8 参照）。主に、主幹・分岐 MCCB で構成される。稚内サイトでの事例では、直流入力回路が 2 または 1 回路の大型 PCS に採用しており、PCS の直流入力回路が 10 回路程度ある PCS には採用していない。

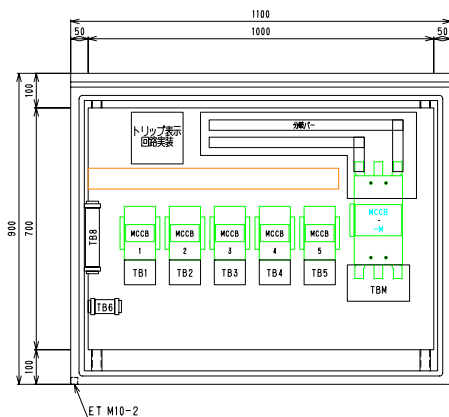


図 4.4.2-7 集電箱仕様図



図 4.4.2-8 集電箱姿図

6) PV モジュール種別による接続時注意点

単結晶、多結晶の PV スtring では直列接続のみという形態が多い。一方、薄膜系、アモルファス、化合物系 PV モジュールは 1 枚あたりの発電量が低いため、1 ス

トリングを直並列する場合が多い。並列回路構成時には、並列コネクタを使用するが、通常コネクタ内には逆流防止ダイオードがあることから、接続している1つの直列回路が短絡状態や発電不能となった場合でも検出は困難であり、故障が発見できない場合も考えられる。対策として、年に数回の全ストリングの開放電圧、短絡電流及び絶縁抵抗測定を行い、近隣回路との比較による事故・故障判断を行うことが考えられる。

4.4.3 交流側設計

大規模太陽光発電所は発電出力により、高圧（6.6kV）もしくは特別高圧（33kV、66kV、77kV等）での連系となる。一般的には、発電出力が2,000kW以下であれば高圧、超える場合は特別高圧連系となる。交流側集電設計は、発電出力から高圧又もしくは特別高圧のいずれかに連系することが決定した後、詳細検討が可能となる。

1) PCS 配置

PCSの出力電圧は低圧（210V、420V等）が大半であるが、大規模太陽光発電所の場合、広大な敷地にPVパネルを設置するため、PCS配置による損失等を考慮して設計する必要がある。大規模太陽光発電所でのPCS配置方式は、分散配置と集中配置のいずれかを選択することとなる。

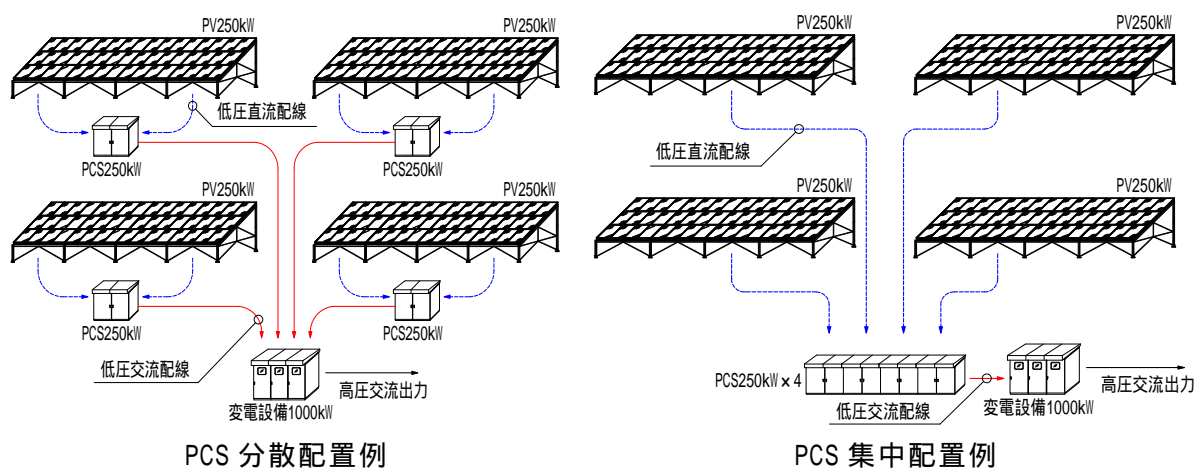


図 4.4.3-1 PCS 配置（1000kW 例）

図 4.4.3-1 は PV 出力 1000kW に対し PCS250kW を 4 台使用した配置例である。変電設備は分散配置の場合、PCS の中心付近や維持管理の容易な場所に設置を行う。集中配置の場合は PCS 近隣に設置を行ない、低圧交流配線を極力少なくする設計とする。

PCS 集中配置が可能で、PCS と変電設備メーカーが同一の場合は、PCS と変電設備を一体化し、さらに効率を上げることも可能である。稚内サイトでの事例では、実証研究事業という理由から、～ 期工事までを構築時の設計変更に対応可能な PCS 分散配置とし、期工事では PCS 集中配置及び PCS および変圧器等を一体化し、発電ロスを極限まで抑えることを目標として、既存の機器を基に新型システムを考案した（図 4.4.3-2、3 参照）。

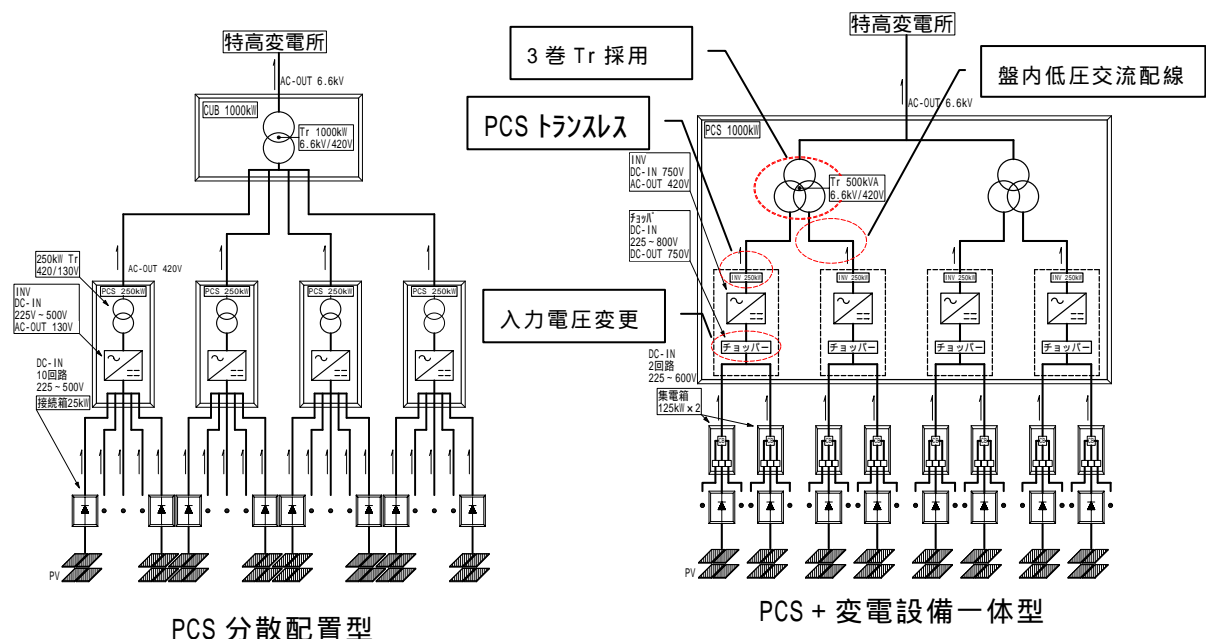


図 4.4.3-2 従来設備及び新型設備（1000kW 例）

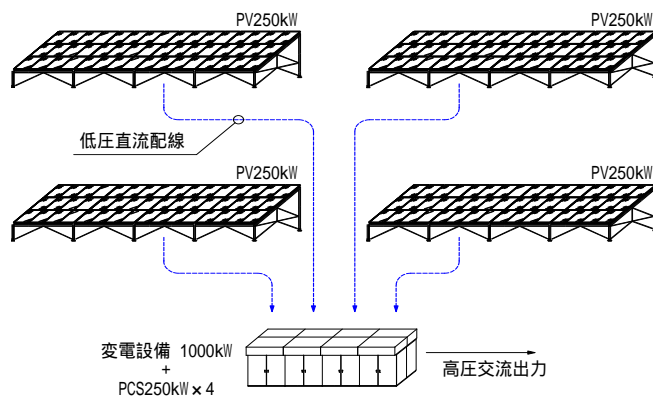


図 4.4.3-3 稚内サイト新型設備

従来機器からの改良点を以下に示す。

(1) 直流入力電圧の変更

PV からの直流入力電圧は PV 側システム電圧の最大値（600V）が理想であるため、最大入力を従来の 500V から 600V へ変更した。また、インバーター入力電圧を上げるため、PV とインバーター間に電圧チョッパ回路を取り入れた。

(2) PCS トランスレスの採用

従来型 PCS でもトランスレス型は存在しており、導入事例もあることや昇圧によるロス低減の上でトランスレスを採用した。しかし、トランスレスタイプのインバーターを並列に接続した場合、1 台の PCS が地絡事故などで停止すると、他の並列されたインバーターに影響を与えることがあるため、3 巻きトランスを採用し PCS 間の絶縁を確

保した。

(3) 盤内への低圧交流配線収納

PCS からの低圧交流出力は、配線亘長が長くなると電圧降下などによる損失が大きくなるため、機器一体化により盤内配線とすることで、ロス低減を図った。

(4) PCS 出力電圧及びトランスの変更

従来は PCS 内部のトランス 130V/420V と変圧器盤 420V/6600V という 2 段階昇圧方式を採用していたが、新型インバーターは 420V 出力タイプと 3 巻キトランスを採用することにより 1 段階昇圧方式とし昇圧による損失を低減した。

2) 構内電圧構成

大規模太陽光発電所での特別高圧連系時の構内電圧構成例を図 4.4.3-4 に示す。このように特別高圧連系を行う場合、構内の電圧構成は 3 階層となるが、高圧連系では 2 階層となる。

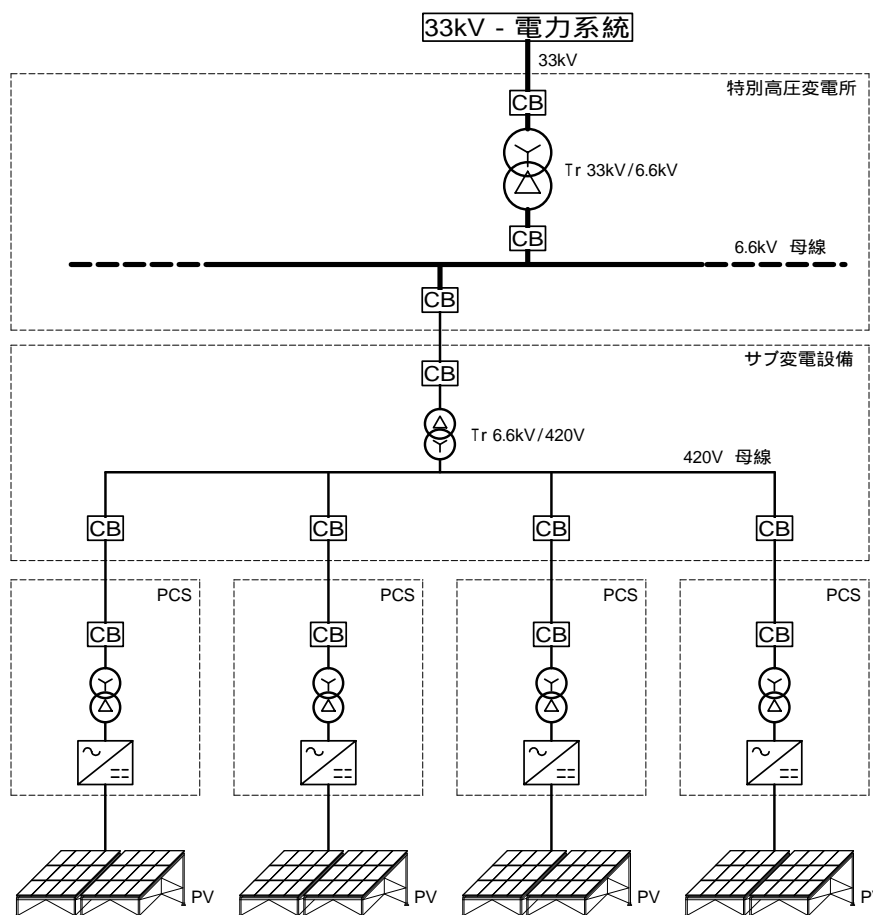


図 4.4.3-4 大規模太陽光発電所 構内電圧構成例

3) 交流側保護

大規模太陽光発電所を電力系統に連系して運転するためには、電力系統側事故時と発電所設備事故時のそれぞれに対し保護が必要である。それらの保護方式の考え方について、電圧構成毎に述べる。なお、発電所構内は3階層集電方式(66kV/6.6kV/420V等)であることを前提とする。また、保護方法については、設備形態等によりそれぞれ異なることから、以下に述べる事項は検討事例として紹介するものである。したがって、実際の設計時にあたっては、メーカー等と協議の上、進めていただきたい。

(1) 特別高圧回路の事故保護

特別高圧回路の保護に関しては、連系する電力系統側との保護協調を考慮する必要があることから、電力会社との協議が必要である。連系に必要な設備対策については、「系統連系規程(JEAC 9701-2006)」に記載されていることから、そちらを参照願いたい。

(2) 高圧回路の事故保護

地絡保護は、6kV回路の保護盲点を無くすため、接地形計器用変圧器(EVT)は主要変圧器6kV側と、主要変圧器6kV回路遮断器の間に設置する(図4.4.3-5)。これにより、この区間の地絡事故保護も検出可能となる。特高変電所高圧フィーダとサブ高圧設備間の高圧ケーブルの保護は地絡方向継電器(DG)により事故検出を行う。6kV回路の地絡保護は地絡過電圧継電器(OVG)と地絡方向継電器(DG)間に動作時限を設けることにより、事故区間の特定および系統からの切り離しを行う。

短絡保護は、特高回路用の過電流継電器(OC)と高圧フィーダ用過電流継電器(OC)との間に動作時限を設けて、事故時は事故回路の高圧フィーダ遮断器のみ開放されるよう設計を行う。

(3) 低圧回路の事故保護

地絡保護は、高圧変圧器中性相および低圧分岐回路に地絡過電流継電器(OCG)を接続し、これらのリレー動作によりサブ変高圧遮断器の遮断または低圧分岐MCCBの開放により、事故区間を系統から切り離すような保護を行う。

短絡保護は、高圧変圧器低圧回路の短絡保護はサブ変高圧側の過電流継電器(OC)、低圧分岐回路低圧ケーブル短絡事故は事故回路MCCBにて事故区間の保護を行ない、上位設備へ事故が波及しないよう配慮する。

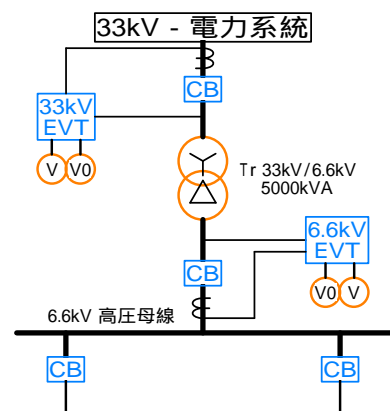


図 4.4.3-5 EVT 配置イメージ

4.4.4 耐雷設計

現状は、大規模太陽光発電システムに関する耐雷設計手法は確立されていない。そのため、建築物等の雷保護システムを参考に設計を行うこととなる。

耐雷設計の手順としては、まず、事前に建設予定地付近の雷発生頻度、雷撃電流値等について調査し（特に冬季雷）、雷被害の大きさ・頻度を推定する。次に、設備被害の影響と対策コストを考慮した上で、採用する雷保護システムの検討を行うこととなる。

雷保護システムは外部雷保護システムと内部雷保護システムに分類される。外部雷保護システムとは受電部、引き下げ導体および接地システムで構成されており、雷を受電部で捕捉し、サージを効果的に大地に流すためのものである。また、内部雷保護システムとは雷電磁インパルスによる影響を低減させるため、等電位ボンディング¹、遮蔽等の施工、サージ保護デバイス（SPD）等の対策を指す。これらの具体的な設計手法等については、専門書を参照していただきたい。

大規模太陽光発電所での検討事例として、外部雷保護システムでの設計例を図4.4.4-1～3に示す。これらは受電部としてアレイ上部に棟上導体を設置し、回転球体法²により検討したものである。

- 1 落雷時に発生する誘導雷サージが進入しても、金属部分間および各機器間の電位差を発生させず危機を保護する接続方式。
- 2 2つ以上の受電部に同時に接するように、または1つの受電部と大地とを同時に接するように球体を回転させるときに、球体表面の包絡面から被保護物側を保護範囲とする方法。

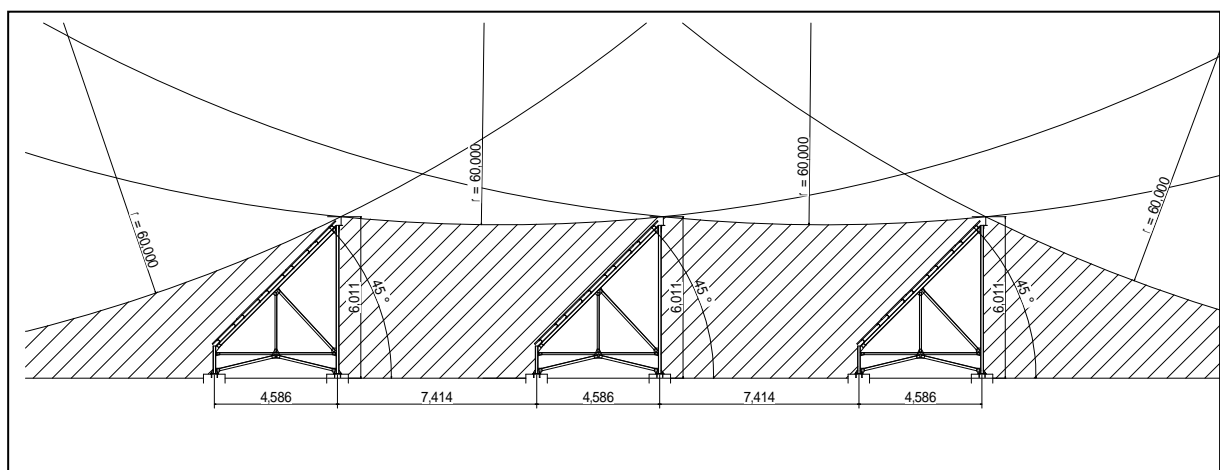


図 4.4.4-1 回転球体法検討例（南北方向）

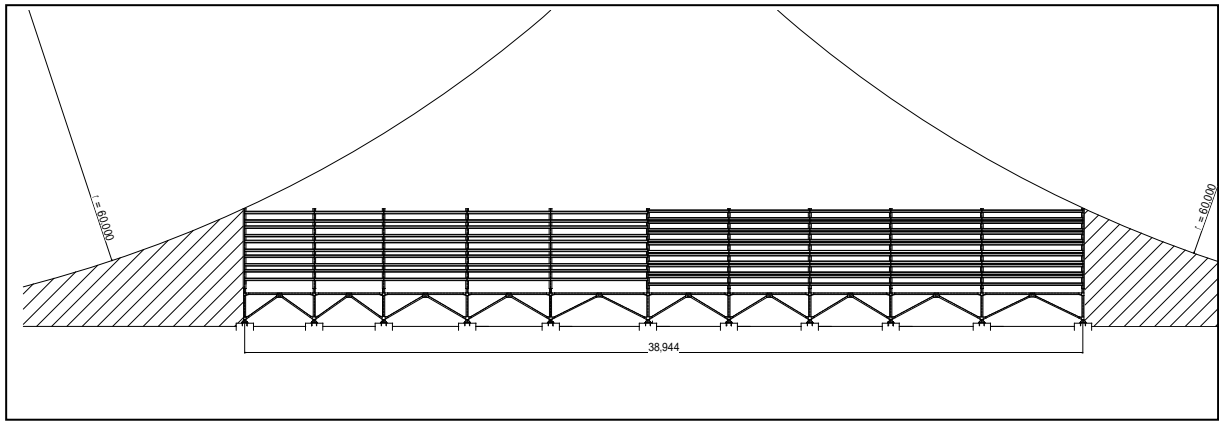


図 4.4.4-2 回転球体法検討例（東西方向）

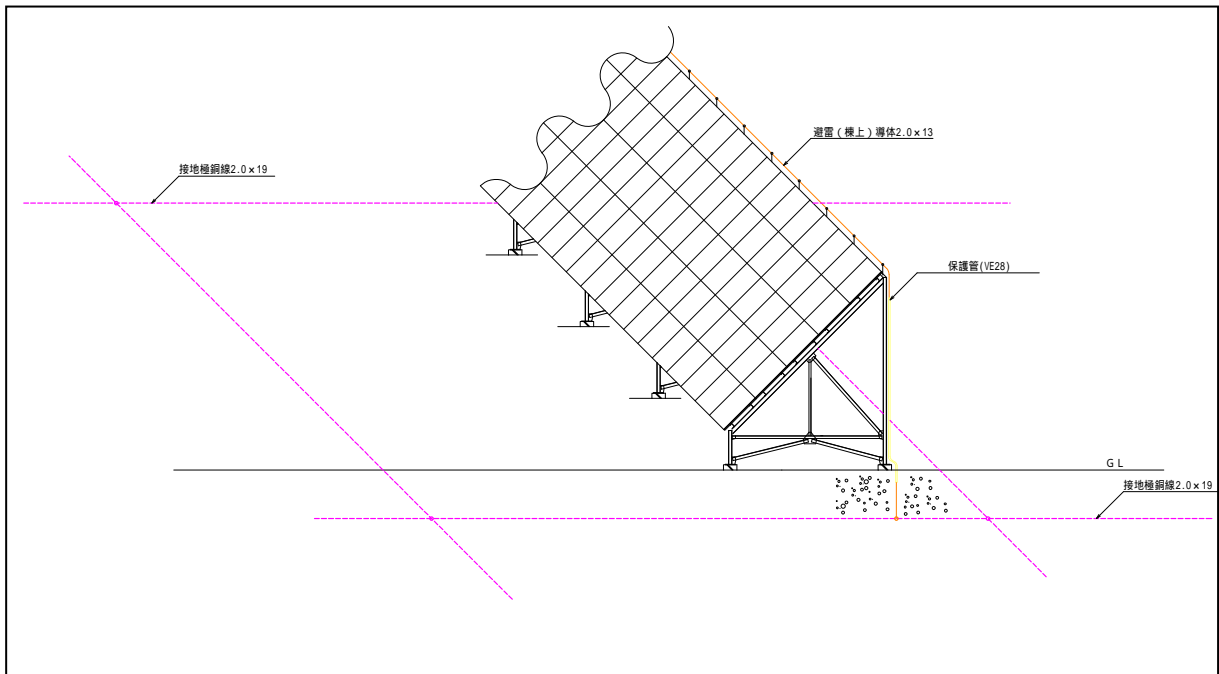


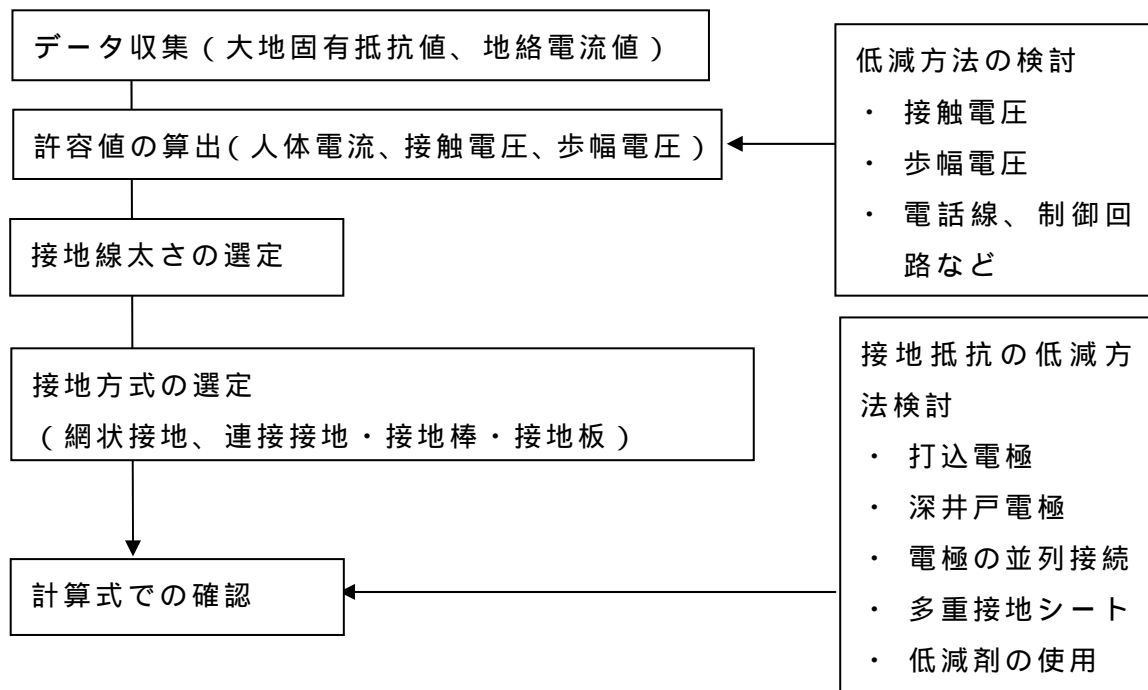
図 4.4.4-3 外部雷保護システム 施工図

4.4.5 接地工事

接地の目的は、役割によって強電用接地と弱電用接地の2種類に大別され、強電用接地は保安用として常時は接地系に電流が流れない安全を目的としている。一方、弱電用の接地は回路機能用であり、常時でも電流が流れ、安定を目的としている。ここでは、保安用を目的とした強電用接地を対象として、以下に発電所構内の接地方式（網状接地など）、機器接地、雷害防止接地等の例について概要を示す。

