



令和6年度水力発電技術情報等収集調査事業 (水上太陽光実行可能性調査)

調査報告書

デロイト トーマツコンサルティング合同会社
2025年3月31日

< Confidential >



目次

本調査の背景・目的

調査の概要

（１）水力発電所における水上太陽光発電のポテンシャル調査

現在の設置環境と将来変化見通し

調査対象ダム

水上太陽光の設置制約条件

評価フレーム（設置可能範囲・日照評価方法）

発電電力量の算定結果

（２）水力発電所における水上太陽光発電の実現可能性評価

実現難易度

導入コスト要因の考え方

（３）水力発電所における水上太陽光発電の将来見通しの試算

経済性評価フレーム

シナリオケース設定

経済性評価結果

本調査の背景・目的

本調査の背景・目的

本調査では、水力発電所の湖面について、水上太陽光発電に利用できる余地があるところ、再生可能エネルギーの最大限の導入に資するため、2050年における発電用のダムにおける水上太陽光発電の導入可能性について、一定の仮定をおいた上で試算を行う。

調査の概要

(1) 水力発電所における水上太陽光発電の ポテンシャル調査

4つのステップで発電ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャルを想定している

本調査における調査手法の概要

ダムの状況を踏まえた
水上太陽光ポテンシャル評価対象ダムの抽出

- 55ダム*のダム管理者に対する調査票による調査およびアンケート、ヒアリングを実施し、25ダムを具体的な発電ポテンシャル評価の対象とした。

設置可能エリアの想定

- ダム管理者への調査票による調査およびヒアリングによる現況・計画の把握および、公表されているダムおよび貯水池のデータ、地図情報に基づき、利用水深や地形を考慮して設置可能エリアを想定した。
- 水上太陽光発電設備に係るデバイス、設計、施工、保守に関する技術に関する情報を国内のため池で実績のある事業者へのインタビューを通じて得、この知見を踏まえて設置可能エリアのエリアを想定した。

設置可能エリアにおける日射量の想定

- 設置可能エリアの日射量を、GIS上で地形・日陰の影響をシミュレートし、NEDOの公表しているMONSOLA-20データベースの該当するメッシュにおける日射量と整合するように設置可能エリア各点の日射量を算定した。

日射量に基づく発電電力量の想定

- 各ダムの設置可能エリアにおける総日射量よりダム貯水池ごとに事業性を評価した。

4つのステップで発電ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャルを想定している

本調査における調査手法の概要

ダムの状況を踏まえた
水上太陽光ポテンシャル評価対象ダムの抽出

- 55ダム*のダム管理者に対する調査票による調査およびアンケート、ヒアリングを実施し、25ダムを具体的な発電ポテンシャル評価の対象とした。

設置可能エリアの想定

- ダム管理者への調査票による調査およびヒアリングによる現況・計画の把握および、公表されているダムおよび貯水池のデータ、地図情報に基づき、利用水深や地形を考慮して設置可能エリアを想定した。
- 水上太陽光発電設備に係るデバイス、設計、施工、保守に関する技術に関する情報を国内のため池で実績のある事業者へのインタビューを通じて得、この知見を踏まえて設置可能エリアのエリアを想定した。

設置可能エリアにおける日射量の想定

- 設置可能エリアの日射量を、GIS上で地形・日陰の影響をシミュレートし、NEDOの公表しているMONSOLA-20データベースの該当するメッシュにおける日射量と整合するように設置可能エリア各点の日射量を算定した。

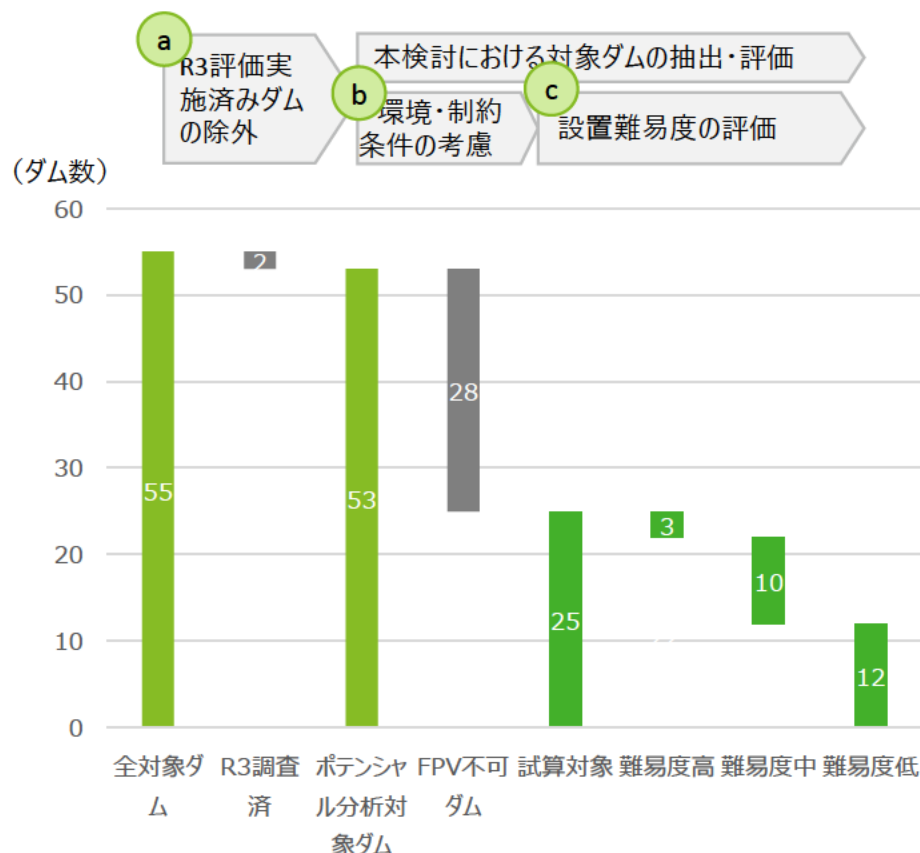
日射量に基づく発電電力量の想定

- 各ダムの設置可能エリアにおける総日射量よりダム貯水池ごとに事業性を評価した。

55ダムより、水上太陽光の設置環境、制約条件の把握および設置水面の評価を通じ、水上太陽光発電ポテンシャル評価の対象となる25ダムを抽出し、実現難易度別に整理した

ダムの状況を踏まえた水上太陽光ポテンシャル評価対象ダムの抽出

発電ポテンシャル評価対象ダムの抽出



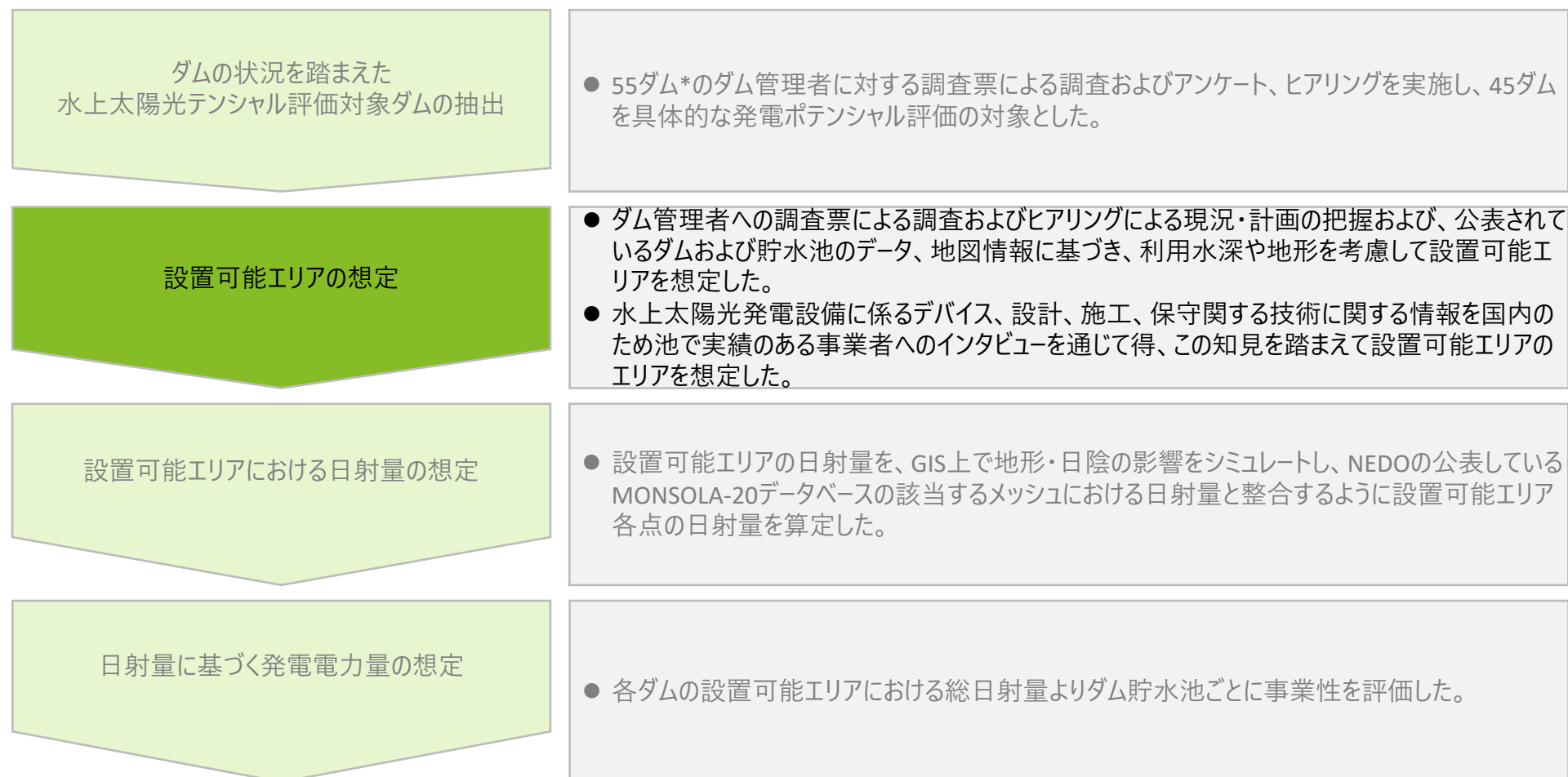
発電ポテンシャル評価対象ダムの抽出の考え方

- a ● R3評価実施済みダムの除外
 - 55ダムのうち、R3年度に詳細調査を行ったダムを除外した
- b ● 環境・制約条件の考慮
 - 浮体式水上太陽光設備の湖面への設置が困難となる以下の条件に該当するダムを除外した。
 - ✓ 抜水、低水位を下回るダム運用実績/計画が見込まれるダム
 - ✓ 漁業権その他の経済的既得権が存在するダム
- c ● 設置難易度の評価
 - 今後の課題整理・施策検討への示唆とすべく、現在の対象ダムの状況について、各ダム管理者への調査票による調査、ヒアリングを通じて2050年に向けた実現の難易度を書きの観点から評価した。
 - ✓ 浚渫の実施、水面の商業利用がともに存在・計画されているダムを水上太陽光設置の難易度が高いダムと整理した
 - ✓ 浚渫の実施、もしくは水面の商業利用のどちらかが存在・計画されているダムを中程度の水上太陽光実現難易度と整理した。
 - ✓ 上記のどれにも該当する状況が無い*ダムを水上太陽光実現難易度の低いダムと整理した。

