

## 卷末資料 3

### 過年度調査結果概要資料

## 環境省地球温暖化対策課調査

# わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル (概要版)

# 1. 調査対象とした再エネ種

表1-1 調査対象とした再エネ種

エネ種別	中区分			小区分
太陽光	住宅用等	商業系建築物	商業	小規模商業施設
				中規模商業施設
			大規模商業施設	
		住宅系建築物	宿泊	宿泊施設
			住宅	戸建住宅等
				大規模共同住宅・オフィスビル
	中規模共同住宅			
	公共系等	公共系建築物		
		発電所・工場・物流施設		
		低・未利用地		
耕作放棄地				
風力	陸上			—
	洋上			—
中小水力	河川部			—
	農業用水路			—
地熱	熱水資源開発			150℃以上
				120～150℃
				53～120℃
	温泉発電			—
太陽熱	—			—
地中熱利用(ヒートポンプ)	—			—

## 2.導入ポテンシャルの定義

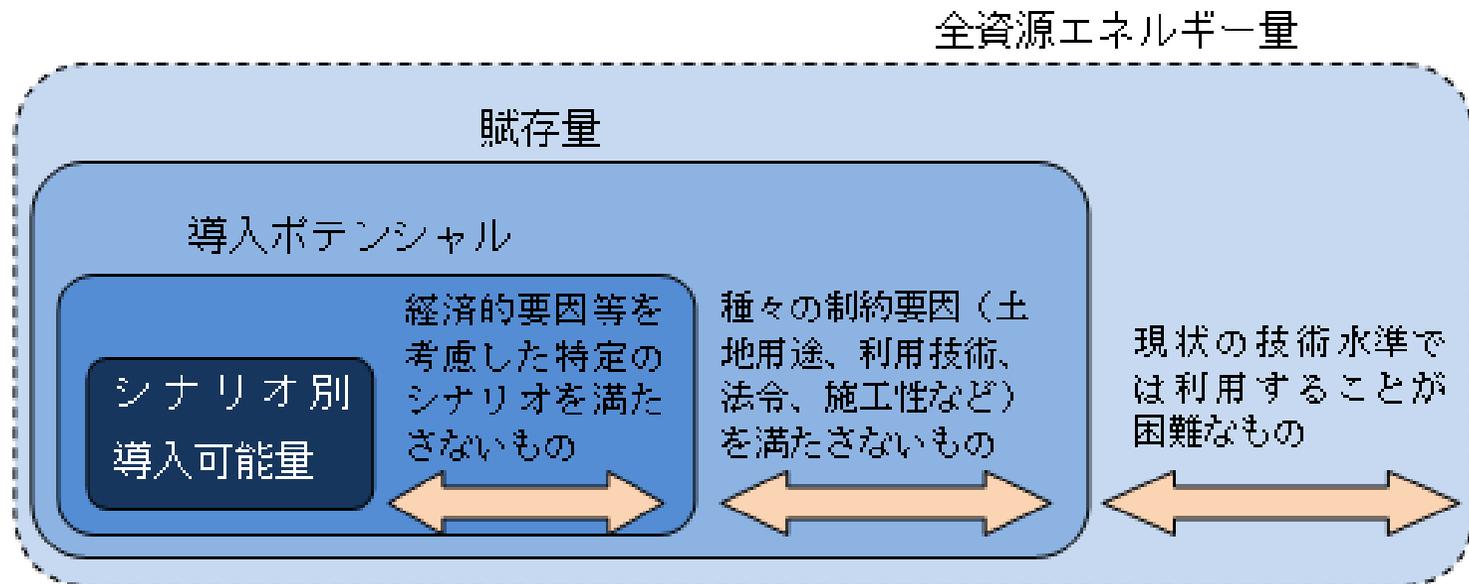


図2-1 賦存量・導入ポテンシャル・シナリオ別導入可能量の概念図

### ○賦存量

設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に算出することができるエネルギー資源量。現在の技術水準では利用することが困難なもの(例:風速5.5m/s未満の風力エネルギーなど)を除き、種々の制約要因(土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等)を考慮しないもの。ここでは、「現在の技術水準では利用することが困難なもの」をエネルギー別に定義し、賦存量の推計条件としている。

※類似の概念として、JISC-1400-0における「風力エネルギー資源量」があり、ここでは、「ある地域において理論的に算出することができる風力エネルギー資源量で、種々の制約要因(土地用途、利用技術など)は考慮しないもの」と定義されている。

※現在の技術水準を前提としているため、技術開発によって将来的には増加する可能性はあるが、ここではエネルギー種別に一義的に決まるものとしている。

※太陽光、太陽熱、地中熱に関する推計は意味をなさないため、推計対象としていない。

# 2.導入ポテンシャルの定義

## ○導入ポテンシャル

エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量。「種々の制約要因に関する仮定条件」を設定した上で推計される。賦存量の内数となる。

※類似の概念として、JISC-1400-0における「可採風力エネルギー量」があり、ここでは、「ある地域における風力エネルギーの利用に関して、種々の制約要因を考慮した上で、エネルギーとして開発利用の可能な量」と定義されている。

### ①基本となる導入ポテンシャル

当該エネルギーに関して、最も一般的と考えられる導入ポテンシャル

### ②条件付き導入ポテンシャル

最も一般的ではないが、ある条件を設定した場合に推計される導入ポテンシャル(洋上風力発電に関する島嶼部の控除、地熱発電に関する国立・国定公園の2種・3種を含んだ場合の導入ポテンシャルなど)

推計結果は基本的に設備容量(kW)で示している。再生可能エネルギーによって標準的な設備利用率は異なるため、また、発電電力量(kWh)への換算もエネルギー種によって異なるため、異なるエネルギー間の比較に際しては注意が必要である。

# 2. 導入ポテンシャルの定義

## ○シナリオ別導入可能量

エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量。導入ポテンシャルの内数。事業採算性については、対象エネルギーごとに建設単価等を設定した上で事業収支シミュレーションを行い、税引前のプロジェクト内部収益率(PIRR等)が一定値以上となるものを集計したもの。

PIRRの概念図と導入ポテンシャルに関する各用語の関連性を次頁図に示す。なお、導入ポテンシャル及びシナリオ別導入可能量は、中小水力を除き、既開発分を含んだ値として推計している。既開発分は事業採算性以外の観点で導入されているものもあり、単純な比較はできないことに留意する必要がある。

PIRRとは:

Project Internal Rate of Return

プロジェクトIRR

IRRは内部収益率と呼ばれ、初期投資を将来の売電等収入で賄う際の将来金利に相当する指標。

投資した設備が生み出す収入をIRRを用いて現在価値に置き換え、「現在価値に置き換えた将来収入総額＝投資額」によりIRRを算定することができる。

投資額＝

$\sum (n\text{年後のフリーキャッシュフロー}/(1+R)^n)$  R:PIRR

※税引前PIRRではフリーキャッシュフローとして税引前のキャッシュフローを使用

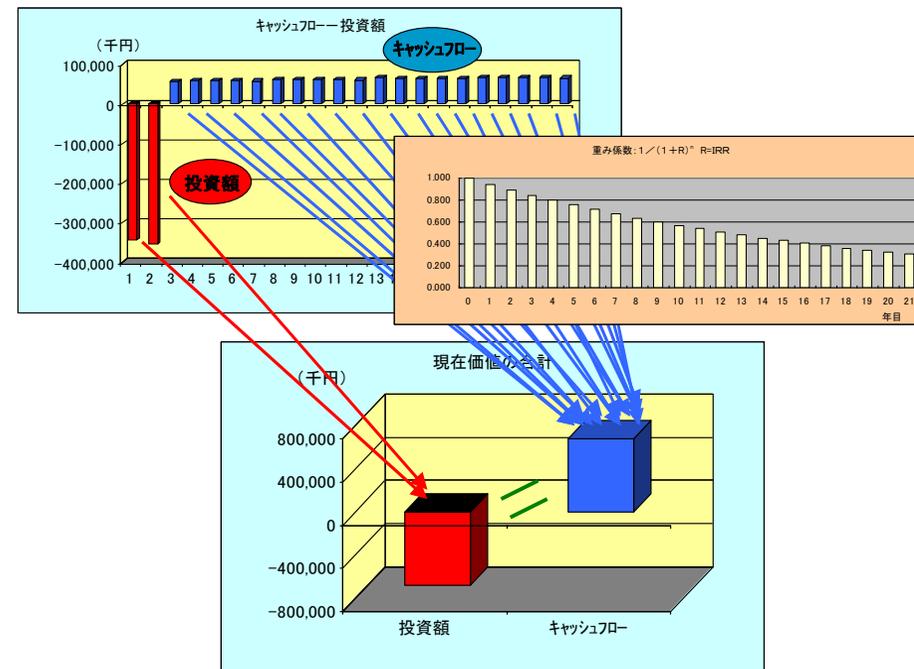


図2-2 PIRRの概念図

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～公共系等太陽光発電～

## (1) 賦存量

太陽光発電に関する賦存量は、日本全国にパネルを敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

## (2) 導入ポテンシャル

### ○設置可能面積

まずパネルの設置しやすさを考慮したレベルを設定する(表3-1)。次に各施設のサンプル図面(図3-1)を入手し、設定したレベルの考え方を基に各施設ごとにパネルの設置係数(m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>)を設定した。そして統計情報(総務省統計データ)から得られた各施設の全国面積を乗じることで推計した。

表3-1 設置可能面積算定条件(レベル)の基本的な考え

レベル	基本的な考え方
レベル1	<ul style="list-style-type: none"> <li>屋根150m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>設置しやすいところに設置するのみ</li> </ul>
レベル2	<ul style="list-style-type: none"> <li>屋根20m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>南壁面・窓20m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>多少の架台設置は可(駐車場屋根への設置も想定)</li> </ul>
レベル3	<ul style="list-style-type: none"> <li>切妻屋根北側・東西壁面・窓10m<sup>2</sup>以上に設置</li> <li>敷地内空地なども積極的に活用</li> </ul>

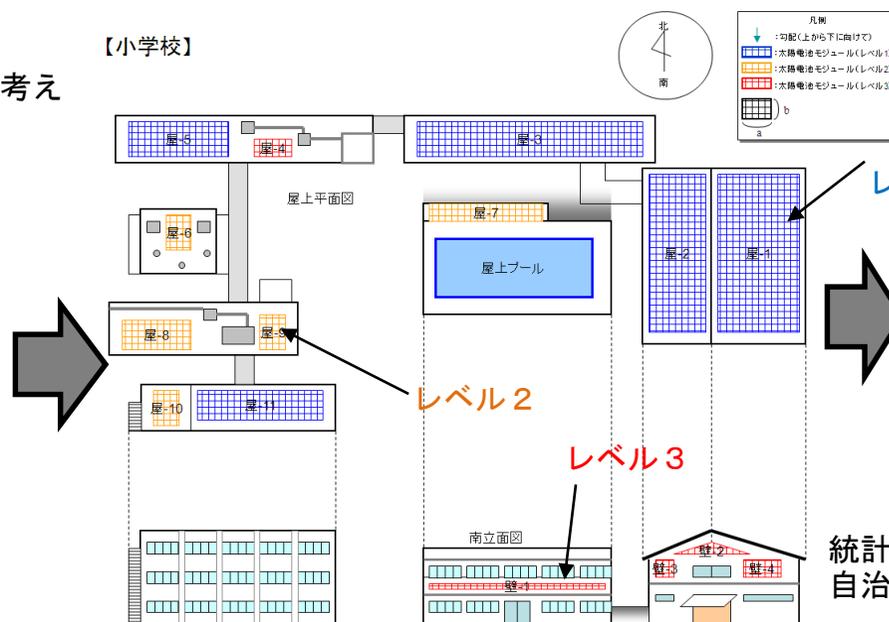


図3-1 サンプル図面(学校の一例)

“学校”でのパネルの設置可能面積(m<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>)を算定

統計情報の学校面積を乗じることで自治体での設置可能面積を算定

導入ポテンシャル(kW)  
= 設置可能面積(m<sup>2</sup>) × 単位面積当たりの設備容量(kW/m<sup>2</sup>)

### ○単位面積当たりの設備容量

専門家へのヒアリング調査を踏まえ  
0.0667kW/m<sup>2</sup>(1kW/15m<sup>2</sup>)とした。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～公共系等太陽光発電～

## (3) シナリオ別導入可能量

施設カテゴリー(例:幼稚園、病院等)によって、太陽光事業を実施するにあたり必要とする費用が異なる。例えば、“発電所”の空地で事業を実施する場合には電気主任技術者を新たに必要としない可能性がある。一方で“最終処分場”で事業を実施する場合には、一般的な事業より空間整備費を多く必要とする可能性がある。それらを踏まえ、カテゴリーを3区分に分類した(例:区分2→上水施設、空港、区分3→河川、海岸)。

また、空間整備費(造成等)をレベルごとに設定した。  
 以上より9つの事業性試算ケースを設定した(表3-3)。



事業化にかかる費用の程度で区分分けする

表3-2 カテゴリー区分

区分	
区分1	電気事業法における事業を行うにあたって年間の支出が殆ど必要とされない(支出をゼロとする)
区分2	事業として行う場合に支出がある程度必要となる
区分3	区分2に加えて、事業実施する際に、太陽光パネル以外にも別途空間整備費が必要となる

空間整備費を考慮する  
 →ケース分け

表3-3 設置可能面積算定条件(レベル)の基本的な考え方

ケース	区分	レベル	空間整備費
1-1	区分1	1	ゼロ
1-2		2	5千円/m <sup>2</sup>
1-3		3	10千円/m <sup>2</sup>
2-1	区分2	1	ゼロ
2-2		2	5千円/m <sup>2</sup>
2-3		3	10千円/m <sup>2</sup>
3-1	区分3	1	5千円/m <sup>2</sup>
3-2		2	10千円/m <sup>2</sup>
3-3		3	15千円/m <sup>2</sup>

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～公共系等太陽光発電～

## ○シナリオの設定

FIT単価(30,35,40円/kWh)×買取期間(20年間)の3つのシナリオを設定した。また、事業性試算条件を設定した(表3-4)。

表3-4 公共系等太陽光発電の事業性試算条件

設定項目		適用	設定値	設定根拠等
主要事業 緒元	設備容量	共通	2,000kW (2MW)	民間事業者によるメガソーラー導入実績 5 件の平均値
	設置面積	共通	30,000m <sup>2</sup>	15m <sup>2</sup> /kW×2,000kW
	年間発電電力量	共通	都道府県別の 地域別発電量による	設備容量×地域別発電量係数
初期投資 額	設備費	共通	28.0 万円/kW	H25.1 調達価格等算定委員会
	空間整備費	ケース 1-1, ケース 2-1	ゼロ	
		ケース 1-2, ケース 2-2 ケース 3-1	150,000 千円	5,000 円/m <sup>2</sup> ×30,000m <sup>2</sup>
		ケース 1-3, ケース 2-3, ケース 3-2	300,000 千円	10,000 円/m <sup>2</sup> ×30,000m <sup>2</sup>
		ケース 3-3	450,000 千円	15,000 円/m <sup>2</sup> ×30,000m <sup>2</sup>
開業費	共通	3,000 千円	想定値	
撤去費用	撤去費用	共通	建設費×5% プロジェクト期間終了時	
収入 計画	買取価格	シナリオ 1	30 円/kWh	
		シナリオ 2	35 円/kWh	
		シナリオ 3	40 円/kWh	
支出 計画	運転維持費	ケース 1-1～1-3	ゼロ	
		ケース 2-1～2-3 ケース 3-1～3-3	17,714 千円	空間使用料：150 円/m <sup>2</sup> ×設置面積 修繕費+諸費：建設費×1.6% 一般管理費：(修繕費+諸費)×14% 人件費：300 万円
資金 計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利 4%、固定金利 15 年 元利均等返済
減価 償却 計画	太陽光電池	共通	17 年	定額法、残存 0%
	付随機器	共通	7 年	定額法、残存 0%
	設置工事	共通	7 年	定額法、残存 0%
	空間整備費	共通	36 年	定額法、残存 0%
	開業費	共通	5 年	定額法、残存 0%
その 他の 条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の通減を考慮する
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県 5%、市町村 12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

地域別発電量係数を用いること  
で地域特性を考慮する

### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～公共系等太陽光発電～

事業性試算条件に基づき、各シナリオにおけるケース別の開発可能条件(税引前PIRR $\geq$ 4%を満たす地域別発電量係数)を設定した(表3-5)。そしてその開発可能条件を満たすカテゴリーを抽出することで推計した。

表3-5 各シナリオにおけるケース別の開発可能条件  
(単位:kWh/kW・年)の設定イメージ

区分	ケース	空間整備費	開発可能条件 (地域別発電量係数、kWh/kW・年)		
			シナリオ1 30円/kWh	シナリオ2 35円/kWh	シナリオ3 40円/kWh
区分1	ケース1-1	レベル1 : 0円/m <sup>2</sup>	768以上	658以上	576以上
	ケース1-2	レベル2 : 5,000円/m <sup>2</sup>	977以上	838以上	733以上
	ケース1-3	レベル3 : 10,000円/m <sup>2</sup>	1,188以上	1,018以上	891以上
区分2	ケース2-1	レベル1 : 0円/m <sup>2</sup>	1,063以上	911以上	797以上
	ケース2-2	レベル2 : 5,000円/m <sup>2</sup>	1,273以上	1,091以上	955以上
	ケース2-3	レベル3 : 10,000円/m <sup>2</sup>	1,483以上	1,271以上	1,112以上
区分3	ケース3-1	レベル1 : 5,000円/m <sup>2</sup>	1,273以上	1,091以上	955以上
	ケース3-2	レベル2 : 10,000円/m <sup>2</sup>	1,483以上	1,271以上	1,112以上
	ケース3-3	レベル3 : 15,000円/m <sup>2</sup>	1,693以上	1,451以上	1,270以上



開発可能条件を満たすカテゴリーを抽出し推計する。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～住宅用等太陽光発電～

注：住宅用等と公共系等では推計方法が異なる。住宅用ではGISマップを、公共用では統計データを用いているためである。

## (1) 賦存量

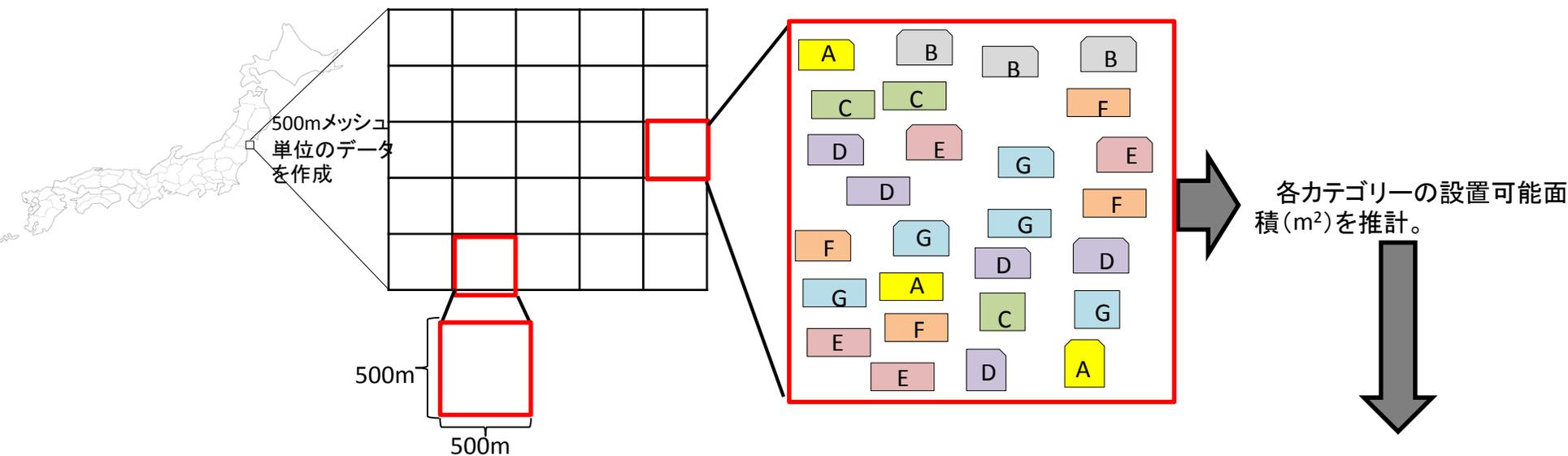
太陽光発電に関する賦存量は、日本全国にパネルを敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