1) 接地方式の設計手順

接地工事は、雷サージや系統に発生する異常電圧に対し保守員等の感電防止と電気機器及び低圧回路の絶縁保護を目的としており、図 4.4.5-1 の手順で検討を行う。



() 1 線地絡電流計算式は「発電規程 JEAC5001-2000」などによる。

図 4.4.5-1 接地方式の設計手順（概要）

2) 接地工事の分類と目的

(1) 主回路接地

主として高圧（または特高）と低圧の混触により発生する 2 次側電路への災害防止を図るために行う系統接地や地絡検出用の接地がある。

太陽光発電システムにおいては、一般的に発電電力を出力する太陽電池アレイから PCS（直交変換装置 + 保護装置）間の直流側主回路は地絡故障が短絡故障に繋がるおそれがあるため接地工事を施さないとされている。また、トランスレス方式の PCS を採用する場合は、連系する配電線の中性線を通じて接地されるため、地絡検

出又は直流分流出検出機能を備えることとされている。(JIS C 8954-2006 に基づき、接地方式の確認が重要)。

(2)保護接地

漏電による人身事故及び火災から人命財産を守るため、電路に施設する電気機械器具等は接地を十分に施工しておくことが重要である。このため保護接地は、PV や電気機器の架台、屋外金属箱 (CUB)、金属管、金属線び、金属可とう管、金属ダクト、ケーブルの被覆金属体、保護さく等などを対象としている。

a. 接地工事の種類 (表 4.4.5-1 参照)

接地工事には、A 種、B 種、C 種、D 種の 4 種類がある。A 種、C 種及び D 種は電気機器やケーブルの金属外装などの非充電部に、B 種は特別高圧又は高圧を低圧に降圧する変圧器の低圧側電路に施す接地である。

b. 接地工事の適用 (表 4.4.5-2 参照)

太陽光発電システムの場合は、太陽電池パネル、架台、接続箱、PCS の外箱、金属配管などの露出非充電部分は、漏電による感電や火災などを防ぐため、太陽電池アレイの出力電圧 (AC) が 300V 以下では D 種接地工事を、300V を超える場合には、C 種接地工事を施すことと規定されている。

表 4.4.5-1 電技における基準接地抵抗値

接地工事の種類	接地抵抗値	接地工事の適用
A 種	10 以下	高圧用又は特別高圧用の鉄台及び金属製外箱
B 種	電圧 (V) / 1 線地絡電流 (A) ; 以下 (電圧 ; 150、300、600V)	特別高圧又は高圧を低圧に降圧する変圧器の低圧側中性点
C 種	10 以下 (0.5 秒以下に電路を遮断する装置を施設するときは 500 以下)	300V を超える低圧用の鉄台及び金属製外箱
D 種	100 以下 (0.5 秒以下に電路を遮断する装置を施設するときは 500 以下)	300V 以下の低圧用の鉄台及び金属製外箱

表 4.4.5-2 機械器具の区分による接地工事の適用

電気器具の区分	接地工事
300V 以下の低圧用のもの	D 種接地工事
300V を超える低圧用のもの	C 種接地工事
高圧用又は特別高圧用のもの	A 種接地工事

c. 接地工事の施設方法

一般に太陽光発電システムに用いられる C 種及び D 種接地工事について、電技解釈及び内線規程には、次のとおり規定されている。

接地線の太さ

C 種及び D 種接地工事の接地線の太さは、電技解釈第 20 条で引張強さ 0.39 kN 以上の金属線又は直径 1.6 mm 以上の軟銅線と規定されているが、機器の故障時に流れる電流に対する安全性、機械的強度、耐食性を考慮して決める。「太陽電池アレイ用電気回路設計標準 (JIS C 8954)」に規定されている接地線の太さは、表 4.4.5-3 に示すとおりである。

表 4.4.5-3 太陽電池アレイ用電気回路設計標準による接地線の太さ

太陽電池アレイ出力	接地線の太さ (mm ²)
500W 以下	2
500W を超え 2kW 以下	3.5
2kW を超える場合	5.5

接地線の標識

接地線の色は、内線規程 (JEAC1350-15) に緑色と規定されている。

4.5 架台・基礎設計

4.5.1 架台設計

1) 架台強度計算概要

大規模太陽光発電所での地上設置架台は、電気工作物であるため、電気設備技術基準(以下、電技)に従って設計する必要がある。

電技には、第 50 条 2 に『太陽電池モジュールの支持物は日本工業規格 JIS C8955(2004)「太陽電池アレイ用支持物設計標準」に示す強度を有するものであること』と定められており、JIS に従った設計を行う必要がある。なお、JIS の強度計算は建築基準法を基に作成されており、大半の考え方が建築基準法と同じであるが、JIS には建築基準法で求めている「たわみ」に関する規定が省かれている。

JIS に示す強度計算では、固定荷重、風圧荷重、積雪荷重、地震荷重などの計算を行い、その荷重に耐える部材を選定していくこととなるが、選定された部材重量等は固定荷重や地震荷重等にフィードバックされるため、ある程度繰り返し計算を行う必要がある。

架台設計方法の詳細については、「太陽電池アレイ用支持物設計標準(JIS C 8955)」に記載があることから、そちらをご確認いただきたい。

2) 想定荷重

支持物に加わる荷重は、固定荷重 (G)、風圧荷重 (W)、積雪荷重 (S)、地震荷重 (K) の 4 種類に分類される。各荷重の概要および注意事項を以下に示す。

固定荷重 (G)

モジュール重量と支持物重量の総和。

風圧荷重 (W)

モジュールと支持物に加わる風圧力の総和。計算式を式 4.5.1-1 に示す。

$$W = C_w \times q \times A_w \quad \dots \text{式 4.5.1-1}$$

(W : 風圧荷重[N]、 C_w : 風力係数、 q : 設計用速度圧 [$\text{N} \cdot \text{m}^{-2}$]、 A_w : 受風面積 [m^2])

また、設計用速度圧 q は式 4.5.1-2 で算出する。

$$q = 0.6 \times V_0^2 \times E \times I \quad \dots \text{式 4.5.1-2}$$

(V_0 : 設計用基準風速 [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]、 E : 環境係数、 I : 用途係数)

[設計用基準風速]

JIS 記載の設計用基準風速一覧表に記載の数値を使用。

[環境係数]

環境係数 E の算出にあたっては、地表面粗粒度区分を確認する必要がある。区分については、各自治体で定めていることからホームページ等で確認する。

[用途係数]

設置する太陽光発電システムの重要度を考慮し設定する。

積雪荷重 (S)

モジュール面の垂直積雪荷重。計算式を式 4.5.1-3 に示す。

$$S = C_S \times P \times Z_S \times A_S \quad \dots \text{式 4.5.1-3}$$

(S : 積雪荷重 [N]、 C_S : 勾配係数、 P : 雪の平均単位荷重 (積雪 1cm あたり) [N・m⁻²]、 Z_S : 地上垂直積雪量 [m]、 A_S : 積雪面積 (アレイ面の水平投影面積) [m²])

[雪の平均単位荷重]

平均単位重量は一般地域と多雪地域で異なる。『建築基準法施行令第 86 条第 2 項』では「積雪の単位荷重は積雪量 1cm ごとに 1m² につき 20 ニュートン以上としなければならない。ただし、特定行政庁は、規則で、国土交通大臣が定める基準に基づいて多雪区域を指定し、その区域につきこれと異なる定めをすることができる。【大臣が定め = 平 12 建告 1455】」との記載がある。当該地域がどちらに該当するかについては、都道府県等のホームページで確認することができる。

[地上垂直積雪量]

JIS 記載の計算式では「区域の標準的な海率」を入力することとなっており、海率算出に使用する半径等の諸元が地域毎に示されているが、その算出は容易ではない。この計算式及び各諸元は『平成 12 年建設省告示第 1455 号』と同一内容であり、この告示は『建築基準法施行令第 86 条第 3 項』よって出されたものである。そこには「第 1 項に規定する垂直積雪量は、国土交通大臣が定める基準に基づいて特定行政庁が規則で定める数値としなければならない。」との記載がある。この垂直積雪量については、各都道府県等で「建築基準法施行細則」としてホームページ等で公表している。

地震荷重 (K)

支持物に加わる水平地震力。計算式を式 4.5.1-4 に示す。

$$K = k \times G \quad (\text{一般の地方})$$
$$K = k \times (G + 0.35S) \quad (\text{多雪区域}) \quad \dots \text{式 4.5.1-4}$$

(K : 地震荷重 [N]、 k : 設計用水平震度、 G : 固定荷重 [N]、 S : 積雪荷重 [N])

[設計用水平震度]

設計用水平震度の算出にあたっては、地域地震係数が必要となる。地域地震係数については、『国土交通省告示 1793 号』に示されており、ホームページ等で確認することができる。

上記 4 種類の荷重を表 4.5.1-1 の荷重条件、組み合わせにより算出する。なお、風圧荷重は順風時および逆風時、地震荷重は縦・横方向についても算出する。

表 4.5.1-1 荷重条件および組合せ

荷重条件		一般の地方	多雪区域
長期	常時	G	G
	積雪時		$G + 0.7S$
短期	積雪時	$G + S$	$G + S$
	暴風時	$G + W$	$G + W$
			$G + 0.35S + W$
地震時	$G + K$	$G + 0.35S + K$	

3) 架台設計時の注意事項

架台設計にあたっての注意事項について、以下に述べる。

モジュール設置方向

モジュールを横向きに設置する場合、モジュールを支持する母屋材は縦方向となる。逆にモジュールを縦に設置する場合は、母屋材は横方向となる。一般的に母屋材はモジュール固定ボルトが取り付けやすいように C チャンネル(リップ溝形鋼)等が使われる場合が多く、これら鋼材の曲げ耐荷重は X 軸と Y 軸で大きく異なる。常にモジュール面に垂直に荷重が発生する風圧荷重では母屋材の取り付け方向による差は発生しないが、地面に対して垂直に荷重の加わる積雪荷重は、母屋材を横に使う弱軸方向に大きな曲げモーメントが発生する。このため、積雪地域ではモジュール方向を横向き、母屋材を縦向きに施設する方が強度を得やすい。

架台傾斜角

モジュールに加わる風圧荷重は傾斜角を大きく取るほど強くなるが、積雪荷重は逆に小さくなる。傾斜角は年間発電量が最も大きくなる角度を選定するのが望ましいが、積雪地域では傾斜角を小さくすると積雪荷重がモジュールの許容荷重を超えることがあるので注意が必要である。また、モジュールの許容荷重は前面と背面で異なる場合がある。指定が無い場合は、風圧・積雪荷重等を検討する際にメーカーに確認することが望ましい。

最低地上高

積雪地域では前方に落雪が溜まるため、そのスペースを考慮した最低地上高を確保する必要がある。また、最低地上高を低くした場合、雑草による日陰影響や、草刈り時の飛び石でパネル破損が発生する場合もあることから、これらを考慮して最低地上高を決める必要がある。

構造パターンの選定

部材の許容応力は、通常、引張 > 圧縮 > 曲げの順となる。そのため、曲げ荷重が掛かる部材は、サイズが大きくなる傾向がある。トラス構造の架台では、曲げ荷重の加わる部材は母屋材と梁材である。特に母屋材は本数も多く、この部材に加わる曲げ荷重の低減が架台全体での部材重量低減に大きく貢献する。

図 4.5.1-1 に架台構造例を示す。

・ では母屋材軒部分付け根の曲げモーメントと母屋材支持点間の曲げモーメントが等しくなり、全体の曲げモーメントを低減できる(詳細は後記参照)。一方、
・ では縦方向のモジュール数が同じ場合でも、
・ に比べ支持点間の長さ

が 3/2 倍となっている。また、
・ の支持点間の長さは、縦方向のモジュール数が同じ
・ の 2 倍となる。曲げモーメントは等分布荷重の場合、長さの二乗に比例するため、
・ は
・ に比べ 9/4 倍、
・ は
・ に比べ 4 倍の曲げモーメントが加わることとなるため、
・ では母屋材の部材サイズを
・ より小さくできる。また、
・ や
・ では、荷重が最も加わる後脚の部材長も短くでき、座屈の面からも有利となる。ただし、基礎幅が減少する場合、基礎に加わる転倒モーメントが増加するため、強風エリア場合は注意が必要である。

座屈許容荷重

JIS には座屈に関する記述はないが、部材に圧縮荷重が加わる場合、座屈については検討すべきである。

引張荷重の許容値は、部材の断面積で決まるが、圧縮荷重では部材が座屈するため、断面積の他に部材長さや断面二次半径から座屈強度を求める。また、座屈強度を上げるために弱軸方向に補助部材を取り付けた場合の計算も行う。また、曲げ荷重が加わる部材のうち H 型鋼および溝形鋼(リップつきを除く)では曲げ座屈につい

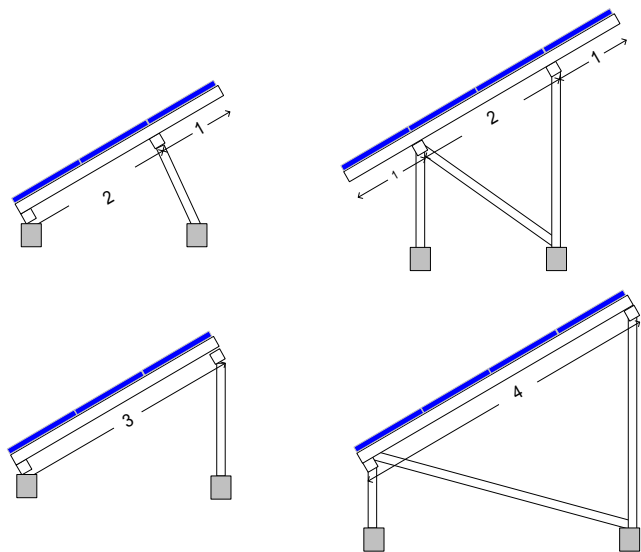


図 4.5.1-1 基本構造パターン

でも考慮する必要がある。

なお、計算方法等にはついては、「平成 13 年国土交通省告示第 1024 号」に記載があることから、設計時の参考にしていただきたい。

【参考-曲げモーメントについて-】

図 4.5.1-1 の ・ に示した支持点間隔は、図 4.5.1-2 左側に示すように、軒部分は片持ちり、支持点間はヒンジとして計算している。この場合、等分布荷重 により生じる曲げモーメントの大きさの最大値は軒部分が $L^2/2$ 、支持点間で $L^2/8$ となる。両者の大きさが等しい時、部材に生じる曲げモーメントの大きさが最小となり、その長さの比は軒部分：支持点間=1:2 となる。しかし、実際は同図右に示すように、張出しばりとして扱うことができ、その際の長さの比は、軒部分：支持点間=1:2 2 となる。

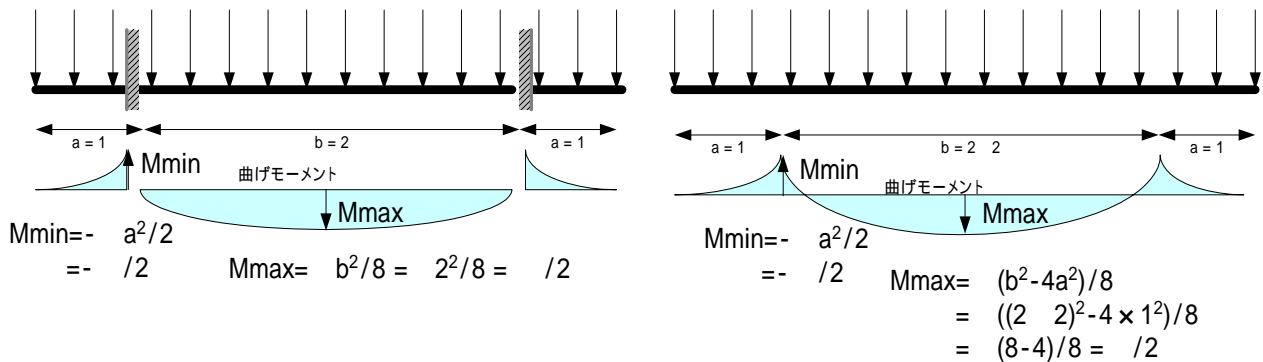


図 4.5.1-2 曲げモーメント図

ここで、図 4.5.1-1 の のような両端ヒンジでの曲げモーメントを考えると、その値は $(1+2 \cdot 2+1)^2/8$ となる。したがって、軒部分をつけた場合の最大曲げモーメント ($1/2$) と比較すると、軒部分をつけることで、約 1/6 となり、部材サイズを小さくすることができる。

また、図 4.5.1-3 に示す片側軒の場合も同様の理由から、長さの比率を 1:1+ 2 とした際に曲げモーメントが最小となり、両端ヒンジとした場合比べ、約 1/3 まで減少する。

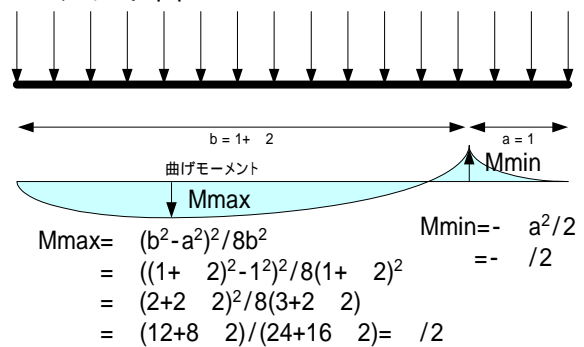


図 4.5.1-3 曲げモーメント図

梁部材は単独架台（横方向に 2 脚まで）の場合、図 4.5.1-2 右図と同じく、軒部分と支持点間が 1:2 2:1 のときに曲げモーメントが最小となるが、連続架台（横方向に 3 脚以上）においては梁部材 1 本毎に支持点が配置されるのが一般的であり、支持点間のモーメントのみで部材を決定することとなる。ただし、梁部材の分割箇

所を剛結した場合は(図 4.5.1-4)、連続ばりとして扱うことができる。この場合、曲げモーメントの大きさの最大値は、支持点間を L とすると、 $L^2/12$ となり、分割した場合 ($L^2/8$) と比べ $2/3$ に低減することができる。なお、剛結しない場合でも、曲げモーメントが「0」となる位置で接続することで、同様の低減が可能である。

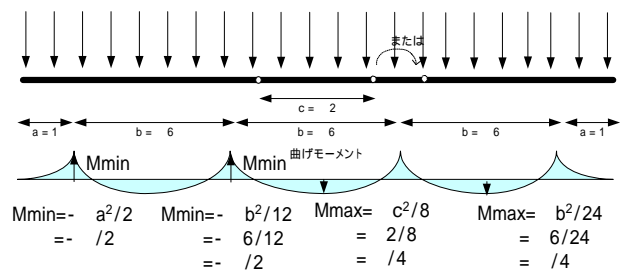


図 4.5.1-4 曲げモーメント図

次に支持点を3箇所とした場合の母屋材について考える。軒をつけない場合、曲げモーメントの最大箇所は中心の支持箇所となる(図 4.5.1-5 左)。一方、軒をつけた場合、中心支持箇所の曲げモーメントが減少し、軒部分と支持点間を 1: 6: 6:1 としたとき、最も曲げモーメントが減少し、軒をつけず、支持点間を 2:2 とした場合と同じ曲げモーメント ($L^2/8$) となる。このため、同一部材であっても、軒をつけることで、母屋材を約 1.72 倍の長さとする事が可能となる。

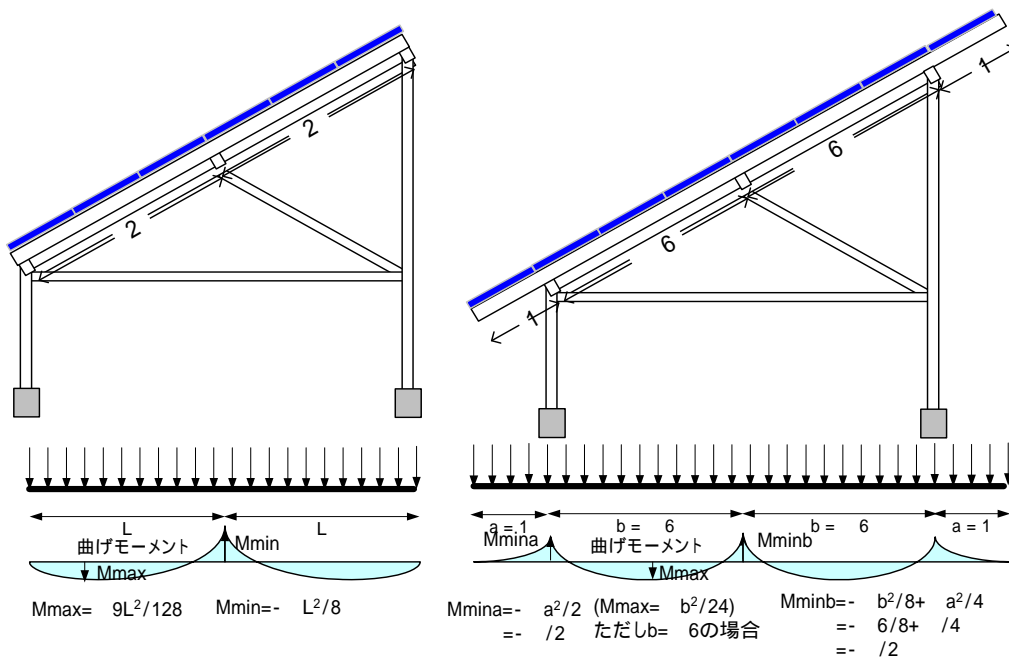


図 4.5.1-5 曲げモーメント図

4.5.2 基礎設計

一般的に構造物の基礎種類は、図 4.5.2-1 のように分類される。架台を地上設置する場合、一般的に直接基礎のうち独立もしくは連結基礎が採用されることが多いが、地表付近の地盤が悪く、支持層が深い場合、杭基礎を採用することもある。