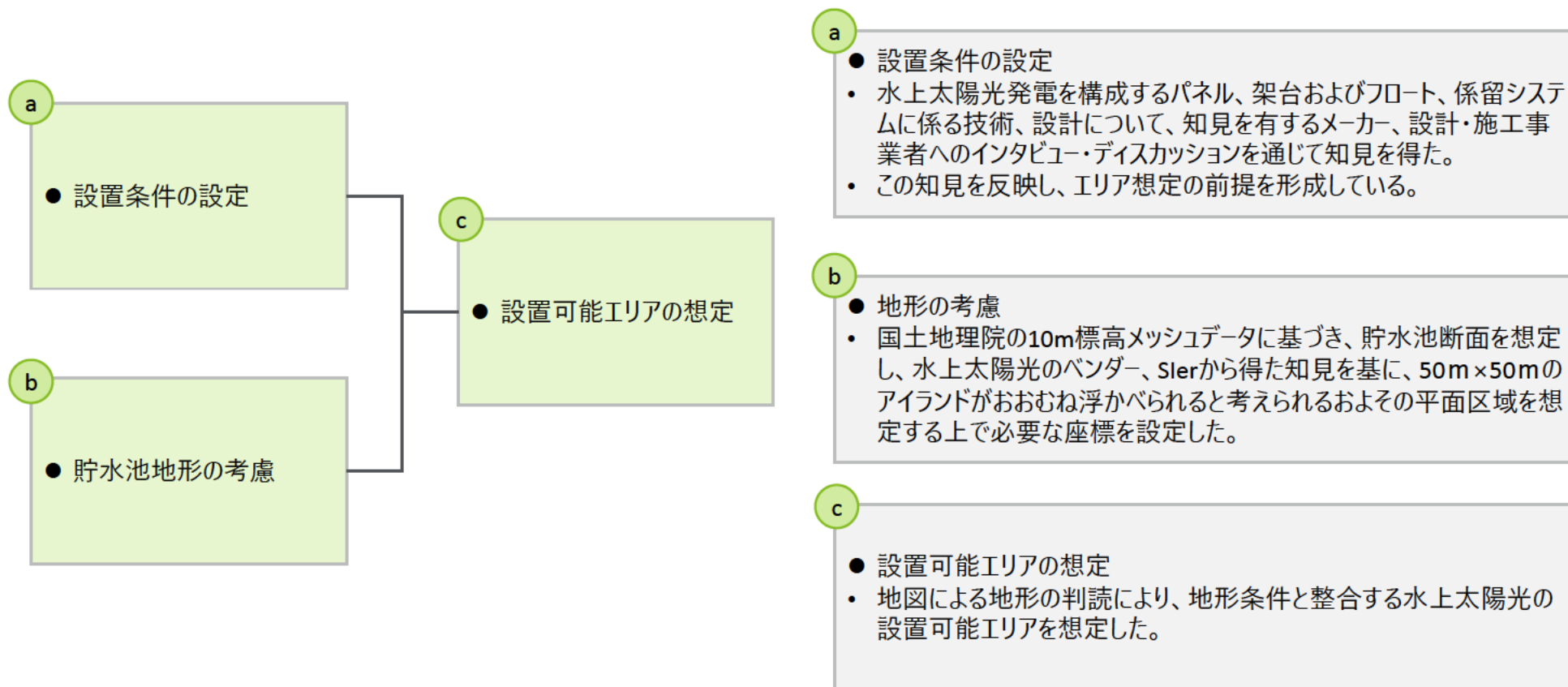
*調査への無回答、回答を拒否されたダムについては、公開されているデータに基づき推測している

4つのステップで発電ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャルを想定している

本調査における調査手法の概要



設置可能エリアの想定



調査票による調査、実務有識者とのディスカッションを通じて得た知見を踏まえ、2050年に向けた技術等外部環境変化を想定の上、水上太陽光発電の設置条件を設定した

a. 設置条件の設定

実務経験者から得られた知見と示唆		2050年の想定
ダム運用	● 現行の運用水位、排砂等ダム運用、貯水池水位情報等の基礎情報 ● ダム運用・湖面利用に関する現状	● ダムの運用水位は不変とした。 ● ダムの運用、保全、水質管理等の活動や、湖岸利用、湖面利用を阻害しないよう、関連施設、網場、橋梁との離隔を確保したうえで設置可能エリアを検討する。
水上太陽光発電システム	PVパネル	● パネルの面積当たり発電容量を、現在と同価格水準で現行最新と同程度のケース、現在のチャンピオンデータ相当まで上昇するケースを想定する。 ● 発電電力量を設置する場合の前提となるパネルの傾斜角は、10度とする。 ● 設置可能面積のうち、2/3をPV設置可能面積と想定する。
	フロート・架台関連	● 両岸の最低水位-3mに当たる想定スロープの位置をアンカーの打設点とし、45度で最高水位のアイランドを固定する方式を前提とする。 ● 最低水位時でもアイランドが対岸に干渉しない距離を確保することを前提とする。

貯水池および周辺の知見より、GIS、地図判読を通じて両岸のスロープを想定し、合理的なアンカリング地点と両岸からの離隔距離を算定している

b. 貯水池地形の考慮

貯水水涯線近傍地形に基づくアンカリングポイントの設定

ダムは社会の重要インフラであり、また発電用ダムは私営企業の重要資産である故に、ダム管理者の有するダム貯水池の詳細データについては直接分析に活用することが許容されなかった。

このため、本件では、国土数値情報の標高メッシュデータ(10mメッシュ)とGISの機能を活用し、水涯線近傍のスロープから、最低水位時の水涯線の位置を想定し、最低水位よりも3m深い場所にアンカリングポイントを設定した。

また、両岸のこの点から最高水位面まで45度の角度でアンカーロープを張る場合を基本としてアイランド端点間の距離が50mを確保できることを条件に、地形等を考慮の上、十分な離隔を考慮して設置可能範囲を想定している。

貯水におけるアンカリングポイントと離隔の想定方法

貯水池地形に沿った断面
想定箇所の特定

- 貯水池の地図、航空写真画像の判読とともに、湾曲部、両岸の地形変化が激しい箇所に断面を設定

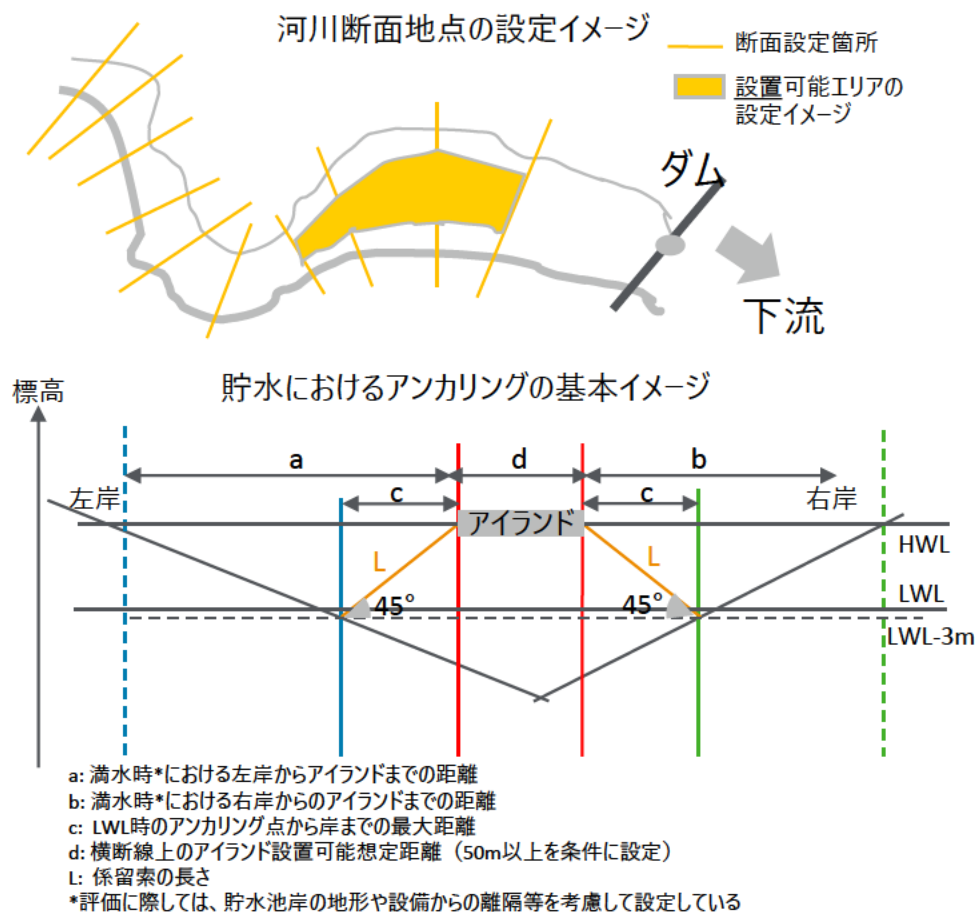
両岸の傾斜を踏まえた貯
水池スロープの想定

- 両岸のスロープと周辺地形より、貯水池岸からのスロープを想定し、低水位時の水涯線を想定

低水位のアイランド可動域
を踏まえた離隔の設定

- 低水位時の水涯線マイナス3mにアンカーを設置する想定で両岸からの必要マージンを算定

貯水水涯線近傍地形に基づくアンカリングポイントの設定



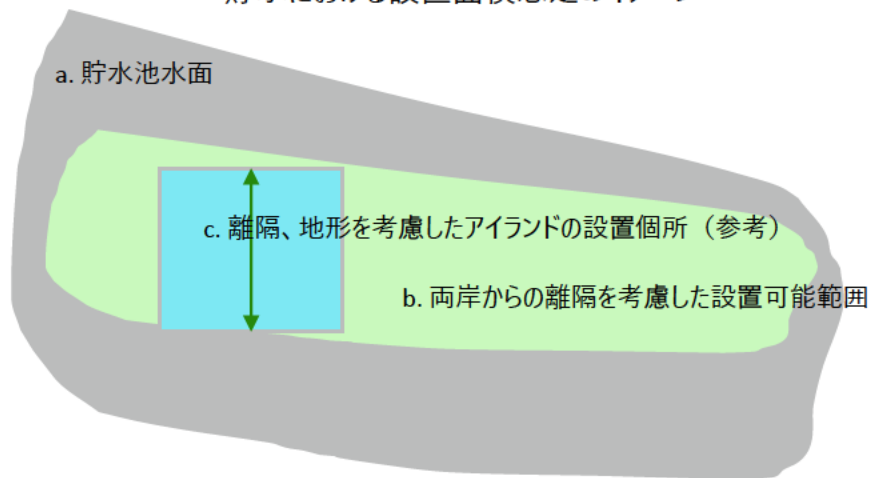
貯水池および周辺の知見より、GIS、地図判読を通じて両岸のスロープを想定し、合理的なアンカリング地点と両岸からの離隔距離を算定している

c. 設置可能エリアの想定

アイランド設置可能エリア

アイランドをどのように設計するかは設計上の課題である。2050年には軽量のPVの活用等によってアイランドの設計が現在よりも柔軟にできる可能性があることを想定し、下図b（緑色ハッチ部に相当する部分を設置可能面積とした。また、今回は、現在のアイランド設計の考え方を反映したPVの設置面面積も参考として評価している。