## (2) 導入ポテンシャル

### ○設置可能面積

住宅地図データ(株)ゼンリン製ArcGIS データコレクション プレミアシリーズ 詳細地図)を基に、各施設ごと(※)の建築面積及び延床面積データが含まれる500mメッシュ単位のデータセットを作成し、各施設に対応した設置係数(経済産業省平成22年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業(太陽光発電及び太陽熱利用の導入可能量に関する調査)報告書等を参照した)を乗じることにより推計した。

※小・中・大模商業施設、宿泊施設、戸建住宅用等、大規模共同住宅・オフィスビル、中規模共同住宅



### ○単位面積当たりの設備容量

専門家へのヒアリング調査を踏まえ、戸建住宅は1kW/10m<sup>2</sup>、戸建住宅以外は1kW/15m<sup>2</sup>とした。

※H23報告書参照

導入ポテンシャル(kW) =  
設置可能面積(m<sup>2</sup>) × 単位面積当たりの設備容量(kW/m<sup>2</sup>)

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～住宅用等太陽光発電～

## (3) シナリオ別導入可能量

### ○シナリオの設定

太陽光は10kW未満と10kW以上でFIT価格が異なることから、戸建住宅用等と戸建住宅用等以外の2つのカテゴリーに対して3つのシナリオを設定した(表3-6)。

表3-6 設定した導入シナリオ

カテゴリー	設置規模	シナリオ1	シナリオ2	シナリオ3
戸建住宅用等	10kW未満	30円/kWh 10年間	35円/kWh 10年間	40円/kWh 10年間
戸建住宅用等 以外	10kW以上	30円/kWh 20年間	35円/kWh 20年間	40円/kWh 20年間

※戸建住宅用等：“戸建住宅用等”と“小規模商業施設”が含まれる。

※戸建住宅用等以外：“中規模商業施設”、“大規模商業施設”“宿泊施設”、“大規模共同住宅・オフィスビル”、“中規模共同住宅”が含まれる。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～住宅用等太陽光発電～

## ○推計方法

以下に示す事業性試算条件を設定した(表3-7)。

表3-7 住宅用等太陽光発電の事業性試算条件

設定項目		適用	設定値	設定根拠等
主要事業 緒元	設備容量	共通	4kW	一般的な家庭で導入する設備規模
	設置面積	共通	40m <sup>2</sup>	10m <sup>2</sup> /kW×4kW
	年間発電電力量	共通	各都道府県の地域別 発電量係数による	設備容量×地域別発電量係数
初期投資 額	設備費	共通	42.7万円/kW	H25.1 調達価格等算定委員会
	空間整備費	レベル別に 設定	レベル1: 0円/m <sup>2</sup> レベル2: 5,000円/m <sup>2</sup> レベル3: 10,000円/m <sup>2</sup>	H23 調査と同様
	開業費	共通	—	考慮しない
撤去費用	撤去費用	共通	建設費×5% プロジェクト期間終了時	
収入計画	買取価格	シナリオ別に 設定	30円/kWh	買取期間中は余剰分をFIT価格、使用分を21.34円/kWhで、買取期間終了後から10年間は余剰分を10円/kWh、使用分を21.34円/kWhでの売却を想定する。
			35円/kWh	
			40円/kWh	
支出計画	運転維持費	共通	建設費の1%	修繕費と諸費に該当
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利4%、固定金利15年 元利均等返済
減価償却 計画	設備費	共通	17年	定額法、残存0%
	付随機器	共通	7年	〃
	設置工事	共通	7年	〃
	空間整備費	共通	36年	〃
	開業費	共通	5年	〃
その他	税金	共通	—	考慮しない

地域別発電量係数を用いることで地域特性を考慮する

### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～住宅用等太陽光発電～

事業性試算条件に基づき、各シナリオにおけるカテゴリ別・空間整備費別の開発可能条件（戸建住宅用等：税引前PIRR $\geq$ 0%、戸建住宅用等以外：税引前PIRR $\geq$ 4%を満たす地域別発電量係数）を設定し（表3-8）、その開発可能条件を満たすカテゴリを抽出することで推計した。

表3-8 各シナリオにおける区分別・空間整備費別の開発可能条件

カテゴリ	空間整備費	開発可能条件 (地域別発電量係数、kWh/kW・年)		
		シナリオ 1 30 円/kWh	シナリオ 2 35 円/kWh	シナリオ 3 40 円/kWh
戸建住宅用等	レベル 1 : 0 円/m <sup>2</sup>	1,306 以上	1,208 以上	1,129 以上
	レベル 2 : 5,000 円/m <sup>2</sup>	1,438 以上	1,325 以上	1,234 以上
	レベル 3 : 10,000 円/m <sup>2</sup>	1,569 以上	1,441 以上	1,339 以上
戸建住宅用等以外	レベル 1 : 0 円/m <sup>2</sup>	1,063 以上	911 以上	797 以上
	レベル 2 : 5,000 円/m <sup>2</sup>	1,273 以上	1,091 以上	955 以上
	レベル 3 : 10,000 円/m <sup>2</sup>	1,483 以上	1,271 以上	1,112 以上



開発可能条件を満たす施設を抽出し推計する。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

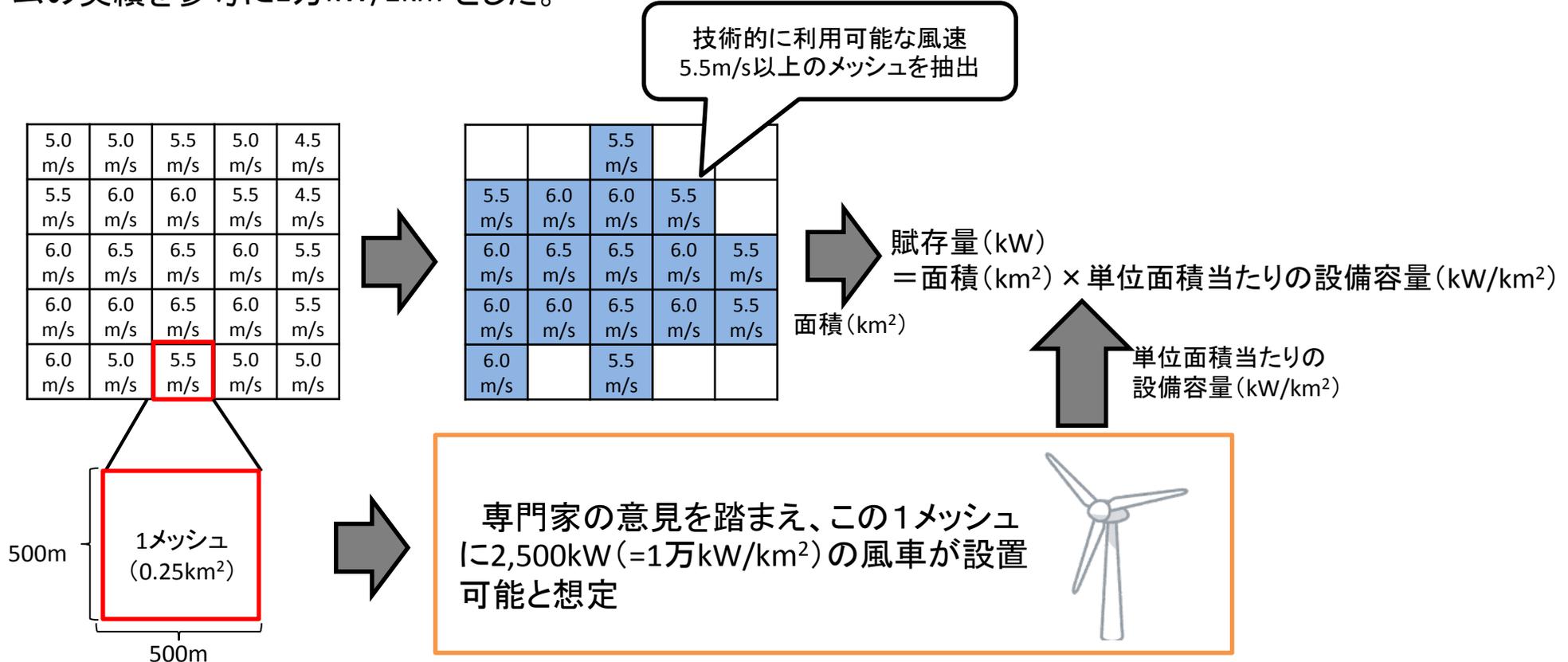
## (1) 賦存量

### ○設置可能面積

500mメッシュの風況マップの高度80mの風速データ(環境省風況マップデータ)を基に、風速5.5m/s以上のメッシュを抽出し、それらを合計することにより算出した。

### ○単位面積当たりの設備容量

NEDOの設置推奨値を参考に、主要風車の出力とローター径の調査結果及び既設ウィンドファームの実績を参考に1万kW/1km<sup>2</sup>とした。



# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

## (2) 導入ポテンシャル

賦存量マップに対して、各種の制約条件(表-7)を重ね合わせて出力を推計した。発電量は風速に応じた設備利用率などの係数を設定し、出力に乗じることで推計した。

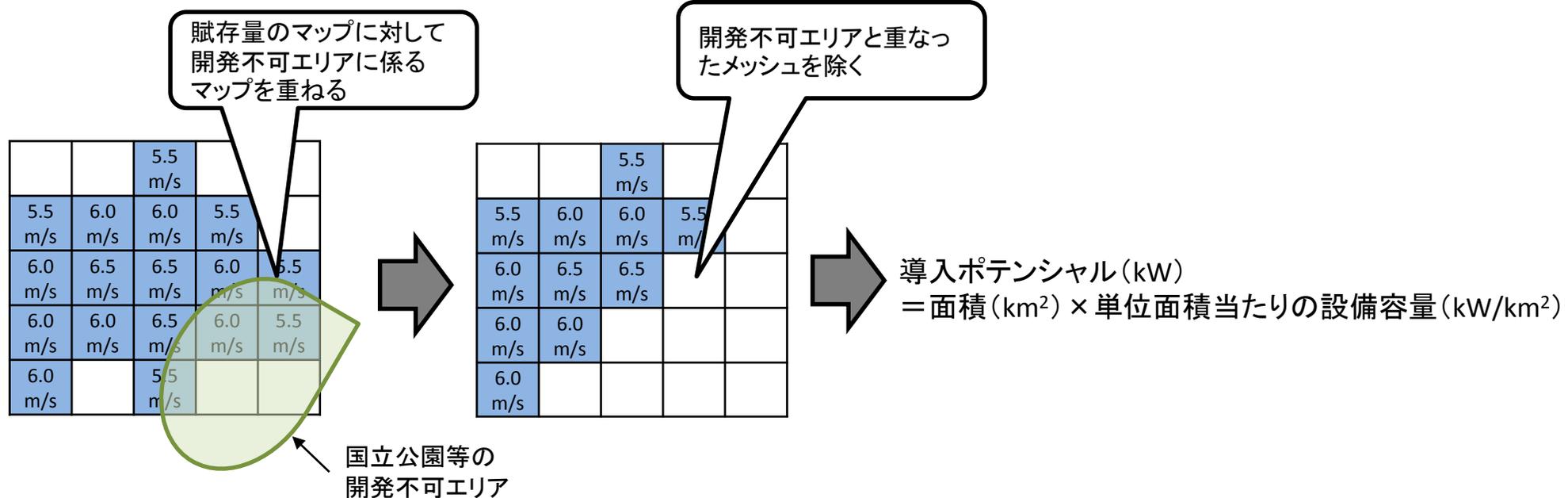
年間発電電力量(kWh/年) = 設備容量(kW) × 理論設備利用率(%) × 利用可能率(%) × 出力補正係数 × 年間時間(h)

※ 利用可能率及び出力補正係数は、NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008)を参考にそれぞれ 0.95、0.90 とした。

利用可能率は下式で表せる。出力補正係数は論理的に計算された出力からの低下分を見込んだ係数と定義される。

$$\text{利用可能率(％)} = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

※ ウィンドファームではウェイクロスが発生するが、本調査では考慮しないこととした。



### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

表3-9 陸上風力発電の導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	5.5m/s未満
	標高	1,200m以上
	最大傾斜角	20度以上
	地上開度(※1)	75度未満
社会条件： 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域）、2) 都道府県立自然公園（第1種特別地域）、3) 原生自然環境保全地域、4) 自然環境保全地域、5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定）、6) 世界自然遺産地域、7) 保安林
社会条件： 土地利用等	都市計画区分	市街化区域
	土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地（宅地・商業地等）、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場
	居住地からの距離	500m未満

※1 当該地点周囲の開けている程度を数値化したもの。  
75度未満では周囲が山々に囲まれており、風況が良くないと推測される。

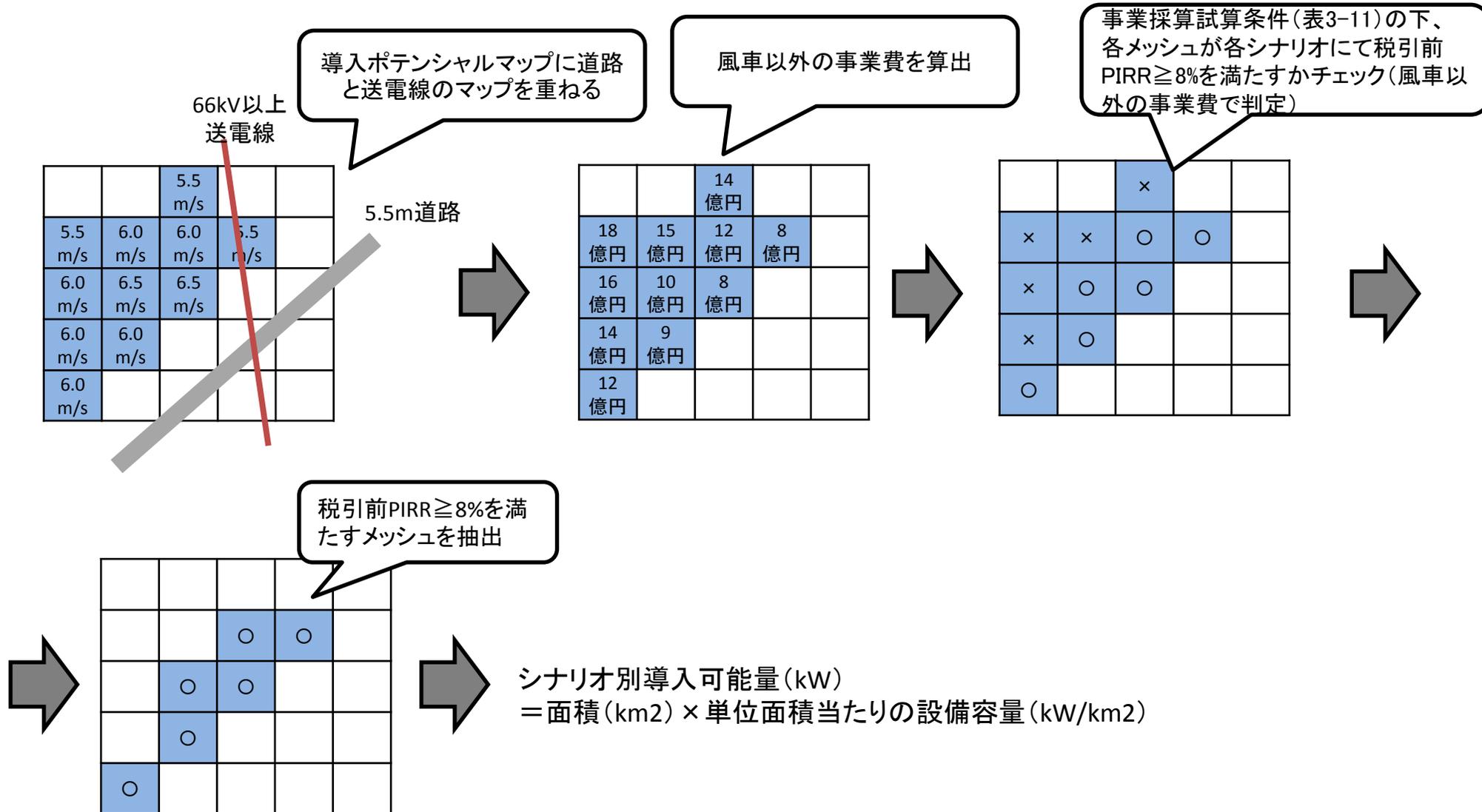
表3-10 平均風速に対する理論設備利用率

平均風速	理論設備利用率 (2,000kW)
5.5m/s	20.7%
6.0m/s	25.3%
6.5m/s	30.0%
7.0m/s	34.6%
7.5m/s	39.0%
8.0m/s	43.1%
8.5m/s	47.0%

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

## (3) シナリオ別導入可能量

シナリオ別導入可能量の推計イメージを以下に示す。



註: 陸上風力のPIRR算定では、風車以外の事業費(道路整備費と送電線敷設費の合計)が変数となっている。

※H27報告書参照

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

## ○シナリオの設定

FIT単価(15,20,22,25円/kWh) × 買取期間(20年間)の4つのシナリオを設定した。  
 また、事業性試算条件を右表のとおり設定した。

表3-11 陸上風力発電の事業性試算条件

区分	設定項目	適用区分	設定値もしくは 設定式	設定根拠等
主要事業諸元	風速	共通	当該地点における風速	5.5m/s 以上で導入可能性あり
	設備容量	共通	20,000kW (2,000kW×10基)	ウインドファームを想定。
	設置面積	共通	2.0km <sup>2</sup>	1万kW/km <sup>2</sup>
	設備利用率	5.5m/s～	20.7%～	風車のパワーカーブと平均風速出現率より算定
	利用可能率	共通	0.95	NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008)
	出力補正係数	共通	0.90	
初期投資額	設備費 (風車本体)	共通	25万円/kW	有識者ヒアリングをもとに設定
	道路整備費	共通	平地：25百万円/km 山岳地：85百万円/km	原則として山岳地の値を使用する。なお、道路整備は迂回を考慮して「5.5m 道路からの距離」×2とする。
	送電線敷設費	共通	平地：35百万円/km 山岳地：55百万円/km	・66kV 送電線を想定する。 ・原則として山岳地の値とする。
	開業費	共通	600,000千円	・調査費、実施設計、保険、初期投資における一般管理費他、予備費等 ・JWPA 資料および専門家へのヒアリングより
収入計画	売電収入	シナリオ1	15円/kWh×20年間	シナリオ3が平成24年度のFIT単価
		シナリオ2	20円/kWh×20年間	
		シナリオ3	22円/kWh×20年間	
		シナリオ4	25円/kWh×20年間	
支出計画	オペレーション&メンテナンス費	共通	6,000円/kW	有識者へのヒアリングをもとに設定
資金計画	自己資本比率	共通	25%	金利4%、固定金利15年元利均等返済
	借入金比率	共通	75%	
減価償却計画	風力発電機本体	共通	17年	定額法、残存0%
	道路整備費	共通	36年	定額法、残存0%
	送電線敷設費	共通	36年	定額法、残存0%
	開業費	共通	5年	定額法、残存0%
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の遞減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県5%、市町村12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