基礎設計にあたっては、事前に地質調査を行い、架台設計で算出される脚部応力から必要な支持力を求め、その荷重に耐え得る基礎形状を選択する。基礎工事費は、採用する基礎形状により大幅に増減する可能性があることから、経済性を十分考慮する必要がある。大規模太陽光発電所での基礎施工事例を表 4.5.2-1 に示す。

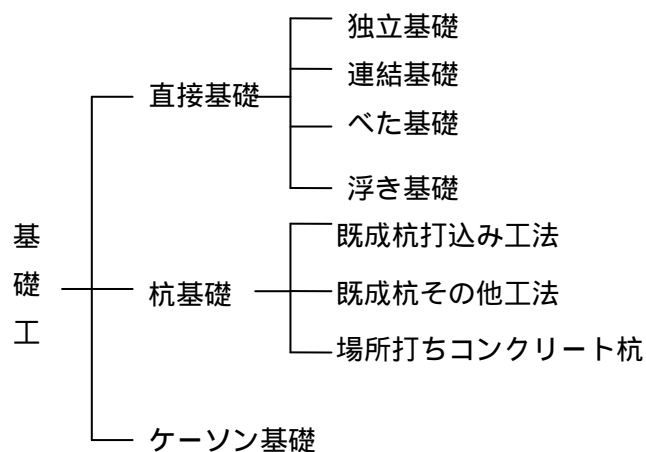


図 4.5.2-1 基礎種類

表 4.5.2-1 大規模太陽光発電所での基礎施工例

基礎種類	施工例
直接基礎 (独立)	
直接基礎 (連結)	
杭基礎	

4.6 設置事例

4.6.1 稚内サイトの事例

1) 工事概要

稚内サイトは、平成19年1月から着工し、その後、平成21年度まで段階的に設備増設工事を行ってきた。図4.6.1-1に稚内サイトのレイアウト図と工事工程区分を示す。また、表4.6.1-1に工事区分（名称）と工事設概要を示す。

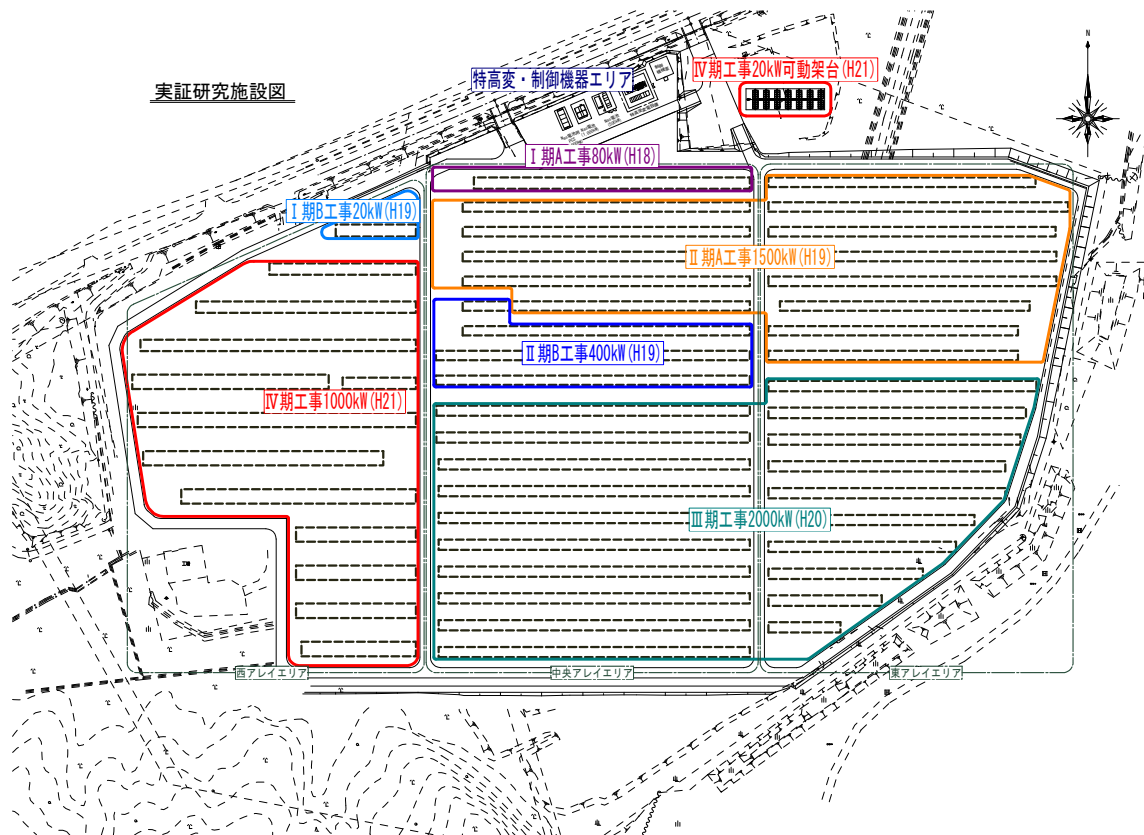


図 4.6.1-1 稚内サイト レイアウト図

表 4.6.1-1 稚内サイトの工事区分（名称）と工事概要

工事名称	工事期間	太陽電池 (kW)	累計 (kW)	電圧階級	工事計画届出
I期A工事	H19. 1～H19. 3	80kW	80kW	高圧 6.6kV	(対象外)
II期A工事	H19. 7～H19. 11	1,500kW	1,580kW	特高 33kV	H19. 6月、届出
I期B工事	H19. 7～H19. 12	20kW	1,600kW	特高 33kV	H19. 8月、変更
II期B工事	H19. 7～H20. 3	400kW	2,000kW	特高 33kV	H19. 10月、変更
III期工事	H20. 7～H21. 7	2,000kW	4,000kW	特高 33kV	H20. 6月、届出
IV期工事	H21. 9～H22. 3	1,020kW	5,020kW	特高 33kV	H21. 8月、届出

2) 造成工事

稚内サイトでは、太陽光発電設備工事に先立ち、敷地造成工事を実施した。建設予定地は、盛土や沼を埋立てた箇所等が存在し、敷地の大半が軟弱地盤であったことから、I期工事分を除き、杭基礎を採用した。



図 4.6.1-2 造成前（東側から撮影）



図 4.6.1-3 造成後（西側から撮影）

3) 太陽光発電システム工事

(1) PVアレイ設置工事

PVアレイ設置工事は、平成19年1月からのI期工事以降、4期に分け工事を実施した。架台は積雪影響を考慮し、各期毎に傾斜角・架台高さ・形状等について検討を重ね、IV期工事実施分では、稚内での最適形状として傾斜角30度、架台高さ1.8mを採用し、III期工事採用架台と比較し、約33%の軽量化を図ることができた。また、固定架台の他に、稚内サイトでは、1軸可動架台(20kW)を導入し、発電増加量評価や積雪・強風時の傾斜角制御方法等についても検討を行った。



図 4.6.1-4 杭基礎工事



図 4.6.1-5 架台組立工事



図 4.6.1-6 PV モジュール設置工事



図 4.6.1-7 IV期設置架台



図 4.6.1-8 1軸可動架台

(2) 33kV 特別高圧連系工事

平成 19 年度第 2 期増設工事(約 2,000kW)への対応として、稚内サイトと「声間開閉所」間に「33kV 稚内 PV 線(約 5km)」を構築した。33kV 稚内 PV 線の設備概要を表 4.6.1-2 に示す。なお、耐塩設計は、重汚損地域とした。なお、コスト低減のため、ポリマー LP 碍子、ポリマー長幹碍子を採用した。

表 4.6.1-2 33kV 稚内 PV 線設備概要

種別	項目	単位	数量
支持物	本柱	本	91
	支柱	本	12
碍子	ポリマー LP 碍子	個	265
	ポリマー長幹碍子	個	168
電線	33kV ACSR/AC-OC-L95 [□]	m	13,370
避雷器	ポリマー避雷器	個	6



図 4.6.1-9 建柱作業状況



図 4.6.1-10 建柱後状況

また、受電設備については、稚内サイト周辺は塩害発生地域であることを考慮し、気中絶縁ではなく、GISを採用した。



図 4.6.1-11 33kV 特別高圧受電設備

(3) NAS (sodium-sulfur) 電池

NAS電池は、300℃程度の保温維持が不可欠な電池設備であるため、積雪寒冷地な稚内サイトへの設置に際しては、特に冬期間の断熱性やヒータ等補機電源の確保を重要課題と判断し、当初の500kW（Ⅱ期工事）では建物収納タイプを採用した。その後、寒冷地での実績から1,000kW（Ⅲ期工事）はキュービクルタイプを採用することとした。

表 4.6.1-3 に稚内サイトに設置した NAS 電池の仕様概要を示す。

表 4.6.1-3 NAS 電池施設の仕様概要（稚内サイト）

NAS 電池容量	500kW-7.2h	1000kW-7.2h
PCS 容量	500kVA(短時間 600kVA)	1000kVA (短時間 1200kVA)
運開年度	H19 (Ⅱ期工事)	H20 (Ⅲ期工事)
設置形態	建屋タイプ	キュービクルタイプ



図 4.6.1-12 N A S 電池セル

(4) 稚内サイトの現状

平成 18 年度から 4 ヶ年に亘り各種工事を行い、平成 22 年 3 月に全工事が完了し、5,020kW の出力で運用を開始した。完成後の全景写真を図 4.6.1-13 に示す。



図 4.6.1-13 稚内サイト全景（南西側より撮影 写真上は宗谷岬）

4.6.2 北杜サイトの事例

1) 工事概要

北杜サイトは、平成19年8月から着工し、稚内サイトと同様に、平成21年度まで段階的に設備増設工事を行ってきた。図4.6.2-1に北杜サイトのレイアウト図と工事工程区分を示す。また、表4.6.2-1に工事区分（名称）と工事概要を示す。

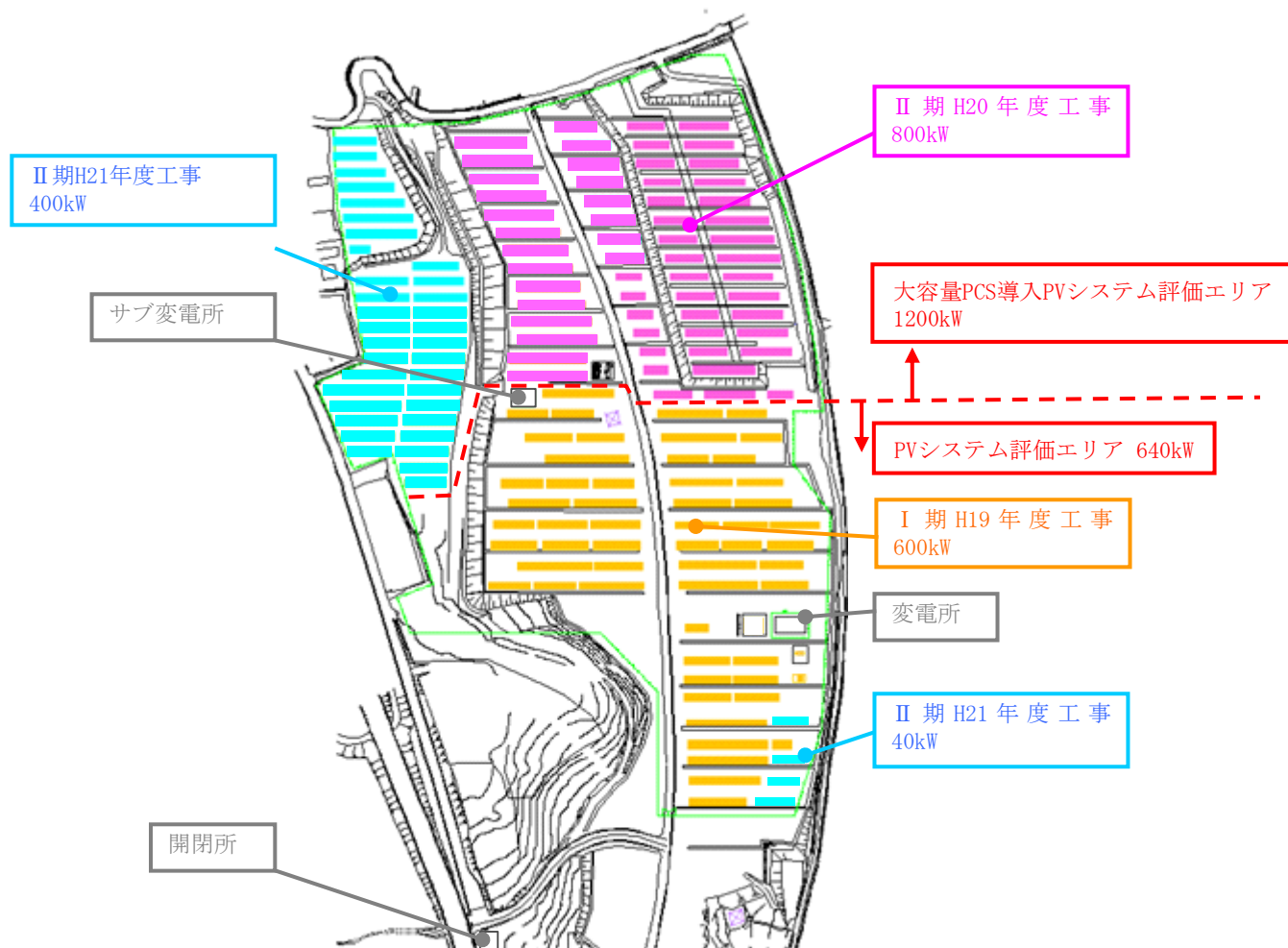


図 4.6.2-1 北杜サイトのレイアウト図と工事工程区分

表 4.6.2-1 北杜サイトの工事区分（名称）と工事概要

工事名称	工事期間	太陽電池 (kW)	累計 (kW)	電圧階級	工事計画届出
造成工事	H19. 8～H20. 3	—	—	—	(対象外)
I 期工事 H19 年度工事	H19. 9～H20. 3	600 kW	600 kW	高圧 6.6kV	H19.8、届出
II 期 H20 年度工事	H20.12～H21. 3	800 kW	1,400 kW	高圧 6.6kV	H20.11、届出
II・III 期 H21 年度工事	H21. 7～H22. 3	440 kW	1,840 kW	特別高圧 66kV	H21.6、届出

2) 造成工事

北杜サイトでは、太陽光発電システムの設置工事に先立ち、土地の造成工事から着手した。

農地法等種々の関連法規に関わる諸手続きが該当したが、埋蔵文化財調査の対象地域でもあったことから土地の造成工事に先行して調査を実施した。

土地の造成は、環境共生の観点から、既存の地形を可能な限り残すよう最小限の工事とした。また、小動物保護地区を確保すると共に、この保護地区を分断させないために、サイト内への進入路にアニマルパスウェイを設置した。

なお、土地造成工事に併せて、太陽電池アレイ設置エリアには、雨水の排水処理のための浸透側溝も設置した。



図 4.6.2-2 造成前（敷地北側からの遠景）



図 4.6.2-3 埋蔵文化財調査



図 4.6.2-4 造成後



図 4.6.2-5 アニマルパスウェイ

3) 太陽光発電システム工事

(1) 架台設備

システム設計・構築の最適化を図るため、経済性、環境性に優れた架台工法の検討を行った。

具体的には、基礎部分に従来のコンクリート基礎に替えて杭打ち工法を採用し、土壌などへの環境負荷の低減を図ると共に建設残土を発生しない環境に配慮した施工方法とした。また、新たにジョイント金物を開発することにより、汎用性があり、かつ安価な市販鋼管の活用が可能となり、経済性に優れた架台を実現した。

これらの架台開発には、3Rの実現（Reduce、Reuse、Recycle）も合わせて目指しており、将来の撤去後の環境対策にも配慮した。

さらに、様々な太陽電池モジュールに対応可能であり、かつ傾斜角度も自由に設定可能な構造とし、フレキシビリティの高い架台構築を可能とした。



図 4.6.2-6 杭打ち施工状況



図 4.6.2-7 架台施工状況



図 4.6.2-8 太陽電池アレイ用架台

(2) 受変電設備

前述の通り、北杜サイトでは段階的にシステム導入しており、2008(平成 20)年 1 月に高圧 (6.6kV) 受電を開始し、同年 2 月に PV システム評価エリアとして 600kW 太陽光発電システムの運用を開始した (2010 年 3 月からは 640kW に増設)。なお、特別高圧設備の設置スペース確保、高圧設備の特別高圧化対応等、将来的な特別高圧化を考慮した設計とした。

2009(平成 21)年 11 月には、特別高圧 (66kV) 受電を開始し、同年 12 月に大容量 PCS 導入 PV システム評価エリアとして 1200kW 太陽光発電システムの運用を開始した。サイト南西に架空線を引き込むための開閉所を設置し、変電所まで地中配線を敷設した。1200kW 太陽光発電システムの出力 (交流側) 配線の線径 (条数) を考慮し、1200kW システム近傍にサブ変電所を設置し、変電所からサブ変電所間は高圧 (6.6kV) 配線とした。



図 4.6.2-9 開閉所



図 4.6.2-10 変電所



図 4.6.2-11 サブ変電所



図 4.6.2-12 GIS・特高トランス(変電所内)

(3) 集電盤・接続箱

PVシステム評価エリアの640kW太陽光発電システムは、北杜サイトの研究テーマの一つである「先進的太陽電池モジュールの実環境における特性比較」を行うため、システムの構成は10kW単位を基本として構築した。(10kW×63システム、3kW×3システム)

各PCSから変電所への総配線長を低減するため、6台の集電盤をエリア内に配置しPCSの出力(交流側)配線を約100kWごとに集約し、各集電盤から変電所まで配線を行った。

逆に大容量PCS導入PVシステム評価エリアの1200kW太陽光発電システムは、400kW×3システムで構成しており、各太陽電池アレイからPCSへの総配線長を低減するため、50kWごとに接続箱を配置し、各接続箱からPCSまで配線を行った。

(4) PCS

PVシステム評価エリアの640kWシステムを構成している各10kWPCSは、壁掛けタイプで屋外設置が可能なタイプであり、各太陽電池アレイ用架台の裏面に鋼材等を使用して設置した。

大容量PCS導入PVシステム評価エリアの1200kWシステムを構成している400kWPCSはコンテナに収容し設置した。



図 4.6.2-13 10kWPCS



図 4.6.2-14 400kWPCS用コンテナ

(5) 太陽電池モジュール取付

太陽電池モジュールは、フレームを直接架台にボルトナットで固定するタイプと金具等を使用して固定するタイプに大別される。また、メーカー等により、サイズ、取付穴の位置等が異なる。

太陽電池アレイ用架台の設計等に影響があるため、事前に確認が必要である。



図 4.6.2-15 太陽電池モジュール取付

(6) 耐雷対策

北杜サイトでは主な耐雷対策として、太陽電池アレイの上端部に水平導体の設置、太陽電池アレイ間の等電位ボンディングの実施、計測配線の光ケーブル化、直流主回路に SPD 設置を行った。

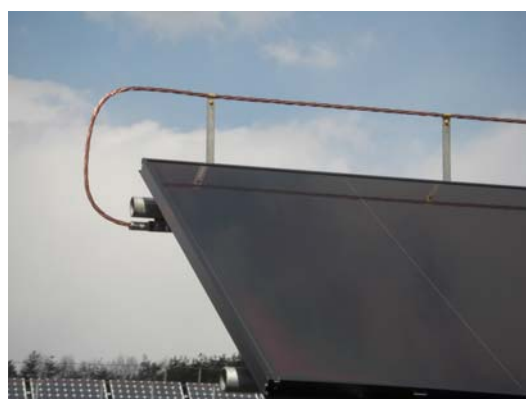


図 4.6.2-16 水平導体の設置

4) 北杜サイトの現状

2010（平成 22）年 3 月に全ての工事が完成し、1,840kW の太陽光発電システムが特別高圧連系（66kV）で運用中である。



図 4.6.2-17 全体写真

第 5 章 大規模太陽光発電システムの維持管理

事業用電気工作物（電力貯蔵用電池設備を含む。）の維持管理に際しては、以下の措置を講じることが必要である。なお、事業用（電気事業用、自家用）電気工作物の内、自家用電気工作物の維持管理として示す。

5.1 自主保安体制の確立

1) 自家用電気工作物を設置する者（以下、設置者）の義務

設置者は、次の各号に掲げる事項を遵守し、かつ、電気事業法（以下、法と記す。）に定める届出又は報告を行うことと定められている。

自家用電気工作物を経済産業省令で定める技術基準に適合するように維持すること。（法 39）

自家用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を維持するため、保安規程を定め、かつ、保安規程に基づき、自家用電気工作物の保安確保に努めること。（法 42）

自家用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、電気主任技術者を選任し、かつ、従事者は電気主任技術者がその保安のためにする指示に従うこと。（法 43）

その他、設置者は次の届出又は報告を行うことが法に定められている。

- ・ 工事計画の届出（法 48）
- ・ 電気事故報告（電気関係報告規則第 3 条）
- ・ 公害防止等の出力変更に関する届出（電気関係報告規則第 4 条）
- ・ 発電所の出力変更等に関する報告（電気関係報告規則第 5 条）
- ・ その他、自家用発電所（出力 1,000 kW 以上）運転半期報（電気関係報告規則第 2 条）

2) 保安規程の制定（変更）・届出

保安規程は、自家用電気工作物の種類や規模に応じて、それぞれに最も適した保安体制を確立することを目的として、電気工作物の工事、維持及び運用上の管理組織、保安教育、巡視・点検、並びに電気工作物の操作や保全、災害時の対策等について、その電気工作物に合致した取り決めを定めたものであり、電気工作物を安全、かつ、良好な状態に維持するためには、この保安規程に基づいた適正な制度運用が肝要である。

表 5.1-1 保安規程に記載すべき内容（概要）

	記載すべき内容	備考
1	工事、維持及び運用に関する義務を管理する者の職務及び組織に関すること。	
2	工事、維持及び運用に従事する者に対する保安教育に関すること。（平常時の工事、維持及び運用に関する知識及び技能の取得と、異常時の措置に関する訓練）	
3	工事、維持及び運用に関する保安のための巡視、点検及び検査に関すること。（工事の計画・実施及び巡視、点検等の考え方、点検方法）	
4	運転又は操作に関すること。	
5	発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法について	
6	災害その他異常の場合にとるべき措置について	
7	工事、維持及び運用に関する保安についての記録に関すること。（巡視記録、点検記録、電気事故記録、補修工事記録等）	保存期間： 原則 3 年程度
8	その他、保安に関し必要な事項（責任の分界に関すること等）	

3) 電気主任技術者等の選任（解任）・届出

電気主任技術者免状の種類には、第 1 種、第 2 種及び第 3 種があり、表 5.1-2 のとおり保安の監督をすることができる自家用電気工作物の工事、維持及び運用の範囲が定められている。

なお、電気主任技術者に 2 箇所以上の自家用電気工作物の電気主任技術者を兼ねさせる場合には、所轄産業保安監督部長等の承認を受ける必要があり、その要件等については所轄の産業保安監督部に事前相談することが望ましい。また、電気主任技術者の選任時期は、一般的には工事に着手する時点という考え方がとられているが、工事の設計や工事計画届出などの諸手続き期間等も考慮し、工事着工の相当前（3 ヶ月以上）の時期において選任しておく必要がある。