貯水における設置面積想定のイメージ



設置可能エリアの想定条件

前述のとおり、横断面ごとに両岸の最低水位以下3mの地点から最大45度の角度でアンカーロープを張った場合の最大水位面での距離が50mを確保できることを条件に、設置可能範囲を想定した。横断面の間については、地形を国土地理院地図データと、横断面でのスロープ推計に基づいて適宜合理的な設置可能範囲ポリゴンを設定し、以下の3つの面積を算定している。

a. 貯水池水面：常時満水位の水涯線とダムおよび貯水池上流端で囲まれるエリア

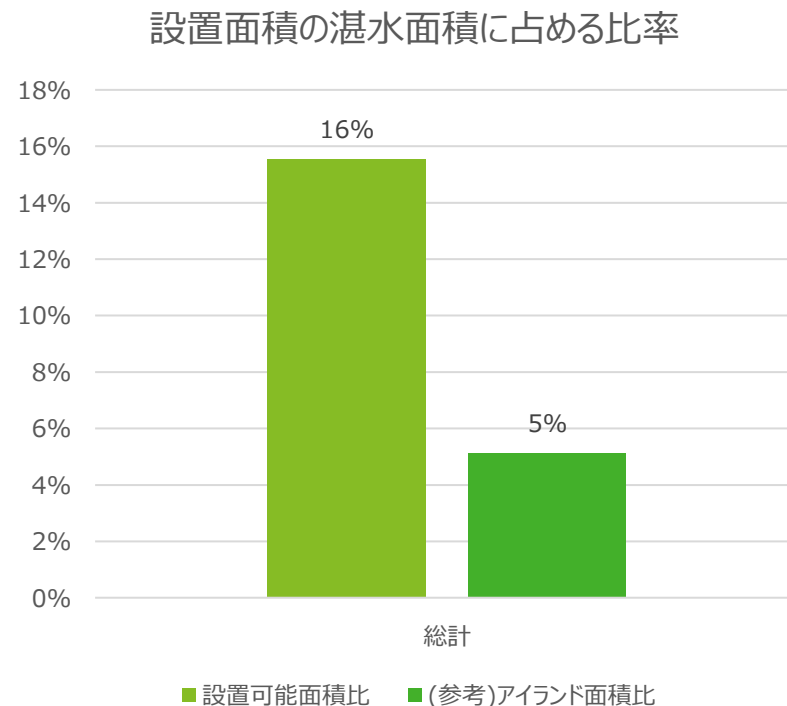
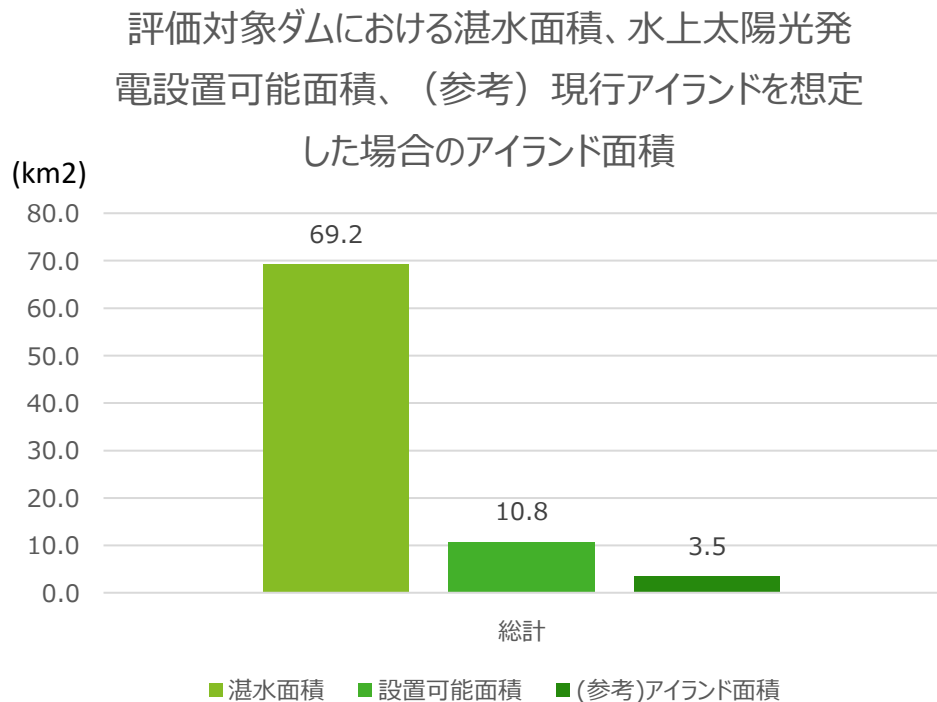
b. 両岸からの離隔を考慮した設置可能範囲：最低水位時の想定水害戦に対して必要な離隔距離を確保したエリア

c. アイランドの設置個所想定（参考）；bの範囲において、50m×50mのアイランドを基本単位とし、最大150m×150mのアイランドを設置することを想定（相互の離隔も考慮）した場合の設置個所

*R3年度調査の基準を適用

評価対象とした53ダムのうち、抜水や河床露出が確認された11ダム*を除く42ダムにおいて、約11km²が設置可能面積と想定される

設置可能面積想定結果



*11ダムの内訳は以下の通り

- ・ダムは物理的に設置が困難と評価されたダム：6ダム
- ・抜水の可能性が示唆されているダム：5ダム

4つのステップで発電ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャルを想定している

本調査における調査手法の概要

ダムの状況を踏まえた
水上太陽光ポテンシャル評価対象ダムの抽出

- 55ダム*のダム管理者に対する調査票による調査およびアンケート、ヒアリングを実施し、45ダムを具体的な発電ポテンシャル評価の対象とした。

設置可能エリアの想定

- ダム管理者への調査票による調査およびヒアリングによる現況・計画の把握および、公表されているダムおよび貯水池のデータ、地図情報に基づき、利用水深や地形を考慮して設置可能エリアを想定した。
- 水上太陽光発電設備に係るデバイス、設計、施工、保守に関する技術に関する情報を国内のため池で実績のある事業者へのインタビューを通じて得、この知見を踏まえて設置可能エリアのエリアを想定した。

設置可能エリアにおける日射量の想定

- 設置可能エリアの日射量を、GIS上で地形・日陰の影響をシミュレートし、NEDOの公表しているMONSOLA-20データベースの該当するメッシュにおける日射量と整合するように設置可能エリア各点の日射量を算定した。

日射量に基づく発電電力量の想定

- 各ダムの設置可能エリアにおける総日射量よりダム貯水池ごとに事業性を評価した。

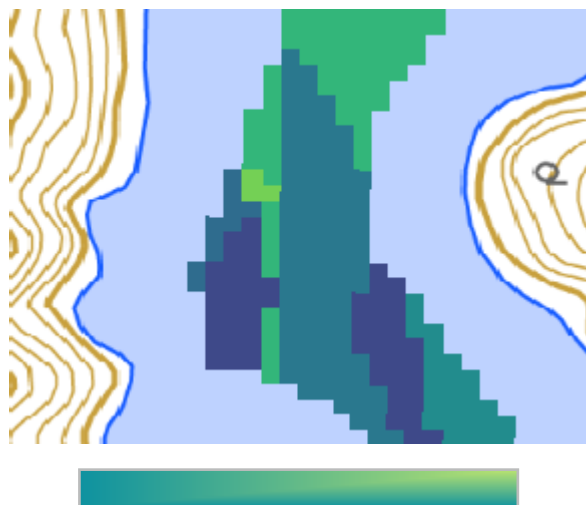
各評価対象ダムが存在する地域の気候に即した設置エリアにおける日射量を算定した

設置可能エリアにおける日射量の想定

地形による陰影を考慮した設置可能エリアにおける日射量の想定

貯水池周辺の尾根を含むエリアにおける国土地理院標高メッシュデータ(10mメッシュ)を活用し、GISの日射量推計モデルを活用して水上太陽光設置可能エリアのポリゴン上の月別平均に日射量(kWh/m²/d)を算定した。

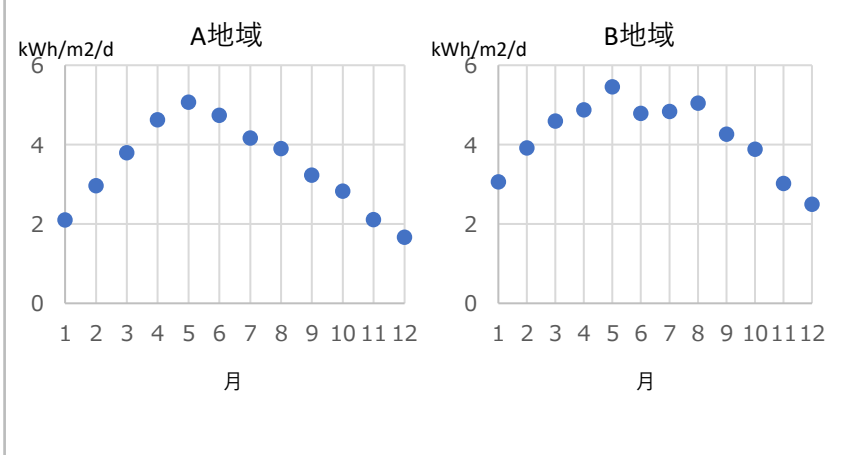
GISを活用した設置可能エリアの日射量分布の想定 (イメージ)



各ダム地域における天候特性の反映

算定した日射量を、各地域のダムを含む3次メッシュにおける月別の平均気温(平年値)にフィットするよう調整し、各ダムの存在する地域の気候特性、地形による陰影をともに考慮した日射量(kWh/m²/y)を算定した。

各地域の日射量に合わせた日射量の推計 (イメージ)



※梅雨時、台風シーズンの日射量への影響が考慮される

4つのステップで発電ダムにおける水上太陽光発電のポテンシャルを想定している

本調査における調査手法の概要

ダムの状況を踏まえた
水上太陽光ポテンシャル評価対象ダムの抽出

- 55ダム*のダム管理者に対する調査票による調査およびアンケート、ヒアリングを実施し、45ダムを具体的な発電ポテンシャル評価の対象とした。

設置可能エリアの想定

- ダム管理者への調査票による調査およびヒアリングによる現況・計画の把握および、公表されているダムおよび貯水池のデータ、地図情報に基づき、利用水深や地形を考慮して設置可能エリアを想定した。
- 水上太陽光発電設備に係るデバイス、設計、施工、保守に関する技術に関する情報を国内のため池で実績のある事業者へのインタビューを通じて得、この知見を踏まえて設置可能エリアのエリアを想定した。

設置可能エリアにおける日射量の想定

- 設置可能エリアの日射量を、GIS上で地形・日陰の影響をシミュレートし、NEDOの公表しているMONSOLA-20データベースの該当するメッシュにおける日射量と整合するように設置可能エリア各点の日射量を算定した。

日射量に基づく発電電力量の想定

- 各ダムの設置可能エリアにおける総日射量よりダム貯水池ごとに事業性を評価した。

発電電力量は、55ダムのうち、物理的に設置可能な42ダムにおける水上太陽光発電による発電電力量は、各地の天候条件等一定の前提の下、約13億～24億kWhと想定された

日射量に基づく発電電力量の想定

地域	設置面積	km2		発電電力量		GWh
	湛水面積	設置可能面積	パネル設置想定面積	2050年頃(High Case)		2050年頃(Low Case)
関西		3.1	1.4	1.1	229	130
関東		12.9	1.8	1.4	387	220
九州		12.2	0.9	0.7	293	166
四国		6.4	0.4	0.3	132	75
中国		21.6	3.6	2.8	896	508
中部		5.0	1.6	1.2	213	121
東北		7.8	0.9	0.7	205	116
計		69.0	10.7	8.3	2,354	1,335

- 前提条件
 - ・変換効率については、High Case（変換効率39％）、Low Case（変換効率22％）の2ケースを想定
 - ・設置エリアは、対象ダムにおける設置可能面積全面に対してPV設置面積の割合を77％（既往のアイランドに対するPV設置面積相当（ヒアリングより））とした
 - ・発電電力量計算式；JIS C 8907 2005「太陽光発電システムの発電電力量推定方法（平成17年10月20日制定 日本標準調査会審議 日本企画協会発行）」に準拠

(2) 水力発電所における水上太陽光発電の実現可能性評価

実現難易度

実現に向けたハードルに照らして可能性が見込まれるダム25ダムについて、設置に向けた調整困難の程度の観点から設置の実現難易度を想定した

実現可能性の評価

実現にむけたハードル

- ダムには様々な制約があるが、ダム・貯水池の現状および将来のダム運用・貯水池利用に関する調査票調査やダム管理者へのインタビュー・ディスカッションを経て把握された貯水池水面の利用状況等を踏まえ、以下の要素を実現に向けて克服する必要がある要素とした。
- 実現困難：漁業権等既得権が存在しており、調整に多くの労力と時間を要すると想定されるダム。およびダム運用上放水することが予想されるダム。
- 難易度高：台船等による大規模な浚渫、湖面のレジャー利用等がなされている、または今後予定されているダム。
- 難易度中：浚渫が行われている、または湖面のレジャー利用等のどちらかが見込まれるダム。
- 難易度低：調査票への回答に特段の困難が指摘されなかったダム（無回答を含む）