メッシュごとに異なる値を取る。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

## ○推計方法

事業性試算条件を設定し、それに基づきシナリオごとに風速区別の開発可能条件(税引前PIRR $\geq$ 8%を満たす「風車以外の事業費(道路整備費と送電線敷設費の合計)」を設定し、開発可能なメッシュを抽出することにより推計した。

具体的な推計方法は以下のとおりである。

- ・当該メッシュと同様な環境(風速、道路からの距離、送電からの距離)が広がっていると、2万kW(2,000kW $\times$ 10基)の事業が実施されると仮定する。

※2万kWは国内の事例を踏まえ、陸上風力事業の実施にあたり適当と考える規模である。

- ・事業性試算条件を基に、“風速”と“FIT単価”が変化した場合における税引前PIRR $\geq$ 8%を満たす風車以外の事業費(道路整備費と送電線敷設費の合計)を算定する。
- ・当該風車以外の事業費を満たすメッシュ面積を推計し、単位面積当たり設備容量を乗じることで推計する。

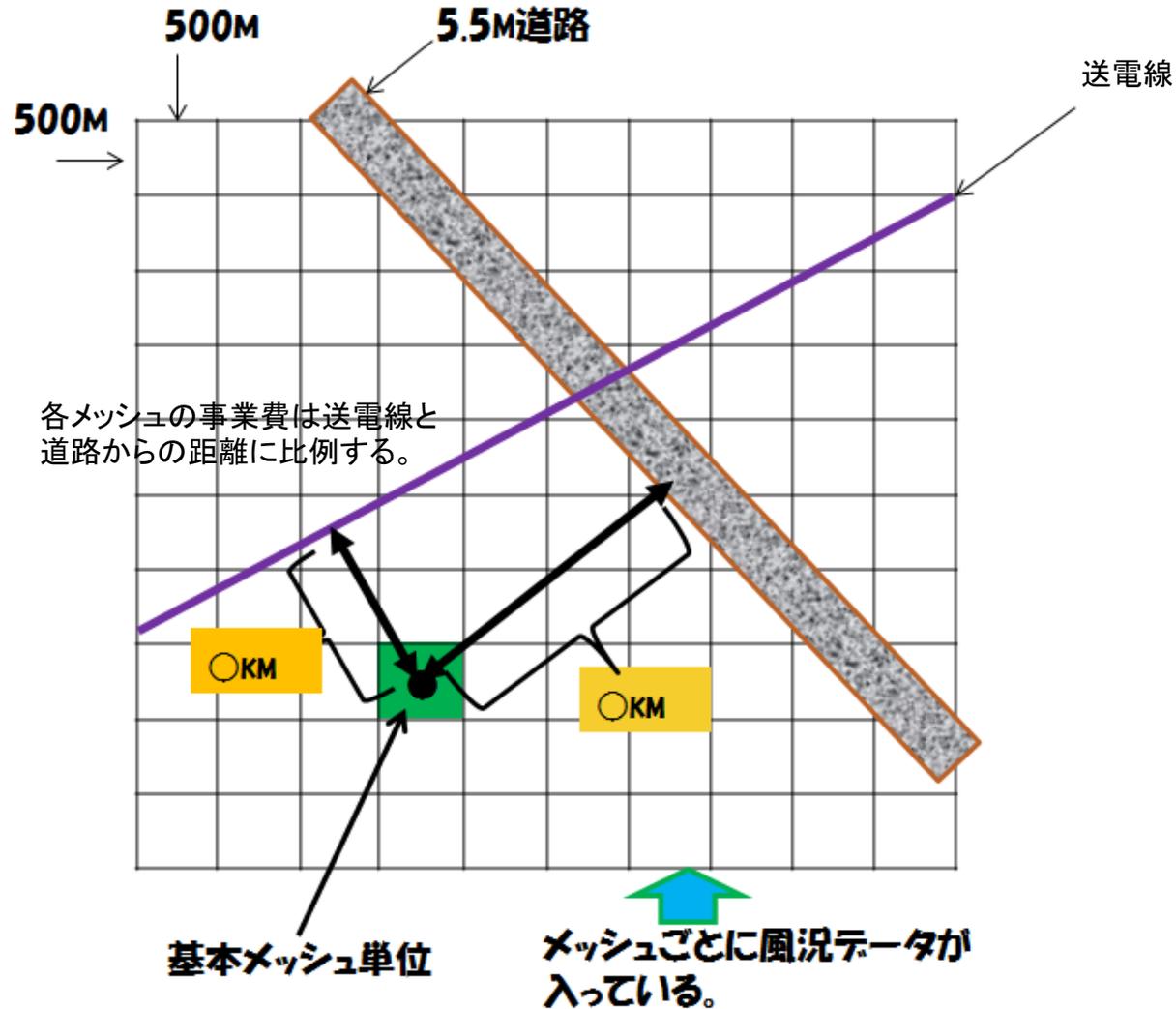


図3-2 推計方法のイメージ図

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～洋上風力発電～

## (1) 賦存量

風況データ(環境省,風況マップ)が日本近海に限られているため推計していない。

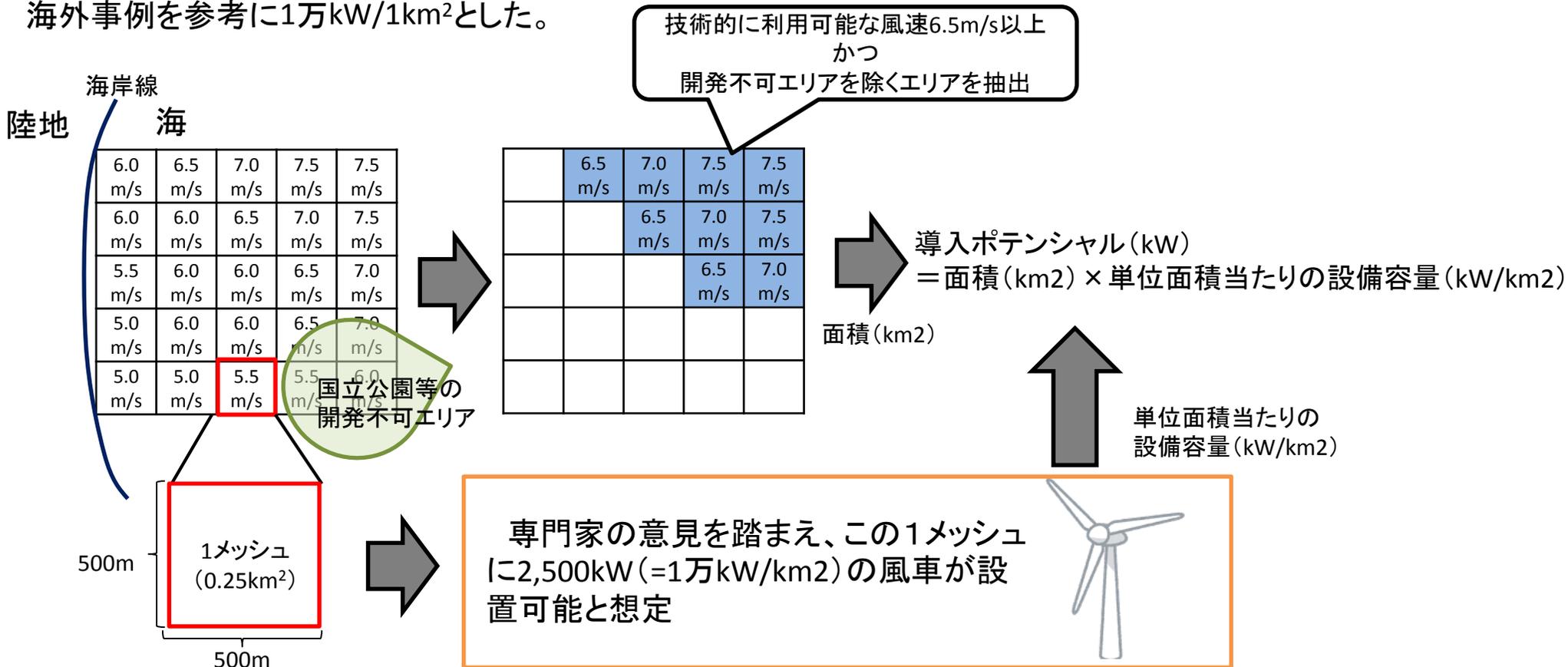
## (2) 導入ポテンシャル

### ○設置可能面積

風況マップに対して、各種制約条件(表3-12)を重ね合わせるにより推計した。

### ○単位面積当たりの設備容量

海外事例を参考に1万kW/1km<sup>2</sup>とした。



### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～洋上風力発電～



写真 五島沖 浮体式洋上風力（2MW、ロータ直径80m）  
※1メッシュに設置できる風車規模のイメージ

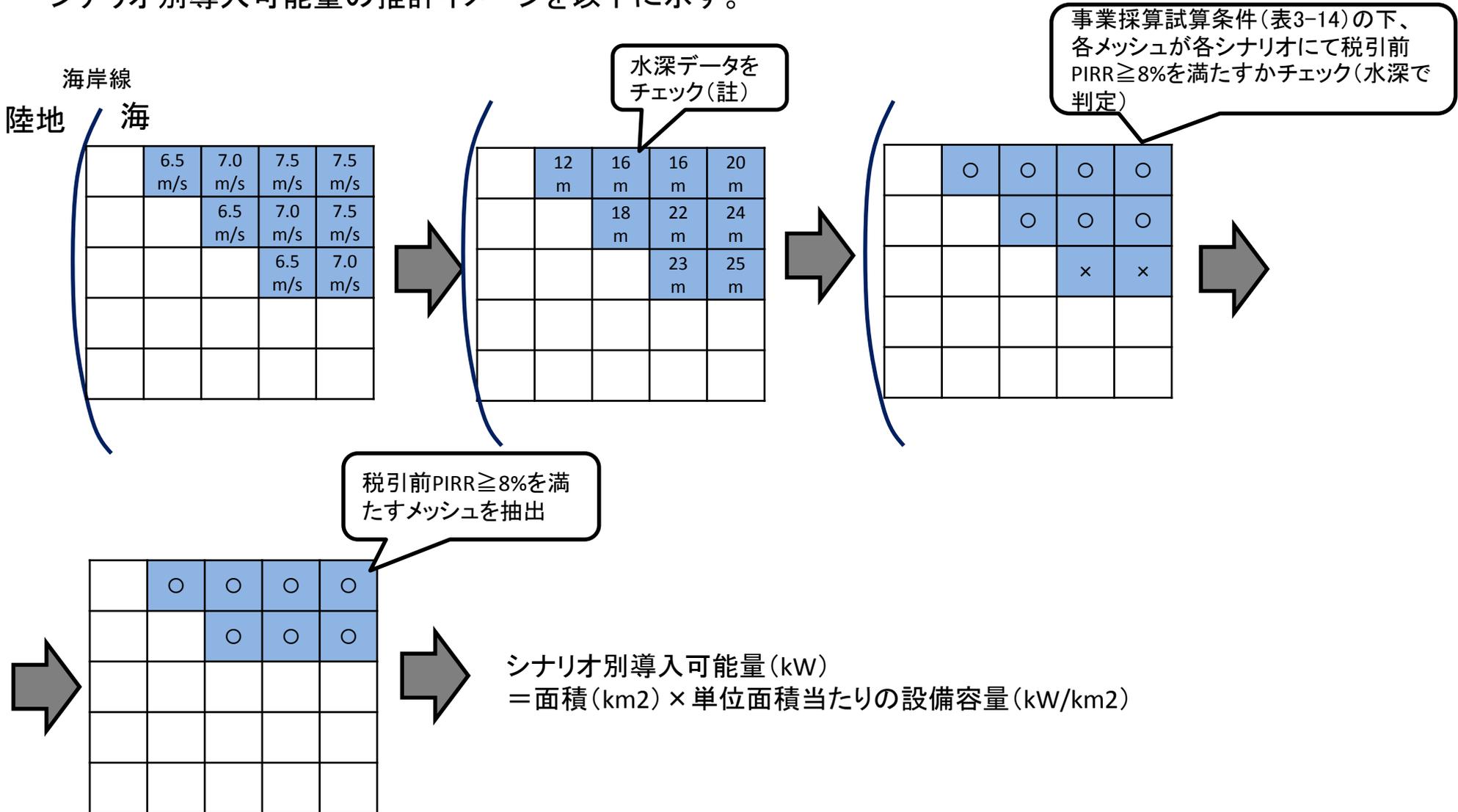
表3-12 洋上風力発電の導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s未満
	離岸距離	陸地から30km以上
	水深	200m以上
社会条件:法制度等	法規制区分	国立・国定公園（海域公園）

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～陸上風力発電～

## (3) シナリオ別導入可能量

シナリオ別導入可能量の推計イメージを以下に示す。



註: 洋上風力のPIRR算定では、水深が変数となっている。

※H27報告書参照

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～洋上風力発電～

## (3) シナリオ別導入可能量

### ○シナリオの設定

FIT単価(22,25,30,35円/kWh)×買取期間(20年間)の4つのシナリオを設定した。

### ○推計方法

事業性試算条件を設定し(表3-14)、それに基づきシナリオごとに風速区分別の開発可能条件(税引前PIRR $\geq$ 8%を満たす水深)を設定し、開発可能なメッシュを抽出することにより推計した。

具体的な推計方法は以下のとおりである。

- ・当該メッシュと同様な環境(風速、水深)が周囲にも広がっていると、15万kW(5,000KW×30基)の事業が実施されるとする仮定する。

※15万kWは国内外の事例を踏まえ、洋上風力事業の実施にあたって適当と考える規模である。

- ・事業性試算条件を基に、“風速”と“FIT単価”が変化した場合における税引前PIRR $\geq$ 8%を満たす開発可能な水深を算定する(表3-13)。

- ・当該水深を満たすメッシュ面積を推計し、単位面積あたりの設備容量を乗じることで推計する。

表3-13 “FIT単価”×“風速”別開発可能な水深の算定イメージ

FIT単価	風速			
	5.5m/s	6.0m/s	6.5m/s	...
35円/kWh	8m以内	12m以内	16m以内	...
36円/kWh	13m以内	17m以内	21m以内	...
37円/kWh	18m以内	22m以内	26m以内	...
...	...	...	...	...



開発可能な水深を満たすメッシュを抽出し推計する。

表3-14 洋上風力発電の事業性試算条件

区分	設定項目	適用区分	設定値もしくは 設定式	設定根拠等
主要事業諸元	風速	共通	当該地点における風速	
	設備容量	共通	150,000kW (5,000kW×30基)	海外の洋上ウインドファームを参考に設定
	設置面積	共通	25km <sup>2</sup>	6,000kW/km <sup>2</sup>
	理論設備利用率	6.0~9.5m/s	23.1~53.3%	
	利用可能率	共通	0.95	
	出力補正係数	共通	0.90	
	想定基礎形式	水深0~50m		着床式
水深50m~			浮体式	
初期投資額	事業費	浮体式の事業費が60万円/kWの場合	・水深0~50m 0.42×水深(m)+39.0(万円/kW) ・水深50m以上 60(万円/kW)	基礎・浮体設備費、送電線敷設費、開業費等をすべて含む
撤去費用	撤去費用	共通	(初期投資額)×5%	プロジェクト期間終了時
収入計画	売電単価	シナリオ1~4	22, 25, 30, 35 円/kWh ×20年間	
支出計画	オペレーション&メンテナンス費	共通	12,000 円/kW・年	有識者ヒアリングを基に設定
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利4%、固定金利15年元利均等返済
減価償却計画	風力発電機本体	共通	17年	・定額法、残存0% ・陸上風力と同様25万円+開業費を対象とする。
	道路整備費	共通	36年	定額法、残存0%
	送電線敷設費	共通	36年	定額法、残存0%
	開業費	共通	5年	定額法、残存0%
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の減減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県5%、市町村12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

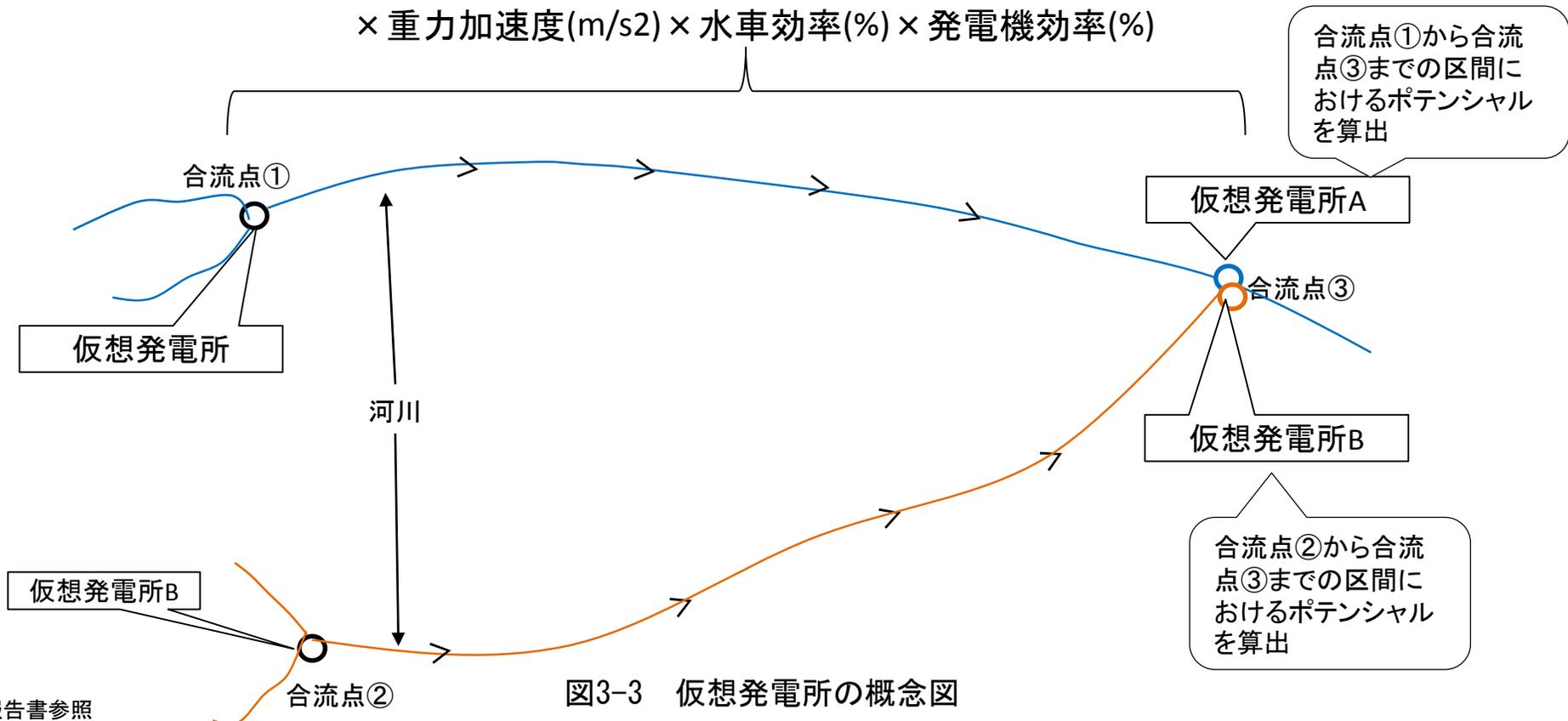
# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

## (1) 賦存量

地形データ(国土地理院、(財)日本地図センター)、水系データ(国土地理院、(財)日本地図センター)、流量データ(国土地理院・都道府県)、取水量データ(土地改良区等)を基に、全国の水路網の河川と河川の合流点に発電所を設置できると仮定し(仮想発電所と呼ぶ)(図3-3)、仮想発電所単位での設備容量(流量×落差×重力加速度×水車効率×発電機効率)を推計した。なお発電単価(工事費/年間発電電力量)500円/(kWh/年)(設備利用率60%の場合、建設単価にして約260万円/kW相当)を閾値として経済的な賦存量を絞り込むとともに、既設発電所を控除して推計した。