その他、自家用電気工作物の電気主任技術者には、電気事業用には認められていない「許可主任技術者の制度」や電気主任技術者が行う保守管理業務を外部に委託できる「保守管理業務外部委託制度」（最新改正 平成 21 年 5 月 1 日、施行同年 11 月 1 日）がある。

表 5.1-2 電気主任技術者の監督範囲（施行規則第 58 条）

電気主任技術者免状の種類	保安の監督をすることができる範囲
第 1 種電気主任技術者	全ての自家用電気工作物の工事、維持及び運用
第 2 種電気主任技術者	電圧 170 kV 未満の自家用電気工作物の工事、維持及び運用
第 3 種電気主任技術者	電圧 50 kV 未満の自家用電気工作物（出力 5MW 以上の発電所を除く。）の工事、維持及び運用

5.2 巡視

「巡視」とは、電気設備を巡回しつつ目視等により異常の有無を確認することをいい、このうち日常随時構内を巡視して、運転中の電気設備について目視等により異常の有無を確認することを「定期巡視（又は日常巡視）」という。ここで定期巡視における「目視等による異常の有無の確認」とは、肉眼で設備の外観の変化等を確認するほか、「五感」を活用しながら異音や異臭等を確認することをいう。なお、定期巡視項目と巡視要領については、「小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン（JEMA TR228）」等に準拠し、設備実態に即した内容として実施することが必要である。

その他、災害や悪天候時等において、電気設備の状態を臨時に確認する巡視は「臨時巡視」という。

表 5.2-1 巡視項目及び巡視要領（例）

区分	巡視項目		巡視要領 （異常の有、無）
太陽電池 アレイ	目視確認	ガラス等表面の汚れ、及び破壊	
		架台の腐食及び錆び	
		外部配線（接続ケーブル）の損傷	
中継端子箱 （接続箱）	目視確認	外箱の腐食及び破損	
		外部配線（接続ケーブル）の損傷	
PCS	目視確認	外箱の腐食及び破損	
		外部配線（接続ケーブル）の損傷	
		通気確認（通気孔、喚起フィルタ等）	
		異音、異臭、発煙及び異常過熱	
		表示部の異常表示	
		発電状況	

5.3 定期点検

定期点検は、保安を目的として定期的に、計画的に実施する検査である。定期点検の周期は、一般的に4年～6年に1回以上とされているが、機器の特性によって異なるため、製造メーカー及び電気主任技術者等と協議して定め、保安規程に記載することが必要である。

表 5.3-1 定期点検項目及び点検要領（例）

区分	点検項目		点検要領
太陽電池アレイ	目視、指触 など	接地線の接続及び接地端子の緩み、発熱変色	接地線に確実に接続されていること。 ねじの緩みがないこと。
中継端子箱 (接続箱)	目視、指触 など	外箱の腐食及び破損	腐食及び破損のないこと
		外部配線の損傷及び接続端子の緩み、発熱変色	配線に異常がないこと。 ねじの緩みがないこと。
		接地線の損傷及び接地端子の緩み	接地線に異常がないこと。 ねじの緩みがないこと。
	測定及び 試験	絶縁抵抗	< 太陽電池 接地間 > 0.2M 以上、測定電圧 DC500V < 出力端子 接地間 > 1M 以上、測定電圧 DC500V * 300V を超える回路 ; 0.4M 以上
		開放電圧	規定の電圧であること 極性が正しいこと (各回路ごとに 全て)
PCS	目視、触指 など	外箱の腐食及び破損	腐食及び破損のないこと。
		外部配線の損傷及び接続端子の緩み、発熱変色	配線に異常がないこと。 ねじの緩みがないこと。
		接地線の損傷及び接地端子の緩み	接地線に異常がないこと。 ねじの緩みがないこと。
		通気確認 (通気孔、換気フィルタなど)	通気孔をふさいでいないこと。 換気フィルタ (ある場合) が目詰まりしていないこと。
		運転時の異常音、振動及び異臭の有無	運転時に異常音、異常振動及び異臭の無いこと。
	測定及び 試験	絶縁抵抗 (PCS 入出力端子 接地間)	1M 以上、測定電圧 DC500V 300V を超える回路 ; 0.4M 以上
		表示部の動作確認 (表示部表示、発電出力など)	表示状態及び発電状況に異常がないこと。
	投入阻止時限タイマ動作試験	パワーコンディショナが停止し、 所定時間後自動始動すること。	
その他 太陽電池用 開閉器	目視、指触 など	太陽光発電用開閉器の接続端子の緩み	ねじの緩みがないこと。
	測定	絶縁抵抗	1M 以上 測定電圧 DC500V

その他、太陽光発電所に関する点検の方法（点検箇所、点検項目、点検要領、周期）に関する例として、「自家用電気工作物 保安管理規程（JEAC 8021-2006）」に示されている。その規程には、年次点検周期の考え方については、同規程に根拠とした各種技術資料が示されているが、適用に当たっては、当該自家用電気工作物の状況や点検手法を合理的に判断し、定めることとされている。現状では、設備の実態に合わせ、故障による事故の未然防止や被害拡大防止の観点から点検要領、点検周期等を個別に検討することが必要である。

5.4 監視制御方式

大規模太陽光発電所については、火力・原子力発電所等とは異なり、常時監視を行わないものが一般的である。監視制御方式の分類については、大規模太陽光発電について明確に記したものはなく、現在のところ「発電規程」に示されている水力発電所での監視制御方式の定義（表 5.4-1）を準用するのが一般的である。常時監視を行わない場合の発電所の施設については、電気設備技術基準・解釈にその解説が示されており、省令 46 条および解釈第 51 条が該当する。

表 5.4-1 監視制御方式の定義（水力発電所の場合）

区 分	種 類	定 義
発電所において常時監視をするもの	常時監視制御方式	技術員が発電所又はこれと同一構内に常時駐在し、発電所の監視及び機器の操作をその発電所又はこれと同一構内において行うものをいう。
発電所において常時監視をしないもの	遠隔常時監視制御方式	技術員が制御所に常時駐在し、発電所の監視及び機器の操作を制御所から行うものをいう。
	随時監視制御方式	自動負荷調整装置又は自動負荷制限装置を施設する発電所であって、技術員が発電所又はその構外にある技術員駐在所のいずれかに常時駐在し、必要に応じて発電所に出向き、発電所の監視及び機器の操作をその発電所において行うもの、又は技術員が技術員駐在所から必要に応じて制御所に出向き、発電所の監視及び機器の操作を制御所から行うもの。

	<p>随時巡回方式</p>	<p>自動負荷調整装置又は自動負荷制限装置を施設する発電所であって、技術員が適当の間隔をおいてその発電所に出向き、発電所の監視及び機器の操作をその発電所において行うものをいう。</p>
--	---------------	--

また、系統側および発電所側での事故や作業等においては、電力会社との連絡が必要となることから、連絡体制および手段について、電力会社との協議を要する。

5.5 事例紹介

5.5.1 稚内サイトの事例

1) 発電所の制御方法と保安連絡体制

稚内サイトにおける保安連絡体制及び情報伝送路を図 5.5.1-1 に示す。稚内サイトは、電気設備技術基準解釈第 51 条第 1 項（常時監視しない発電所の施設）により、電気の供給に支障を及ぼさない等の条件を満足することから技術員が随時巡回する無人発電所（技術員駐在所への警報義務は無い）とすることができる。

しかしながら、稚内サイトにおいては、特別高圧連系設備を有することの他、消防法により常時監視が必要な NAS 電池設備（1,500 kW）を保有することから、江別市にある総合研究所を技術員駐在所（電気主任技術者及び技術員、危険物保安監督者を含む）とし、NAS 電池設備の遠隔監視の要件（通信回線の 2 系列、携帯電話による故障警報連絡他）を満足する対策を施こして、遠隔常時監視を行っている。

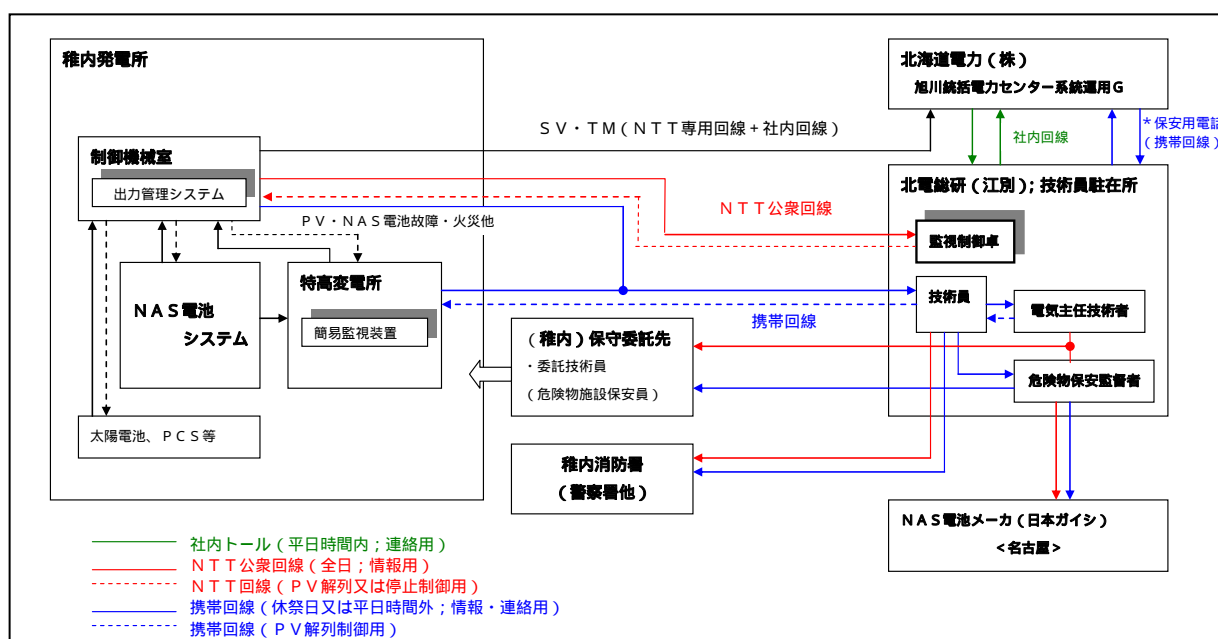


図 5.5.1-1 稚内サイトの保安連絡体制（平日・昼間、休祭日・昼間・夜間）

発電所故障時は、技術員駐在所（江別）内の運転操作卓に警報を表示するとともに、公衆回線ネットワークを介して技術員（電気主任技術者を含む）の携帯電話にEメール通知を行い、故障内容を確認した電気主任技術者の指示のもと、必要な処置を行う体制としている。

また、稚内サイトは、技術員駐在所（江別市）から遠隔地（JRで数時間時間程度）にあることから、災害・事故等の迅速な保安確保のため、稚内市に委託補助員（関連会社）を配置し、初期対応を図る保安体制としている。

さらには、電力会社との事前協定に基づき、災害時等において当該電気事業者（地域の制御所）と連絡がとれない場合には、当該電気事業者と連絡がとれるまでの間、発電設備等の解列又は運転を停止できる制御機能を施し、保安規程にも明記している。（電力品質確に係る系統連系技術要件ガイドラインに準拠）

表 5.5.1-1 稚内サイトにおける保安管理体制(総括)

区分	太陽光発電施設	N A S 電池施設
(1) 保安に関する規程	保安規程（電気事業法）	予防規程（消防法）
(2) 監督責任者	電気主任技術者	危険物保安監督者
(3) 保安員	技術員（発電所の運転員）	危険物施設保安員
(4) 監視方式	随時巡回方式（技術員）	遠隔（常時）監視
(5) 全体監視方式	遠隔（常時）監視（休日・祭日・夜間は携帯へ通報）	
(6) 異常時の初動	委託補助員（稚内常駐）	
(7) 遠隔制御機能	緊急時や電力会社の要請により遠隔にて運転停止可能	

2) 保安規程に定めた巡視・点検項目と頻度

巡視・点検頻度は、保安規程に定めた周期（表 5.5.1-2）で実施している。

表 5.5.1-2 保安規程に定めた巡視・点検項目と頻度

巡視		点検（検査含む）			備考
機器設備	頻度	機器設備	項目	頻度	
太陽光発電設備全般	2回/月	太陽光発電モジュール	外部点検 測定点検	1回/5年 1回/5年	

		NAS 電池本体 (1)	外部点検 測定点検	1 回 / 1 年 1 回 / 1 年	(1) ・消防法に基づき実施する。 (2) ・遮断器において、開閉回数が管理値を超えた場合、外部点検・測定試験時の診断結果から異常と判断された場合に実施する。
		その他機器	外部点検 測定点検 内部点検	1 回 / 6 年 1 回 / 6 年 適宜 (2)	
送電設備全般	2 回 / 年	電線・支持物	普通点検	1 回 / 10 年	
		碍子装置・架線金物	普通点検	1 回 / 10 年	

3) 巡視点検記録の内訳 (例)

稚内サイトにおける巡視記録内訳 (例) を以下に示す。

特別高圧連系設備・サブ CUB (PCS、変圧器、計量・カウンター他)

	区分	巡視項目		結果 (良、否)
1	引出し鉄鋼、C - GIS、 33 k V 特高 CUB	・外観の損傷、破損		
		・その他 (基礎部の状態、周囲柵)		
		・取引計量盤 計量値	受電側 (kWh) 発電側 (kWh)	読み値 (毎月 1 回) 読み値 (毎月 1 回)
		・関係 CUB 計量 値	有効 (kWh)	読み値 (毎月 1 回)
2	6 k V サブ CUB (1 ~ 5) 逆変換装置 (PCS)	・外観の腐食、破損、基礎部の状態		
		・異音、異臭、発煙、異常過熱		
		・計量値・カウ ンター	発電電力量 (kWh)	読み値 (毎月 1 回)

太陽電池・架台・基礎

	区分	巡視項目	結果（良、否）
1	太陽電池アレイ	・ ガラス等表面の汚れ及び変色・破損	
		・ 架台の腐食及び変形・損傷	
		・ 外部配線の損傷	
		・ 基礎の状態（沈下等）	
		・ その他（鳥の糞等）	
2	中継端子箱	・ 外箱の腐食及び破損	
		・ 外部配線の損傷	
		・ その他	

NAS 電池 CUB・PCS（CUB 収納タイプの場合）

	区分	巡視項目	結果（良、否）
1	NAS CUB・PCS	・ CUB の破損等	
		・ 避雷設備の破損、断線等	
		・ 外部配線・ケーブルの損傷	
		・ 基礎の状態（地盤沈下等）	
		・ 保有空地の状態（何も置かないこと）	
		・ 内部の破壊、結露、漏水等	
		・ 計測器盤等の損傷	
		・ 異音、異臭の有無	
		・ その他	

制御機械室、その他装置

	巡視箇所	巡視項目	結果（良、否）
1	制御機械室	外観の腐食、破損	
		周辺基礎部の状態	
2	気象観測装置	外観の損傷、破損	
		その他（周囲柵など）	

5.5.2 北杜サイトの事例

1) 発電所の監視制御と保守体制

北杜サイトでは、随時巡回方式により発電所の監視を行っている。監視制御構成について図5.5.2-1に示す。

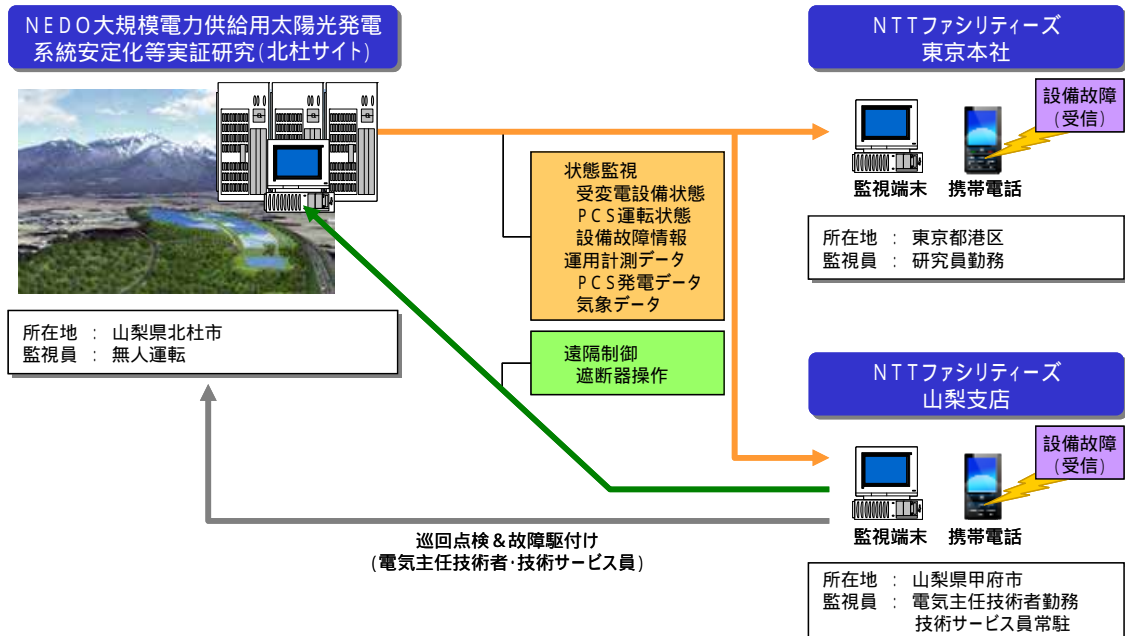


図5.5.2-1 北杜サイトの監視制御構成

北杜サイトは、常に無人運用されており平常運転時はその運用状態（状態監視と運用計測データ）をNTTファシリティーズ山梨支店（以下、山梨支店という）で遠方監視している。なお、実証研究サイトということもあり、同様の監視システムを研究員が勤務するNTTファシリティーズ東京本社（以下、東京本社という）にも設置している。

北杜サイトにおいて設備故障が発生した場合、山梨支店の監視システム画面において設備故障情報が表示されるとともに、電気主任技術者の携帯電話へ情報がEメールで通知される。電気主任技術者及び技術サービス員はその情報に基づき、山梨支店から車（所要時間約30分）で北杜サイトへ駆付け、設備故障対応を行なう。

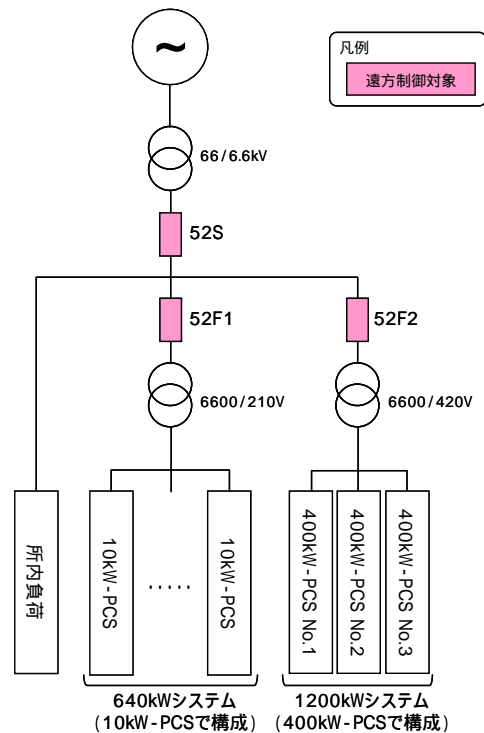


図5.5.2-2 遠方制御対象

また、山梨支店には、図5.5.2-2に示す設備について遠方にて制御可能なシステムを導入している。具体的な制御対象は、太陽光発電設備が連系しているフィーダのVCB操作（入/切）である。これは、北杜サイトが無人運転であり設備故障発生後、技術サービス員が現地まで移動中に速やかに電力系統からの解列が必要と判断される場合を想定して導入した。

上述のように、太陽光発電所は無人運用が可能であるが、その運用状態や設備故障時の情報通知など運用面に考慮した監視システムの構築が必要である。

2) 保安規定に定めた巡視・点検項目と頻度

巡視・点検頻度は、自家用電気工作物保安規程に記載した周期に準拠しており、今後の障害実績等を加味して見直しを行う予定である。参考までに、北杜サイトの巡視、点検及び試験の基準を表5.5.2-1に、巡視点検確認項目を表5.5.2-2に示す。

表5.5.2-1 巡視、点検及び試験の基準

項 目	監視	巡視	点検
方 法	遠隔監視	運用者点検	運用者点検
点 検 者	NTTファシリティーズ	NTTファシリティーズ	NTTファシリティーズ
頻 度	常時	2回/月	1回/3年
点 検 内 容	受電設備 ・監視計測システム により遠隔監視	・外観点検 (各部の損傷、緩み、 汚損、変形、発錆、 異常音、配線状態等)	・点検整備 ・記録計等で性能を確認 (電圧、電流等) ・絶縁抵抗試験 ・接地抵抗試験、 ・計器校正試験 ・保護回路動作試験等
	太陽光 発電 システム	同上	・絶縁抵抗試験

表5.5.2-2 巡視点検確認項目

北杜市大規模太陽光発電所 巡回点検表

点検日 年 月 日

電気主任技術者	記録者

1. 太陽光発電アレイ

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	太陽電池モジュールのガラスなど表面の汚れ及び損傷	著しい汚れ及び損傷が無いこと	良・否	必要
	架台の腐食及び錆	著しい腐食及び錆が無いこと	良・否	必要
	外部配線(接続ケーブル)の損傷	接続ケーブルに損傷、異常な発熱、変形が無いこと	良・否	-
備考欄				

2. 電力変換装置(PCS)

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	外箱の腐食及び破損	外箱の腐食・錆が無く充電部が露出していないこと	良・否	必要
	外部配線(接続ケーブル)の損傷	電力変換装置(PCS)へ接続されている配線に損傷が無いこと	良・否	必要
	通気確認(通気孔、換気フィルタなど)	通気孔をふさいでいないこと。また、目詰まりしていないこと	良・否	-
	異音、異臭、発煙及び異常発熱	運転時の異常音、異常な振動、異臭及び異常な発熱がないこと	良・否	-
	[大容量400kW-PCS対象] PCSコンテナA,B内の空調装置の正常動作	PCSコンテナ内が適温(25度前後)に保たれ、空調が動作していること	良・否	-
	[大容量401kW-PCS対象] PCSコンテナA,B内の漏水	PCSコンテナ内のケーブル引込口や空調で漏水が発生していないこと	良・否	必要
[大容量400kW-PCS対象] PCSコンテナA,Bの施錠	PCSコンテナが確実に施錠(各PCSコンテナ毎で2箇所)されていること	良・否	-	
備考欄				

3. 集電盤

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	外箱の腐食及び破損	外箱の腐食・錆が無く充電部が露出していないこと	良・否	必要
	外部配線(接続ケーブル)の損傷	集電盤へ接続されている配線に損傷が無いこと	良・否	必要
	通気確認(通気孔、換気フィルタなど)	通気孔をふさいでいないこと。また、目詰まりしていないこと	良・否	-
	異音、異臭、発煙及び異常発熱	運転時の異常音、異常な振動、異臭及び異常な発熱がないこと	良・否	-
備考欄				

4. 監視計測盤

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	外箱の腐食及び破損	外箱の腐食・錆が無いこと	良・否	必要
	外部配線(接続ケーブル)の損傷	監視計測盤へ接続されている配線に損傷が無いこと	良・否	必要
	通気確認(通気孔、換気フィルタなど)	通気孔をふさいでいないこと。また、目詰まりしていないこと	良・否	-
	異音、異臭、発煙及び異常発熱	運転時の異常音、異常な振動、異臭及び異常な発熱がないこと	良・否	-
備考欄				