※流木への懸念、水流に関する懸念は多く示されたが、2050年に向けた設置技術上の課題ととらえ、ダム貯水池への設置実現度の評価からは除外している。

実現度別のダム数

- 評価の結果、実現困難なダムを除く25のダムが抽出された。
 - 実現困難：28ダム
 - 難易度高：3ダム
 - 難易度中：10ダム
 - 難易度低：12ダム
- 計 53ダム
(55ダムのうち、R3年度調査実施済みの2ダムを除く値)

導入コスト要因の考え方

水上太陽光発電所の建設で考慮すべき費用を陸上太陽光の場合と比較すると、フロート・アンカーの設備費・工事費が必要となる一方、土地造成に関する工事費が不要となる

導入コスト要因（建設費用）について

- 水上太陽光発電所の建設費用は、既存の太陽光発電所のコストの要素を起点として追加で必要となる要素・不要となる要素を選別した。導入コストの区分については調達価格算定委員会における一般社団法人太陽光発電協会の提出資料を参考^{*1}に設定し、建設会社等の有識者ヒアリングを通じて妥当性を確認した。
- なお、事業性を見通すにあたっては建設費用以外にO&M費用や廃棄費用、事業期間中の固定資産税や託送サービスに係る発電側課金も併せて考慮する必要がある、費用を想定したうえで事業性試算を行うこととした（後述）。

区分1	区分2（費用想定を行う区分）	考慮すべきコスト要因の考え方
開発費	- 水面利用料 - 設計 - 許認可 - 系統連系	- 陸上太陽光発電の場合に必要な土地取得等の費用の代わりに水面利用のための費用が想定される。 - 設計費用、許認可取得にかかる費用、系統連系に係る費用は陸上太陽光発電と同様に必要となる。
設備費	- 太陽光パネル - フロート - アンカー - 接続/集電箱 - インバータ - ケーブル - キュービクル	- 水上太陽光発電では、陸上太陽光発電の場合には考慮する必要のないフロート及びアンカーの設備費用を考慮する必要がある。 - 陸上太陽光発電における太陽光パネルの設置に必要な架台は、水上太陽光発電の場合はフロートと一体となっているのが通例である。 - 接続/集電箱、インバータ、ケーブル、キュービクルといった電気関係設備は陸上太陽光発電と同様に必要となる。
工事費	- 太陽光パネル - フロート - アンカー - 電気工事 - 付帯工事	- 陸上太陽光発電の場合に考慮すべき造成・地盤改良や排水・伐採といった土地造成に関する工事費用の考慮は不要となる。 - 設備費と同様に、陸上太陽光発電の場合には考慮する必要のないフロート及びアンカーの設置工事のための費用を考慮する必要がある。 - 電気設備関係工事やフロート組立の場所を仮設等の付帯工事のための費用を考慮することが必要となる。

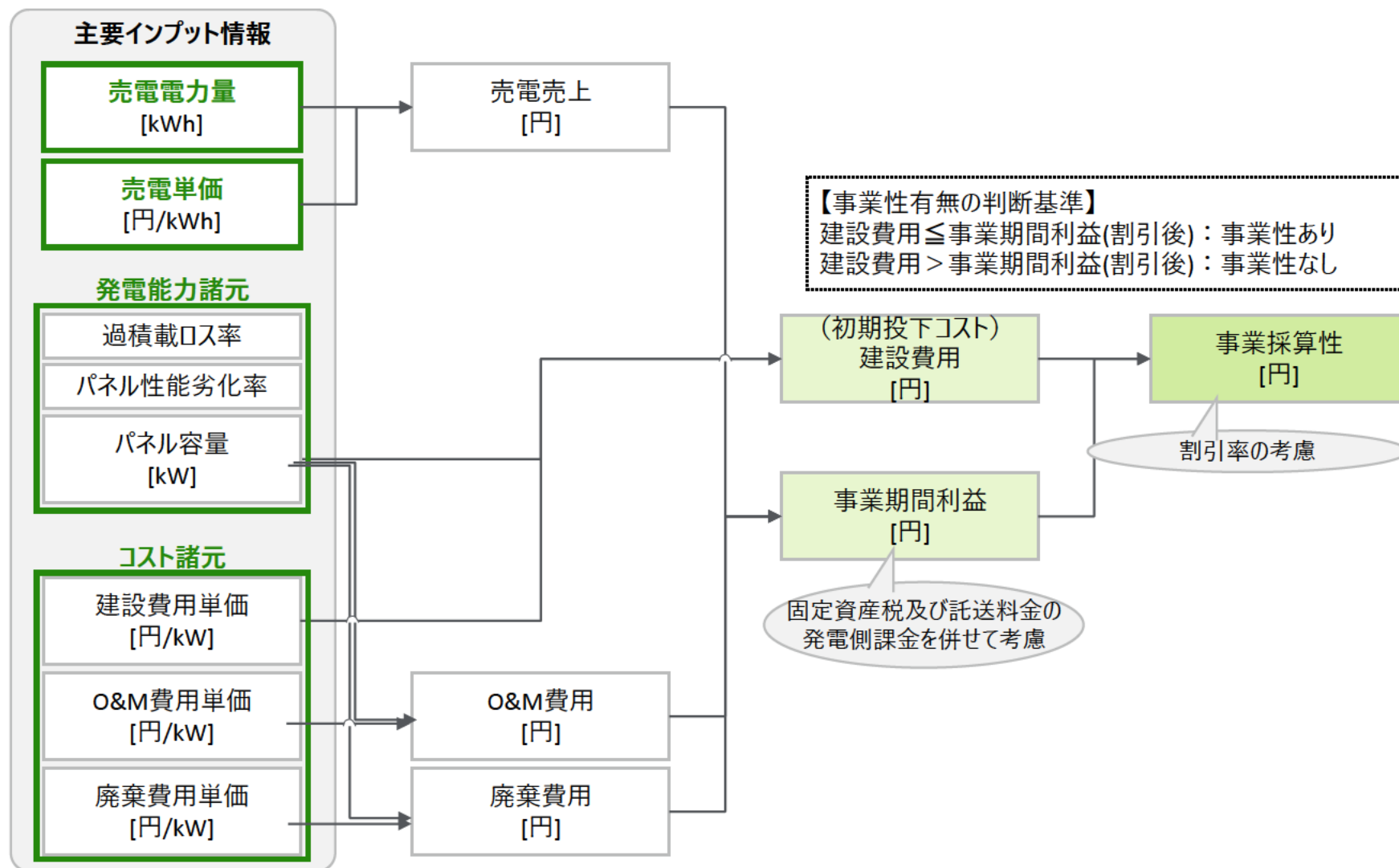
^{*1}：第96回調達価格等算定委員会（2024年10月29日）資料1（一般社団法人太陽光発電協会 提出資料）を参考とした。

(3) 水力発電所における水上太陽光発電の 将来見通しの試算

経済性評価フレーム

売電電力量、売電単価、パネル容量や各費用単価等の想定を用いた計算により、初期投下する建設費用を事業期間中の利益が上回る場合に事業性があると判断します

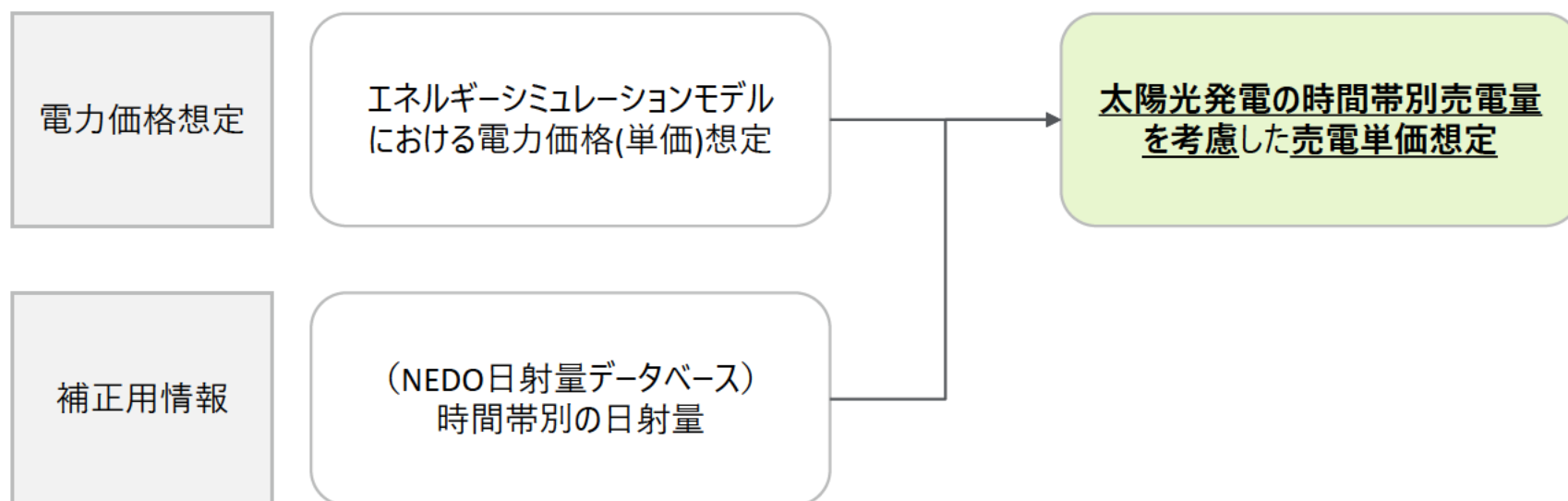
事業採算性の試算プロセス概要



売電単価想定については、弊社のエネルギーシミュレーションモデルによって算出した電力価格想定を時間帯別の日射量で補正することにより算出

売電単価の想定方法概要

- 弊社の電力構成／電力価格モデルを用い、2050年における卸取引価格の想定結果を算出。
- その上で、本調査における売電電力量の想定が時間帯別の情報を保持していない背景から、売電売上の大きさをより適切に評価するために1日の全時間帯の中で発電量の多い時間帯の電力価格は大きく、発電量の少ない時間帯の電力価格は小さく重み付けされる処理を実施。



弊社ではIEAのETSAPで開発が進む「TIMES」を用いて将来のエネルギーの在り方を分析

TIMESとは

TIMES^{*1} とは

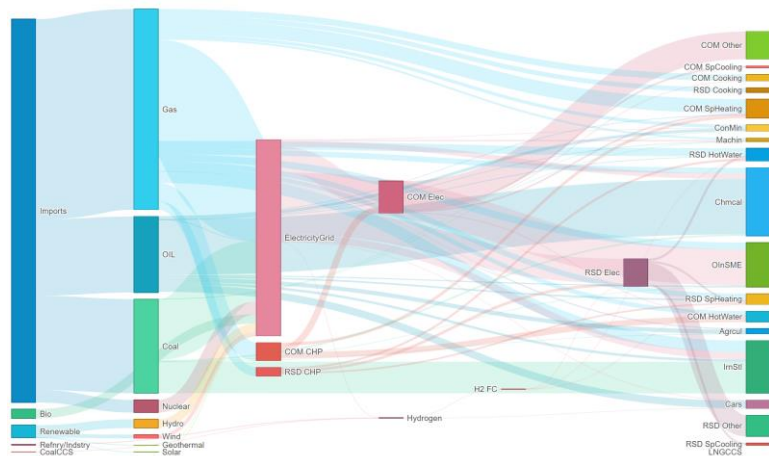
- IEA^{*2}のETSAP^{*3}で開発が進められている長期のエネルギーの在り方を分析するプログラム
- IEAや各国政府の長期エネルギーシナリオの分析において活用されている
- 将来のエネルギー需要やエネルギー供給・輸送設備の技術データ等をインプットすることにより 最も経済合理性のある技術の組み合わせ（電源構成等）を解として出力