この間の流量と落差から出力を算出

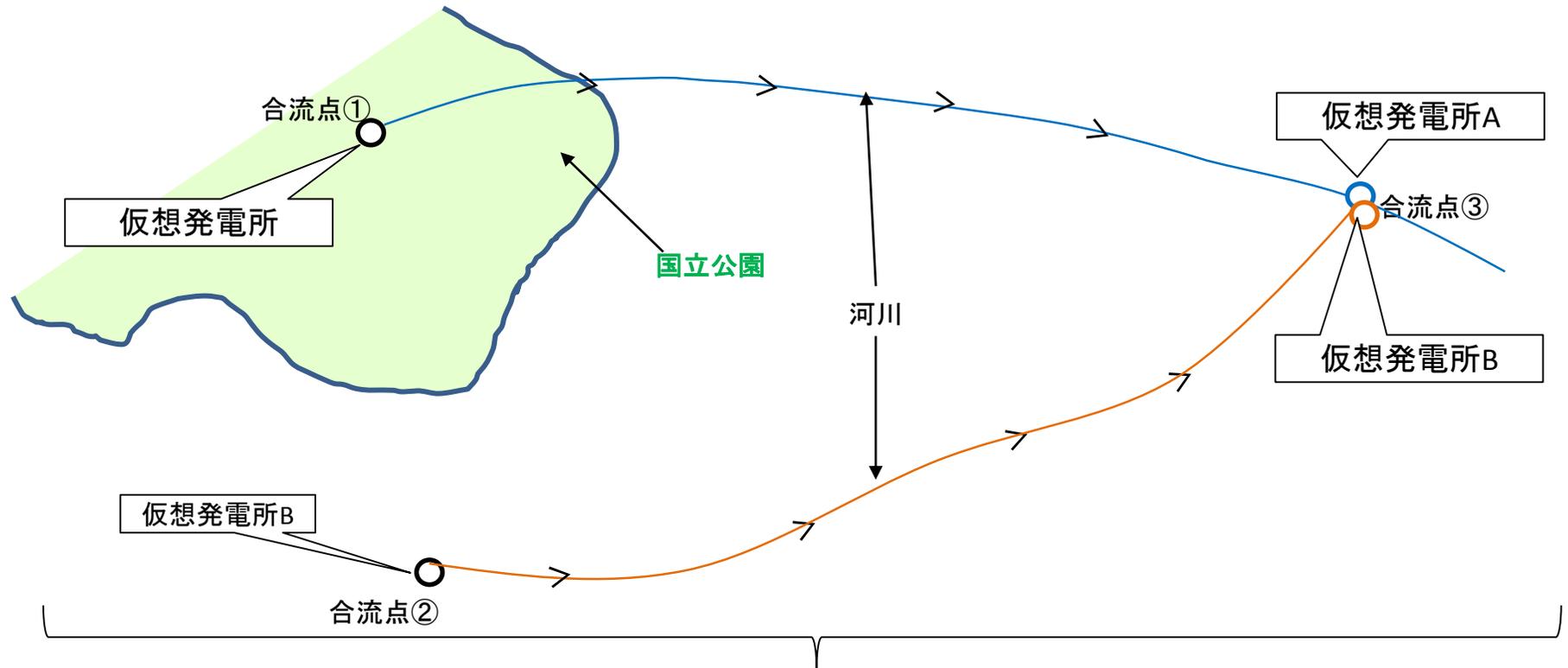
$$\text{賦存量(kW)} = \text{流量(m}^3\text{/s)} \times \text{落差(m)} \times \text{重力加速度(m/s}^2\text{)} \times \text{水車効率(\%)} \times \text{発電機効率(\%)}$$



# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

## (2) 導入ポテンシャル

賦存量マップに対して、各種制約条件(表3-15)を重ね合わせ、中小水力発電所を設置可能な場所にある仮想発電所の設備容量を推計した。



開発不可エリアと重なった合流点①の仮想発電所のポテンシャルを除いて推計する。

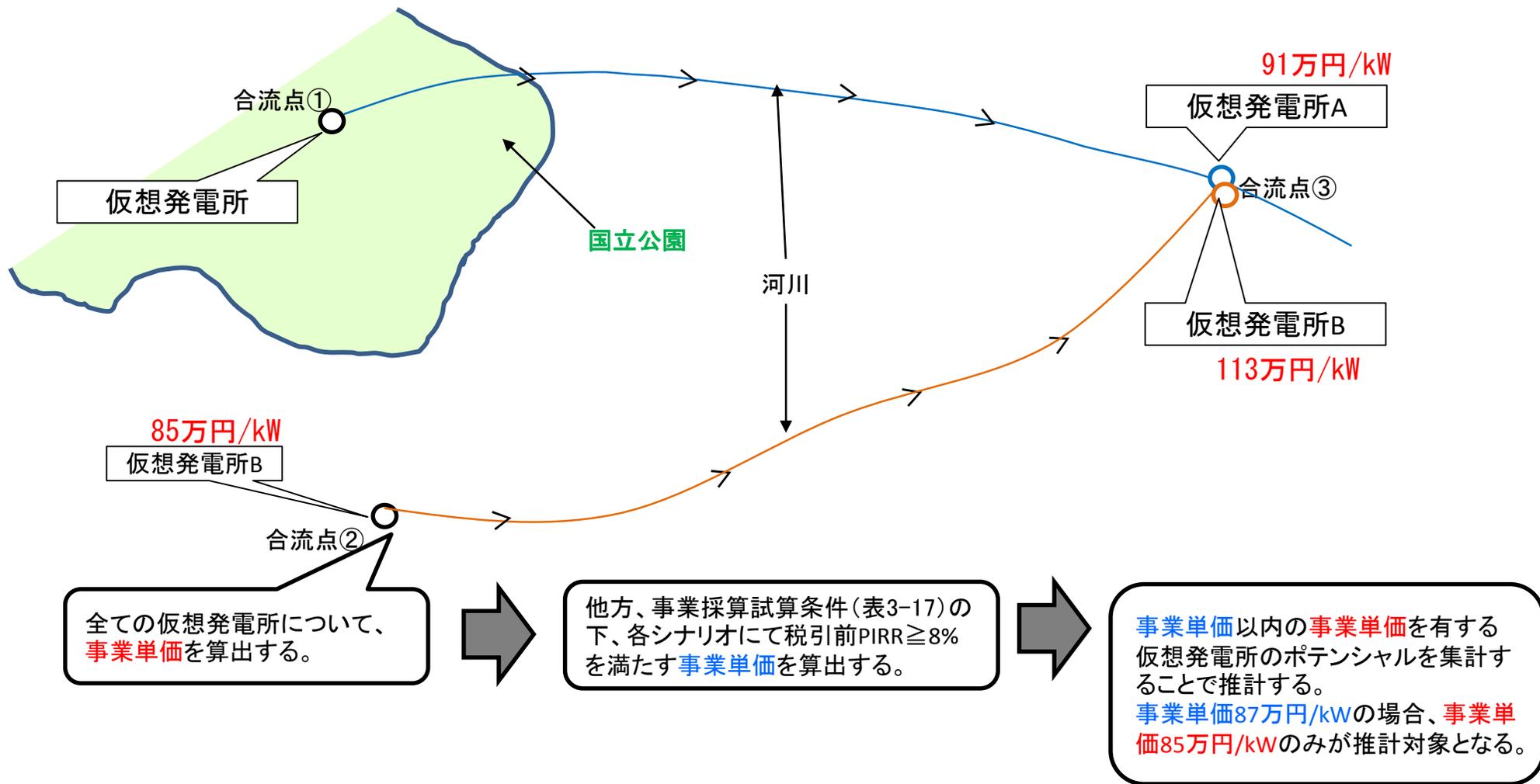
表3-15 中小水力発電(河川部)の導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
社会条件 ：法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域）、2) 都道府県立自然公園（第1種特別地域）、3) 原生自然環境保全地域、4) 自然環境保全地域、5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定）、6) 世界自然遺産地域

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

## (3) シナリオ別導入可能量

シナリオ別導入可能量の推計イメージを以下に示す。



註: 中小水力のPIRR算定では、事業単価が変数となっている。

※H27報告書参照

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～中小水力発電（河川部）～

## ○シナリオの設定

FIT単価(24,29,34円/kWh) × 買取期間(20年間)のシナリオを設定した。

表3-17 中小水力発電(河川部)の事業性試算条件

## ○推計方法

事業性試算条件を設定し(表3-17)、それに基づき開発可能条件(税引前PIRR $\geq$ 8%を満たす事業単価)を設定し、開発可能な仮想発電所の設備容量を推計した。

具体的な推計方法は以下のとおり。

- 各仮想発電所にて1,000kW規模の事業が実施されると仮定する。

※実際の現場では1,000kW程度まとめて事業化されることを想定している。

- 事業性試算条件を基に、PIRR $\geq$ 8%を満たす事業単価を算定する。

- 当該事業単価を満たす仮想発電所を抽出し推計する。

表3-16 シナリオ別中小水力の開発可能条件(事業単価)

シナリオ	シナリオの内容	開発可能条件	備考
1	24円/kWh×20年間で税引前PIRR $\geq$ 7%を満たす	事業単価 < 115万円/kW	PIRR $\geq$ 8%では108万円/kW
2	29円/kWh×20年間で税引前PIRR $\geq$ 7%を満たす	事業単価 < 139万円/kW	PIRR $\geq$ 8%では131万円/kW
3	34円/kWh×20年間で税引前PIRR $\geq$ 7%を満たす	事業単価 < 163万円/kW	PIRR $\geq$ 8%では153万円/kW

区分	設定項目	適用区分	設定値 or 設定式	設定根拠等
主要事業諸元	設備容量	共通	1,000kW	設定値
	設備利用率	共通	65%	
	年間発電電力量	共通	5,694,000kWh	1,000kW×24hr/day×365day×65%
初期投資額	発電所建設費	共通	仮想発電所毎に設定	・仮想発電所の建設費であり、賦存量推計時に個別に算定している
	道路整備費	共通	50百万円/km	・当該仮想発電所の「道路からの距離」×2(迂回距離考慮)を道路整備延長とする。
	送電線敷設費	共通	5百万円/km	・低圧送電を想定 ・当該仮想発電所の「送電線からの距離」に応じて設定
	開業費	共通	発電所建設費の10%	
収入計画	売電収入	シナリオ1	136,656千円/年	24円×5,694,000kWh
		シナリオ2	113,880千円/年	20円×5,694,000kWh
		シナリオ3	165,126千円/年	29円×5,694,000kWh
		シナリオ4	193,596千円/年	34円×5,694,000kWh
支出計画	人件費	共通	発電所建設費の0.68%	ハイドロバレー開発計画ガイドブックに基づく
	修繕費	共通	発電所建設費の0.50%	ハイドロバレー開発計画ガイドブックに基づく(11年目の修繕費を一律計上)
	その他	共通	発電所建設費の0.31%	ハイドロバレー開発計画ガイドブックに基づく
	一般管理費	共通	(人件費+修繕費+その他)の12%	ハイドロバレー開発計画ガイドブックに基づく
資金計画	自己資本比率	共通	25%	
	借入金比率	共通	75%	金利4%、固定金利15年元利均等返済
減価償却計画	発電所建設費、道路整備費、送電線敷設費、開業費	共通	20年	定額法、残存0% ※計算上の制約から費目別に区分せずすべて共通とした。
その他の条件	固定資産税率	共通	1.4%	減価償却による評価額の遞減を考慮
	法人税率	共通	30%	
	法人住民税	共通	17.3%	都道府県5%、市町村12.3%
	事業税	共通	1.267%	収入課税

<事業単価の定義>

「事業単価」(円/kW)

= 現状の全事業費(円) / 設備容量(kW)

= (電気設備費 + 土木工事費 + 道路整備費 + 送電線敷設費 + 開業費) / 設備容量

※H27報告書参照

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

## (1) 賦存量

熱水系資源量の地域分布を表現した地熱資源量密度分布図(産業技術総合研究所)を用いて、各温度区分の資源量分布図からそれぞれ技術的に利用可能な密度(表3-18)を持つメッシュ(1km×1kmの正方形のエリア)を抽出し、それらを集計することで賦存量を算定した。

表3-18 各温度区分における賦存量の境界条件

温度区分	賦存量の境界条件
150℃以上	10kW/km <sup>2</sup> 以上
120～150℃	1kW/km <sup>2</sup> 以上
53～120℃	0.1kW/km <sup>2</sup> 以上

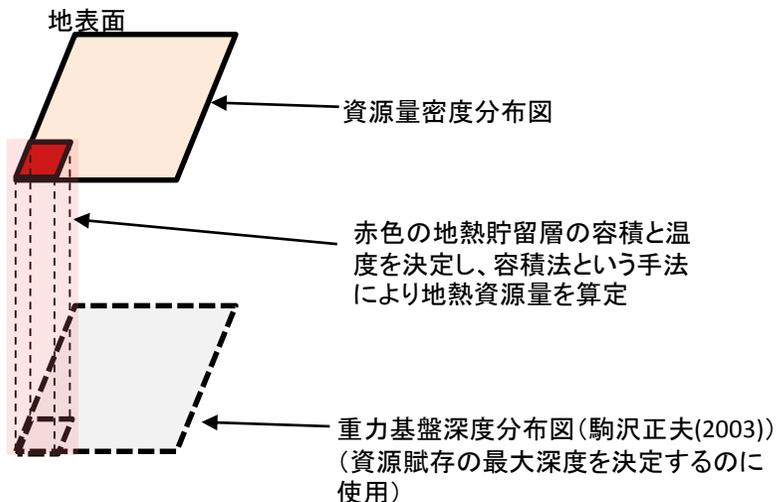


図3-4 資源量評価のイメージ図

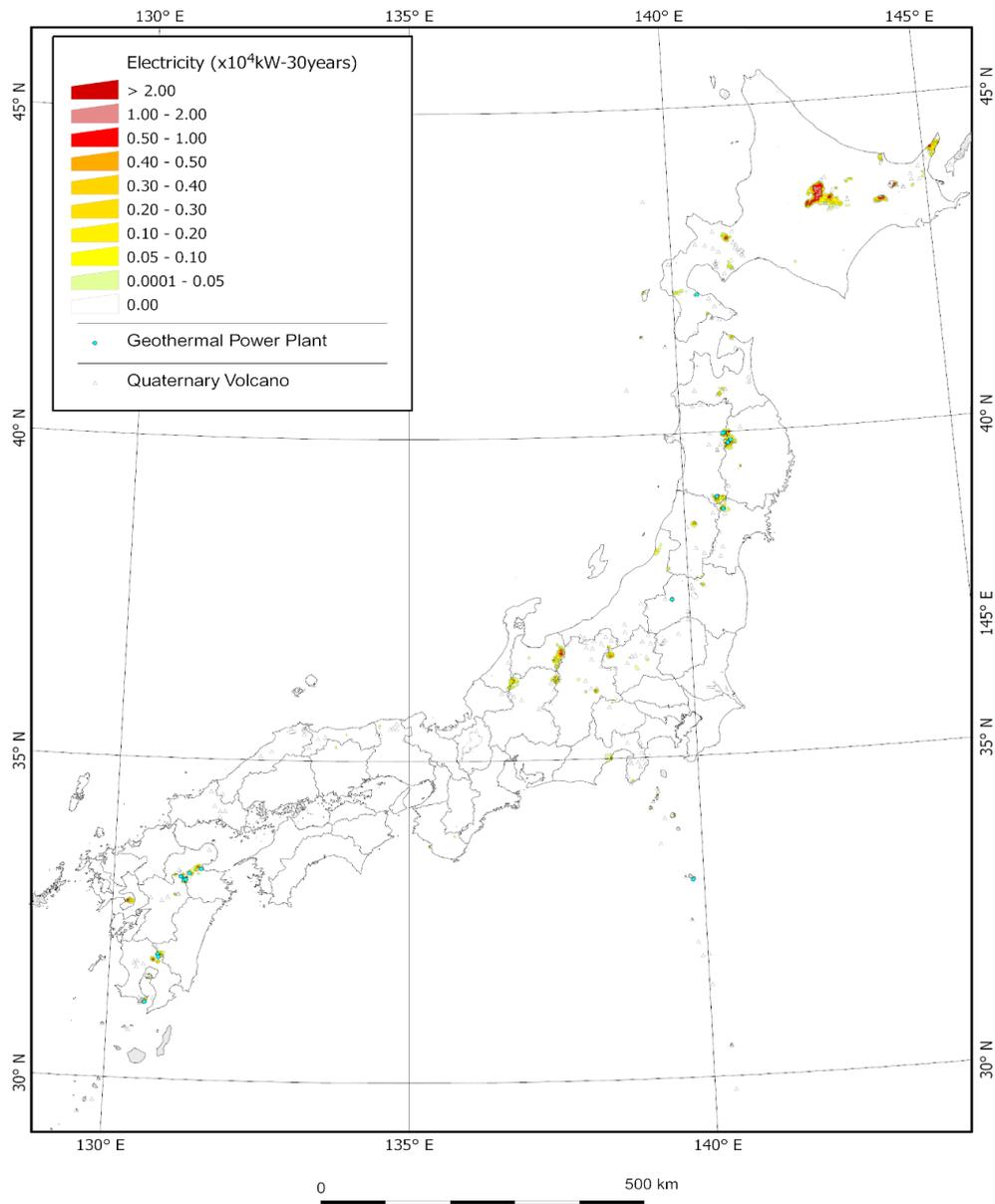


図3-5 120～150℃の熱水系地熱資源量密度分布図

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

## （2）導入ポテンシャル

環境省「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて」(H24.3.27)において、第2種および第3種特別地域の開発可能性が示されたこと、傾斜掘削についてはそれほど技術開発等が進んでいないことを鑑みて、以下の3ケースについて推計した。

### ・基本となる導入ポテンシャル:

国立・国定公園なし、傾斜掘削なし

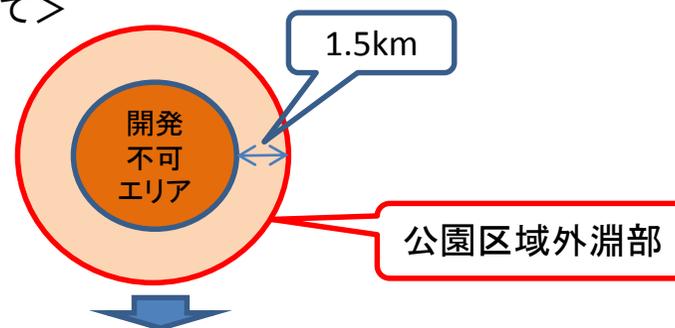
### ・条件付き導入ポテンシャル1:

国立・国定公園なし、傾斜掘削あり

### ・条件付き導入ポテンシャル2:

国立・国定公園あり、傾斜掘削なし

<傾斜掘削について>



傾斜掘削ありの場合、公園区域外縁部から内側1.5kmより内側が開発不可エリアとなる。

### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

各導入ポテンシャルは、賦存量マップに対して、各種制約条件（表3-19）を重ね合わせ、地熱発電施設が設置可能なメッシュ（1km×1kmの正方形のエリア）を抽出し、資源量密度を集計した。