5. 受変電設備

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	外觀構造における腐食や破損及び盤面の歪み	外觀構造における腐食・錆が無いこと	良・否	必要
	外部配線の損傷	受変電設備へ接続されている配線に損傷が無いこと	良・否	必要
	通気確認(通気孔、換気フィルタなど)	通気孔をふさいでないこと、また、目詰まりしていないこと	良・否	-
	異音、異臭、発煙及び異常発熱	異常音、異常な振動、異臭及び異常な発熱がないこと	良・否	-
	外周フェンスにおける腐食や破損	外周フェンスにおける腐食や破損が無く、人が容易に立入れないこと	良・否	必要
備考欄				

6. サブ変電設備

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	外觀構造における腐食や破損及び盤面の歪み	外觀構造における腐食・錆が無いこと	良・否	必要
	外部配線の損傷	サブ変電設備へ接続されている配線に損傷が無いこと	良・否	必要
	通気確認(通気孔、換気フィルタなど)	通気孔をふさいでないこと、また、目詰まりしていないこと	良・否	-
	異音、異臭、発煙及び異常発熱	異常音、異常な振動、異臭及び異常な発熱がないこと	良・否	-
	外周フェンスにおける腐食や破損	外周フェンスにおける腐食や破損が無く、人が容易に立入れないこと	良・否	必要
備考欄				

7. 施設外周フェンス

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	外周フェンスにおける腐食や破損等	外周フェンスにおける腐食や破損が無いこと	良・否	必要
		草木等により外周フェンスが覆われていないこと	良・否	-
備考欄				

8. その他

点検項目	点検内容	判定基準	チェック欄	異常時の撮影
目視点検	設備の施錠確認 (電力変換装置(PCS)、集電盤、監視計測盤、 高圧受電設備、その他施設内の設備等)	全ての設備が施錠されていること	良・否	-
備考欄				

第6章 大規模太陽光発電システム関連法令と諸手続き

6.1 大規模太陽光発電システム関連法令の概要

大規模太陽光発電システムの構築には、電気事業法をはじめ広範囲な法令が関係することから、十分に調査・把握しておくことが重要となる。

本項ではこれまでの実績（稚内サイト・北杜サイト）に加えて文献調査を行い、土地利用関連、環境関連、建築・消防法関連、電気事業法関連、その他に区分し、概要を集約した。実際に大規模太陽光発電所を建設される際には、最新の法令等についても確認が必要である。

6.1.1 関連法令の全体概要

大規模太陽光発電システムを構築する場合、企画から設計・施工・検査・維持運用・廃棄・処理までに必要となる関連法令・条項等の調査結果（概要）を表6.1.1-1に示す。

表 6.1.1-1 大規模太陽光発電システムの関連法令（調査結果・概要）

	区分	関連法令（調査内訳）	特に調査・検討が必要な時期（参考事例）			
			企画・計画段階	設計・施工・検査段階	維持・運用段階	廃棄・処理段階
1	土地利用 関連	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国土利用計画法 ・ 都市計画法 ・ 農地法 ・ 農業振興地域の整備に関する法律（農振法） ・ 森林法 ・ 河川法 ・ 道路法 ・ 文化財保護法 ・ 土地収用法 ・ 航空法 	制約・許可事項と諸手続の把握及び実施 国・都道府県・市町村			
2	環境関連	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自然公園法 ・ 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律 ・ 工場立地法 	同上			

3	建築・ 消防法 関連	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建築基準法 ・ 消防法 	<div style="border: 1px solid black; background-color: yellow; padding: 5px; text-align: center;"> 制約事項・諸手続の把握・実施 </div>			
4	電気事業 法関連	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気事業法 ・ 電気事業法施行例 ・ 電気事業法施行規則 ・ 電気事業法施行規則の解釈 (第73条の4) ・ 電気設備に関する技術基準を定める省令 ・ 電気設備の技術基準の解釈 ・ 経済産業省告示、内規・通達 	<div style="border: 1px solid black; background-color: yellow; padding: 5px; text-align: center;"> 工事計画届出・使用前自主検査・安全管理審査・保安規程など諸手続 </div>			
5	その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設工事に係る資材の再資源化等に関する法律(建設リサイクル法) ・ 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法) ・ 粉じんやガス等の存在する場所への設置時の関連法・基準(電気設備技術基準、消防法など) 	<div style="border: 1px solid black; background-color: yellow; padding: 5px; text-align: center;"> </div>			

6.1.2 関連規程・規格等の概要

その他、本章に記載はないものの、各種技術検討時に必要な関連規程・規格を表6.1.2-1に示す。

表 6.1.2-1 大規模太陽光発電システムの関連規制事項(調査概要)

区分	関連法令(調査内訳)	調査・手続が必要となる時期(参考事例)			
		企画・計画 段階	設計・施工 ・検査段階	維持・運用 段階	廃棄・処理 段階
1 技術基 準	電気技術規程(JEAC) <ul style="list-style-type: none"> ・ 自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021-2006) ・ 系統連系規程(JEAC9701-2006) ・ 発電規程(JEAC5001-2000) ・ 電力蓄電用電池規程(JEAC5000-2007) 		<div style="border: 1px solid black; background-color: lightgreen; padding: 5px; text-align: center;"> 保守・運用管理 </div>	<div style="border: 1px solid black; background-color: lightgreen; padding: 5px; text-align: center;"> 蓄電池設計・施工 </div>	
		<div style="border: 1px solid black; background-color: lightgreen; padding: 5px; text-align: center;"> 系統連系、電力会社との事前協議、監視制御方式他 </div>			

2	技術指針	電気技術指針（JEAG） ・変電所における電気設備の耐震対策指針 ・同上 防火対策指針				
3	規格	JIS 規格（太陽光発電、太陽電池、アモルファス太陽電池） ・JIS C 8980 小出力太陽光発電用パワーコンディショナ他				

6.2 大規模太陽光発電システム設置に関わる関連法令の内訳

前項の区分に基づき、大規模太陽光発電システムを構築に関わる関連法令の概要を以下に示す。

6.2.1 土地利用関連

1) 国土利用計画法（所管：国土交通省）

a. 国土利用計画法（国土法）の目的

国土利用計画法（国土法）は、乱開発や無秩序な土地利用などを防止し、自然環境の保全と均衡ある国土の利用を確保するため、全国都道府県および市町村における国土利用計画を策定し、各種土地利用について総合的観点から調整が図られている。また、一定面積以上の大規模な土地取引に関して制度を設け、地価抑制のため取引価格の審査と合わせてその利用目的を審査し、不適当な土地取引などの抑制を図ることとしている。

b. 関連する規制の概要

大規模太陽光発電システムの設置地点の土地取引には、以下のような規制への配慮が必要である。

- 市街化区域では 2,000 平方メートル以上、市街化調整区域では 5,000 平方メートル以上の土地の取引を行ったときは、国土法第 23 条第 1 項に基づき、契約の日を含めて 2 週間以内に土地売買等届出書（事後届出）を提出しなければならない。
- 規制区域とは投機的取引が集中し、地価の上昇または上昇のおそれがあると認められる区域などで都道府県知事が指定する区域。なお、規制区域については都道府県知事の許可を要す。
- 規制区域外で次の規模の取引については届出不要。
 - ・市街化区域 2,000 平方メートル未満
 - ・市街化区域を除いた都市計画区域（市街化調整区域） 5,000 平方メートル未満
 - ・その他の区域 10,000 平方メートル未満

c. 関連条項

大規模太陽光発電システム設置地点の土地取引に関する関連条項を表 6.2.1-1 に示す。

表 6.2.1-1 国土利用計画法の関連条項（例）

	条項	表題・項目
国土利用計画法（国土法）	第 4 条～第 8 条	国土利用計画、全国計画、都道府県計画、市長村計画
	第 9 条	土地利用基本計画
	第 12 条	土地に関する権利の移転等の許可（規制地域の指定）
	第 16 条	同上（許可基準）
	第 23 条	土地に関する権利の移転等の届出
	第 23 条～第 27 条の十	届出に必要な書類

d. 手続の流れ

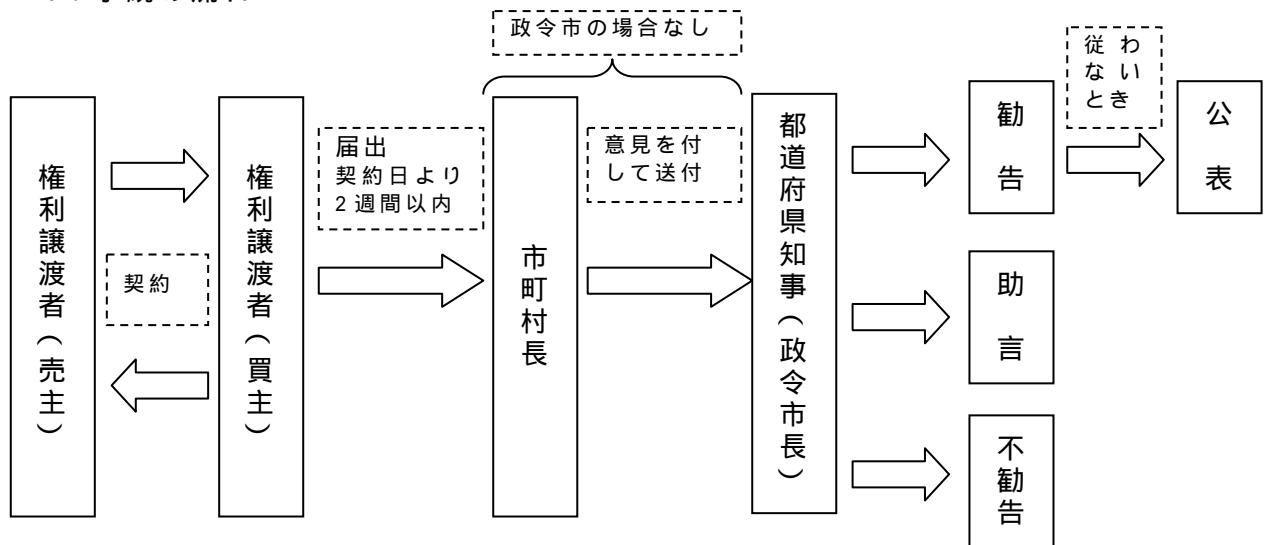


図 6.2.1-1 一定面積以上の大規模な土地売買等契約時の手続の流れ（例）

2) 都市計画法（所管；国土交通省）

都市計画区域に大規模太陽光発電システムを設置する場合、都市計画法の規制・制限等の確認が必要である。

a. 都市計画法の目的

都市計画法は、建築基準法や宅地造成等規制法など他の土地関連法の中心として位置付けられるもので、その目的は都市における諸活動が合理的に発揮できるとともに生活環境を良好に保持するため、土地の合理的な利用を図ることにある。そのため都市計画区域を市街化区域と市街化調整区域（表 6.2.1-3 参照）とに分け、市街化区域については既に市街地を形成している区域及び概ね 10 年以内に都市施設を計画的に整備する地域と定める一方、市街化調整区域は一切の開発を原則として禁止し、無秩序な市街化を抑制すべき区域と定められている。

なお、都市計画区域の範囲は必ずしも市町村の区域と一致するわけではなく、複数の市町村にまたがる都市計画区域もある他、原則として人口が 1 万人未満の町村、半数以上の人々が農業や漁業に従事する町村などでは都市計画区域の指定がされない。

b. 関連する規制の概要

都市計画区域における開発行為等の規制については、都市計画法（第 3 章 都市計画制限等、第 1 節 開発行為等の規制）において、開発行為をしようとする者は原則として当該指定都市等の長の許可を受けなければならないと定められている。ただし、公益上必要な建築物や特定工作物の新設の場合には開発許可手続不要との条項もあることから、事前に関係箇所に確認することが必要である。

c. 関連条項

都市計画法における関連条項を表 6.2.1-2 に示す。

表 6.2.1-2 都市計画法の関連条項

法令	条項	表題・項目
都市計画法	第 29 条第 1 項	開発行為の許可
	施行令第 21 条 第 1 項第 29 号	政令で定める公益上必要な建築物
	要綱第 1 条	開発許可制度の見直し
	第 5 条の 2	変更の許可
	第 32 条	公共施設の管理者の同意等
	第 35 条	許可又は不許可の通知
	第 36 条	工事完了の検査
	第 41 条 2 項	建ぺい率などの基準
	第 42 条	開発区域内の建築制限
	第 43 条 1 項	市街化調整区域内の建築制限
第 53 条 1 項	都市計画施設などの区域内の建築規制	

表 6.2.1-3 市街化区域と市街化調整区域（都市計画法 7 条 2～3 項）

区分 0	区分 1	区分 2	概 要
全国土	都市計画区域	市街化区域	すでに市街地を形成している区域や、おおよそ 10 年以内に計画的に市街化を図る地域。この中に用途地域（住宅系、商業系、工業系）が定められており、道路、公園、上下水道などの都市施設の計画が行われる。開発行為については、一定規模（1,000 平方メートル）以上のものに対して、所定の条件を満たさないと許可されない。
		市街化調整区域	原則として建築物を建てることを認めず、市街化を抑制する区域、用途地域は原則として指定されず、市街化開発にかかわる事業は行われぬ。開発行為はもちろん、個々の建築行為についても、厳しい許可条件が設けられる。
	準都市計画区域		
	都市計画区域外		

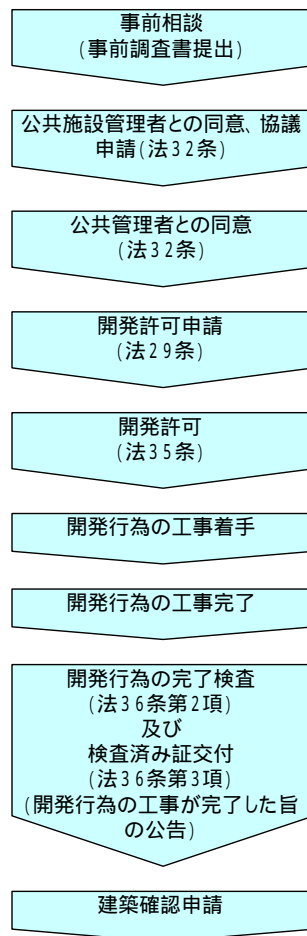


図 6.2.1-2 都市計画法に基づく開発許可手続き（建築確認申請まで）のフロー

3) 農地法（所管；農林水産省）

農地に大規模太陽光発電システムを設置する場合、農地法の規制・制限等の確認が必要である。

a. 農地法の目的

農地法は、国内の農業生産の基盤である農地は現在及び将来における限られた貴重な資源であることに鑑み、耕作者自らが所有することが重要であると認め、農地を農地以外のものにすることを規制するとともに耕作者による農地取得を促進及び農地の利用関係を調整し、耕作者の地位の安定と効率的な利用を図ることを目的としている。

b. 関連する規制の概要

大規模太陽光発電システムを設置する場合、権利移動、農地転用の制限（農地を農地でなくすこと）などの規制がある。

○農地などのままで権利の設定、又は移転を行う場合の制限。

○自分が所有する農地を転用する場合の制限。

○農地などを転用する目的で権利の設定又は移転を行う場合の制限。

また、農地を農地以外に利用する目的で転用する場合、農地法による届出・許可が必要である。

ただし、次の場合には許可不要となる。

○農地を収用した場合（土地収用法で収用した農地）

○市街化区域の農地を予め都道府県知事に届出て転用する場合。

○公益上必要な特定工作物（送電用、配電用の施設等）の敷地に転用する場合（変電所用地は除く）

上記以外の場合には、都道府県知事（2haを超える場合は農林水産大臣）の許可を要す。

c. 関連条項

農地法における関連条項を表 6.2.1-4 に示す。

表 6.2.1-4 農地法における関連条項

法令	条項	表題・項目
農地法	第 4 条第 1 項第 5 号	農地の転用の制限（市街化区域内）；自己所有農地の転用（届出・農業委員会）
	第 4 条第 1 項による許可	農地の転用の制限（市街化区域以外）；自己所有農地の転用（許可・県知事）
	第 5 条第 1 項第 3 号	農地又は採草放牧地の転用のための権利移転の制限（市街化区域内）；転用を目的とした農地の売買・賃貸（届出・農業委員会）
	第 5 条第 1 項	農地又は採草放牧地の転用のための権利移転の制限（市街化区域以外）；転用を目的とした農地の売買・賃貸（許可・県知事）

4) 農業振興地域の整備に関する法律（農振法）（所管；農林水産省）

大規模太陽光発電システムを農用地区域に設置する場合、農振法の確認が必要である。

a. 農振法の目的

農振法は、土地の農業上の有効利用、近代化のための施策を推進し、農産物の供給と生産性の高い農業経営の育成を図ることを目的とする。（土地の農業的利用

と非農業的利用との調整を図り、農地の荒廃・乱開発を防止して優良な農地を確保するため、農地の転用の制限、農地又は採草放牧地の転用のための権利移動の制限について定めている。)

このため農業振興地域を都道府県知事が指定する。市町村は農業振興地域について農業振興地域整備計画を定め、それに基づいて農用地区域を設定し、農業振興施策を推進する。

b. 関連する規制の概要

農用地区域を開発する場合は都道府県知事の許可が必要であるが、農地法の許可を得た行為は除外となる。また、発電用を除く電気工作物の設置に係る行為、事業認定を受けた事業については適用除外となる。ただし、農用地区域内の土地で農地転用許可が必要となる場合には、農用地利用計画を変更し農用地区域から除外する申し出が必要である。

c. 関連条項

農振法における関連条項を表 6.2.1-5 に示す。

表 6.2.1-5 農振法における関連条項

法令	条項	表題・項目
農振法	第 6 条	農業振興地域の指定
	第 13 条	農用地域からの除外の厳格化

5) 森林法(所管; 農林水産省)

大規模太陽光発電システムを森林計画対象民有林などに設置する場合、森林法の確認が必要である。

a. 森林法の目的

森林法は、森林の保護、培養のための森林計画保安林、森林所有者の協同組織の制度を定め、国土の発展を図ることを目的としている。

b. 関連する規制の概要

森林計画対象民有林の開発は都道府県知事の許可を受けなければならないが、一般電気事業等においては適用除外となる場合もある。

c. 関連条項

森林法における関連条項を表 6.2.1-6 に示す。

表 6.2.1-6 森林法における関連条項

法令	条項	表題・項目
森林法	第 10 条	開発行為の制限
	第 25 条	保安林
	第 41 条	保安施設地区
	第 29 条、第 30 条	保安林予定森林
	第 34 条、第 44 条	保安林又は保安施設地区における一定の行為の制限

6) 道路法(所管; 国土交通省)

大規模太陽光発電システムの連系線など、「道路」に工作物等を設置する場合には、道路法の確認が必要となる。なお、工事に伴い道路の使用制限が必要な場合には、消防法により最寄の消防署への事前届出が必要となる。

a. 道路法の目的

道路法は、道路に関する基本法で道路の種類、等級、路線の認定、道路の管理、道路に関する費用の負担区分などについて定め、交通の発展に寄与することを目的としている。

この道路法でいう「道路」とは一般交通の道路であり、各行政庁で路線の認定をした国道、県道、林道は道路法の対象とはならない。

b. 関連する規制の概要

道路に工作物、物件または施設を設け(道路占用、道路加工願)継続して道路を使用する場合には、道路管理者の許可を受けなければならない。

道路管理者は、道路の管理の内容に応じて定められている。

- 高速自動車国道、一般国道(指定区域内) : 「国土交通大臣」
- 一般国道(指定区域外)および都道府県道 : 「都道府県知事」
- 市町村道 : 「市町村長」

c. 関連条項

道路法に関する関連条項を表 6.2.1-7 に示す。

表 6.2.1-7 道路法の関連条項

法令	条項	表題・項目
道路法	第 12 条 ~	道路管理者
	第 21 条	他の工作物の管理者に対する工事施行命令等

7) 河川法（所管；国土交通省）

大規模太陽光発電システムを河川区域内に設置する場合、河川法の確認が必要となる。

a. 河川法の目的

河川法は、河川について洪水、高潮などによる災害の防止、河川の適正な利用と流水の正常な機能が維持されるよう総合的に管理する。

対象となる河川は、水系別に指定された1級河川、2級河川をいい、1級河川は国土交通大臣、2級河川は都道府県知事が指定する。なお、河川法の適用を受けない河川は、「普通河川」として各都道府県条例により管理されている。

b. 関連する規制の概要

河川区域内の土地の占用、工作物の新增設、除却、または土地の掘削、形状変更をする場合は河川管理者の許可が必要である。

また、河川保全区域内（堤内地より50m以内）においても土地の掘削、形状変更、工作物の新改築は河川管理者の許可を要する。

- 1級河川の河川管理者 : 「国土交通大臣」
- 1級河川のうち指定区間および2級河川の河川管理者 : 「都道府県知事」
- 準用河川の河川管理者 : 「市町村長」

c. 関連条項

河川法に関する関連条項を表6.2.1-8に示す。

表6.2.1-8 河川法に係る関連条項

法令	条項	表題・項目
河川法	第54条	河川保全区域の指定
	第55条	河川保全区域における行為の制限
	第57条	河川予定地における行為の制限
	第58条の4	河川保全立体地域における行為の制限
	第58条の6	河川予定立体地域における行為の制限

8) 文化財保護法（所管；文部科学省）

大規模太陽光発電システムの用地造成において、文化財（埋蔵文化財）に関係する場合には、文化財保護法に基づき、適切な手続を進めなければならない。

a. 文化財保護法の目的

この文化財保護法は、文化財を保存し、かつその活用を図ることにより、国民の文化的向上に資するとともに、世界文化の進歩に貢献することを目的としてい

る。

b. 関連する規制の概要

埋蔵文化財とは、地中に埋もれている文化財のことであり、それを包蔵している土地のことを埋蔵文化財包蔵地（遺跡）と呼んでいる。文化財保護法では「周知の埋蔵文化財包蔵地」の範囲内で建築・土木工事等を行う場合の手続きおよび工事に着手した後で遺跡が発見された場合の手続きを定めている。

c. 関連条項

文化財保護法のうち埋蔵文化財に関連する条項を表 6.2.1-9 に示す。

表 6.2.1-9 文化財保護法の関連条項

法令	条項	表題・項目
文化財保護法	第 2 条	文化財の定義
	第 92 条	埋蔵文化財；調査のための発掘に関する届出、指示
	第 96 条	埋蔵文化財；遺跡の発見に関する届出、停止命令等

埋蔵文化財包蔵地に該当する場合

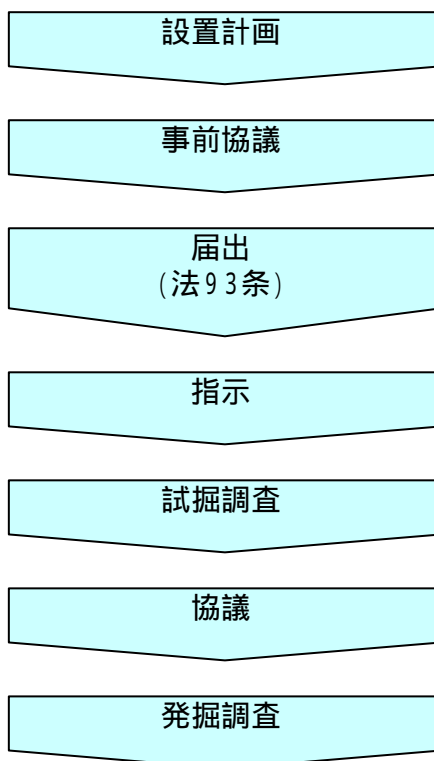


図 6.2.1-3 文化財保護法（埋蔵文化財包蔵地に該当）に基づく手続きのフロー

9) 土地収用法（所管；国土交通省）

大規模太陽光発電システムの用地取得時に、地主の強硬な反対がある場合、土地収用法の確認も必要となる。

a. 土地収用法の目的

土地収用法は、公共の利益となる事業に必要な土地等の収用又は使用に関し、その要件、手続及び効果並びにこれに伴う損失の補償等について規定し、公共の利益の増進と私有財産との調整を図ることにより、国土の適正かつ合理的な利用に寄与することを目的とする。