何を分析できるのか

- 複雑化する将来のエネルギー需給構造をコスト最小化等を目的関数にして計算することができる

【分析結果例】

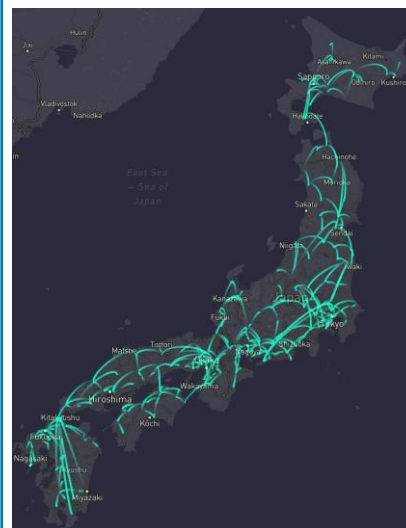
一次エネルギーの供給、転換、セクターへの供給の最適解



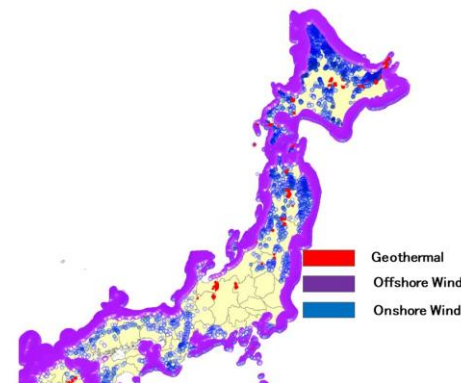
何をインプットするのか

- エネルギーに係る様々な情報をインプット

【系統情報】



【再エネの導入可能量】

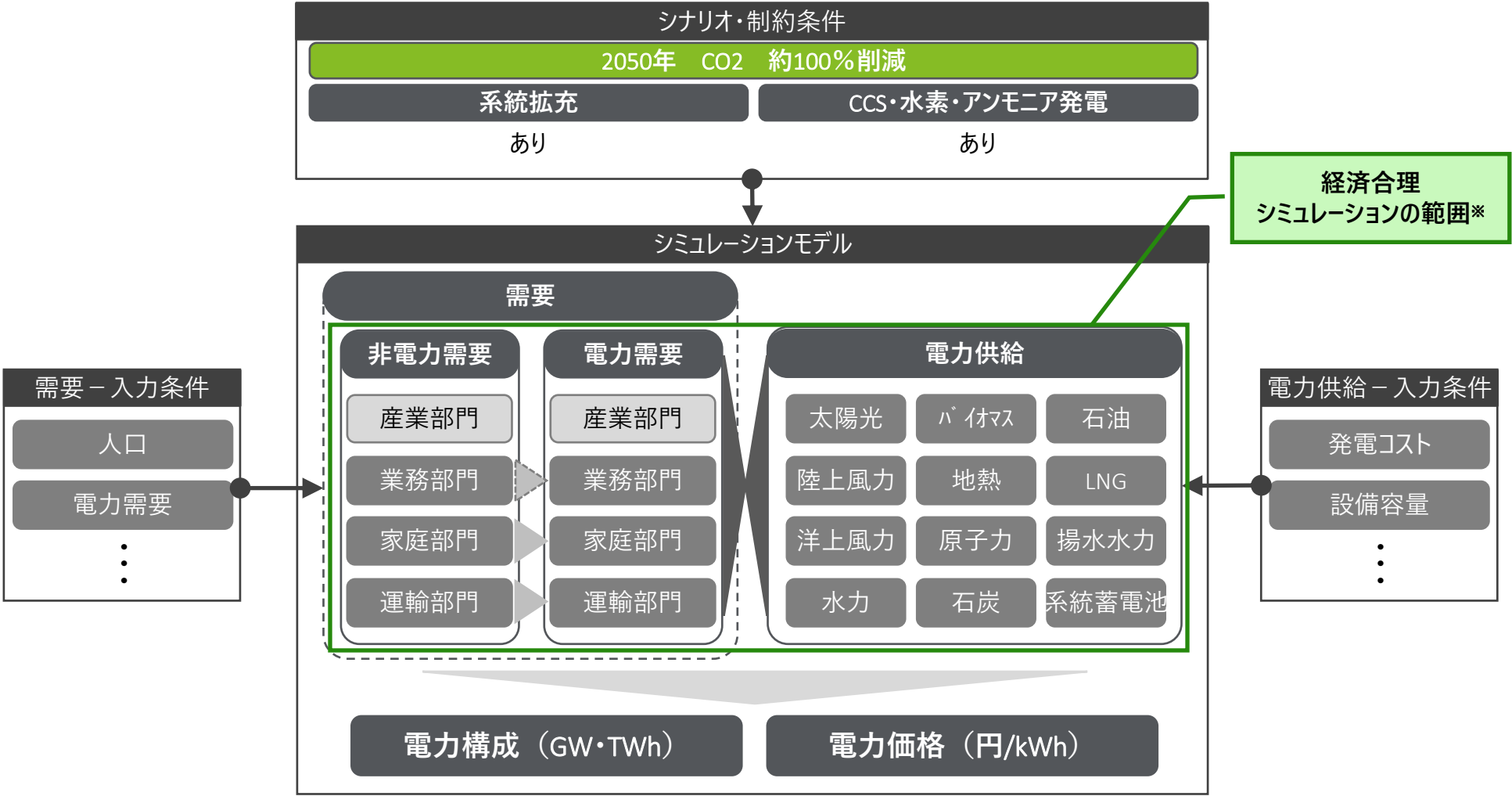


⇒その他、人口動態、発電所情報（能力、位置）等をInput

*1: The Integrated MARKAL EFOM System *2: 国際エネルギー機関 (International Energy Agency) *3: エネルギー技術システム解析プログラム (Energy Technology Systems Analysis Programme)

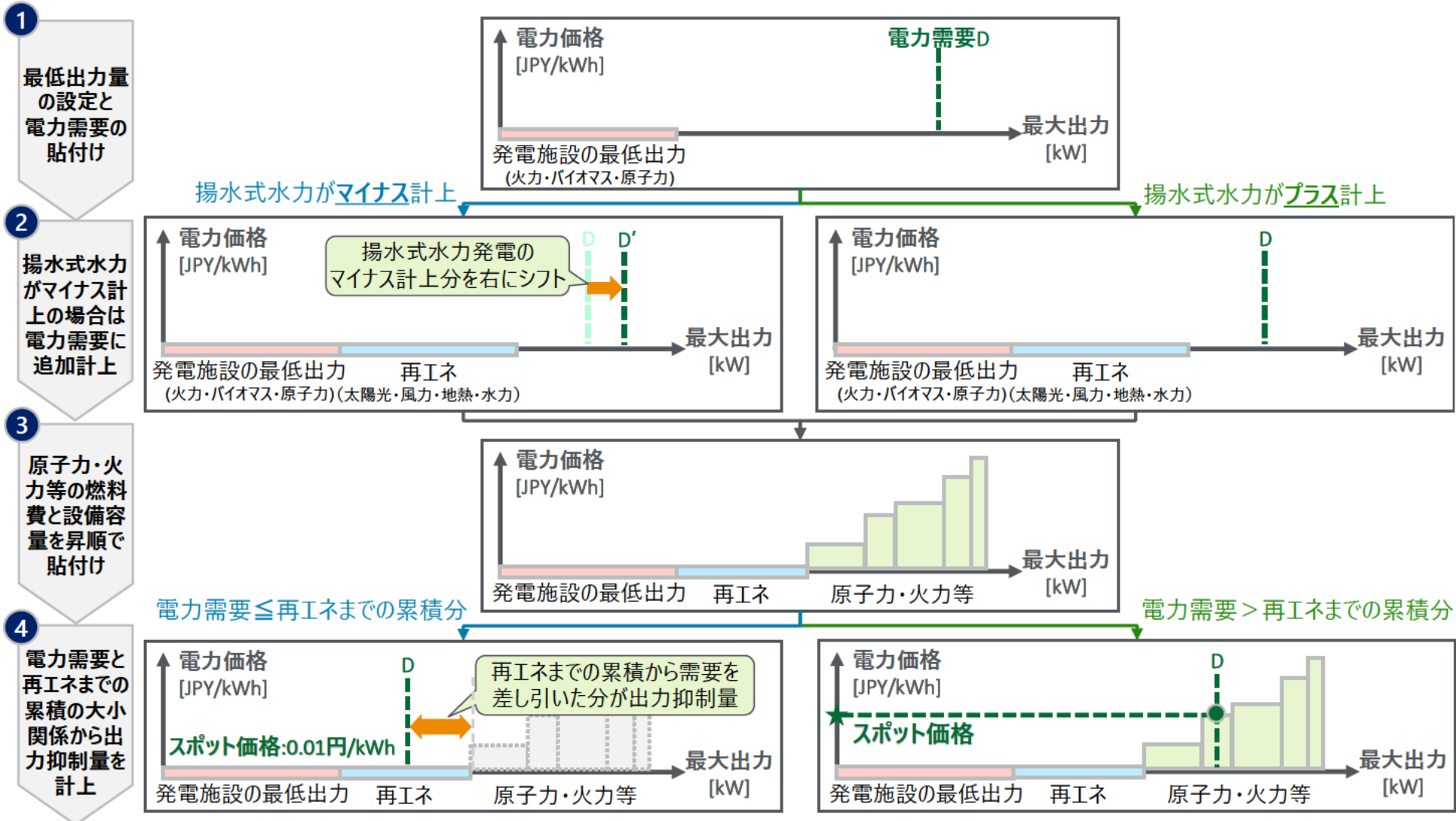
各種インプット情報をもとに、経済合理性に基づいた需要・電力供給についてのシミュレーションを実施し、電力構成・電力価格を導出