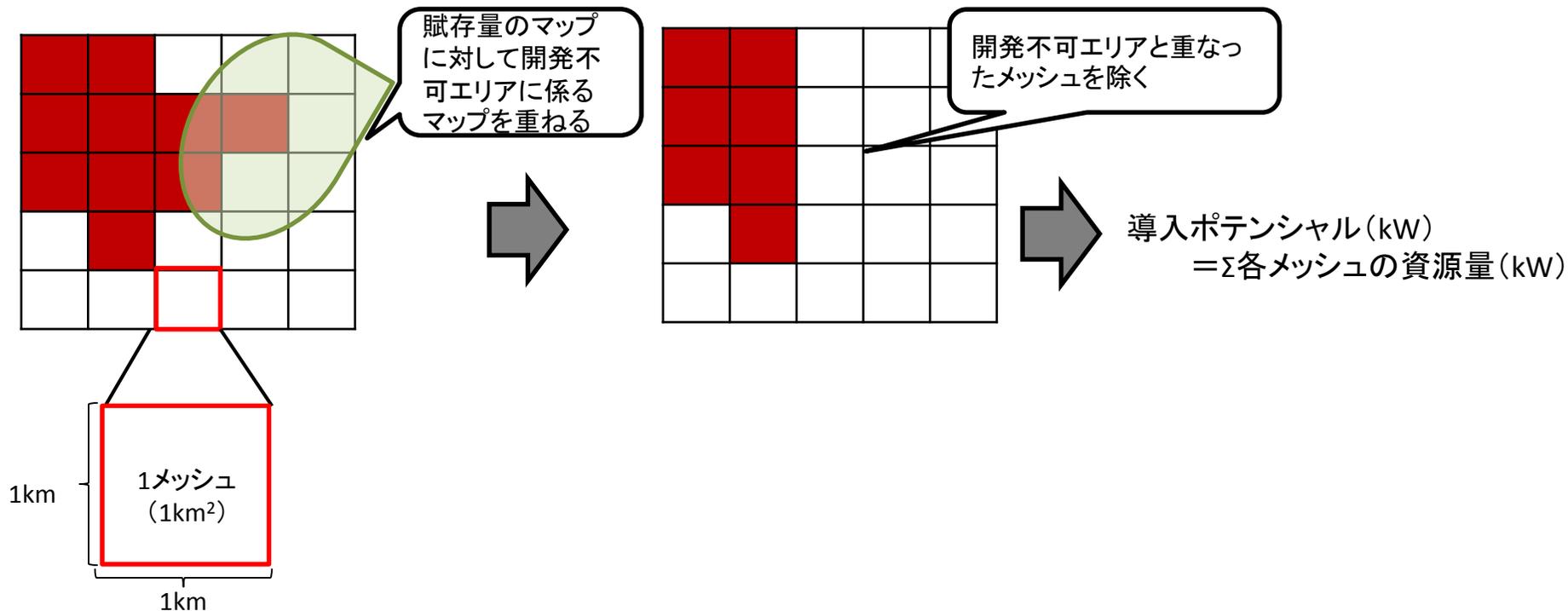


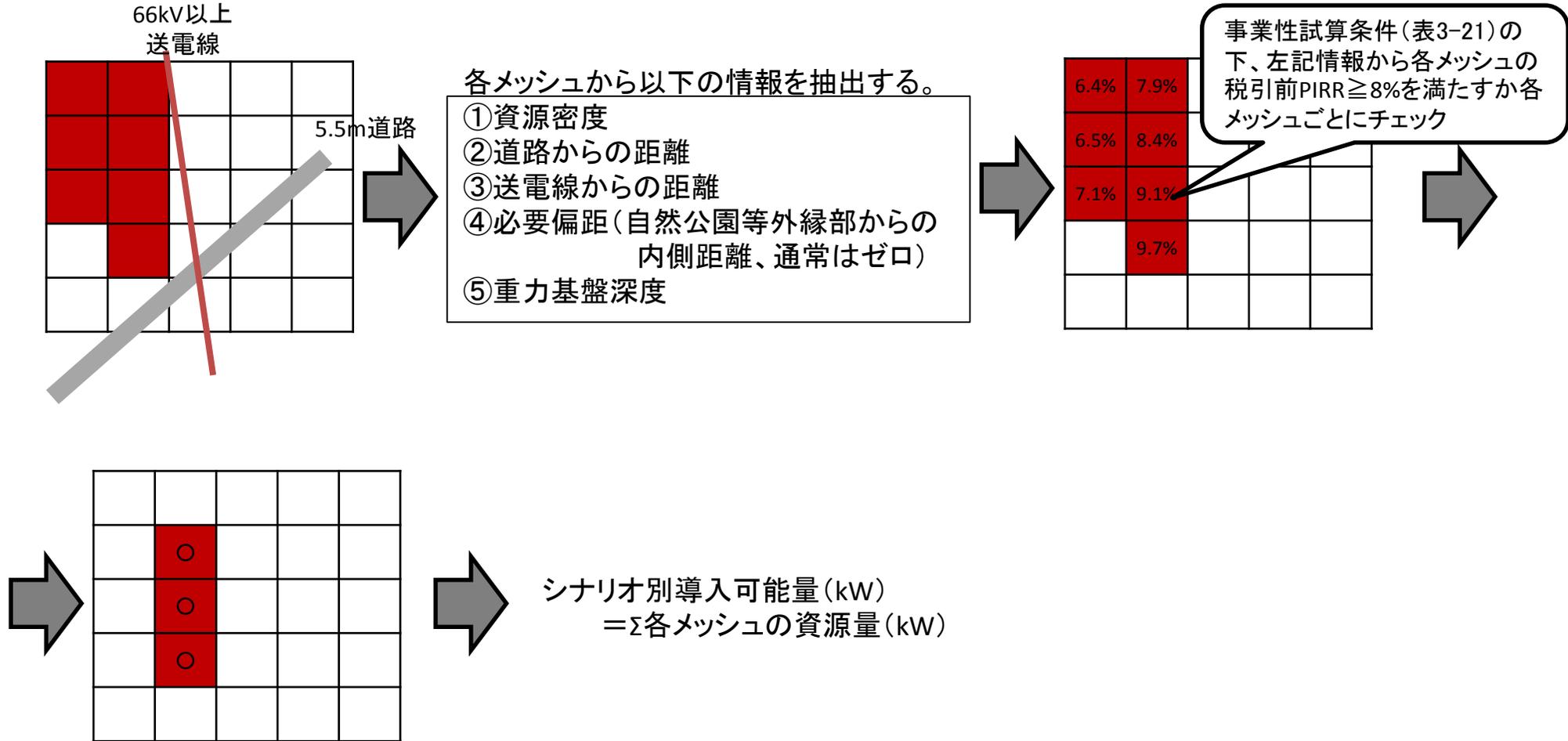
表3-19 地熱発電(150℃以上)の基本となる導入ポテンシャルの推計条件

区分	項目	開発不可条件
社会条件 (法規制等)	法規制区分	1) 国立・国定公園（特別保護地区、第1種特別地域、第2種特別地域、第3種特別地域）、2) 都道府県立自然公園（第1種特別地域、第2種特別地域、第3種特別地域）、3) 原生自然環境保全地域、4) 自然環境保全地域、5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区（国指定、都道府県指定）、6) 世界自然遺産地域
	土地利用区分	7. 建物用地、9. 幹線交通用地、A. その他の用地、B. 河川地及び湖沼、F. 海水域
社会条件 (土地利用等)	居住地からの距離	100m未満
	都市計画区分	市街化区域

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

## (3) シナリオ別導入可能量

条件付き導入ポテンシャル1（国立・国定公園なし、傾斜掘削あり）に対してのみ推計した。



# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

## ○シナリオの設定

FIT単価と買取期間から表3-20に示す3つのシナリオを設定した。

表3-20 買取期間・買取価格の設定

シナリオ	買取期間	買取価格
現行 FIT 維持シナリオ	15 年間	15,000kW 未満 40 円/kWh
		15,000kW 以上 26 円/kWh
FIT 価格低下シナリオ	15 年間	15,000kW 未満 38 円/kWh
		15,000kW 以上 24 円/kWh
FIT 価格上昇シナリオ	15 年間	15,000kW 未満 42 円/kWh
		15,000kW 以上 28 円/kWh

## ○推計方法

事業性試算条件(表3-21)を基に事業収支シミュレーションを行い、シナリオ別のPIRRを算定し、税引前PIRR $\geq$ 8%を満たすメッシュを抽出し、資源量密度を集計した。

具体的な推計方法は以下のとおりである。

- ・導入ポテンシャルが存在する11,500個の500mメッシュ(500m $\times$ 500mの正方形のエリア)を抽出する。
- ・抽出したメッシュのGISデータから以下のデータを抽出する。  
【①資源密度、②道路からの距離、③送電線からの距離、④必要偏距(坑井(掘削した井戸)を水平面に投影したときの水平距離)、⑤貯留層基盤標高(熱水資源の底面位置の標高)】
- ・各メッシュ単位で表3-20のシナリオに基づき、事業収支シミュレーションを実施し、税引前PIRR $\geq$ 8%を満たすメッシュを抽出することで推計した。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

表3-21 試算用50,000kWクラスの地熱発電所の事業費設定

項目	算定根拠	概算事業費
地熱資源調査	小口径：10万円/m <sup>2</sup> ×2,000m×8本	1,600,000千円
	調査井：20万円/m <sup>2</sup> ×1,800m×4本	1,440,000千円
	還元井：20万円/m <sup>2</sup> ×1,200m×2本	480,000千円
		小計 3,520,000千円
建設費 (※1)	掘削費(生産井・還元井) (※2)	<初期投資> 生産井：20万円/m <sup>2</sup> ×1,800m×(11-2)本 還元井：20万円/m <sup>2</sup> ×1,200m×(13-1)本 小計 6,120,000千円  <追加投資分(補充井)> 生産井：20万円/m <sup>2</sup> ×1,800m×11本 還元井：20万円/m <sup>2</sup> ×1,200m×13本 小計 7,080,000千円
	用地取得	1,000円/m <sup>2</sup> ×1,000,000m <sup>2</sup> 1,000,000千円
	用地造成	10,000円/m <sup>2</sup> ×25,800m <sup>2</sup> 258,000千円
	基礎	50,000kWの場合 1.5億円とした 150,000千円
	基地間道路	生産基地：750m×28万円/m×3ルート 還元基地：500m×28万円/m×2ルート 630,000千円 280,000千円
	輸送管設置費 (※3)	<初期投資分> 生産井分：40万円/m×1,000m×11本 還元井分：17万円/m×500m×13本 小計 5,505,000千円  <追加投資> 生産井分：28万円/m×100m×11本 還元井分：11万円/m×200m×13本 小計 594,000千円
	発電施設	ヒアリング結果より 20万円/kWを想定 10,000,000千円
	合計	35,137,000千円 (内訳)調査費：35億円 初期投資：239億円 追加投資：77億円

※1 送電線敷設費、道路整備費はここでは考慮しないものとしている。

※2 補充井は本来15年で6本程度掘削するが、本検討では事業採算性算定の都合上、初期投資で補充井の掘削費用を計上した。

※3 補充井に設置する輸送管は元の輸送管に追加接続するため、必要となる輸送管長は短くなるとともに、輸送管設置単価が下がる。なお、輸送管の設置距離は以下のように設定している。

- ・生産井から発電所までの距離は1,000m、発電所から環元井までの距離は500m。
- ・補充生産井と既存生産井の距離は100m、補充還元井と既存還元井の距離は200m。

表3-22 地熱発電における関連費用の設定諸元

区分	小区分	設定項目	設定方法
地熱資源調査	小口径	単価×掘削長さ	一律10万円/m×(資源深度+200m)とする
		掘削本数	調査掘削本数(小口径用)
	生産井用	単価×掘削長さ	一律20万円/m×√((資源深度) <sup>2</sup> +偏距 <sup>2</sup> )とする
		掘削本数	調査掘削本数(生産井用)
還元井用	単価×掘削長さ	一律20万円/m×(資源深度×2/3)	
		掘削本数	調査掘削本数
掘削費(初期投資分)	生産井	単価×掘削長さ	一律20万円/m×√(資源深度 <sup>2</sup> +偏距 <sup>2</sup> )とする
		掘削本数	生産井総本数×0.50 - 調査掘削本数(生産井用)×50%
	還元井	単価×掘削長さ	一律20万円/m×資源深度×2/3とする
		掘削本数	還元井総本数×0.50 - 調査掘削本数(還元井用)×50%
掘削費(追加投資分)	生産井	単価×掘削長さ	偏距がない場合は、20万円/m×資源深度とする 偏距がある場合は、掘削長さが長くなるとともにコントロール掘削が必要となるため、 30万円/m×√(資源深度 <sup>2</sup> +偏距 <sup>2</sup> )とする
		掘削本数	生産井総本数×0.50
	還元井	単価×掘削長さ	一律20万円/m×(資源深度×2/3)とする
		掘削本数	還元井総本数×0.50
用地費	用地取得費	用地費単価	一律1,000円/m <sup>2</sup> とする
		用地取得面積	20m <sup>2</sup> /kW×設備容量(kW)とする
	用地造成費	造成費単価	一律10,000円/m <sup>2</sup> とする
		用地造成面積	用地取得面積×3%
基礎費	基礎費	基礎費	3,000円/kW×設備容量(kW)とする
		整備単価×延長	一律28万円/m×一律750mとする
	ルート数	ルート数	生産基地数と同一とする
		還元基地	整備単価×延長
輸送管敷設費(初期投資分)	生産井分	敷設単価×延長	一律40万円/m×生産井輸送管距離とする
		本数	生産井総本数×0.50とする
	還元井分	敷設単価×延長	一律17万円/m×還元井輸送管距離とする
		本数	還元井総本数×0.50とする
輸送管敷設費(追加投資分)	生産井分	敷設単価×延長	一律28万円/m×一律100mとする
		本数	生産井総本数×0.50とする
	還元井分	敷設単価	一律21万円/m×一律200mとする
		本数	還元井総本数×0.50とする
発電施設費	発電施設費	発電施設費	150℃以上：20万円/kW×発電所設備容量(kW)とする 120～150℃：40万円/kW×発電所設備容量(kW)とする ※150℃以上は蒸気フラッシュ発電、120～150℃はバイナリ発電を想定
		道路整備費	整備単価
	その他の土木工事費	道路延長	GIS上で算定された「道路からの距離」(直線距離)×2倍(迂回等を考慮) ※接続道路幅は5.5m以上とする
		送電線敷設費	敷設単価
撤去費用	撤去費用	敷設延長	GIS上で算定された「送電線からの距離」
		撤去費用	初期投資額の5%とする(評価期間完了時)

※小口径：調査用の小さな井戸。

生産井：地熱発電に必要な地熱流体を採取するための井戸。

還元井：発電に使われない熱水や、冷却塔で余った水を地下に戻すための井戸。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地熱発電（150℃以上）～

表3-23 地熱発電における関連費用の設定諸元

区分	小区分	設定項目	設定方法
地熱資源調査	小口径	単価×掘削長さ	一律 10 万円/m×（資源深度+200m） とする
		掘削本数	調査掘削本数（小口径用）
	生産井用	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×√（（資源深度） <sup>2</sup> +偏距 <sup>2</sup> ） とする
		掘削本数	調査掘削本数（生産井用）
	還元井用	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×（資源深度×2/3）
		掘削本数	調査掘削本数
掘削費（初期投資分）	生産井	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×√（資源深度 <sup>2</sup> +偏距 <sup>2</sup> ） とする
		掘削本数	生産井総本数×0.50－調査掘削本数（生産井用）×50%
	還元井	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×資源深度×2/3 とする
		掘削本数	還元井総本数×0.50－調査掘削本数（還元井用）×50%
掘削費（追加投資分）	生産井	単価×掘削長さ	偏距がない場合は、20 万円/m×資源深度とする 偏距がある場合は、掘削長さが長くなるとともにコントロール掘削が必要となるため、 30 万円/m×√（資源深度 <sup>2</sup> +偏距 <sup>2</sup> ） とする
		掘削本数	生産井総本数×0.50
	還元井	単価×掘削長さ	一律 20 万円/m×（資源深度×2/3） とする
		掘削本数	還元井総本数×0.50
用地費	用地取得費	用地費単価	一律 1,000 円/m <sup>2</sup> とする
		用地取得面積	20m <sup>2</sup> /kW×設備容量（kW） とする
	用地造成費	造成費単価	一律 10,000 円/m <sup>2</sup> とする
		用地造成面積	用地取得面積×3%
基礎費	基礎費	基礎費	3,000 円/kW×設備容量（kW） とする
基地間道路整備費	生産基地	整備単価×延長	一律 28 万円/m×一律 750m とする
		ルート数	生産基地数と同一とする
	還元基地	整備単価×延長	一律 28 万円/m×一律 500m とする
		ルート数	還元基地数と同一とする
輸送管敷設費（初期投資）	生産井分	敷設単価×延長	一律 40 万円/m×生産井輸送管距離 とする
		本数	生産井総本数×0.50 とする
	還元井分	敷設単価×延長	一律 17 万円/m×還元井輸送管距離 とする
		本数	還元井総本数×0.50 とする
輸送管敷設費（追加投資分）	生産井分	敷設単価×延長	一律 28 万円/m×一律 100m とする
		本数	生産井総本数×0.50 とする
	還元井分	敷設単価	一律 21 万円/m×一律 200m とする
		本数	還元井総本数×0.50 とする
発電施設費	発電施設費	発電施設費	蒸気フラッシュ：20 万円/kW×発電所設備容量（kW） バイナリー：40 万円/kW×発電所設備容量（kW） ※蒸気フラッシュは 150℃以上、バイナリーは 120℃以上を想定
その他の土木工事費	道路整備費	整備単価	8,500 万円/km とする（風力と同様）
		道路延長	GIS 上で算定された「道路からの距離」（直線距離）×2 倍（迂回等を考慮） ※接続道路幅は 5.5m 以上とする
	送電線敷設費	敷設単価	蒸気フラッシュ：5,500 万円/km ※風力と同等（66kV 想定） バイナリー：1,000 万円/km ※太陽光（メガソーラー）と同等
		敷設延長	GIS 上で算定された「送電線からの距離」
撤去費用	撤去費用	撤去費用	初期投資額の 5% とする（評価期間完了時）

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～太陽熱・地中熱利用(ヒートポンプ)に係る熱需要マップ～