具体例として、地主の強硬な反対のため用地取得が極めて困難な状態におちいり、公共利益に著しい影響を与えるといった場合が生ずることもある。土地収用法は、このような地主の「売りたいくない」という土地所有者の意思にかかわらず、起業者に土地所有権を取得させる制度「土地収用制度」を定め、その要件、手続、効果や土地収用に伴う損失の補償等について規定している。

b. 関連する規制の概要

公共の利益を図るため「収用することができる事業」は第3条に列挙されている事業でなければならない。なお、法第3条には道路、河川、鉄道などに関する事業、いわゆる公共事業と称されるものを掲げている。このうち電気事業法（一般電気事業、卸電気事業、特定規模電気事業など）に関しては、法第3条第17号で「電気事業の用に供する電気工作物」に関する事業が公共の利益となる事業として記載されている。

c. 関連条項

土地収用法の関連条項を表6.2.1-10に示す。

表6.2.1-10 土地収用法の関連条項

法令	条項	表題・項目
土地収用法	第3条	土地を収用し、又は使用することができる事業

10) 航空法（所管；国土交通省）

大規模太陽光発電システムの造成用地が航空機の離着陸帯に近接する場合には、最終進入路上での反射による影響が懸念されることから、事前に最寄の航空局に対して航空法の確認が必要となる。

a. 航空法の目的

航空法は、国際民間航空条約の規定並びに同条約の附属書として採択された標

準、方式及び手続に準拠して、航空機の航行の安全及び航空機の航行に起因する障害の防止を図るための方法を定める等、輸送の安全を確保するとともにその利用者の利便の増進を図ることにより、公共の福祉を増進することを目的とする。

b. 関連する規制の概要

制限表面の上に出る高さの建造物、植物その他の物件について、これを設置し、植栽し、又は留置することは禁止されている。ただし、水平表面、円錐表面及び外側水平表面に係るもので「仮設物」、「避雷設備」または「地形又は既存物件との関係から航空機の飛行の安全を特に害さない物件」については、申請により東京航空局長の承認を受ければ、当該制限表面の上に出て、これを設置することができる。なお、メガソーラの場合には、最終進入路上での反射による影響が懸念される。(航空法第2条、第49条、第56条の3)

c. 関連条項

航空法の関連条項を表6.2.1-11に示す。

表6.2.1-11 航空法の関連条項

法令	条項	表題・項目
航空法	第2条第7項	進入区域
	第49条	物件の制限等
	第51条	航空障害灯
	第51条の2	昼間障害標識
	第56条の3	延長進入表面、円錐表面

11) その他の関連法令

大規模太陽光発電システム設置(計画)時に用地に関する法令は、上記諸法令の他「土地区画整理法」「土地改良法」「鉱業法」「砂防法」など、地域により種々の法令の規制を受けるため、事前に関係箇所とよく打合せ各種手続に遺漏のないよう留意することが重要である。なお、都道府県では、法令の規定に基づく許認可の申請などの前に、予め総合的かつ計画的な見地から「開発行為」について適正な指導を行い、秩序ある利用と保全を図るため、それぞれ「開発指導要領」を定めている。都道府県によって協議時期、内容、提出資料、手続などが異なるので、事前に十分調査し、以降の協議・工程に支障のないよう配慮しなければならない。

6.2.2 環境関連

大規模太陽光発電システムを設置する場合には、以下の環境関連法令の事前確認が必要である。

1) 自然公園法（所管；環境省）

a. 自然公園法の目的

自然公園法は、自然の風景地を保護し、国民の保健、休養、および教化に資することを目的とする。そのために区域を定めて「国立公園」「国定公園」及び「都道府県立自然公園」を設け、公園計画に基づき公園事業を執行するとともに、一定の行為を制限し景観風致の保護を図っている。

b. 関連する規制の概要

自然公園法による地域（表 6.2.2-1）に設置する場合には、次の制約がある。

特別地域で工作物の新、増、改良、木竹の伐採、土地の形状変更、鉄塔の色彩変更などの行為は環境大臣（国立公園のみ）、都道府県知事の許可を要す。

普通地域については、建物高さ 13m または延べ床面積 1,000 平方メートル、鉄塔高さ 30m 以上の工作物の新、増、改築、土地の形状変更する場合は都道府県知事に届出を要す。なお、「国立公園」「国定公園」については公園計画に基づき特別地域と普通地域域に分類指定されている。

表 6.2.2-1 自然公園法による地域区分

特別保護地区		地域の代表的な景観を有し、嚴重に景観の維持を図る。
特別地域	第 1 種	独自の風致を呈しており、現在の状態を極力保護することが必要
	第 2 種	良好な風致を構成しており、比較的状態がよく保全される
	第 3 種	第 1 次産業との調和を図りつつ、全般的な風致の維持を図る
普通地域		特別地域に含まれない地域で風景の保護を図る地域
海域公園地区		海中・海上を含む海域の景観や生物多様性を保全するために、国立・国定公園内に指定される地域

c. 関連条項

自然公園法における関連条項を表 6.2.2-2 に示す。

表 6.2.2-2 自然公園法における関連条項

法令	条項	表題・項目
自然公園法	第 20 条	保護及び利用（特別地区）
	第 21 条	同上（特別保護地区）
	第 23 条	同上（海域公園地区）
	第 13 条 第 14 条	特別地域又は特別保護地区における規制
自然環境 保全法	第 17 条	行為の制限
	第 22 条	自然環境保全地域（指定）
	第 25 条	保全（特別地区）
	第 26 条	保全（野生動植物保護地区）
	第 27 条	保全（海域特別地区）
	第 28 条	保全（普通地域）

2) 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律（所管；環境省）

大規模太陽光発電システムの設置地点が自然環境に影響を及ぼすと考えられる場合には、この法律の規制を事前に確認することが必要である。

a. 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律の目的

この法律は、野生動植物が、生態系の重要な構成要素であるだけでなく、自然環境の重要な一部として人類の豊かな生活に欠かすことのできないものであることに鑑み、絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存を図ることにより良好な自然環境を保全し、もって現在及び将来の国民の健康で文化的な生活の確保に寄与することを目的とする。

b. 関連する規制の概要

土地の所有者又は占有者は、国内希少野生動植物種の保存に留意する義務を要すること、及び管理地区の区域内において、建築物その他の工作物を新築、改築、又は増築等をする場合は環境大臣の許可が必要となる。

c. 関連条項

種の保存法に関する法律の関連条項を表 6.2.2-3 に示す。

表 6.2.2-3 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律の関連条項

法令	条項	表題・項目
絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律	第 34 条	土地の所有者等の義務
	第 37 条	管理地区
	第 9 条	捕獲等の禁止

3) 工場立地法(所管; 経済産業省)

大規模太陽光発電システムを設置する予定の地区の周囲に広く自然環境が存在する場合には、工場立地法の規制を確認することが必要である。例として、大規模工場に一定の広さの緑地を確保することを義務付けており、屋上や駐車場の緑地は面積の 25% までしか緑地とみなされない等の規定(注 1)がある。

(注 1) 2010 年現在、投資促進へ規制緩和の観点から見直し検討中。

a. 工場立地法の目的

工場立地法は、工場立地が環境の保全を図りつつ適正に行われるようにするため、工場立地に関する調査を実施し、及び工場立地に関する準則等を公表し、これらに基づく勧告、命令等を行うことにより、国民経済の健全な発展と国民の福祉の向上に寄与することを目的とする。

b. 関連する規制の概要

太陽光発電施設の扱いに関する運用上の勘案措置について追加(平成 20 年 6 月)され、森林、丘陵地、原野及び海上等、山間部又は海岸部において周囲に広く自然環境が存在する地区に設置する場合であって、周辺の地域における生活環境の保持に支障を及ぼすおそれがないと認められる場合は、法第 4 条第 1 項の勧告を除外(設置許可)される。工場立地法に関する関連条項を表 6.2.2-4 に示す。

表 6.2.2-4 工場立地法の関連条項

法令	条項	表題・項目
工場立地法	第 4 条、準則 第 1 条～第 4 条	特定工場に該当する場合の守るべき要件 運用例規集(2 - 2 - 3 の)による勧告除外条
	第 5 条	工場立地に関する助言
	第 6 条、施行 令第 1 条、第 2 条	届出及び届出対象工場

c. 手続の流れ

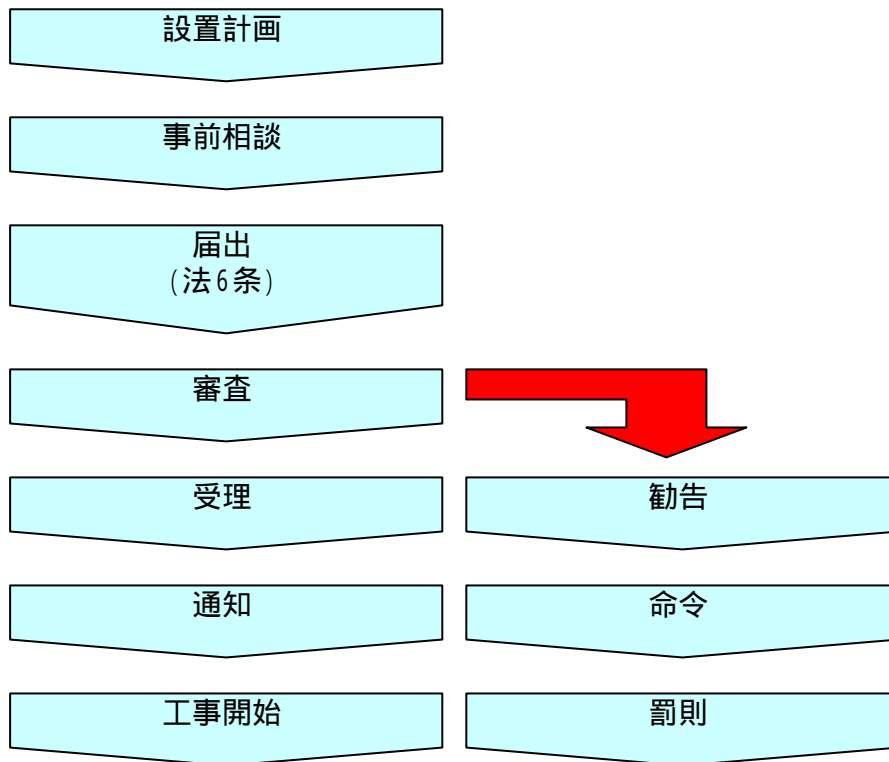


図 6.2.2-1 工場立地法の届出手続きのフロー

6.2.3 建築・消防法関連

大規模太陽光発電システムを設置する場合には、監視制御所等の建物の他、アレイ高さが 4m を超える架台については、建築基準法に抵触する可能性があることから、事前に最寄りの「建築主事」に規制の対象となるか否かの確認が必要である（現在、法改正について国レベルで検討中のような）。また、監視制御所などの建築物や蓄電池などの危険物を設置する場合のみならず、工事に伴い緊急車両の通行制限が伴う場合には、事前に消防法の確認が必要となる。

1) 建築基準法（所管；総務省）

建築基準法は、人間の安全性を確保するため対象となる工作物を規定している。

a. 建築基準法の目的

この法律は建築物の敷地、構造、設備、及び用途に関する最低の基準を定めて、建築物として完成した「物」を規制することによって、通常の利用が図られた場合の“安全性を確保”しようとするものである。

b. 関連する規制の概要

(a) 確認申請

○建築に着手する前に建築計画が法令に反しないかどうかを審査してもらうことを確認申請という。太陽光発電設備の場合、確認申請を要する工作物に該当するか否かの事前審査が必要である。

○確認申請は「建築主」が「建築主事」または「指定確認検査機関」に対して行う。

○確認申請を要する場合は、次に該当する建築物を建築する場合である。

- ・不特定多数の人々が集まる建築物で床面積の合計が 100 平方メートルを超えるもの。
- ・木造建築物で 3 階建以上、又は延べ面積 500 平方メートルを超えるもの。
- ・木造以外の建築物で 2 階建以上、又は延べ面積が 200 平方メートルを超えるもの。
- ・都市計画区域及び都道府県知事の指定区域内における全ての建築物。
(増改築移転については床面積 10 平方メートルを超えるもの)
- ・防火地域及び準防火地域は全ての建築物。

(b) 建築工事届及び建築物除却届

新築、増改築で床面積が 10 平方メートルを超える全ての建築物に対しては、建築工事に着手する際に建築主が都道府県知事に届出なければならない。

(c) 工事完了届

確認を受けて着手した建築工事が完了した場合に「建築主」が「建築主事」または「指定確認検査機関」に届出なければならない。完了届が受理されると「建築主事」または「指定確認検査機関」は建築物を検査し、適法であると確認したときには「検査済証」を交付する。

c. 関連条項

建築基準法に関する建築物の計画から、確認、着工、検査、竣工、維持管理に至るまでの手続を表 6.2.3-1 に示す。

表 6.2.3 - 1 建築基準法の関連条項と手続（概要）

手続の種類	条項	提出者	提出先
確認申請 (建築物)	第 6 条 1 項、第 6 条の 2 の 1 項	建築主	建築主事又は 指定確認検査機関
確認申請 (工作物)	第 88 条	建築主	
確認申請 (用途変更)	第 87 条	建築主	
確認申請 (建築設備)	第 87 条の 2	建築主	
中間検査申請	第 7 条の 3 又は 第 7 条の 4	建築主	
工事完了検査申請	第 7 条又は 第 7 条の 2	建築主	
計画通知	第 18 条	国又は地方公共団体の長	建築主事
許可申請	第 43 条ほか	建築主	特定行政庁
認定申請	第 44 条ほか	認定を得ようとする者	
道路位置指定申請	第 42 条 1 項	道を築造しようとする者	
建築工事届	第 15 条	建築主	都道府県知事
建築物除去届	第 15 条	工事施工者	
仮使用承認申請	第 7 条の 6	建築主	特定行政庁（工事完了検査申請受理前）又は建築主事（工事完了検査申請受理後）

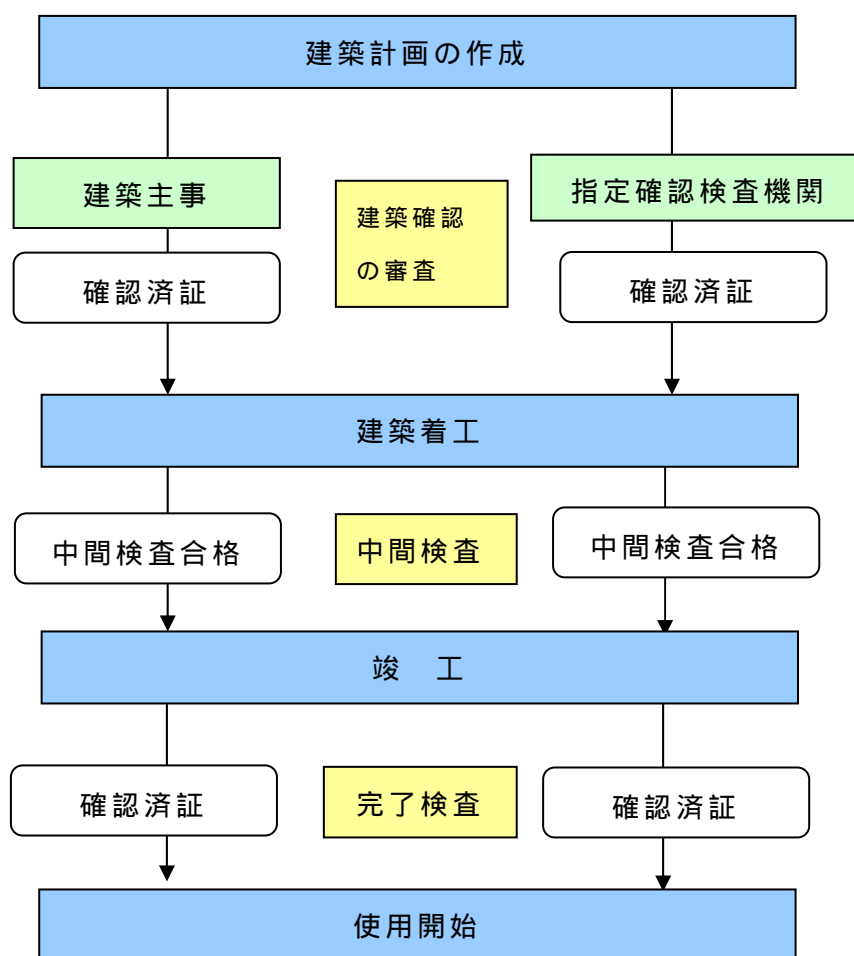


図 6.2.3-1 建築確認審査の手続きのフロー

2) 消防法（所管；総務省）

大規模太陽光発電システムの監視制御所や蓄電池を設置する場合には、消防法に基づき設計・施工しなければならない他、NAS 電池などの危険物では設置許可申請・予防規程制定を要する。

a. 消防法の目的

消防法は、火災を予防し、警戒し及び鎮圧し、国民の生命、身体及び財産を火災から保護するとともに、火災又は地震等の災害に困る被害を軽減し、もって秩序を保持し、社会公共の福祉の推進に資することを目的とする。

b. 関連する規制の概要

消防法の規制となる防火対象物は、山林又は舟車、建築物その他工作物、危険物などが該当し、建築基準法、都市計画法など他の法令と関連して、規制内容が適用される場合が多い。

建築物への適用は、一般的な火災予防・防火設備（火災検知器、火災報知器、消火器など）の他、建物内に設置する変電設備等も対象となる。加えて、NAS（ナトリウム・硫黄）電池など消防法の危険物に該当する施設を設置する場合に適用となる。

c. 関連条項

消防法関連条項を表 6.2.3-2 に示す。また、NAS 電池設備に伴う関連条項と提出書類を表 6.2.3-3 に示す。

表 6.2.3-2 建築基準法関連の消防法関連条項

法令	条項	表題・項目
消防法	第 9 条	火の使用に関する市町村条例への委任
	第 9 条の 2	住宅防災機器
	第 15 条	映写室の構造設備
	第 17 条	消防用設備などの設置維持

表 6.2.3-3 NAS 電池設置に伴う消防法の手続と関連条項

項目	法令	条項	提出書類	提出時期
設置許可 申請	消防法	第 11 条第 1 項	危険物貯蔵所 (取扱所)設置許可申請書	設置工事前 1ヶ月程度
	危険物の規制に関する規則	第 4 条		
特例適用	危険物の規制に関する政令	第 19 条第 1 項	特例適用願	設置工事前 1ヶ月程度
	消防危	第 53 号		
着工届出	消防法	第 17 条の 14、 15	工事整備対象設備等着工届出書	工事着手 10日前まで
	消防法施行令	第 36 条の 2 第 1 項		
設備設置届 (変電等)	各地域の火災予防条例	-	設備設置届出 (変電等)	着工前
危険物保安監督者 選任届出	消防法	第 13 条	危険物保安監督者選任届出書	遅滞なく
	危険物の規制に関する規則	第 48 条の 3		
予防規程	消防法	第 11 条	予防規程制定・ 変更認可申請書	都度
	危険物の規制に関する規則	第 62 条		

完成検査 申請	消防法	第 11 条 第 5 項	危険物貯蔵所 (取扱所)完成検査申請書	完成検査前 1ヶ月程度
	危険物の規制に関する政令	第 8 条		

d. 手続きフロー

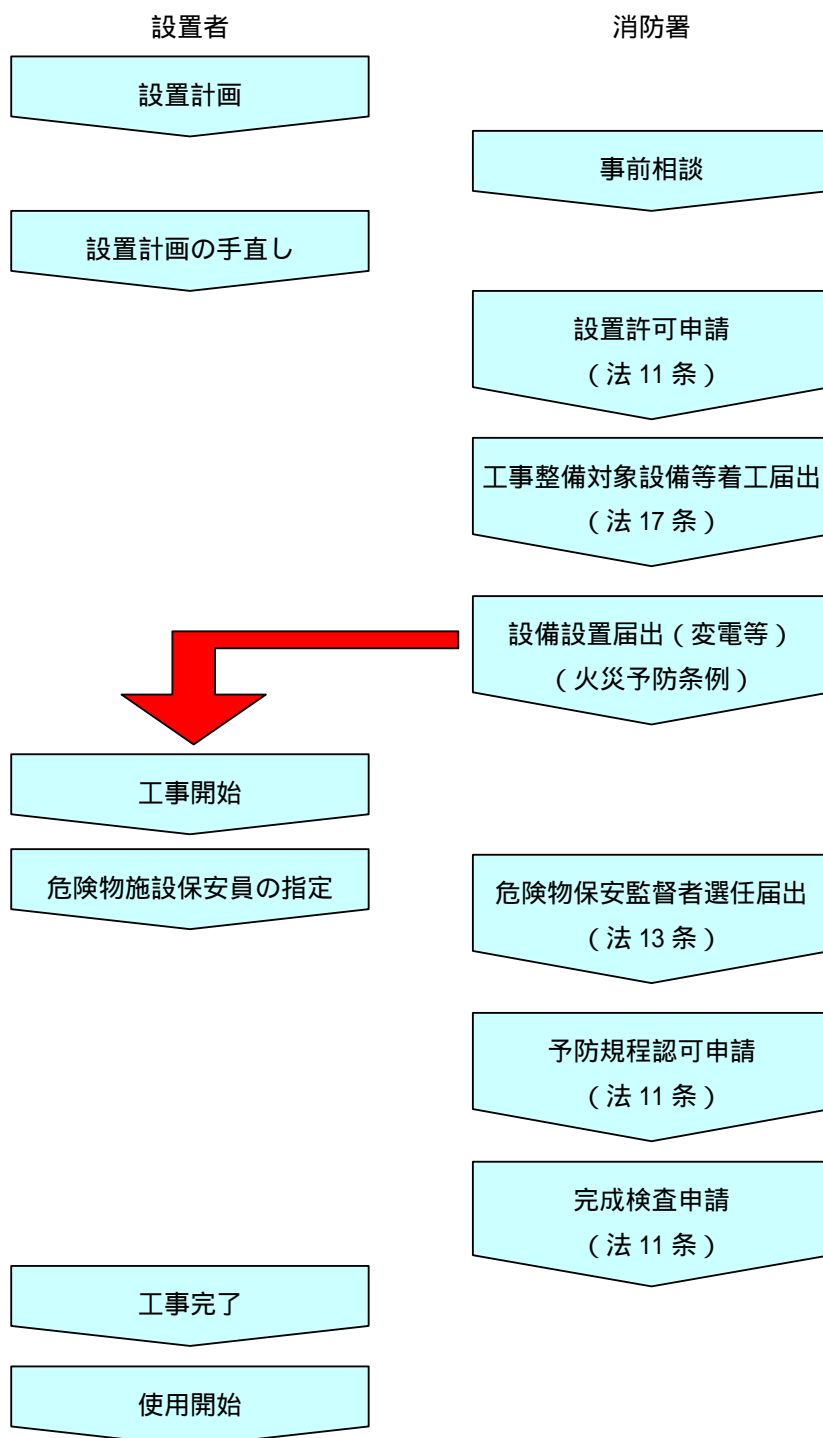


図 6.2.3-2 NAS 電池設置時の消防関連諸手続きのフロー (事例)

6.2.4 電気関係法令

1) 電気事業法(所管; 経済産業省)

a. 電気事業法の目的

電気事業法は、電気事業の運営を適正かつ合理的にならしめることによって、電気の利用者の利益を保護し、及び電気事業の健全な発展を図るとともに、電気工作物の工事、維持及び運用を規制することによって、公共の安全を確保し、及び環境の保全を図ることを目的とする。

b. 関連する規制の概要

電気事業法第 50 条の 2 では、電気事業法第 48 条第 1 項に定められている『工事計画届出』をして設置や変更の工事をする事業用電気工作物であって、経済産業省令で定めるものを設置する場合は、その工作物の使用開始前に使用前自主検査を行い、その結果を記録し、保持しなければならないことが定められている。