シミュレーションモデル概念図



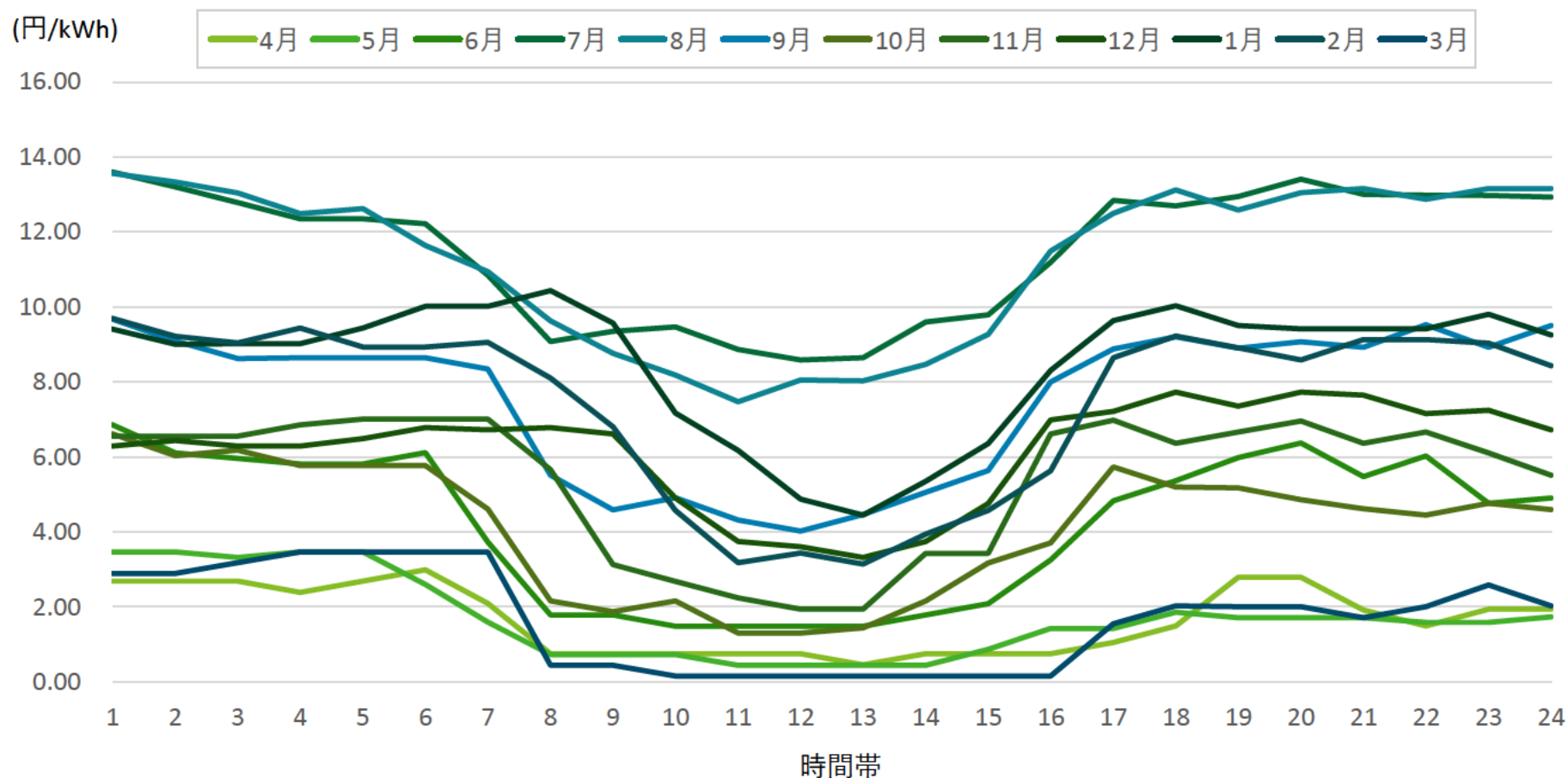
メリットオーダーによる電源選択とスポット価格を推計するモデルを活用

メリットオーダーによる電源選択のフロー図



シミュレーションモデルから出力された電力価格想定では日中の価格が低く、夜間の価格が高い。太陽光発電電力の影響が反映されているものと考えられる

時間帯別・電力価格想定（例：東京エリア）

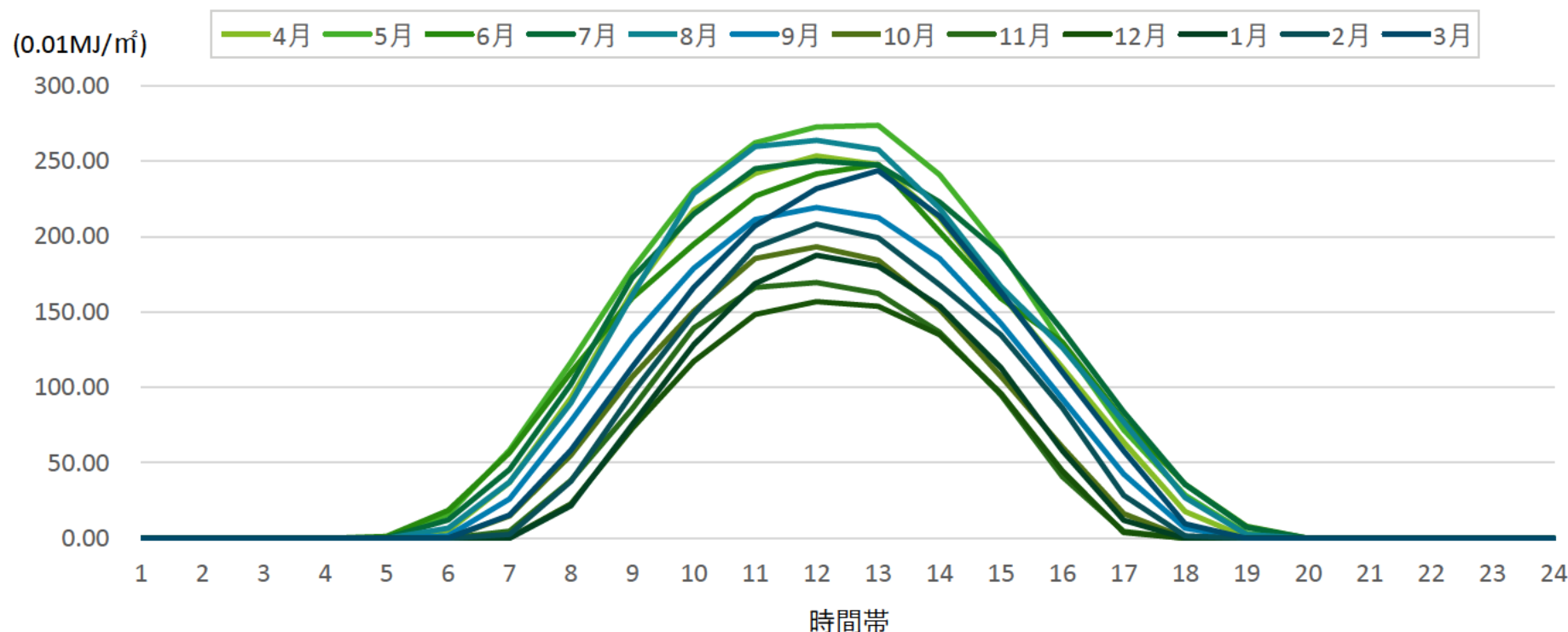


今回の発電電力量想定が時間帯別発電量の多寡を考慮していないことを踏まえ、時間帯別日射量の値を用いて売上を想定するにあたり卸市場単価の重み付けを実施

電力価格補正に用いる時間帯別日射量

- 時間帯別日射量のデータはNEDOの日射量データベース閲覧システム（METPV-20）から引用し、月平均の値を補正に用いる。
- 将来の水上PVでは散乱日射量も発電に利用された売電を行う可能性を踏まえ、補正に用いる日射量の種類は水平面全天日射量（直達日射量に加えて散乱日射量を含む）としている。
- また、参照地点については全国で最も年間平均日射量が多い「山梨県甲府」としている^(*1)。

<月別・時間帯別日射量>



*1：後述する第69回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において整理された過積載率によるピークカット率を想定するうえでの前提地点と一致させている。

電力価格想定を補正する係数は、1日の日射量合計に対する各時間帯の比率とした。これによって太陽光発電が行われない時間帯の電力価格は売上試算額に影響しなくなる

時間帯別日射量を用いた月別重み付け係数一覧

月／時間帯	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	2.0%	5.1%	8.9%	11.9%	13.2%	13.9%
5	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%	2.8%	5.6%	8.6%	11.1%	12.6%	13.2%
6	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	1.0%	3.0%	5.9%	8.5%	10.4%	12.1%	12.9%
7	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%	2.3%	5.2%	8.8%	10.9%	12.5%	12.7%
8	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	1.9%	4.7%	8.4%	11.9%	13.5%	13.7%
9	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	1.7%	5.1%	8.7%	11.7%	13.8%	14.3%
10	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.2%	4.5%	8.7%	12.3%	15.1%	15.7%
11	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	3.7%	8.2%	13.3%	15.9%	16.3%
12	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.4%	7.7%	12.3%	15.6%	16.5%
1	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	6.9%	11.7%	15.4%	17.1%
2	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	2.9%	7.4%	11.4%	14.8%	16.0%
3	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	3.7%	7.1%	10.5%	13.0%	14.6%

月／時間帯	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	合計
4	13.5%	11.6%	8.8%	6.2%	3.5%	1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
5	13.2%	11.6%	9.2%	6.2%	3.5%	1.4%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
6	13.2%	10.9%	8.5%	6.9%	4.2%	1.9%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
7	12.6%	11.3%	9.6%	7.0%	4.3%	1.8%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
8	13.4%	11.4%	8.7%	6.6%	4.0%	1.4%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
9	13.9%	12.1%	9.3%	6.0%	2.8%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
10	15.0%	12.4%	8.7%	4.9%	1.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
11	15.5%	13.1%	9.1%	3.9%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
12	16.2%	14.2%	10.1%	4.7%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
1	16.4%	14.0%	10.3%	5.3%	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
2	15.3%	12.9%	10.3%	6.6%	2.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%
3	15.3%	13.4%	10.3%	6.9%	3.6%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	100%

時間帯別日射量の重みを用いて電力価格想定を補正した結果、相対的に低い価格となっている昼間時間帯の影響が強まることで、売電単価想定は抑制される

エリア別電力価格想定（2050年）

（1日の各1時間コマ電力価格想定を単純平均した場合）（単位：円/kWh）

エリア	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
東北	8.10	7.15	1.67	1.60	1.67	3.99	11.36	11.11	7.31	4.14	5.36	5.49
東京	8.54	7.45	1.70	1.67	1.71	4.20	11.49	11.27	7.55	4.14	5.42	6.19
中部	9.97	9.10	4.78	3.63	3.73	5.81	12.14	13.13	8.64	7.28	7.47	7.38
関西	10.02	8.80	4.78	3.65	3.74	5.82	11.99	13.11	8.72	7.24	7.35	7.41
中国	10.85	10.47	6.21	4.32	4.37	6.48	12.31	13.49	9.02	6.92	8.13	8.61
四国	12.60	11.62	6.41	4.83	4.46	6.78	12.16	13.43	9.60	6.88	8.32	11.81
九州	8.23	8.16	6.28	4.06	4.80	4.91	9.29	13.45	6.20	4.83	6.95	7.21

重み付け

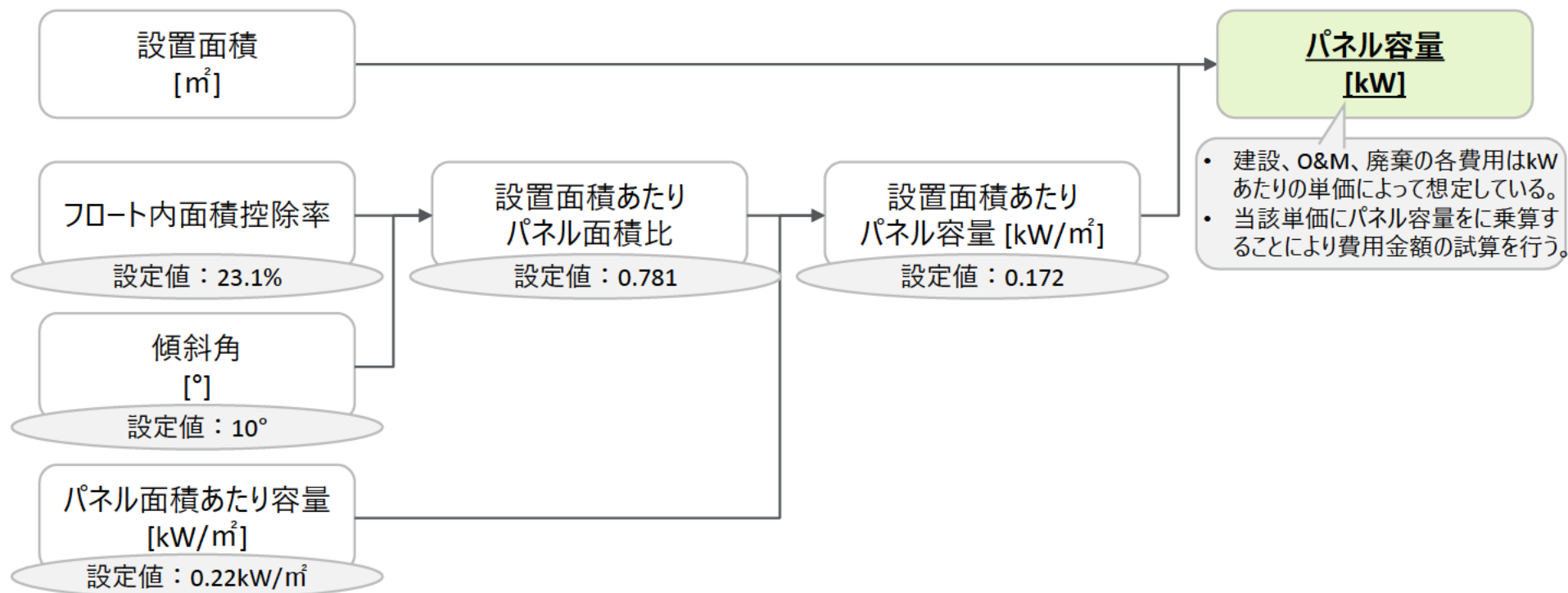
（1日の各1時間コマ想定価格を時間帯別日射量で重み付けした場合）（単位：円/kWh）