太陽熱と地中熱利用(ヒートポンプ)のポテンシャルは、熱需要との兼ね合いで算定されることから、“冷房”、“暖房”、“給湯”の3つの熱需要マップを作成した。

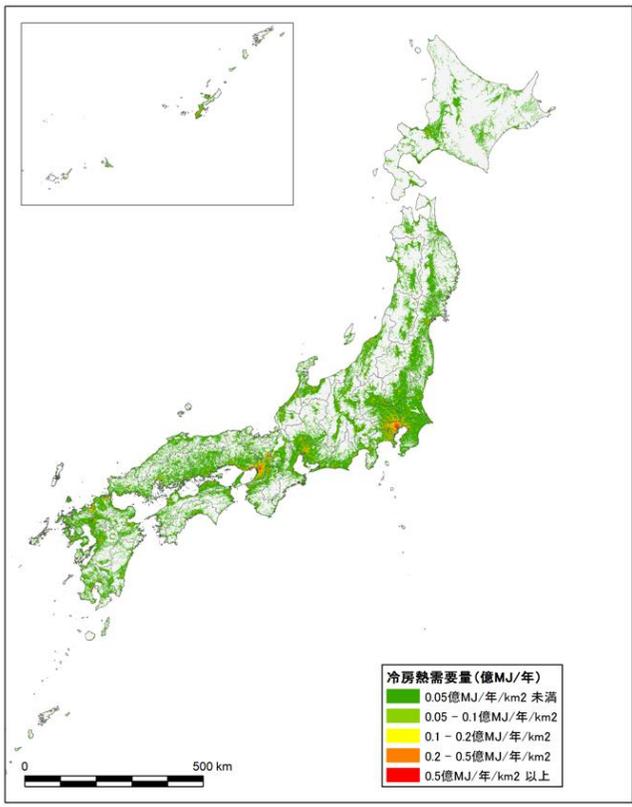


図3-6 暖房熱需要マップ

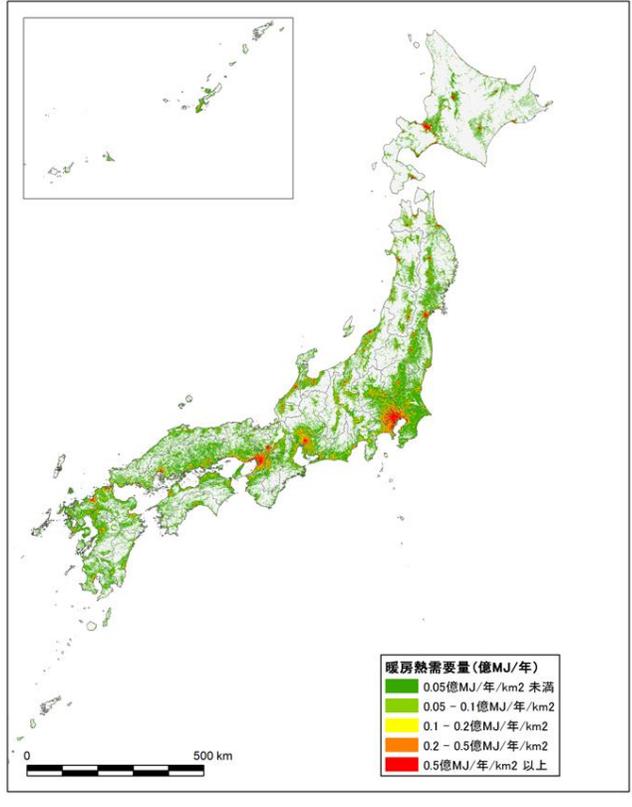


図3-7 冷房熱需要マップ

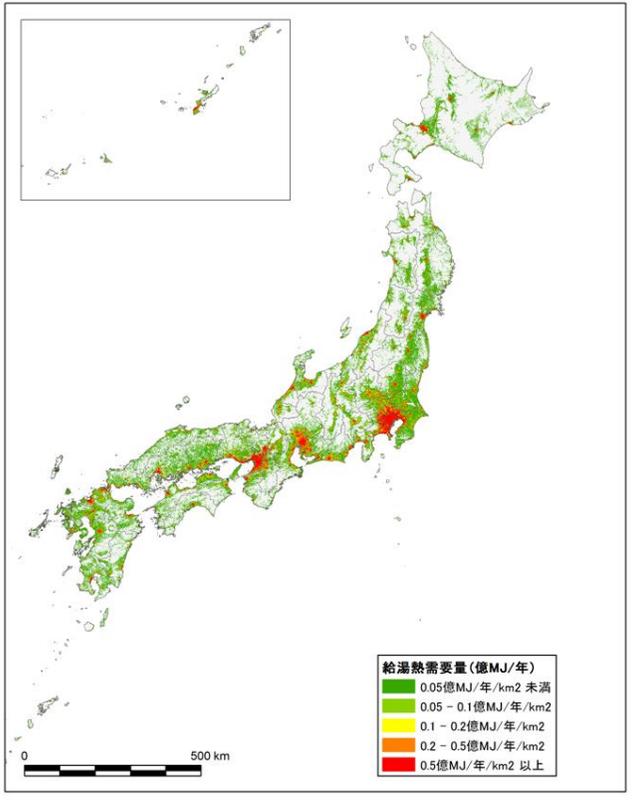


図3-8 給湯熱需要マップ

出典: 熱需要原単位は以下に示すデータを用いた。  
 非住宅用途は(一社)日本サステナブル建築協会「非住宅建築物の環境関連データベース」  
 住宅用途は住環境計画研究所「家庭用エネルギー統年報」

※H24～25報告書参照

## 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～太陽熱～

### (1) 賦存量

太陽熱に関する賦存量は、日本全国に太陽熱機器を敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

### (2) 導入ポテンシャル

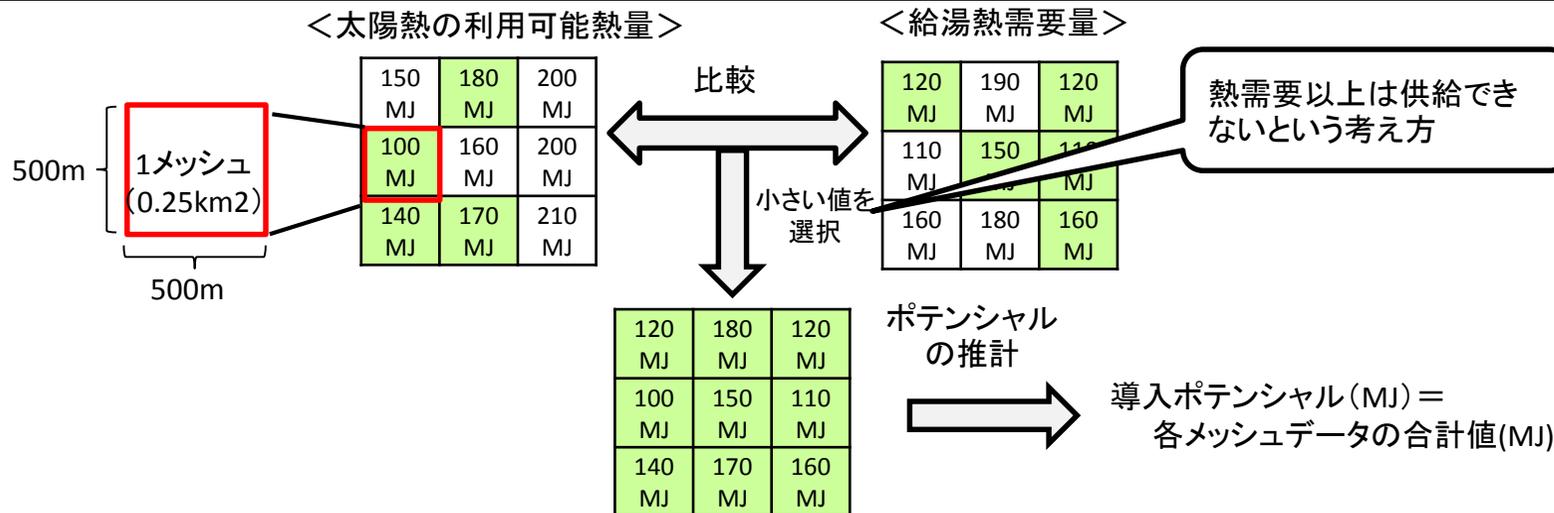
ポテンシャルの推計にあたっては以下の推計条件を設定した。

- 1) 戸建住宅の標準型ソーラーシステムが4㎡であることから4㎡/軒とする。
- 2) 共同住宅と宿泊施設ではベランダ型を想定し、2㎡/軒、2㎡/想定部屋数とする。
- 3) 余暇レジャー施設と医療施設では設置可能面積に設置するものとする。
- 4) その他の建物(商業施設、学校、オフィスビル等)は考慮しないものとする。

### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～太陽熱～

太陽熱は給湯、地中熱は空調利用を想定した。太陽熱利用の導入ポテンシャルは下式により推計した。需要量以上の熱は利用できないため、メッシュ単位(500m×500mの正方形のエリア)の太陽熱の利用可能熱量と給湯熱需要量の小さい値を採用した。

メッシュ単位の太陽熱の導入ポテンシャル＝  
 $\text{Min}(\text{メッシュ単位の太陽熱の利用可能熱量}, \text{メッシュ単位の給湯熱需要量})$



太陽熱利用の設置係数は表3-24のとおり設定した。

表3-24 太陽熱利用の設置係数

レイヤ区分	設置係数の対象	設置係数		
		レベル1	レベル2	レベル3
余暇・レジャー	建築面積	0.34	0.78	0.89
医療		0.08	0.51	0.58
宿泊施設	延床面積	Min(2㎡/戸、中規模共同住宅レベル3)		
中規模共同住宅※				
戸建住宅等	建築面積	Min(4㎡/戸、戸建住宅レベル3)		

太陽熱の利用可能熱量は下式により推計した。

太陽熱の利用可能熱量(利用可能熱量: MJ/年)  
 $= \text{設置可能面積}(\text{m}^2) \times \text{平均日射量}(\text{kWh}/\text{m}^2/\text{日}: \text{都道府県別}) \times \text{換算係数}3.6\text{MJ}/\text{kWh} \times \text{集熱効率}0.4 \times 365\text{日}$

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～太陽熱～

## (3) シナリオ別導入可能量

### ○シナリオの設定

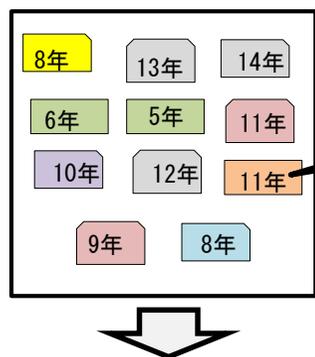
以下に示す6つの導入シナリオを設定した。太陽熱にはFIT制度が存在しないため、補助率や熱の買取等を想定して設定した。

- ①シナリオ0:BAU＝現状維持(補助等の施策なし)
- ②シナリオ1-1:補助想定。戸建住宅10%、それ以外33%。
- ③シナリオ1-2:補助率向上想定。戸建住宅33%、それ以外50%
- ④シナリオ2:買取想定。太陽光発電と同等の買取価格を想定(50%)。
- ⑤シナリオ3-1:技術開発進行想定。初期投資25%OFF、集熱効率50%。
- ⑥シナリオ3-2:技術開発進行想定。初期投資38%OFF、集熱効率50%。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～太陽熱～

## ○推計方法

事業性試算条件(表3-24)を基に建物ごとに事業収支シミュレーションを行い、シナリオ別に投資回収年数を算定し、初期投資回収年数(戸建住宅等:7年、その他カテゴリー:10年)を満たす建物を抽出し、推計した。



建物ごとに右表により事業収支シミュレーションを実施し、投資回収年数を算定

設定した投資回収年数を満たす建物を抽出し、ポテンシャルを推計する。

表3-25 太陽熱利用の事業性試算条件

区分	設定項目	設定値もしくは設定式	設定根拠等
主要事業諸元	日射量	「日射量」(農業環境技術研究所)の1kmメッシュデータを使用	平成24年度業務では、「『太陽光発電システム手引書』基礎編」((一社)太陽光発電協会の)都道府県別データを使用
	集熱効率	一律0.4	平成24年度業務と同様
	集熱面積	戸建住宅等:4㎡/軒 共同住宅、宿泊施設:2㎡/軒、2㎡/想定部屋数 余暇レジャー施設、医療施設:設置可能面積に設置	三井ホーム(株)ヒアリング結果より
初期投資額(太陽熱利用)	設備コスト	必要台数(レベル <sup>1</sup> 3)=導入ポテンシャル(レベル <sup>1</sup> 3)÷年間集熱量 設備コスト・工事費=設備コスト・工事単価×必要台数(レベル <sup>1</sup> 3)	<ul style="list-style-type: none"> <li>戸建住宅等には自然循環式と強制循環式が半々、その他カテゴリーにはソーラーシステムが導入されると想定</li> <li>年間集熱量の出典:「2013ソーラーシステム・データブック」((一社)ソーラーシステム振興協会))</li> <li>設備コスト・工事単価:戸建住宅等 400,000円、その他カテゴリー 900,000円(出典:「2013ソーラーシステム・データブック」((一社)ソーラーシステム振興協会))、及び三井ホーム(株)ヒアリング結果)</li> </ul>
	工事費	33,000円	2事例の平均
初期投資額(ペーシング)	設備コスト	設備コスト傾き×導入ポテンシャル(レベル <sup>1</sup> 3)+設備コスト切片	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備コスト傾き・切片の設定根拠は以下のとおり。</li> <li>戸建住宅等:3社39機種種の供給熱量とコストを直線回帰して算出</li> <li>その他カテゴリー:満田ら(2006)「100kW小型貫流ボイラ発電システム」に記載の1kW当たり設備コストをもとに設定</li> </ul>
	工事費	33,000円	2事例の平均
収入計画	年間節約金額	戸建住宅等:都市ガス主体地域4.3円/MJ、LPガス主体地域:6.4円/MJ その他カテゴリー:3.4円/MJ(いずれも導入ポテンシャル1MJ当たり)	<ul style="list-style-type: none"> <li>「ヒートポンプ・蓄熱システムデータブック2013」((一財)ヒートポンプ・蓄熱センター)に掲載されている2012年国内出荷台数に基づき、ペーシングは戸建住宅等:ガス湯沸器、その他カテゴリー:貫流ボイラ(油だき)を想定</li> <li>ガス湯沸器の燃料(都市ガス/LPガス)については、「総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会が燃料制度小委員会(第1回)配布資料」及び「LPガスご利用のための知識」(日本ガスメーカー工業会)をもとに、都市ガス主体地域(9都府県:千葉、東京、神奈川、新潟、愛知、京都、大阪、兵庫、奈良)、LPガス主体地域(38道県:その他地域)を設定</li> <li>都市ガス主体地域の戸建住宅等の年間節約金額:都市ガス(44.7円/m<sup>3</sup>)の燃料削減効果(自然循環式28,022円÷年間集熱量6,530MJ+強制循環式56,049円÷年間集熱量13,061MJ)÷2=4.3円/MJ(情報源:「2013ソーラーシステム・データブック」((一社)ソーラーシステム振興協会))</li> <li>LPガス主体地域の戸建住宅等の年間節約金額:LPガス(537.6円/m<sup>3</sup>)の燃料削減効果(自然循環式41,650円÷年間集熱量6,530MJ+強制循環式83,305円÷年間集熱量13,061MJ)÷2=6.4円/MJ(情報源:「2013ソーラーシステム・データブック」((一社)ソーラーシステム振興協会))</li> <li>その他カテゴリーの年間節約金額:灯油(95.9円/ℓ)の燃料削減効果44,886円÷年間集熱量13,061MJ=3.4円/MJ(情報源:「2013ソーラーシステム・データブック」((一社)ソーラーシステム振興協会))</li> </ul>
	年間メンテナンス費用	戸建住宅等:1,500円 その他カテゴリー:7,500円	「2013ソーラーシステム・データブック」((一社)ソーラーシステム振興協会))及び三井ホーム(株)ヒアリング結果
支出計画(ペーシング)	年間メンテナンス費用	戸建住宅等:894円 その他カテゴリー:設備コスト(ペーシング)×0.05	<ul style="list-style-type: none"> <li>戸建住宅等の出典:5社11機種種の平均</li> <li>その他カテゴリーの出典:満田ら(2006)「100kW小型貫流ボイラ発電システム」</li> </ul>

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地中熱利用(ヒートポンプ)～

## (1) 賦存量

地中熱利用(ヒートポンプ)に関する賦存量は、日本全国に地中熱利用機器を敷き詰めることを想定すれば推計可能であるが、あまり意味が無いため推計していない。

## (2) 導入ポテンシャル

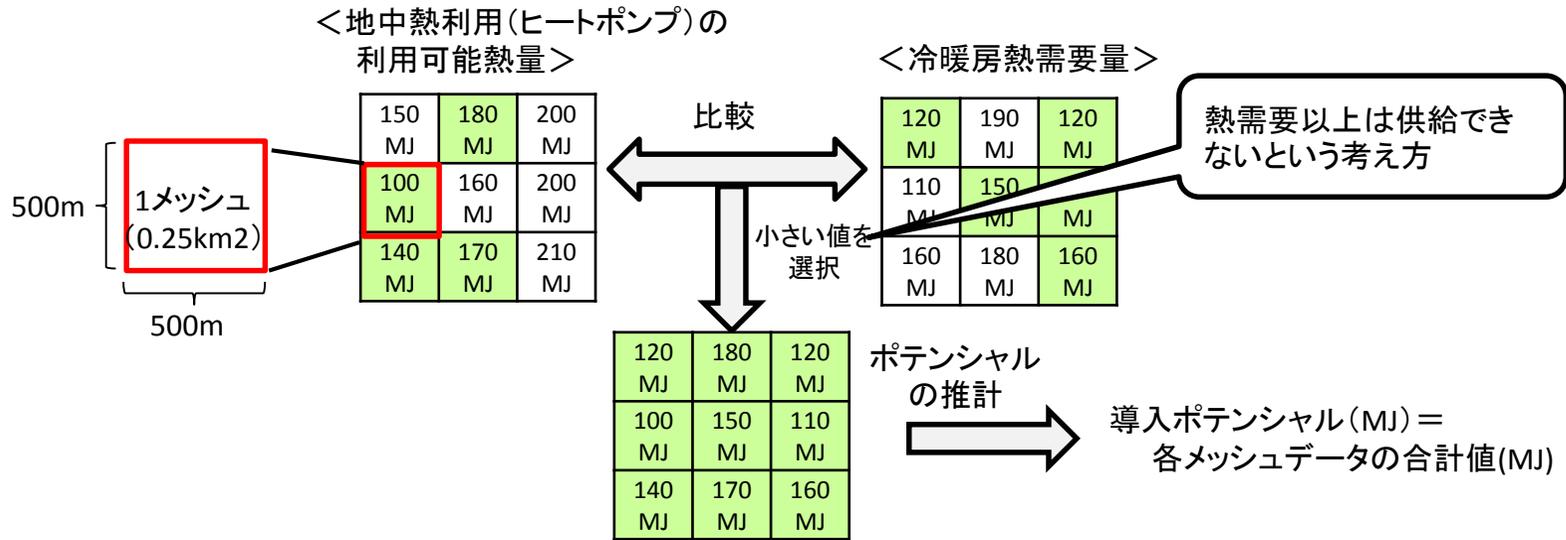
ポテンシャルの推計にあたっては以下の推計条件を設定した。

- 1)対象は全建物とし、採熱可能面積は建築面積と同等とする。
- 2)採熱率は地熱図データから想定するものとし、ドイツVDIガイドラインに従うものとする。  
ただし、上記の大谷らの論文に一部の補正を行う。
- 3)交換井の密度は6m間隔として、4本/144㎡とする。
- 4)交換井の長さは100m、年間稼働時間は2,400時間/本とする。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地中熱利用(ヒートポンプ)～

地中熱利用(ヒートポンプ)は、空調利用することを想定した。地中熱利用(ヒートポンプ)のメッシュ(500m×500mの正方形のエリア)単位の導入ポテンシャルは以下のとおり推計した。

メッシュ単位の地中熱利用(ヒートポンプ)の導入ポテンシャル＝  
 Min(メッシュ単位の地中熱利用の利用可能熱量, メッシュ単位の冷暖房熱需要量※)



地中熱利用(ヒートポンプ)の導入ポテンシャルは、下式により推計した。

個別建物における地中熱利用の導入ポテンシャル(Wh/年)  
 = 採熱可能面積(m<sup>2</sup>) × 採熱率(W/m)  
 × 地中熱交換井の密度(本/m<sup>2</sup>) × 地中熱交換井の長さ(m/本) × 年間稼働時間(h/年) × 補正係数0.75

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地中熱利用(ヒートポンプ)～

## (3) シナリオ別導入可能量

### ○シナリオの設定

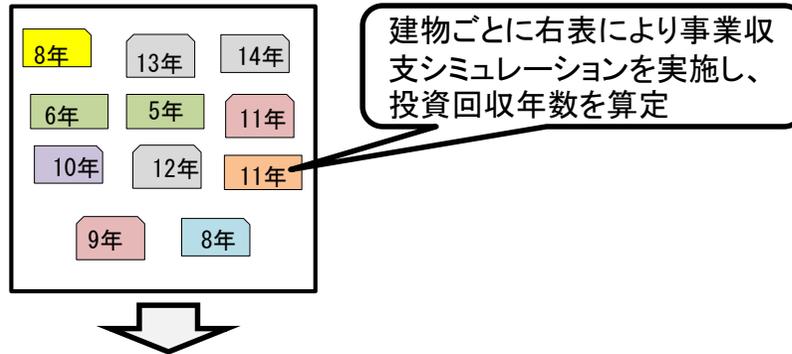
以下に示す導入シナリオを設定した。地中熱利用(ヒートポンプ)にはFIT制度が存在しないため、補助率や熱の買取等を想定して設定した。