その他、維持運用・管理等に関する規制は、主に保安規程に基づく、保安体制の維持・技術基準への適合の他、事故時の報告義務などの規制がある。

(参考1) 電気工作物の区分と内訳

電気工作物の区分と内訳(定義)を以下に示す。

表 6.2.4-1 電気工作物の区分と内訳(概要)

	区分1	区分2	内容説明	例
電気工作物 発電所から 需要設備の 末端に至る までの電気 機器及び発 電用のダ ム、水路、 貯水池、電 線路等の工 作物。	事業用電 気工作物	電気事業 用	一般電気事業用(電力会社)、卸電気 事業用(200万kWを超える発電設備 で一般電気事業者へ供給)、特定電気 事業用(IPP、特定の供給地点)、特定 規模電気事業用(PPS)の電気工作物	
		自家用	電気事業の用に供する電気工作物以 外のもの 他の者から、600Vを超える電圧 で受電するもの(高圧、特別高圧) 構外にわたる電線路を有するもの 発電用の電気工作物(注;小出力 発電設備を除く)と同一構内に設置す る電気工作物 爆発性又は引火性の物が存在する ため、電気工作物による事故が発生す るおそれが多い場所に設置するもの (、及びは、低圧の設備であつ ても、自家用電気工作物となる。)	工場・ビル・事業所等 の600Vを超えて受 電する需要設備(発電 所等も含まれる。)
	一般用電 気工作物	600V以下で受電する需要設備又は 小出力発電設備で、構外にわたる電線 路、小出力発電設備以外の発電設備が ない等安全性の高い電気工作物	一般家庭、商店、小規 模事務所の屋内配線 等、家庭用太陽光発 電・燃料電池等の小出 力発電設備	
電気工作 物以外の もの			船舶、車両又は航空機に設置されるも の等については、他と電氣的に接続さ れていない独立したものが多く、また 他の法令により保安面の規制を受け ているため、政令により電気工作物か ら除かれている。	

c. 電気関係法令における関連条項

事業用（自家用を含む）太陽光発電システムを設置する場合に必要な諸手続、及び運用開始後に関連する電気事業法関連条項を表 6.2.4-2 に示す。

表 6.2.4-2 電気事業法関連条項

区分	項目	法令	条項	表題・項目
諸手続き	工事計画	電気事業法	第 48 条	工事計画
		電気事業法施行規則	第 62 条	工事計画の認可等
			第 65 条	工事計画の事前届出
	工事計画変更	電気事業法	第 48 条	工事計画変更
	主任技術者	電気事業法	第 43 条	主任技術者
		電気事業法施行規則	第 52 条 第 52 条第 2 項	主任技術者の選任等 保安管理業務外部委託承認制度（自家用電気工作物）
	使用開始届	電気事業法	第 53 条	自家用電気工作物の使用の開始
		電気事業法施行規則	第 87 条	自家用電気工作物の使用開始の届出
	使用前安全管理審査	電気事業法	第 50 条の 2	使用前安全管理検査
		電気事業法施行規則	第 73 条の 2 の 2	
	使用前検査	電気事業法	第 49 条	使用前検査
	保安規程	電気事業法	第 42 条	保安規程
		電気事業法施行規則	第 50 条	保安規程
設置	電気工作物の定義	電気事業法	第 2 条	定義
		電気事業法	第 38 条	電気工作物の定義
		電気事業法施行規則	第 48 条	一般用電気工作物の範囲（メガソーラ対象外）
		電気事業法施行令	第 1 条	電気工作物から除かれる工作物
運用	技術基準適合命令	電気事業法	第 40 条	技術基準適合命令
			第 56 条	技術基準適合命令

	調査の義務	電気事業法	第 57 条	調査の義務
		電気事業法施行規則	第 96 条	一般用電気工作物の調査 (メガソーラ対象外)
	電気工作物の維持	電気事業法	第 39 条	事業用電気工作物の維持
	罰則規定	電気事業法	第 118 条	罰則規定
			第 119 条	罰則規定
			第 120 条	罰則規定

d. 設置時の諸手続き区分とフロー

大規模太陽光発電システム（出力 500kW 以上の場合）の手続き基本フローを図 6.2.4-1 に示す。また、諸手続きの概要及び所要日数（目安）を表 6.2.4-3 及び表 6.2.4-4 に示す。

表 6.2.4-3 大規模太陽光発電システムの設置・保安に係る法手続き

電気工作物	出力の規模	工事計画	使用前 自主 検査	使用 開始届	安全管理 審査	電気 主任 技術者	保安 規程	届出先
電気事業用 及び 自家用	1,000kW 以上	届出	実施	不要 (*1)	実施	選任	届出	所轄の産業保安監督部
	500kW 以上 1,000kW 未満	届出	実施	不要 (*1)	実施	不選任 承認	届出	同上
	20kW 以上 500kW 未満	不要	不要	不要	不要	不選任 承認	届出	同上
	20kW 未満 (*2)	不要	不要	不要	不要	不選任 承認	届出	同上
一般用	20kW 未満 (*3)	不要	不要	不要	不要	不要	不要	-----

(注)

- * 1 出力 500kW 以上の電気工作物を譲渡、借用する場合には使用開始届出が必要。
- * 2 高圧連系の 20kW 未満は自家用電気工作物（一般用電気工作物ではない）。
- * 3 低圧連系の 20kW 未満、若しくは独立形システムの 20kW 未満が該当する。

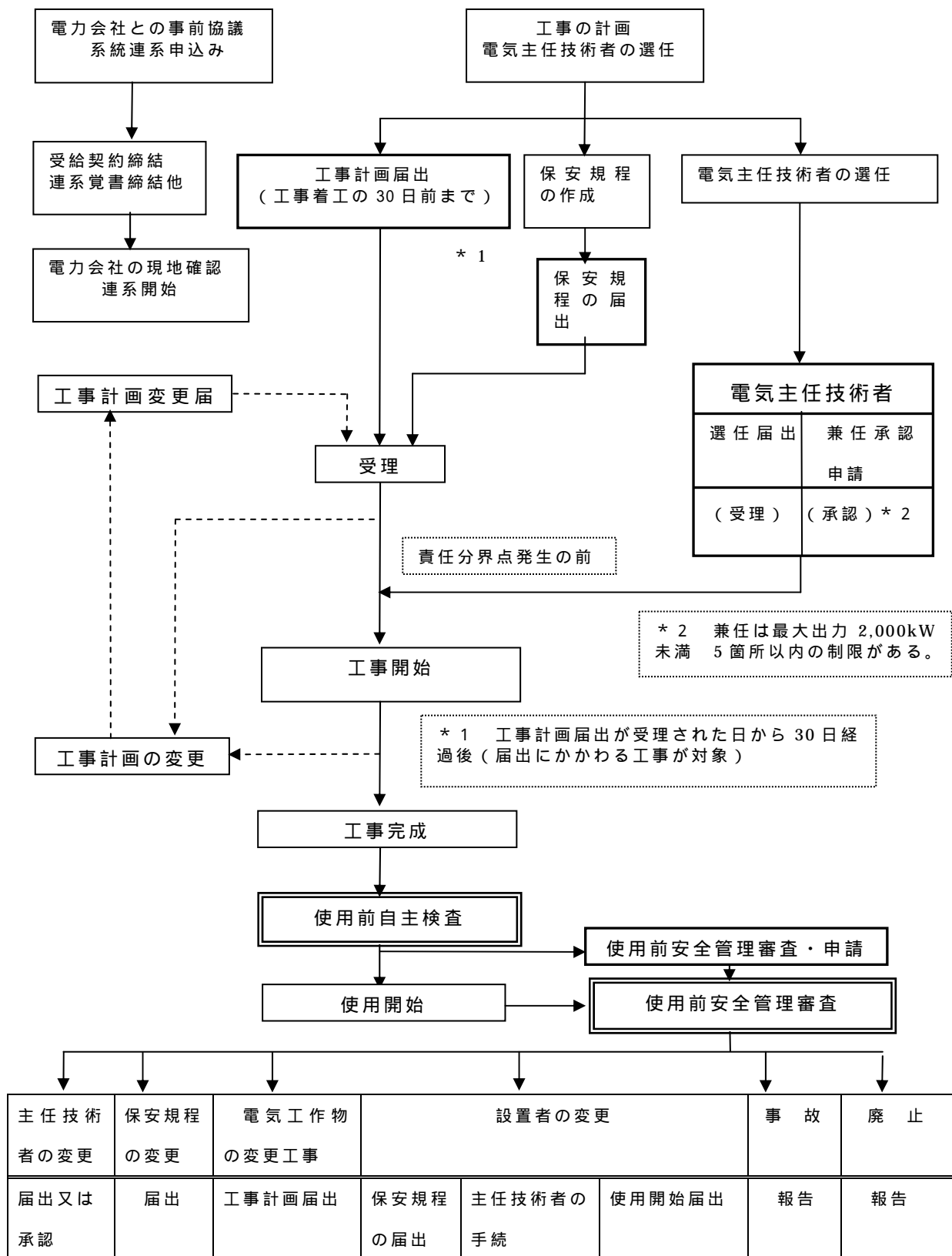


図 6.2.4-1 大規模太陽光発電システムの計画から使用開始に至る基本フロー

表 6.2.4-4 大規模太陽光発電システムの手続きと所要日数

項目	概要	所要日数の目安
1. 設置計画と設計	関連法令調査、技術検討 設計図面作成	3ヶ月以上
2. 保安管理の準備	保安規程の作成、主任技術者の選任、届出手続き	1～2ヶ月以上
3. 電力会社との協議	系統連系条件、運用制約他	2～3ヶ月（並行処理）
4. 電力会社への申込みと契約	余剰電力・受給契約の締結 系統連系に関する覚書締結	
5. 所轄産業保安監督部への届出（施工前）	保安規程 電気主任技術者の選任届出	1日（事前確認要す）
	工事計画届出 （届出対象工事着工 30 日前まで）	1日（事前確認要す）
6. 設置工事	施工会社による工事 （造成、杭・基礎、据付・試験他）	（設置規模による。） 4～6ヶ月程度
	7. 使用前自主検査	性能・技術基準との適合性 確認（自主検査要領の事前準備を要す。）
8. 所轄産業保安監督部への申請（自主検査後）	安全管理審査の申請	自主検査後、1ヶ月以内
9. 電力会社の現地確認	各電力会社による。	1日程度
10. 使用開始		
11. 安全管理審査	書類審査、現地確認 （自主検査要領の事前説明）	2日程度（事前説明要す。）
	審査結果（評定）通知	審査後 30 日程度

2) 電力会社との協議・申込み（各電力会社）

太陽光発電システムを電力会社の高圧系統又は特別高圧系統に接続して使用する場合、その技術的な要件を判断する基準となる「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」をもとに、電力会社との協議が必要である。システムの基本設

計終了時点から早い段階で事前協議を依頼することが望ましい。なお、系統連系の申込み等は協議の進展に応じ電力会社に資料を提出することになるが、それぞれの書式は電力会社によって異なるので、窓口で相談する必要がある。

a. 電力会社との事前協議フロー

電力会社との手続きに焦点を当てた設置手続きのフローを図 6.2.4-2 に示す。

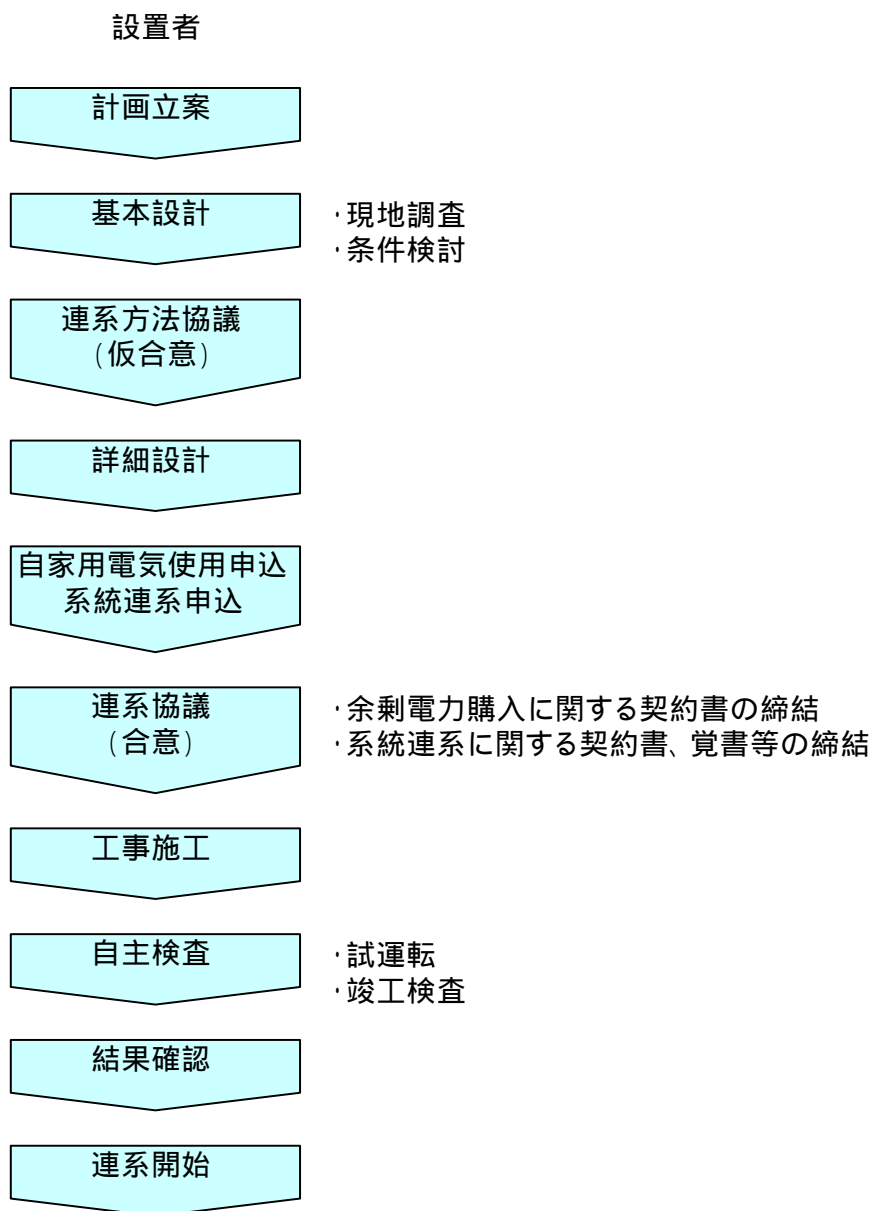


図 6.2.4-2 電力会社との手続きに焦点を当てた設置手続きのフロー

b. 必要書類

電力会社との連系協議の際に提出する資料（例）を以下に示す。

太陽光発電連系協議依頼票

受電設備構成（単線結線図による継電器、計器用変成器の設置、インターロック等の記述）

付属機器に関する事項（遮断器、開閉器、計器用変成器等の仕様）

太陽光発電設備調書

逆変換装置に関する事項（型式、仕様、保護・制御機能の説明、力率・高調波測定データ）

系統連系保護装置（UVR, OVR, UFR, OFR, RPR, UPR, OVGR）に関する事項（型式、仕様、シーケンス、特性、整定範囲、試験成績書）

単独運転検出機能または逆充電検出機能に関する事項（仕様、技術資料、推奨整定、試験成績書）

自動電圧調整機能に関する事項（仕様、抑制範囲）

直流分検出保護機能に関する事項（仕様、試験成績書）

逆潮流の有無、最大逆潮流に関する説明（発電設備運転出力と負荷曲線）

運転連絡体制に関する概要

6.2.5 その他関連法令

1) 建設工事に係る資材の再資源化等に関する法律(建設リサイクル法)

適切な分別解体等及び再資源化等の実施を確保するため、発注者などによる工事の事前届出や元請業者から発注者への事後報告、都道府県知事等による助言・勧告・命令等の手続きが整備されている。

建設リサイクル法手続きの概念図を図 6.2.5-1 に示す。

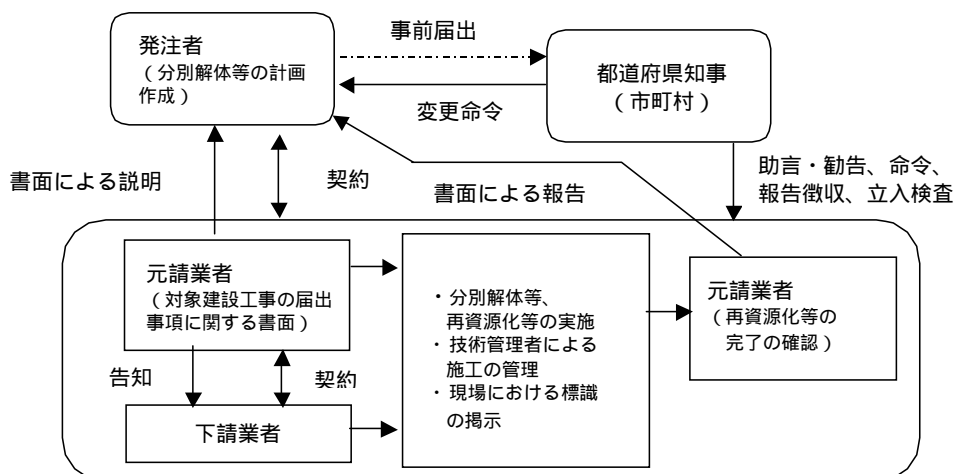


図 6.2.5-1 建設リサイクル法手続きの概念図

2) 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法 (RPS 法)

RPS 法に基づく新エネルギー電気を発電し、又は発電しようとする者は、当該発電設備が基準に適合していることについて、経済産業大臣の認定を受けることができる。

a. 新エネルギー等発電設備認定申請

新エネルギー等電気を発電し、又は発電しようとする者は、新エネルギー等発電設備について認定申請を行うことができる。認定された設備から発電され、電気事業者が利用する新エネルギー等電気は、電気事業者の義務履行に使うことができる。

b. 口座開設等に関する届出等

新エネルギー等電気相当量を取得しようとする新エネルギー等発電事業者は、設備認定後口座開設について届出を行うことができる。口座は、各事業者が保有する新エネルギー等電気相当量を記録するためのものであり、新エネルギー等電気相当量の取引等を行うためには、電子口座を開設する必要がある。電子口座は、政府に口座開設届出書を提出することにより開設される。口座を開設することができるのは、電気事業者と新エネルギー発電事業者のみである。

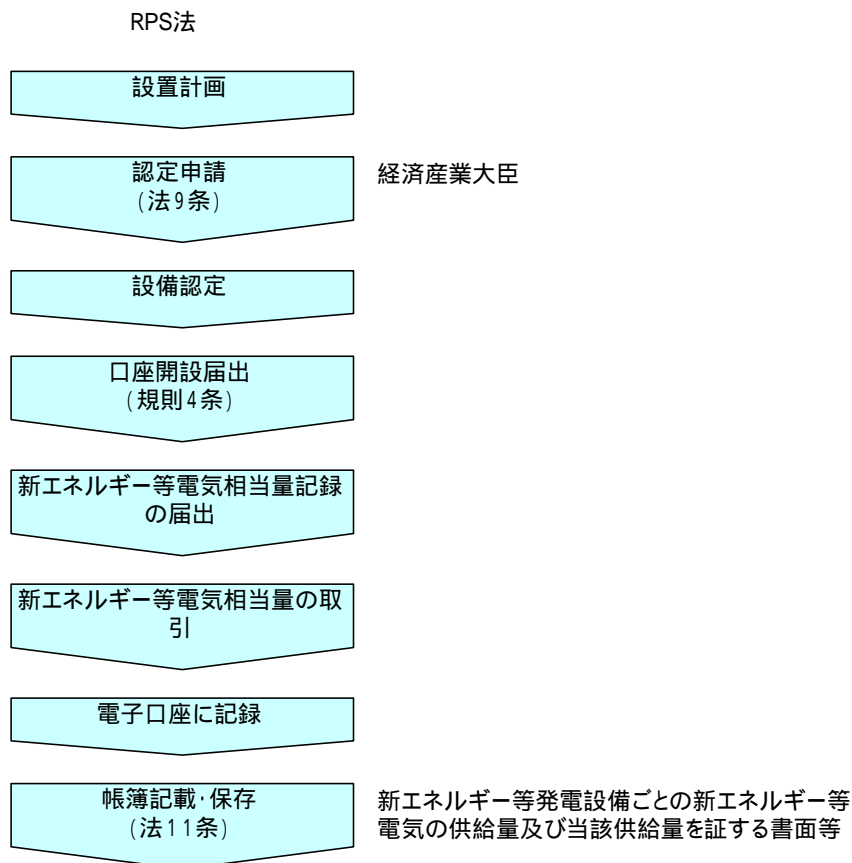


図 6.2.5-2 RPS 法における手続きフロー

表 6.2.5-1 RPS 法関係法令の関連条項

法令	条項	表題・項目	提出書類
電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法	第9条	新エネルギー等発電設備の認定	新エネルギー等発電設備認定申請書

3) 粉じんやガス等の存在する場所への設置時の関連法・基準(電気設備技術基準、消防法など)

メガソーラ発電は広大な面積が必要となることから、地上設置方式の場合には、今後その設置可能地点は、粉じんが多い地点や海岸のゴミ埋立地などの有害ガスや塩害が懸念される未利用地が多くなっていくものと予想される。そうした劣悪な地点にメガソーラ発電を設置しようとして計画する場合には、事前に関連する規制や注意事項を調査・把握し、対応策を検討した上で設計を行うことが必要である。

以下に予め想定される粉じんやガス等の存在する場所と関連法・基準(電気設備技術基準、消防法など)を事例として示す。

a. 硫化水素ガスの存在する場所

火山ガスや温泉などに含まれる硫化水素ガス（ H_2S ）は、空気より重く、無色、水によく溶け弱い酸性を示し、腐った卵に似た強い刺激臭（腐卵臭）があり、目、皮膚、粘膜を刺激する生物に有毒（猛毒）な可燃性ガスである。

この硫化水素ガスは、火山地帯や温泉などに存在するばかりでなく、人為的な発生源としては石油化学工業などがあり、また、厨房排水の分離槽、家畜の糞、庇、下水処理場、ごみ処理場などにおいても発生する他、銀、銅等の金属に対してサビや腐食を発生させることが知られている。

この硫化水素ガスの存在する場所は、メガソーラ発電の設置地点として最も適さない地点であるが、やむを得ず設置しなければならない場合には、次のような対策や予防措置を講じる必要がある。

第一に保守員等の酸欠防止対策に万全を期すこと。

電気工作物に対しては、可能な限り屋内化・CUB化により外気と遮蔽を図ること。また、硫化水素ガスは、空気より重く、空気中の水分と結合して希硫酸となり、絶縁電線などを腐食する特性のあることを理解し、その悪影響が少なくなるように設計（高所や2階設置など）を行うこと。

その他、電気設備に関する技術基準を定める省令（第69条、第70条、第72条など）やガス漏れ検知器などに関する消防法（消防庁告示第2号）等に基づき設計を行うこと。

b. 粉じんの多い場所への低圧の施設（電技第192条、省令第68条、第69条）

粉じん（繊維の塵も含む）の多い場所とは、(1)爆発性粉じんの多い場所、(2)可燃性粉じんが空中に浮遊し点火源があれば爆発する濃度に達する場所、(3)上記(1)、(2)以外の場所で、粉じんが堆積したり機械器具内に侵入したりして、機械器具内の熱の放散を妨げ温度を上昇させたり、絶縁性または開閉機能の性能などを低下させるおそれのある場所をいう。このような場所では、電気工作物などの点火源になるものを施設するのはやむを得ない場合だけに限るものとして、施設上の制限が定められている。