エリア	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
東北	5.65	4.14	0.18	0.56	0.62	1.73	9.25	8.36	4.98	2.00	2.70	3.77
東京	6.15	4.33	0.28	0.76	0.72	2.09	9.58	8.82	5.11	2.00	2.88	4.36
中部	6.03	5.05	0.73	0.88	1.61	2.55	8.18	9.28	4.93	2.68	3.10	3.93
関西	6.38	5.10	0.73	0.89	1.61	2.55	8.11	9.44	4.91	2.59	2.99	4.06
中国	6.56	6.03	1.01	0.84	1.80	2.61	8.26	9.17	4.86	2.24	3.21	4.69
四国	8.47	6.78	1.26	1.13	1.98	2.69	8.53	9.51	5.62	2.52	3.40	7.49
九州	4.47	4.38	1.22	0.80	1.87	1.93	5.96	9.34	3.38	1.59	2.80	3.68

パネル容量は各ダム湖面上にパネルを設置可能と想定した面積（設置面積）と「設置面積あたりパネル面積比」の想定値を乗算することにより求める

（発電能力諸元想定）パネル容量の想定方法概要

- パネル容量は費用金額試算のために用い、建設、O&M、廃棄の各費用単価に乘算して費用金額の計算を行う。
- このパネル容量は、設置面積あたりに敷設可能なパネル容量（「設置面積あたりパネル容量」という。）を仮定して算出する。
- 「設置面積あたりパネル容量」を求めるにあたっては、「設置面積あたりパネル面積比」と「パネル面積あたり容量」に仮定する要素を分解する。
- 「設置面積あたりパネル面積比」については、通路等のパネルを敷設しない領域を除き、パネル設置時の傾きによる増加分を考慮する。
- パネル面積あたりで出力可能な一般的な容量はメーカーカタログ値を参考に設定。



設置面積あたりパネル面積比は、フロート内面積控除率と傾斜角を仮定して算出する

「設置面積あたりパネル面積比」設定の考え方

- 平らな水面（傾斜0°）を前提とした面積からのパネルの傾斜角による増加分を以下のように求める。なお、水面自体の傾きについては考慮していない。

$$\text{設置面積あたりパネル面積比} = \text{敷地面積} \times (1 - \text{フロート内面積控除率}) \div \cos(\text{傾斜角})$$

<フロート設置面積とパネル面積の関係イメージ>



- フロート内面積控除率とはパネルを設置するフロートを敷設する傾斜0°を前提とした面積から、フロートとの接続部や周辺部の面積を控除する比率のことを指す。フロート内面積控除率の想定値は建設会社のヒアリングを参考に23.1%(*1)とした。
- 傾斜角の想定については10°から30°の間までの角度を取りうる可能性が高いところ、水上太陽光発電の場合は陸上太陽光に発電比べて風圧への考慮が必要になる可能性があることから10°と設定している。

パネル面積あたり容量については、各メーカーの製品カタログ値を参考に設定

各メーカーのパネル面積あたり容量（製品カタログ値より）

カタログ情報				パネル面積あたり容量 (kW/m ²)
メーカー	製品	容量(W)	面積(m ²)	
東芝	TC54E415WB/H	415	1.95	0.21282
Panasonic	VBM470KJ03N	470	2.00	0.23500
京セラ	KT415W-108HL4	415	1.95	0.21282
シャープ	NU-440PP	440	1.95	0.22564
ソーラーフロンティア	SFA455-144A	455	2.19	0.20776
CanadianSolar	CS6.2-66TB-615/620	620	2.70	0.22963
Q cells	Q.PEAK DUO XL-G11.3	580	2.74	0.21168
長州産業	CS-555K54H	555	2.58	0.21512

上記平均値0.22

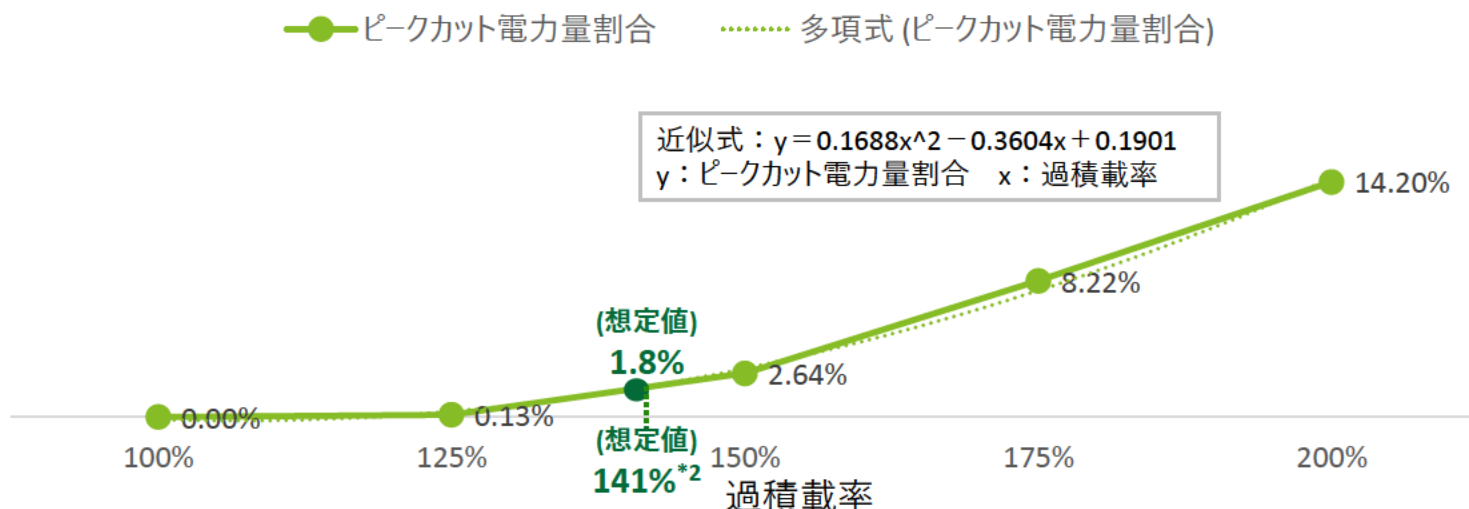
出所：表中に記載された製品に関する各メーカーのHP（2025年3月25日時点調べ）

過積載率に応じたピークカット電力量の割合（過積載ロス率）については、国の審議会における議論で参照される想定値を参考に設定

（発電能力諸元想定）過積載ロス率

- ・パワーコンディショナーの容量と太陽光パネルの容量の関係について、後者の前者に対する比率は過積載率と呼ばれる。
- ・パワーコンディショナーの容量と太陽光パネルの容量を同じにする場合に比べ、太陽光パネルの容量を大きく設定する方が一般的に大きな発電電力量を得ることができる。一方、過積載率が大きいほど、出力ピーク時にパネルの能力では発電できるにもかかわらず売電できないロスが発生する。
- ・本試算における過積載ロス率は、第69回再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会において整理された過積載率とピークカット電力量割合の関係を参考に近似式を作成したうえで、2025年2月発電コスト検証ワーキンググループにおいて想定された過積載率に対応するピークカット割合を求めることにより設定した。

< 過積載率とピークカット電力量割合の関係*1 >



*1：第69回再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会（2024年9月30日）資料1を参考とした。

*2：（出所）発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月）資料2 各電源の諸元一覧における太陽光（事業用）の参考情報

建設費用の水準については、太陽光パネルメーカーや建設会社等へのヒアリングを踏まえて想定

(コスト諸元想定) コスト単価設定の全体像① 建設費用

- 建設費用の水準については太陽光パネルメーカーや水上太陽光発電の導入経験を持つ建設会社等へのヒアリングを通じて妥当と考えられる水準を設定した。
- 費用の区分については調達価格算定委員会における一般社団法人太陽光発電協会の提出資料を参考*1とした。

(建設費用)

#	区分1	区分2	単価 (万円/kW)	備考
1	開発費	水面利用料	(考慮外)	ダム湖の水面利用料や許認可費用は個別性が高いと考えられることから考慮外としている
2		設計	0.30	
3		許認可	(考慮外)	
4		系統連系[特定負担分]	(別途想定)	
5	設備費	太陽光パネル	2.00	太陽光パネルについてはパネルメーカーへのヒアリング内容を参考に妥当と考えられる水準を設定 フロートやアンカー、電気設備に関しては水上太陽光発電の導入経験を持つ建設会社等へのヒアリング内容を参考に妥当と考えられる水準を設定
6		フロート	3.00	
7		アンカー	0.40	
8		接続/集電箱	0.20	
9		インバータ	0.70	
10		ケーブル	0.70	
11		キュービクル	1.40	
12	工事費	フロート	0.90	
13		アンカー	0.60	
14		電気工事	2.30	
15		付帯工事	0.40	

合計 12.90 ※系統連系[特定負担分]を除く

O&M費用・廃棄費用の水準については、発電コスト検証ワーキンググループにおいて想定された諸元を引用する形で想定

(コスト諸元想定) コスト単価設定の全体像② O&M費用・廃棄費用

(O&M費用・廃棄費用)

区分1	区分2	単価 (万円/kW)	単価設定の考え方
運転維持費用	人件費、修繕費、諸費、業務分担費	0.47	- 発電コスト検証ワーキンググループ^{*1}の諸元を用いて想定 - 運転維持費用について、水上太陽光発電ではメンテナンスに潜水が必要となる一方、ヒアリングによるメンテナンス技術進展への期待も踏まえて既存の諸元を踏襲
廃棄費用	-	1.00	廃棄費用について、水上太陽光発電ではフロートやアンカーの廃棄が必要になる一方、実用段階のフィルム型ペロブスカイトでは廃棄コストが低減する可能性があり、反対の影響がある材料が混在していることから既存の諸元を踏襲

*1：（出所）発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月）資料2 各電源の諸元一覧における太陽光（事業用）の諸元

ダム湖の太陽光パネル設置場所から送電に必要な送変電設備とその単価を仮定し、送電距離に応じた系統連系費用を想定

系統連系費用の算出諸元

- ダム湖の太陽光パネル設置場所から最も近い電気設備である水力発電所に向けた送電に必要な送変電設備を仮定する。また、太陽光発電事業者自身がその送変電設備の費用を負担する（特定負担の扱いとなる）必要があるものとする。
- 設置すべきとした送変電設備の費用については、電力広域的運営推進機関が2016年に公表した送変電設備の標準的な単価^{*1}を近年に至るまでの物価上昇に関する指標^{*2}により補正した単価を用いて想定する。

< 系統連系費用の想定単価と費用算出方法の考え方 >

項目	想定単価	単位	費用算出方法の考え方
支持物（電柱）	40.73	万円/本	- 各一般送配電事業者の託送供給約款を参考に径間は40mを設定。（40mにつき1本） - コンクリート柱と複合柱・鋼管柱を比較し、より山間においてはより強度が高いと考えられる複合柱・鋼管柱の単価を計算に採用。
高圧線・高圧引込線	0.54	万円/m	引込部分で最低40m必要なものと設定。
開閉器（自動開閉器）	116.20	万円/台	ノンファーム接続においては遠隔制御が必要であるため、手動開閉器ではなく自動開閉器の単価を計算に採用。
通信設備（メタルケーブル）	0.49	万円/m	- 伝送信号が限られていると仮定し、光ケーブルよりも相対的に安価なメタルケーブルを計算に採用。 - 引込部分で最低40m必要なものと設定。

上記想定単価には、以下の指数^{*2}に基づく物価上昇補正率を加味した。

年月	2020年基準指数
2016/3	98.0
2023/12	106.4

物価上昇補正率： 8.6%

^{*1}：（出所）送変電設備の標準的な単価の公表について（電力広域的運営推進機関 2016年年3月29日）

^{*2}：（出所）2020年基準消費者物価指数 App1-1：長期時系列指数（全国、生鮮食品を除く総合）調査年月：2023年（公開（更新）日：2024/3/29）