- ①シナリオ1-1: BAU＝現状維持(補助等の施策なし)
- ②シナリオ1-2: 他のエネルギーとの複合利用を想定。  
(地中熱:設備容量の50%、年間熱負荷の67%(全国・全建築物カテゴリー一律))
- ③シナリオ2-1: 補助金想定。補助率33%。
- ④シナリオ2-2: 補助金導入＋他のエネルギーとの複合利用(補助率33%、地中熱:設備容量の50%、年間熱負荷の67%)
- ⑤シナリオ3 : 補助金想定。補助率50%。
- ⑥シナリオ4 : 買取想定。買取価格32円/kWh。
- ⑦シナリオ5 : 技術開発進行想定。初期投資20%OFF・ランニングコスト20%OFF。

### 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地中熱利用(ヒートポンプ)～

#### ○推計方法

事業性試算条件(表3-25～26)を基に建物ごとに事業収支シミュレーションを行い、シナリオ別に投資回収年数を算定し、初期投資回収年数10年を満たす建物を抽出し、推計した。



設定した投資回収年数を満たす建物を抽出し、ポテンシャルを推計する。

# 3. 導入ポテンシャルの推計方法 ～地中熱利用(ヒートポンプ)～

表3-26 地中熱利用(ヒートポンプ)の事業性試算条件

区分	設定項目	設定値もしくは設定式	設定根拠等	
主要事業諸元	設備容量(地中熱ヒートポンプ)の最大出力	最大暖房/冷房負荷×延床面積×安全率	安全率:1.2	
	交換井密度	6m間隔	ドイツVDIガイドライン	
	地中熱利用COP	カテゴリー別・都道府県別に設定(表 3.3-30 参照)	「官庁施設における地中熱利用システム導入ガイドライン(案)」の標準値及び葛成バイザーへのヒアリング結果、「SHASE-S 112-2009 冷暖房熱負荷簡易計算法」や「JIS C 9612-2013 熱エネルギー貯蔵」で示されている建物用途別の年間熱負荷やそれらの地域補正係数を用いて、カテゴリー別・都道府県別の暖房/冷房負荷に基づく荷重平均を取り設定	
	ベースライン1(空気熱源ヒートポンプ)COP	冷房:地中熱利用 COP×0.58 暖房:地中熱利用 COP×0.69	代表的な導入事例(10 事例)及び葛成バイザーへのヒアリング結果の平均	
初期投資額(地中熱利用)	ベースライン2(吸収式冷水機)COP	冷房:地中熱利用 COP×0.32 暖房:地中熱利用 COP×0.30	ゼネラルヒートポンプ工業(株)資料及び八峰町新庁舎の導入事例の平均	
	熱需要量に対する導入ポテンシャルの上限	冷房:(COP+1)÷COP 暖房:(COP-1)÷COP	一般式	
	地中熱交換井設置工事費	・最適利用深度=地中熱ヒートポンプの最大出力/(地盤区別の採熱率×補正係数) ・地中熱交換井設置工事費=最適利用深度×1m当たりの掘削単価	・地盤区別の採熱率の典拠:「日本ソールシステム」(産業技術総合研究所) ・補正係数:1 ・1m当たりの掘削単価:一律10,000円/m(典拠:「青森県地中熱利用推進ビジョン」(青森県))	
	地中熱源ヒートポンプユニット費	10kW超:97,000円/kW 10kW以下:65,000円/kW	代表的な導入事例22事例の平均	
初期投資額(ベースライン2:吸収式冷水機)	室内機器・搬入据付費	地中熱源ヒートポンプユニット費×0.86	ベースラインの初期投資額には室内機を含めており、コストを分離できないため、一般的な地中熱利用の慣習とは異なるが、室内機器・搬入据付費を初期投資額に含めて推計することとした ・代表的な導入事例4事例	
	熱源水配管工事費	地中熱交換井設置工事費×0.45	代表的な導入事例22事例の平均	
	電気工事費	地中熱源ヒートポンプユニット費×0.25	代表的な導入事例22事例の平均	
	試運転調整費(ライン注入、エア抜き含む)	地中熱源ヒートポンプユニット費×0.20	代表的な導入事例22事例の平均	
	諸経費	(地中熱交換井設置工事費+地中熱源ヒートポンプユニット費+熱源水配管工事費+電気工事費+試運転調整費)×0.07	代表的な導入事例22事例の平均	
	ベースラインの複合利用率	同左	カテゴリー別に設定(表 3.3-26 参照)	空気調和・衛生工学会版 A&Sデータ2012年版
	初期投資額(ベースライン1:空気熱源ヒートポンプ)	空気熱源ヒートポンプユニット費	最大暖房/冷房負荷×延床面積×安全率×1kW当たりの空気熱源ヒートポンプユニット費	・安全率は、地中熱利用と同等(1.2)と仮定 ・1kW当たりの空気熱源ヒートポンプユニット費:140,000円/kW(代表的な導入事例13事例の平均)
収入計画(ベースライン1:空気熱源ヒートポンプ)	配管工事・試運転費	空気熱源ヒートポンプユニット費×0.60	代表的な導入事例13事例の平均	
	諸経費	(空気熱源ヒートポンプユニット費+配管工事・試運転費)×0.10	代表的な導入事例13事例の平均	
	削減電力料	(ベースライン1のヒートポンプ最大出力÷ベースライン	・地域別電気料金の典拠:主要電力会社10	

表3-27 地中熱利用(ヒートポンプ)の事業性試算条件(つづき)

区分	設定項目	設定値もしくは設定式	設定根拠等	
支出計画(ベースライン1:空気熱源ヒートポンプ)	修繕費	13.4円/kW	代表的な導入事例13事例の平均	
	初期投資額(ベースライン2:吸収式冷水機)	冷却塔・吸収式冷水機費	52,000円/kW	代表的な導入事例4事例の平均
	室内機器・搬入据付費	冷却塔・吸収式冷水機費×0.14	代表的な導入事例2事例の平均	
	配管工事費	冷却塔・吸収式冷水機費×0.62	代表的な導入事例4事例の平均	
	電気工事費	冷却塔・吸収式冷水機費×0.85	代表的な導入事例4事例の平均	
	試運転調整費	冷却塔・吸収式冷水機費×0.11	代表的な導入事例4事例の平均	
	諸経費	(冷却塔・吸収式冷水機費+配管工事費+電気工事費+試運転調整費)×0.19	代表的な導入事例4事例の平均	
	収入計画(ベースライン2:吸収式冷水機)	削減電力料金	(ベースライン2の冷水機最大出力÷ベースライン2COP×地域別電気料金(基本料金)×12ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(ベースライン2COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(ベースライン2COP+1)×延床面積÷3.6)-(地中熱利用のヒートポンプ最大出力×地域別電気料金(基本料金)×12ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(地中熱 COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(地中熱 COP+1)×延床面積÷3.6)	・地域別電気料金の典拠:主要電力会社10社の契約種別電気料金 ・力率割引は1.00と仮定
	支出計画(ベースライン2:吸収式冷水機)	修繕費	-67.0円/kW	代表的な導入事例4事例の平均
	初期投資額(ベースライン3:灯油ボイラー)	同左	延床面積×最大暖房/冷房負荷×ベースライン3の熱源機器単価×灯油ボイラー比率(暖房)×年間暖房負荷÷年間熱負荷+延床面積×最大暖房/冷房負荷×ベースライン3の熱源機器単価×灯油ボイラー比率(冷房)×年間冷房負荷÷年間熱負荷	ベースライン3の熱源機器単価:51.4円/W/m2(代表的な導入事例2事例の平均)
収入計画(ベースライン3:灯油ボイラー)	同左	延床面積×年間暖房負荷÷36.7MJ/L÷燃焼効率×灯油ボイラー比率(暖房)×灯油料金単価-(地中熱利用のヒートポンプ最大出力×地域別電気料金(基本料金)×12ヵ月×力率割引+地域別電気料金(電力量料金(夏季))×年間冷房負荷÷(地中熱 COP-1)×延床面積÷3.6+地域別電気料金(電力量料金(その他季))×年間暖房負荷÷(地中熱 COP+1)×延床面積÷3.6)	・灯油燃焼効率は0.8と設定 ・灯油料金単価は100.5円/Lと設定	
支出計画(ベースライン3:灯油ボイラー)	修繕費	-67.0円/kW	代表的な導入事例4事例の平均	

# 4. 推計結果 ～住宅用等太陽光発電～

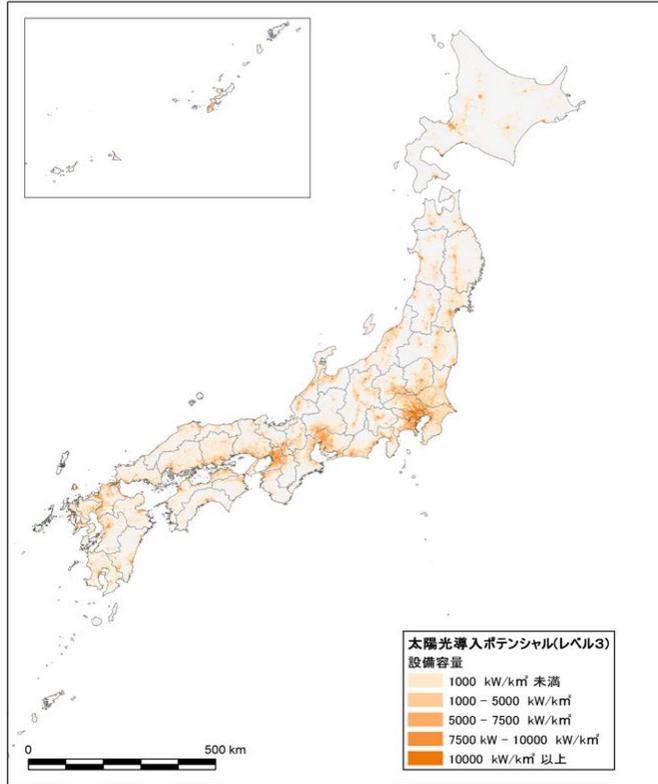


図4-1 住宅用等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布図

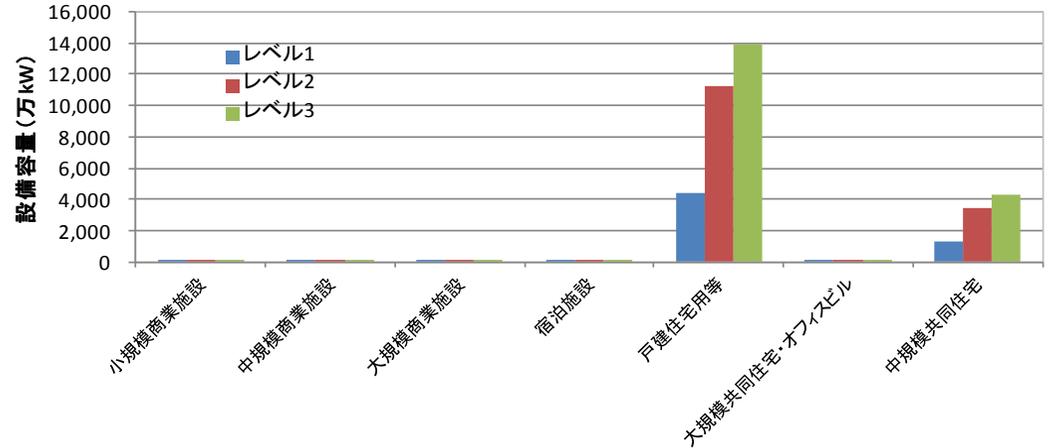


図4-2 住宅用等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布状況

表4-1 住宅用等太陽光発電の導入ポテンシャル集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)	(発電量)	
— (調査対象外)	21,269 万kW	2,231 億kWh/年	①30円/kWh × 20年間 ②35円/kWh × 20年間 ③40円/kWh × 20年間 ※税引前PIRR 0or4% 以上	①2,594万kW ②7,810万kW ③13,627万kW	①281億kWh/年 ②836億kWh/年 ③1,447億kWh/年	設備利用率13%想定、都道府県別地域発電量を考慮 註：戸建住宅用とそれ以外では買取期間が異なる。 H25報告書p36参照

# 4. 推計結果 ～公共系等太陽光発電～

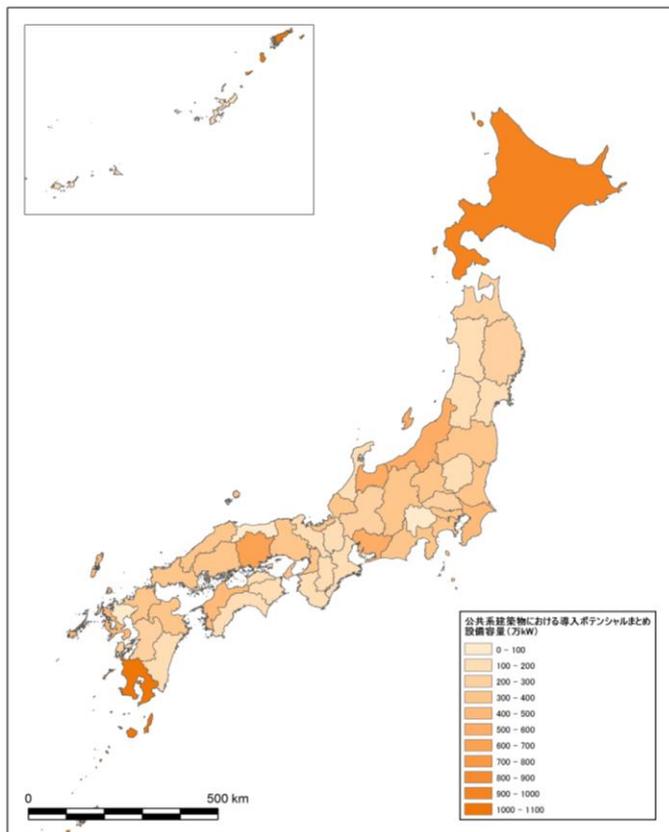


図4-3 公共系等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布図

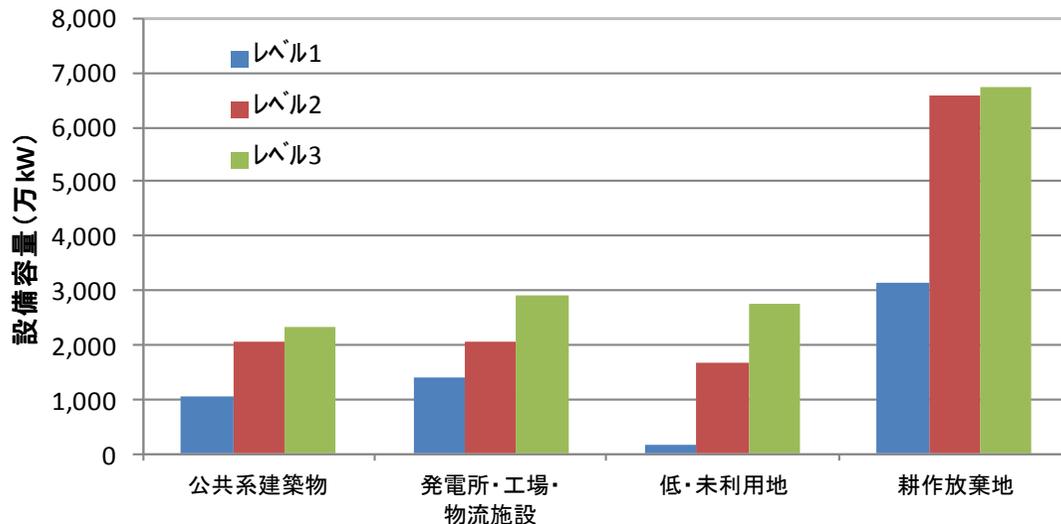


図4-4 公共系等太陽光発電の導入ポテンシャルの分布状況

表4-2 公共系等太陽光発電の導入ポテンシャル集計結果

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)	(発電量)	
— (調査対象外)	14,689 万kW	1,537 億kWh/年	①30円/kWh × 20年間 ②35円/kWh × 20年間 ③40円/kWh × 20年間 ※税引前PIRR4%以上	①1,131万kW ②6,633万kW ③10,553万kW	①124億kWh/年 ②698億kWh/年 ③1,107億kWh/年	設備利用率12%想定、都道府県別地域発電量を考慮

# 4. 推計結果 ～陸上風力発電～

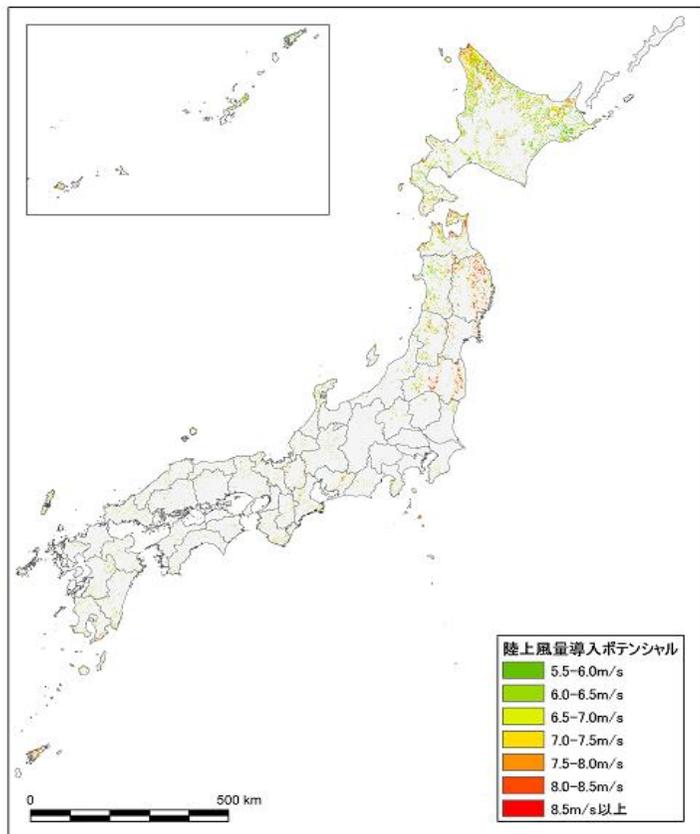


図4-5 陸上風力発電の導入ポテンシャルの分布図

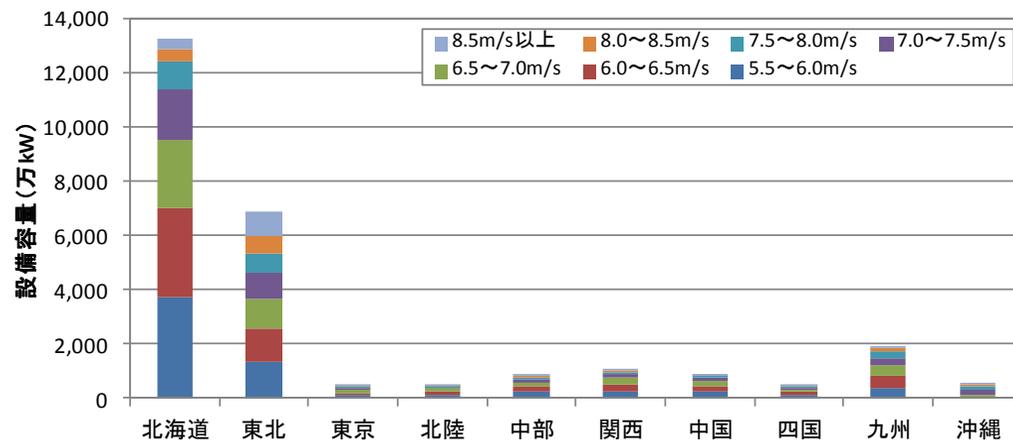


図4-6 陸上風力発電の導入ポテンシャルの分布状況

表4-3 陸上風力発電の導入ポテンシャル集計結果(※H27報告書参照)