(1) 爆発性粉じんの多い場所

爆発性粉じんとは、マグネシウム等の空気中に浮遊した状態ではもちろんのこと、床上にたまっている状態でも点火源があれば爆発的に燃焼するものをいう。このような爆発性粉じんまたは火薬類のある場所では、電気工作物などの点火源になるようなものを施設するのはやむを得ない場合だけに限るものとし

て、工事の種類や施設方法、使用電線・電気機械器具の種類、接続方法などが定められている。

(2) 可燃性粉じんのある場所

可燃性粉じんとは、小麦粉、でんぷんなど空気中に浮遊した状態で爆発的に燃焼するもので、爆発性粉じんは該当しない。このような可燃性粉じんのある場所へ施設する場合に、前記(1)同様に施設可能な工事の種類や施設方法、使用電線・電気機械器具の種類、接続方法などが定められている。

(3) その他粉じんの多い場所

その他粉じんの多い場所とは、微粉または塵が多く電気工作物の放熱を妨げ温度を異常に上昇させたり、絶縁性能を劣化させたり、開閉機構の性能を損なうおそれのある場所で、上記(1)と(2)に該当しない場所である。このような場所に施設する場合にも、工事の種類や電気機械器具の制限が定められている。

c. 可燃性のガス等の存在する場所の低圧施設（電技第 193 条、省令第 69 条）

可燃性ガスとは水素・エチレン・石炭ガス・メタンなど常温で気体になっていて、空気とある混合状態にあるときに、点火減があれば爆発を起こすものである。

このような可燃性のガス等が存在する場所に施設する場合には、工事の種類や施設方法、及び電気機械器具等の厳重な施設制限が定められている。

d. 高圧屋内配線等の施設（電技第 202 条、第 203 条、省令第 10 条、第 11 条、第 56 条、第 57 条、第 62 条、第 66 条）

屋内に施設する電路の使用電圧は、原則として低圧としなければならない。しかし、どうしても高圧が必要となる場合には、例外として本条で高圧屋内配線の施設が認められている。設置計画時に、設置地点の環境により高圧屋内配線の施設が必要となる場合には、本条の準用が必要である。

表 6.2.5-2 高圧屋内配線に準用される事項

工 事 種 別	準用事項
粉じんの多い場所における低圧の施設（第 192 条）	全 般
可燃性ガス等の存在する場所の工事（第 193 条）	全 般

e. その他、黄砂や塩害の存在する場所

中国大陸からの黄砂や海岸近くの塩害の影響が懸念される地点では、耐塩設計により受電設備のプッシング、碍子を耐汚損仕様（長期累積塩分付着量 mg/cm^2 から選定、碍子メーカーに確認）とする他、連系送電線との絶縁協調（設計電圧となる一線

地絡時の健全相対地電圧と汚損耐電圧曲線で検討)を図ることが必要である。また、受電設備は GIS (ガス絶縁開閉装置) の採用を考慮する他、屋外電気設備は CUB 化とし内部に換気ファンやエアコン等を設置した密閉化構造とする等、設計時に重要度・信頼性および経済性の検討を行った上で、機器仕様選定を行うことが必要である。

6.3 大規模太陽光発電における使用前自主検査と安全管理審査

6.3.1 使用前自主検査と安全管理審査

平成7年および平成11年の電気事業法の改定により、従来の国による直接的関与を重視した保安規制体系から、設置者の自己責任を明確化した保安規制体系（自主保安体制）に変更され、使用前自主検査の実施に係る体制について審査する仕組みが導入された。

使用前自主検査と安全管理審査までの工程を表6.3.1-1に示す。

出力500kW以上の太陽光発電設備（事業用電気工作物）では、設置工事後に設置者が使用前自主検査を実施し、その後、所轄地域の産業・保安監督部（または経済産業大臣に登録した安全管理審査機関（以下「審査機関」））が行う安全管理審査を申請・受審する必要がある。

なお、安全管理審査の実施時期及び提出書類は、事前に所轄地域の産業保安監督部（または「審査機関」）へ相談・確認することが望ましい。

表 6.3.1-1 使用前自主検査と安全管理審査の工程（概要）

諸手続	実施時期・工程	補足事項
使用前自主検査	工事完成後。事前に法定事業者検査要領書の準備・作成が必要。	
安全管理審査	使用前自主検査後、遅滞なく（30日程度）申請・実施。	所轄の産業保安監督部への事前相談・確認が望ましい

6.3.2 使用前自主検査

500kW以上の太陽光発電設備は、その工作物の設置者が自主的に行う「使用前自主検査」が義務づけられている。

この使用前自主検査は、「電気事業法施行規則第73条の4の解釈」（経済産業省電子力安全・保安院通達）に基づき、事前に作成準備した法定事業者検査要領書（以下「検査要領書」）に基づく検査体制の下で、工事計画届出どおり工事が行われているか、技術基準に適合しているかを確認するものである。

1) 使用前自主検査に関連する法令・技術基準

主な使用前自主検査に関連する法令（経済産業省原子力安全・保安院の内規・通達）と技術基準を表6.3.2-1に示す。

表 6.3.2-1 主な使用前自主検査に関連する法令（内規・通達）と技術基準

No.	文書名	関連条項	発行年月日	文書種別
1	電気事業法	第 50 条の 2 第 1 項	昭和 39 年 7 月 11 日	法令
2	電気事業法施行規則 第 73 条の 4 の解釈について		平成 18 年 9 月 29 日 平成 18・07・25 原院第 2 号、NISA-234a-06-9	内規・通達
3	電気設備に関する技術基準を定める省令	平成 9 年通商産業省令第 52 号	平成 9 年 3 月 27 日	法令
4	電気事業法施行規則	第 73 条の 6 第 1 項 (使用前自主検査記録作成)	平成 7 年 10 月 18 日	法令
		第 73 条の 6 第 2 項 (記録の保存)		

2) 使用前自主検査の方法

太陽光発電設備に関する使用前自主検査項目を表 6.3.2-2 に示す。検査要領書(検査項目、判定基準、検査様式などを含む)に含まれる検査様式をもとに、使用前自主検査計画書(検査日時、検査体制、検査項目・判定基準等を含む)を作成し、それに基づき使用前自主検査を実施する。検査実施後に使用前自主検査計画書は検査記録として保管する。

表 6.3.2-2 太陽光発電設備に関する使用前自主検査の方法

No.	検査項目	検査方法と判定基準(ポイント)
1	外観検査	工事計画どおりであること、電技に適合していること。
2	接地抵抗測定	電技解釈第 19 条で規定された値以下であること、他。
3	絶縁抵抗測定	低圧(太陽電池、逆変換装置、集合端子箱)、高圧・特高の判定基準(電技解釈)に基づく。
4	絶縁耐力試験	電技解釈第 14 条～第 18 条又は JIS 規格に基づく。海外製品は、IEC 規格等に準拠。
5	保護装置試験	電技解釈第 38 条、第 40 条、第 46 条、第 47 条。
6	遮断器関係試験	付属タンクのある遮断器(空気、ガス)の場合。
7	総合インターロック試験	発電プラントが自動的かつ安全に停止するとともに、警報と表示等が正常に動作すること。
8	制御電源喪失試験	発電プラントが自動的かつ安全に規定の状態に移行すること、かつ遮断器が正常に動作し、かつ警報、表示等が正常に出ること。

9	負荷遮断試験	負荷遮断時の電圧変動が制限値内かつ安全に停止すること。
10	遠隔監視制御試験	遠隔で機器操作を行い、機器の動作および表示等が正常に行われること。
11	負荷試験（出力試験）	逆変換装置が JIS 等に基づく工場試験における温度上昇試験において、各部が異常のないこと。
12	騒音測定	騒音規制法に規定する発電所の場合。
13	振動測定	振動規制法に規定する発電所の場合。

6.3.3 安全管理審査

安全管理審査は、設置者が実施した法定事業者検査（使用前自主検査および定期事業者検査）を、国（または審査機関）が適切に実施されているかを評価し、設置者に通知することによって、設置者の自主保安の改善に資することを目的としている。

なお、大規模太陽光発電の場合は使用前自主検査が該当する。

1) 安全管理審査の種類

システム安全管理審査とは、安全管理審査のうち、使用前自主検査を実施につき、必要となる組織構造、手順、プロセスおよび経営資源など（「品質システム」）について、十分な体制がとられているかが審査される。

個別安全管理審査とは、安全管理審査のうち、システム安全管理審査以外のものをいい、コストをかけて継続的な安全管理体制を構築することが必ずしも合理的でない設置者に対して、使用前自主検査を実施する体制がとられているか審査されるものである。

継続して工事が実施される場合は、安全管理審査の頻度軽減のため、継続的な検査実施体制をとり、その体制についてシステム安全管理審査を受審し、評定結果が適合の場合は、評定通知を受けた日から3年を経過した日以降3月を越えない時期に安全管理審査を受審できるインセンティブが与えられるが、ここでは工事の都度、安全管理審査を受審する個別安全管理審査を中心に記載する。

2) 安全管理審査に関連する法令・技術基準

主な安全管理審査に関連する法令（内規・通達）と技術基準を表 6.3.3-1 に示す。

表 6.3.3-1 主な安全管理審査に関連する法令（内規・通達）と技術基準

	文書名	関連条項	発行年月日	文書種別
1	電気事業法	第 50 条の 2 第 3 項	昭和 39 年 7 月 11 日	法令
		第 50 条の 2 第 7 項		
2	電気事業法施行令	第 9 条第 12	昭和 40 年 6 月 15 日	法令
3	電気事業法施行規則	第 73 条の 6（受審時期）	平成 7 年 10 月 18 日	法令
		第 73 条の 7（申請）		
4	電気事業法関連手数料規則	別表 2 の 2	平成 7 年 10 月 18 日	法令
5	安全管理審査実施要領（内規）		平成 21 年 4 月 1 日 平成 21・03・09 原院 第 2 号 （平成 23 年 4 月 1 日 新実施要領施行予 定）	内規
6	電気設備技術基準を定める省令	平成 9 年通商産業省令第 52 号	平成 9 年 3 月 27 日	法令

3) 個別安全管理審査に関わる審査基準および審査項目

個別安全管理審査は、国が定めた安全管理審査実施要領に基づき、以下の内容について審査が行われる。

(1) 検査の方法等

a. 検査要領

技術基準や日本工業規格、民間規格等を参考にしながら検査の方法および判断基準が適切に決定されているか。また、検査要員、使用する測定器の操作等、試験条件、検査の方法および基準を取りまとめて検査要領が適切に定められているか。

b. 検査要員

検査の内容に応じて必要数が配置され、それぞれが連携しているか。また検査要員が必要とされる能力を有しているか。

c. 測定器等

使用する測定器や試験装置が検査内容に応じ適切なものであるか、また所要の校正、点検がなされているか。

d. データサンプリング

データ採取をサンプリングにより行う場合は、統計的手法の適用も含めて適切な方法が検討され、その結果を検査要領に反映されているか。

(2) 検査の実施

a. 検査の実施環境

検査実施場所の気温、湿度、騒音、振動等の環境条件は、検査の内容に適切であるか。

b. データの採取および記録

データの採取および記録が適切に行われているか。

c. 不具合発生時の処置

異常データの発生不具合発生時の処置が適切にとられ、その結果が記録されているか。

(3) 結果の評価

検査結果を判定基準に照らし適切に評価されているか。検査結果が判定基準を満足しないか、またはこれが不明な場合は、その原因を検討し補修取替え等の措置を講じると共に、再検査が実施され、それらの内容が記録されているか。

4) 個別安全管理審査の受審時期（電気事業法施行規則第73条の6）

太陽光発電において対象となる使用前自主検査を実施する組織における安全管理審査の受審時期は、使用前自主検査終了後、所轄地域の産業・保安監督部または審査機関に遅滞なく（30日程度）申請し、審査を受ける。

5) 安全管理審査の処理手続

(1) 申請書の様式と手数料

安全管理審査の申請時には、電気事業法関連手数料規則（別表2の2）に基づく手数料の納付（収入印紙他）が必要である。具体的には、太陽光発電設備の設置及び変更の工事の場合、163,800円（2009年）とされている。

その他、電子申請関係システムが整備されてきており、設置地域所轄の産業保安監督部のHP等を参照されたい。

(2) 評定・通知・その他

安全管理審査の評定結果（適合、不適合）は、電気事業法第50条の2第7項の規定に基づき、所轄地域の産業保安監督部長より通知される。

6) 安全管理審査実施要領の見直し

平成 23 年 4 月 1 日に新たな実施要領（「使用前・定期安全管理審査実施要領（内規）」）が施行となるため、最新の情報を確認する必要がある。

今後の安全管理審査に係る審査基準及び審査項目の概要を表 6.3.3-2 に示す。

審査項目は「法定審査 6 項目」とし、設置者が希望した場合、法定審査 6 項目の審査において、法定事業者検査の実施につき十分な体制がとられていることを判断するための審査を行う。設置者が「継続的な安全管理体制の審査」を希望する場合（従来のシステム安全管理審査に相当）には、国は「電気事業法施行規則第 73 条の 6 第 1 号に関する審査基準」に基づき審査し、満たしている場合には「（法定事業者検査の実施につき）十分な体制がとられている」と評定する。その他、設置者が「継続的な安全管理体制の審査」を希望しない場合（従来の個別安全管理審査に相当）には、国は「電気事業法施行規則第 73 条の 6 第 2 号に関する審査基準」に基づき審査し、満たしている場合には「（法定事業者検査の実施につき）体制がとられている」と評定、満たしていない場合には、「（法定事業者検査の実施につき）体制がとられていない」と評定することに見直しが行われている。

なお、登録安全管理審査機関が審査を行った場合は、その結果を安全管理審査実施要領に規定する「安全管理審査結果通知書」により、原則 30 日以内に国へ通知するものとする。国は評定を行い、評定結果を、安全管理審査結果通知書を受領した日から原則 30 日以内に設置者に通知する。

（法定審査 6 項目）

1. 検査の実施に係る組織
2. 検査の方法
3. 工程管理
4. 検査において協力した事業者がある場合には、当該事業者の管理に関する事項
5. 検査記録の管理に関する事項
6. 検査に係る教育訓練に関する事項

表 6.3.3-2 安全管理審査に係る審査基準及び審査項目の概要

< 法定審査 6 項目に対する審査基準の概要 >

法定検査 6 項目	(検査項目の内訳)	インセンティブ 希望の場合	インセンティブ 希望しない場合
1 . 検査の実施に係る 組織	1.1 項 全ての検査実施組織 1.2 項 継続的な検査実施体 制	1.1 項及び 1.2 項を審査	1.1 項のみを審 査
2 . 検査の方法	2.1 項 要求事項の明確化・ レビュー 2.2 項 測定機器等の管理 2.3 項 検査計画の策定	同左	同左
3 . 工程管理	3.1 項 不適合品の管理	同左	同左
4 . 検査において協力 事業者がいる場合 (当該事業者に関する 事項)		同左	同左
5 . 検査記録の管理に 関する事項	5.1 項 一般事項 5.2 項 記録の作成 5.3 項 記録の保存	同左	同左
6 . 検査に係る教育訓 練に関する事項	6.1 項 検査員の確保 6.2 項 教育訓練記録の作成 及び維持	同左	同左

参考文献 一覧

第1章

- (1) 高山他：計画運転に対する最適計画変更手法、平成 20 年電気学会全国大会論文集 (7-052)
- (2) 桑山：大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究、電気評論 (平成 22 年 9 月号)
- (3) 山口他：日射量における日予測手法の検討、平成 20 年電気学会全国大会論文集 (7-048)
- (4) 小西、田中、白木：大規模太陽光発電システム用 PCS の運転方式検討、平成 20 年電気学会全国大会論文集 (7-037)
- (5) 田中、池：北杜サイトにおける NEDO 技術開発機構委託事業大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究、オプトニューズ電子版 Vol.2, No.4 (2008)
- (6) 工藤、高木、他：各種太陽光発電システムの評価、平成 21 年電気学会全国大会、講演論文集 3-S1-7

第2章

- (1) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 HP：よくわかる！技術解説 (<http://app2.infoc.nedo.go.jp/kaisetsu/egy/ey07/index.html>)
- (2) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：太陽光発電導入ガイドブック (2000)
- (3) 太陽光発電協会編：太陽光発電システムの設計と施工 (改訂 3 版)、オーム社
- (4) 北海道電力株式会社、稚内市、北海道大学、財団法人日本気象協会、株式会社 明電舎、松下環境空調エンジニアリング株式会社：平成 18、19 年度 大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究 (稚内サイト) 成果報告書 (2008)
- (5) 富士経済：2008 電力・エネルギーシステム新市場 上巻 (2008)
- (6) 桑野幸徳・近藤道雄 監修：図解 最新太陽光発電のすべて、工業調査会 (2009)
- (7) 独立行政法人 産業技術総合研究所 太陽光発電研究センター HP (http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/types/groups.html)
- (8) 一般社団法人 太陽光発電協会 HP (<http://www.jpea.gr.jp/index.html>)

第3章

- (1) 一般社団法人 太陽光発電協会 HP (<http://www.jpea.gr.jp/index.html>)
- (2) 太陽光発電協会編：太陽光発電システムの設計と施工 (改訂 3 版)、オーム社
- (3) 三村ほか：大規模太陽光発電システムの開発、日立評論 Vol.91 No.03 310-311 (2009)

- (4) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構：太陽光発電導入ガイドブック (2000)
- (5) 電気学会：送電・配電 改訂版、オーム社 (2006)
- (6) 全国日射量平均値データマップ (MONSOLA05(801))、NEDO ホームページより、
(<http://www.nedo.go.jp/library/index.html>)
- (7) 新エネルギー・産業技術総合開発機構：(ニューサンシャイン計画)平成 12 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書 太陽光発電システム実用化技術開発、太陽光発電利用システム・周辺技術の開発、「太陽光発電評価の調査研究」
- (8) 山田興一・小宮山宏：太陽光発電工学、日経 BP 社
- (9) 電力中央研究所：ライフサイクル CO2 排出量による発電技術の評価 - 最新データによる再推計と前提条件の違いによる影響 -、2000 年
- (10) 富士総合研究：即効的・革新的エネルギー環境技術開発 -LCA 共通データ集-、2000.3
- (11) 日本工業標準調査会：環境マネジメント - ライフサイクルアセスメント - 原則及び枠組み (JIS Q14040)、日本規格協会
- (12) 日本工業標準調査会：環境マネジメント - ライフサイクルアセスメント - 目的及び調査範囲の設定並びにインベントリ分析 (JIS Q14041)、日本規格協会
- (13) 日本工業標準調査会：環境マネジメント - ライフサイクルアセスメント - ライフサイクル影響評価 (JIS Q14042)、日本規格協会
- (14) 日本工業標準調査会：環境マネジメント - ライフサイクルアセスメント - ライフサイクル解釈 (JIS Q14043)、日本規格協会

第 4 章

- (1) (社) 日本電気協会：系統連系規程 (JEAC 9701-2006)
- (2) 経済産業省原子力安全・保安院編：第 14 版 電気設備の技術基準の解釈、文一総合出版
- (3) 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
- (4) (社) 日本電気協会：分散型電源系統連系技術指針 (JEAG 9701)
- (5) (社) 日本電気協会：高圧受電設備規程 (JEAC 8011-2002)
- (6) (社) 日本電気協会：発電規程 (JEAC 5001-2000)
- (7) 太陽光発電協会編：太陽光発電システムの設計と施工 (改訂 3 版)、オーム社
- (8) 矢元：「稚内メガソーラープロジェクトの集電方式について」平成 20 年度電気設備学会全国大会
- (9) 矢元：「稚内メガソーラープロジェクトの集電方式について」平成 20 年度電気設備学会全国大会
- (10) 矢元：「稚内メガソーラープロジェクト大容量 PCS の導入による効率的な設備構築」平成 21 年度電気設備学会全国大会

- (1 1) 中野 弘伸 監修：新 JIS に基づく外部雷保護システムの設計・施工実務、オーム社
- (1 2) 高橋 健彦 監修：新 JIS に基づく内部雷保護システムの設計・施工実務、オーム社
- (1 3) 寺西 義輝 編：変電所建設工事マニュアル、電気書院
- (1 4) 経済産業省原子力安全・保安院 編：解説 電気設備の技術基準、文一総合出版
- (1 5) 日本工業標準調査会：太陽電池アレイ用電気回路設計標準 JIS C 8954-2006、日本規格協会
- (1 6) 日本電機技術規格委員会：発変電規程 (JEAC 5001-2000)、日本電気協会
- (1 7) 高橋 健彦 著、川瀬 太郎 監修：図解 接地技術入門、オーム社
- (1 8) 経済産業省原子力安全・保安院編 第 14 版：電気設備の技術基準の解釈、文一総合出版
- (1 9) 土木学会：構造力学公式集
- (2 0) 日本工業標準調査会：太陽電池アレイ用支持物設計標準 (JIS C 8955:2004)、日本規格協会

第 5 章

- (1) 電気技術規程編：自家用電気工作物保安管理規程 (JEAC 8021-2006)、日本電気協会 需要設備専門部会 (JESC E0021(2007)日本電気技術規格委員会)
- (2) 社団法人 日本電機工業会 (JEMA)：JEM-TR228 小出力太陽光発電システム 保守・点検ガイドライン、日本電機工業会技術資料
- (3) 竹野正二監修：必携 電気主任技術者、オーム社
- (4) 日本ガイシ株式会社：NAS 電池設備の施設要件 (技術資料)
- (5) (社) 日本電気協会発変電専門部会：電力貯蔵用電池規程 (JEAC 5006-2007)
- (6) (社) 日本電気協会発変電専門部会：発変電規程 (JEAC5001-2000)
- (7) 経済産業省原子力安全・保安院編：解説 電気設備の技術基準 (第 14 版)、文一総合出版
- (8) 電気設備技術基準研究会 編：電気設備技術基準・解説 早わかり、オーム社

第 6 章

- (1) 寺西義輝編：変電所建設工事マニュアル、電気書院
- (2) (社) 日本電気協会：電気技術者のための電気関係法規 (平成 21 年版)
- (3) 関東東北産業保安監督部 監修：自家用電気工作物必携 (法規手続編)、文一総合出版
- (4) 電気技術研究会 編：電気設備技術基準・解釈ハンドブック (改訂第 7 版)、電気書院
- (5) 電気書院編集部 著：図説 電気設備技術基準とその解釈、電気書院

- (6) (社) 日本電気協会系統連系専門部会：系統連系規程 (JEAC 9701-2006)
- (7) (社) 日本電気協会系統連系専門部会：発電規程 (JEAC 5001-2000)
- (8) (社) 日本電気協会需要設備専門部会：自家用電気工作物保安管理規程 (JEAC8021-2006)”
- (9) (社) 日本電気協会発電専門部会：電力貯蔵用電池規程 (JEAC5006-2007)
- (10) 竹野正二監修：必携 電気主任技術者、オーム社
- (11) 大脇賢次著：よくわかる建築基準法、ナツメ社
- (12) 新エネルギー・産業技術総合開発機構：太陽光発電導入ガイドブック、
- (13) 関東東北産業保安監督部 監修：自家用電気工作物 必携 (法規手続編)、文一総合出版
- (14) 竹野正二 監修：必携 電気主任技術者、オーム社
- (15) 経済産業省 資源エネルギー庁 監修：電力小六法、エネルギーフォーラム
- (16) 経済産業省原子力安全・保安院 編：解説 電気設備の技術基準、文一総合出版
- (17) 電気設備技術基準研究会 編：電気設備技術基準・解釈 (早分かり)、オーム社
- (18) 電気事業法関係法令集 (09-10 年版)、オーム社
- (19) 経済産業省、原子力安全・保安院 電力安全課 (平成 23 年 4 月)：「使用前・定期安全管理審査実施要領」