42

© 2025. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

事業採算性の試算にあたり、発電側課金、固定資産税の支払いを考慮し、将来収支については一定の割引率により現在価値としたうえで評価

事業採算性試算に係るその他の考慮要素

	試算への考慮方法	出所等
発電側課金	太陽光発電事業者は、ダムが立地するエリアを管轄する一般送配電事業者が定める系統連系受電サービス料金（基本料金、電力量料金）を支払う。	各一般送配電事業者が定める託送等供給約款（2025年4月1日適用）
固定資産税	- 想定建設費用に対し一定の減価率で計算された各年の償却資産評価額に対する固定資産税が課税される。 （諸元） ✓ 減価率 : 12.7% ✓ 最低資産評価率 : 5.0% ✓ 固定資産税率 : 1.4%	- 地方税法 - 固定資産評価基準 - 減価償却資産の耐用年数等に関する省令 - 発電コスト検証ワーキンググループ資料4 発電コストレビューシートの使い方（2024年度）^{*1}
割引率	発電コスト検証ワーキンググループにおける評価の前提から引用した割引率を用いて将来にわたる収支の現在価値を算出 （引用） 「電源間の技術比較を行う観点からは、全ての電源技術の資本コストを同一とすることが適切であることや、検証結果の継続性の観点から、今回も引き続き割引率（実質）は一律3%と設定して計算した。」	発電コスト検証ワーキンググループ資料1 発電コスト検証に関するとりまとめ（2025/2/6）

^{*1}：本来、償却資産における初回の固定資産税（前年中に固定資産を取得）を算出する際の対象となる固定資産の評価額は、その取得時期にかかわらず半年分を償却して算出を行うところ、その影響が軽微であること、および計算を簡便にすることを目的として初回の固定資産税は固定資産取得価格（償却なし）を評価額として計算している点を踏襲

シナリオケース設定

事業採算性の試算については太陽光パネル変換効率が向上するケースや売電価格が固定可能なケースでの試算を実施

シナリオケース概要

- 前述までの経済性評価フレームにおいて一般的な条件とみなして仮定してきた前提に基づくベースケースや太陽光パネル変換効率が向上するケースの事業採算性の試算を実施
- また、太陽光発電量が多い日中の卸電力価格が安くなる傾向を踏まえると基本的に事業採算性は低くなることを踏まえ、売電価格が固定できる場合を仮定した事業採算性についても試算

No	ケース	概要	電力価格想定	パネル面積あたり容量	主な共通条件
1	ベースケース	• 前述の経済性評価フレームで説明した条件において試算したケース	• 弊社エネルギーシミュレーションモデルからの2050年時点導出価格	• 0.22 kW/㎡	• 事業期間について、20年及び30年の両パターンを算出
2	太陽光モジュール変換効率向上ケース	• 現存考えうる高いモジュール変換効率がコスト条件が変わらずに実現したと仮定するケース	• 弊社エネルギーシミュレーションモデルからの2050年時点導出価格	• 0.39kW/㎡ ^{*1}	
3-1	売電価格固定ケース	• 相対取引等により固定的な売電が可能な場合の採算性を価格水準鑑別に試算するケース	• 5円/kWh	• 0.22 kW/㎡	
3-2			• 10円/kWh	• 0.22 kW/㎡	
3-3			• 15円/kWh	• 0.22 kW/㎡	
3-4			• 20円/kWh	• 0.22 kW/㎡	

^{*1}：Fraunhofer Institute, Photovoltaics Report（2024年7月29日）を参考に、2024年時点で技術的に実現可能とされているセル効率（Ⅲ-V Multi-Junction Concentrator Solar Cells：約48%）と単結晶シリコンのセル効率（Mono Crystalline Silicon：約27%）の比率を用い、ベースケースにおけるパネル当たり面積容量の想定値を補正したもの

経済性評価結果・考察

ベースケースでは事業採算性が見込むことは難しく、もしコスト構造が変わらないままモジュール変換効率が向上する場合は一定の改善はあっても同様に事業採算性は見込まれない

ケース別・難易度グループ別事業性一覧（1/3）

1.ベースケース

難易度	ダム数	パネル容量計 [kW]	発電電力量計 [MWh/年]	設備利用率 [%]	事業性 *事業期間利益(割引後)-建設費			
					20年評価		30年評価	
					kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)	kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)
低	12	527,034	435,258	9.43%	-9,272	-11.23	-6,612	-8.01
中	10	256,765	176,349	7.84%	-9,738	-14.18	-7,015	-10.21
高	3	257,162	210,397	9.34%	-9,032	-11.04	-6,416	-7.84
合計又は加重平均*1	25	1,040,961	822,004	9.01%	-9,327	-11.81	-6,663	-8.44

2.太陽光モジュール変換効率向上ケース

難易度	ダム数	パネル容量計 [kW]	発電電力量計 [MWh/年]	設備利用率 [%]	事業性 *事業期間利益(割引後)-建設費			
					20年評価		30年評価	
					kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)	kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)
低	12	527,034	767,344	16.62%	-7,554	-5.19	-5,103	-3.51
中	10	256,765	310,898	13.82%	-8,342	-6.89	-5,789	-4.78
高	3	257,162	370,921	16.47%	-7,186	-4.98	-4,795	-3.32
合計又は加重平均*1	25	1,040,961	1,449,163	15.89%	-7,658	-5.50	-5,196	-3.73

*1：ダム数、パネル容量計、発電電力量計の各列については対象ダムの合計値、設備利用率については対象ダムのパネル容量と発電電力量の各合計値から設備利用率を算出、事業性の各列については全対象ダムの総額からkWあたり、あるいはkWhあたりの事業性を算出。

ベースケースの条件において発電電力量の売価を固定した場合を想定したとき、売価が10円/kWhで固定された場合でも事業採算性を見込むことは厳しい試算結果となっている

ケース別・難易度グループ別事業性一覧（2/3）

3-1.売電価格固定ケース 5円/kWh

難易度	ダム数	「1.ベースケース」と同じ パネル容量計 [kW] 発電電力量計 [MWh/年] 設備利用率 [%]			事業性 *事業期間利益(割引後)-建設費			
					20年評価		30年評価	
					kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)	kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)
低	12	527,034	435,258	9.43%	-8,663	-10.49	-6,077	-7.36
中	10	256,765	176,349	7.84%	-9,185	-13.37	-6,530	-9.51
高	3	257,162	210,397	9.34%	-8,616	-10.53	-6,050	-7.40
合計又は加重平均*1	25	1,040,961	822,004	9.01%	-8,780	-11.12	-6,182	-7.83

3-2.売電価格固定ケース 10円/kWh

難易度	ダム数	「1.ベースケース」と同じ パネル容量計 [kW] 発電電力量計 [MWh/年] 設備利用率 [%]			事業性 *事業期間利益(割引後)-建設費			
					20年評価		30年評価	
					kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)	kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)
低	12	527,034	435,258	9.43%	-5,646	-6.84	-3,427	-4.15
中	10	256,765	176,349	7.84%	-6,677	-9.72	-4,327	-6.30
高	3	257,162	210,397	9.34%	-5,627	-6.88	-3,426	-4.19
合計又は加重平均*1	25	1,040,961	822,004	9.01%	-5,896	-7.47	-3,649	-4.62

*1：ダム数、パネル容量計、発電電力量計の各列については対象ダムの合計値、設備利用率については対象ダムのパネル容量と発電電力量の各合計値から設備利用率を算出、事業性の各列については全対象ダムの総額からkWあたり、あるいはkWhあたりの事業性を算出。

ベースケースの条件において発電電力量の売価を固定した場合を想定したとき、売価が15円/kWh以上になると、個別のダムによっては事業採算性が見込まれる試算結果となる

ケース別・難易度グループ別事業性一覧（3/3）

3-3.売電価格固定ケース 15円/kWh

難易度	ダム数	「1.ベースケース」と同じ			事業性 *事業期間利益(割引後)-建設費			
		パネル容量計 [kW]	発電電力量計 [MWh/年]	設備利用率 [%]	20年評価		30年評価	
					kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)	kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)
低	12	527,034	435,258	9.43%	-2,630	-3.18	-778	-0.94
中	10	256,765	176,349	7.84%	-4,168	-6.07	-2,124	-3.09
高	3	257,162	210,397	9.34%	-2,639	-3.23	-801	-0.98
合計又は加重平均*1	25	1,040,961	822,004	9.01%	-3,012	-3.81	-1,116	-1.41

3-4.売電価格固定ケース 20円/kWh

難易度	ダム数	「1.ベースケース」と同じ			事業性 *事業期間利益(割引後)-建設費			
		パネル容量計 [kW]	発電電力量計 [MWh/年]	設備利用率 [%]	20年評価		30年評価	
					kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)	kWあたり事業性 (円/kW・1年換算)	kWhあたり事業性 (円/kWh)
低	12	527,034	435,258	9.43%	387	0.47	1,871	2.27
中	10	256,765	176,349	7.84%	-1,660	-2.42	79	0.12
高	3	257,162	210,397	9.34%	349	0.43	1,823	2.23
合計又は加重平均*1	25	1,040,961	822,004	9.01%	-127	-0.16	1,417	1.80

*1：ダム数、パネル容量計、発電電力量計の各列については対象ダムの合計値、設備利用率については対象ダムのパネル容量と発電電力量の各合計値から設備利用率を算出、事業性の各列については全対象ダムの総額からkWあたり、あるいはkWhあたりの事業性を算出。

調査結果を踏まえた考察

- 発電用途があるダムでの水上太陽光発電については、ダム運用の観点や既存の活用用途への干渉のように陸上太陽光には無い設置条件の難しさが存在することがダム管理者のヒアリングにより示唆された。また、フロートやアンカーの敷設が必要なことから一般的に陸上太陽光よりも建設費用がかかることも確認された。
- 水上太陽光に限らず、現在のFIT・FIP制度での買取のような制度担保は無い中将来の太陽光発電が一般的に市場に売電していく場合の事業採算性は厳しいと見積もられる。現在も同様の傾向はあるが、多くの太陽光発電が稼働して需給が緩和する日中の市場価格は低くなることが予想されるためである。
- 水上太陽光発電の導入が進むためには、例えば市場価格が高い時間に売電をするための蓄電池が効率的な価格で普及するかどうか等の事業環境に依るところがあると推測され、ダム湖上に限らず脱炭素化を見据えた太陽光発電への制度的な措置の必要性を引き続き検討していくことは重要と考えられる。

デロイト トーマツ グループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイト ネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ 合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人 トーマツ、デロイト トーマツ リスク アドバイザリー 合同会社、デロイト トーマツ コンサルティング 合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャル アドバイザリー 合同会社、デロイト トーマツ 税理士 法人、DT 弁護士 法人およびデロイト トーマツ グループ 合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスク アドバイザリー、コンサルティング、ファイナンシャル アドバイザリー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市に約2万人の専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループ Web サイト、www.deloitte.com/jpをご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュート マツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバル ネットワーク 組織を構成するメンバー ファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバー ファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTL および DTTL の各メンバー ファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてのみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTL はクライアントへのサービス提供を行いません。詳細は www.deloitte.com/jp/about をご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィック における100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ベンガルール、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、ムンバイ、ニューデリー、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャル アドバイザリー、リスク アドバイザリー、税務・法務などに関連する最先端のサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促し、より豊かな経済、公正な社会、持続可能な世界の実現に向けて自ら率先して取り組むことを通じて、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来175年余りの歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの45万人超の人材の活動の詳細については、www.deloitte.comをご覧ください。



IS 669126 / ISO 27001



BCMS 764479 / ISO 22301

IS/BCMSそれぞれの認証範囲はこちらをご覧ください

<http://www.bsigroup.com/clientDirectory>

Member of
Deloitte Touche Tohmatsu Limited