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)	(発電量)	
148,653 万kW	28,576 万kW	6,932 億kWh/年	①15円/kWh × 20年間 ②20円/kWh × 20年間 ③22円/kWh × 20年間 ④25円/kWh × 20年間 ※税引前PIRR8%以上	①9,727万kW ②20,707万kW ③23,894万kW ④27,523万kW	①3,020億kWh/年 ②5,532億kWh/年 ③6,127億kWh/年 ④6,740億kWh/年	設備利用率は風速区分ごとに設定(H27p32参照)

# 4. 推計結果 ～洋上風力発電～

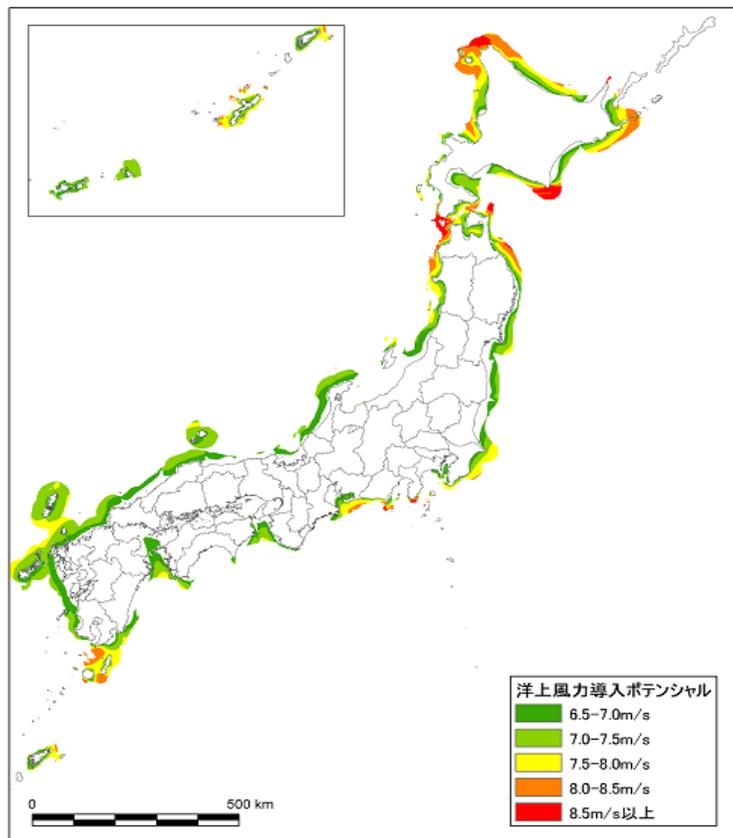


図4-7 洋上風力発電の「基本となる導入ポテンシャル」の分布図

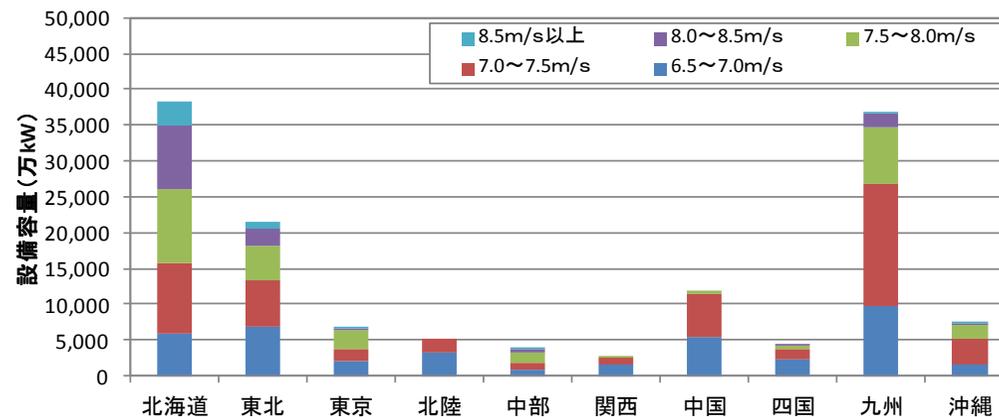


図4-8 洋上風力発電の電力供給エリア別の「基本となる導入ポテンシャル」の分布状況

表4-4 洋上風力発電の導入ポテンシャル集計結果(※H27報告書参照)

導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)	(発電量)	
141,276 万kW	— (未推計)	①32円/kWh × 20年間 ②36円/kWh × 20年間 ③40円/kWh × 20年間 ※税引前PIRR8%以上	①3,956万kW ②11,396万kW ③28,315万kW	①1,321億kWh/年 ②3,541億kWh/年 ③8,534億kWh/年	・設備利用率は風速区分ごと に設定(H27p55参照) ・導入ポテンシャル 着床式: 33,151万kW 浮体式: 108,126万kW

# 4. 推計結果 ～中小水力発電（河川部）～

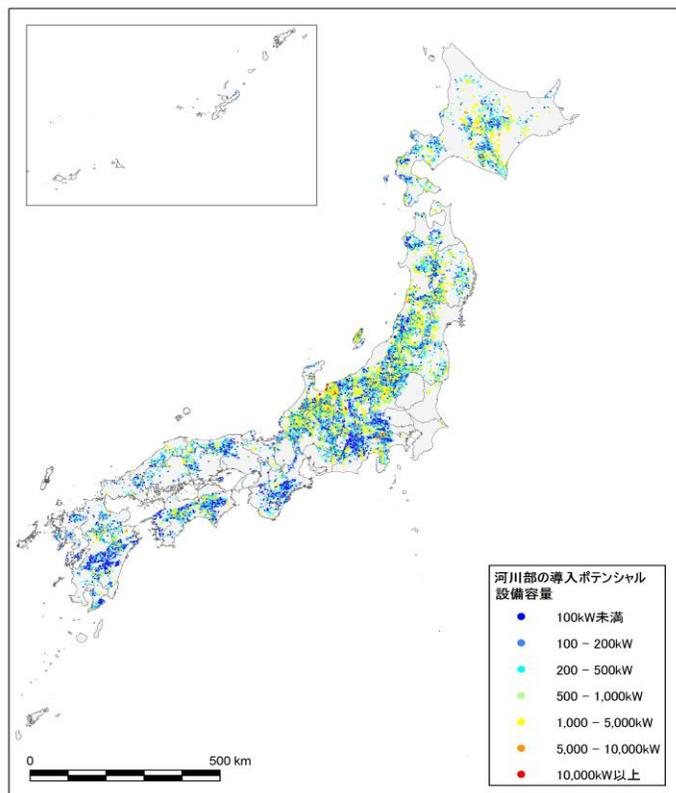


図4-9 中小水力発電(河川部)の導入ポテンシャルの分布図

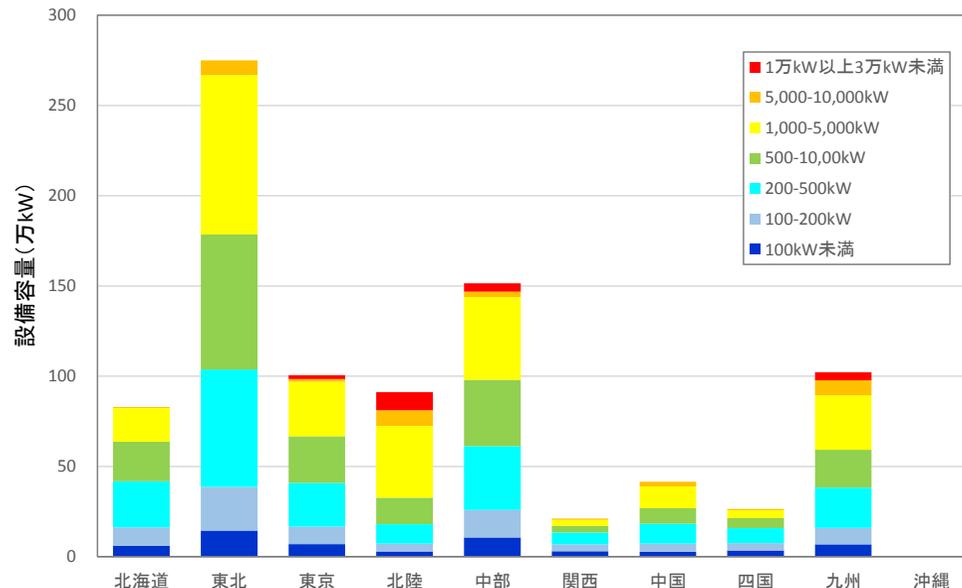


図4-10 中小水力発電(河川部)の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

表4-5 中小水力発電(河川部)の導入ポテンシャル集計結果(※H27報告書参照)

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量		備考	
	(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)		(発電量)
979 万kW	901 万kW	513 億kWh/年	①24円/kWh × 20年間 ②20円/kWh × 20年間 ③29円/kWh × 20年間 ④34円/kWh × 20年間 ※②は税引前PIRR7%以上、 ②以外は税引前PIRR8%以上	①266万kW ②157万kW ③371万kW ④465万kW	①142億kWh/年 ② 83億kWh/年 ③203億kWh/年 ④256億kWh/年	設備利用率65%想定

# 4. 推計結果 ～地熱発電（熱水資源開発（蒸気フラッシュ発電））～

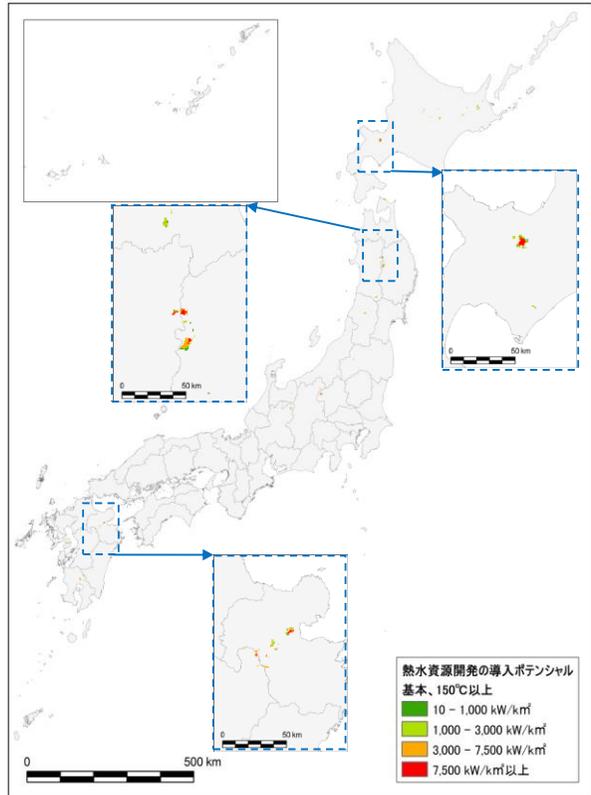


図4-11 地熱発電（150℃以上）の「基本となる導入ポテンシャル」の分布図

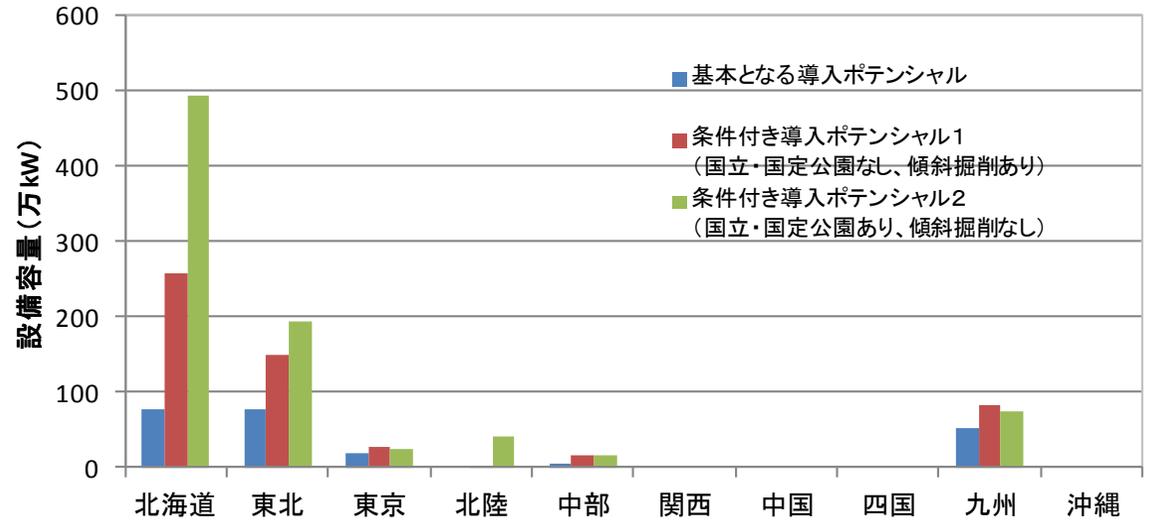


図4-12 地熱発電（150℃以上）の導入ポテンシャルの分布状況

表4-6 地熱発電（150℃以上）のシナリオ別導入可能量の集計結果（※H26報告書参照）

賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
	(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)	(発電量)	
2,219万kW	785~1407万kW	— (未推計)	①基本・現行FIT ②条件1・現行FIT ③条件2・現行FIT	① 643万kW ②1,029万kW ③1,151万kW	— (未推計)	基本:基本となる導入ポテンシャル(国立・国定公園なし、傾斜掘削なし) 条件1:条件付き導入ポテンシャル1(国立・国定公園なし、傾斜掘削あり) 条件2:条件付き導入ポテンシャル2(国立・国定公園あり、傾斜掘削なし)

# 4. 推計結果（まとめ）

エネルギー種		賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量			備考
			(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)	(発電量)	
太陽光	住宅用等	- (調査対象外)	21,269 万kW	2,231 億kWh/年	①30円/kWh×20年間 ②35円/kWh×20年間 ③40円/kWh×20年間 ※税引前PIRR 0or4%以上	① 2,594万kW ② 7,810万kW ③13,627万kW	① 281億kWh/年 ② 836億kWh/年 ③1,447億kWh/年	設備利用率13%想定、都道府県別地域発電量を考慮 註：戸建住宅用とそれ以外では買取期間が異なる。H25報告書p36参照
	公共系等	- (調査対象外)	14,689 万kW	1,537 億kWh/年	①30円/kWh×20年間 ②35円/kWh×20年間 ③40円/kWh×20年間 ※税引前PIRR4%以上	① 1,131万kW ② 6,633万kW ③10,553万kW	① 124億kWh/年 ② 698億kWh/年 ③1,107億kWh/年	設備利用率12%想定、都道府県別地域発電量を考慮
風力	陸上	148,653 万kW	28,576 万kW	6,932 億kWh/年	①15円/kWh×20年間 ②20円/kWh×20年間 ③22円/kWh×20年間 ④25円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	① 9,727万kW ②20,707万kW ③23,894万kW ④27,523万kW	①3,020億kWh/年 ②5,532億kWh/年 ③6,127億kWh/年 ④6,740億kWh/年	設備利用率は風速区分ごとに設定(H27p32参照)
	洋上	278,503 万kW	141,276 万kW	- (未推計)	①32円/kWh×20年間 ②35円/kWh×20年間 ③36円/kWh×20年間 ④40円/kWh×20年間 ※②は税引前PIRR8%以上、②以外は税引前PIRR10%以上	① 3,956万kW ②23,718万kW ③11,396万kW ④28,315万kW	①1,321億kWh/年 ②7,229億kWh/年 ③3,541億kWh/年 ④8,534億kWh/年	・設備利用率は風速区分ごとに設定(H27p55参照) ・導入ポテンシャル 着床式：33,151万kW 浮体式：108,126万kW

# 4. 推計結果（まとめ）

エネルギー種		賦存量	導入ポテンシャル		シナリオ別導入可能量		備考	
			(設備容量)	(発電量)	シナリオ	(設備容量)		(発電量)
中小水力	河川部	979 万kW	901 万kW	513 億kWh/年	①24円/kWh×20年間 ②20円/kWh×20年間 ③29円/kWh×20年間 ④34円/kWh×20年間 ※②は税引前PIRR7%以上、②以外は税引前PIRR8%以上	①266万kW ②157万kW ③371万kW ④465万kW	①142億kWh/年 ② 83億kWh/年 ③203億kWh/年 ④256億kWh/年	設備利用率65%想定
	農業用水路	32 万kW	30 万kW	— (未推計)	①15円/kWh×15年間 ②20円/kWh×15年間 ③20円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	①16万kW ②20万kW ③20万kW	— (未推計)	
地熱	熱水資源開発 (蒸気フラッシュ)	2,219 万kW	785~1407 万kW	— (未推計)	①基本・現行FIT ②条件1・現行FIT ③条件2・現行FIT ※税引前PIRR8%以上	① 643万kW ②1,029万kW ③1,151万kW	— (未推計)	基本:基本となる導入ポテンシャル(国立・国定公園なし、傾斜掘削なし) — 条件1:条件付き導入ポテンシャル1(国立・国定公園なし、傾斜掘削あり) 条件2:条件付き導入ポテンシャル2(国立・国定公園あり、傾斜掘削なし)
	温泉発電 (調査対象外)	—	72 万kW	— (未推計)	①15円/kWh×15年間 ②20円/kWh×15年間 ③20円/kWh×20年間 ※税引前PIRR8%以上	①57万kW ②68万kW ③68万kW	— (未推計)	

# 4. 推計結果 (まとめ)

エネルギー種	賦存量	導入ポテンシャル	シナリオ別導入可能量		備考
		(供給熱量)	シナリオ	(供給熱量)	
太陽熱	- (調査対象外)	490PJ/年	①シナリオ0:BAU ②シナリオ1-1:補助率維持 ③シナリオ1-2:補助率向上 ④シナリオ2:買取想定 ⑤シナリオ3-1:技術開発a ⑥シナリオ3-2:技術開発b	① 0PJ/年 ② 0PJ/年 ③ 13PJ/年 ④489PJ/年 ⑤ 0PJ/年 ⑥ 1PJ/年	①シナリオ0=現状維持,補助等の施策なし ②シナリオ1-1=戸建住宅:補助対象経費の10%(上限額60万円) それ以外:33%(限度額1,000万円) ③シナリオ1-2=戸建住宅:補助対象経費の33%(上限額60万円) それ以外:50%(限度額1,000万円) ④シナリオ2=想定買取価格(太陽光発電(10kW以上(全量買取))と同等の買取価格と仮定)36円/kWh ⑤シナリオ3-1=初期投資25%OFF集熱効率50% ⑥シナリオ3-2=初期投資38%OFF集熱効率50%
地中熱	- (調査対象外)	5,050 PJ/年	①シナリオ1-1:BAU ②シナリオ1-2:他のエネルギーとの複合利用 ③シナリオ2-1:補助金導入 ④シナリオ2-2:補助金導入+他のエネルギーとの複合利用 ⑤シナリオ3:補助金導入 ⑥シナリオ4:買取想定 ⑦シナリオ5:技術開発	① 0PJ/年 ② 103PJ/年 ③ 438PJ/年 ④3,781PJ/年 ⑤3,696PJ/年 ⑥3,615PJ/年 ⑦ 283PJ/年	①シナリオ1-1=現状維持 ②シナリオ1-2地中熱:設備容量の50%、年間熱負荷の67%(全国・全建築物カテゴリー一律) ③シナリオ2-1:補助率33% ④シナリオ2-2:補助率33%、地中熱:設備容量の50%、年間熱負荷の67% ⑤シナリオ3:補助率50% ⑥シナリオ4:想定買取価格32円/kWh ⑦シナリオ5:初期投資20%OFF・ランニングコスト20%OFF

**わが国の再生可能エネルギーの導入ポテンシャル**

**2018年3月**

**環境省地球温暖化対策課調査**