

資料2

地熱発電の自立化に向けて

日本地熱協会
2025年10月31日

ご説明内容

1. 地熱発電の特長と課題
2. 自立化へ向けて
3. 地熱発電コスト及び採算性の現状把握
 - 1) 建設費
 - 2) 発電コスト
 - 3) 採算性
 - 4) 地熱発電所の稼働年数
4. 自立化に向けた対応策
 - 1) 技術的対応策
 - 2) 需要家向けの対応策
 - 3) 日本地熱協会が要望する政策的対応策
5. 対応策の定量的効果の試算
6. 2027年度以降のFIP価格について

1. 地熱発電の特長と課題

◎地熱発電の特長

- クリーンエネルギーであり、温室効果ガス排出抑制効果が高い
- 燃料が不要で豊富に賦存する純国産エネルギー(2,437万kW、世界第3位)
- 昼夜・天候に左右されず年間を通じて安定した電気供給が可能
- 長寿命で高い設備利用率（長期視点で経済的）→ 50～100年の長期間操業を前提としたエネルギー、国内実績では約50年後に設備更新
- 地熱資源を有する立地地域の振興に貢献ができ、発電後の熱水利用（ハウス栽培や養殖事業）等、エネルギーの多段階利用が可能
- 地震や台風などの自然災害に強い、レジリエンスな電源

⇒ 豊富な資源量・長期安定電源・地域振興等の観点で、拡大すべきエネルギー資源

◎地熱発電の課題

- 開発リスク・開発コストの高さ
- リードタイムの長さ
- 地熱資源の有望地域の偏在による開発適地や系統接続の制約
- 地元との調整
- 開発のための各種規制への対応

2. 自立化へ向けて

- ✓ 当協会は、将来のFIT/FIP制度の終了に備え、地熱発電の自立化についての取り組みを強化している。
- ✓ 一方、FIT制度導入後の物価上昇および円安の影響に加えて、2026年度から適用されるFIP価格へのフォーミュラ方式の導入に伴い、調査・開発中のプロジェクトのコスト上昇や採算性の悪化が顕著になってきており、今後、調査・開発プロジェクトの中断や撤退が増加することが懸念される。
- ✓ このような状況下、今後建設される発電所の発電コストや採算性について、直近のデータを基に現状を把握し、技術、ビジネスモデル、政策などの様々な角度から自立化に向けた対応策を検討している。
- ✓ また、対応策の中で定量化が可能なものについては、その効果の試算を行いながら具体的な施策に落とし込む方向で検討している。
- ✓ 対応策には事業者の自助努力により比較的短期的に効果が期待できるものや、官民一体となって中長期的に取り組むべきものがあり、それらを詳細に分析・評価しつつ関係機関と綿密に協議しながら検討を進めていく。
- ✓ 当協会として、まずは現行のFIT/FIP価格での採算性を向上させつつ、将来の自立化に向けた取組により、第7次エネルギー基本計画に掲げられた「2040年度の地熱発電電力量を現在の0.3%から1～2%程度に引き上げる見通し」の達成を目指していく方針である。

3. 地熱発電コスト及び採算性の現状把握 1) 建設費

モデルケース(30MW)の建設費及び初期投資額

【建設費（補助金控除前）】

項目	金額	比率
調査井以外調査費	4,271	10%
調査井	6,261	15%
生産井・還元井	7,702	18%
生産還元設備	3,112	7%
発電設備	18,144	43%
送電設備	2,250	5%
その他	295	1%
計	42,035	100%

(単位: 百万円)

(参考)

2012年旧地開協モデル	25,792	1.63倍
--------------	--------	--------------

【初期投資額（補助金控除後）】

項目	金額	比率
調査井以外調査費	2,691	7%
調査井	3,757	9%
生産井・還元井	7,702	19%
生産還元設備	3,112	8%
発電設備	18,144	44%
送電設備	2,250	6%
その他	295	1%
調査・建設中金利	2,945	7%
計	40,895	100%

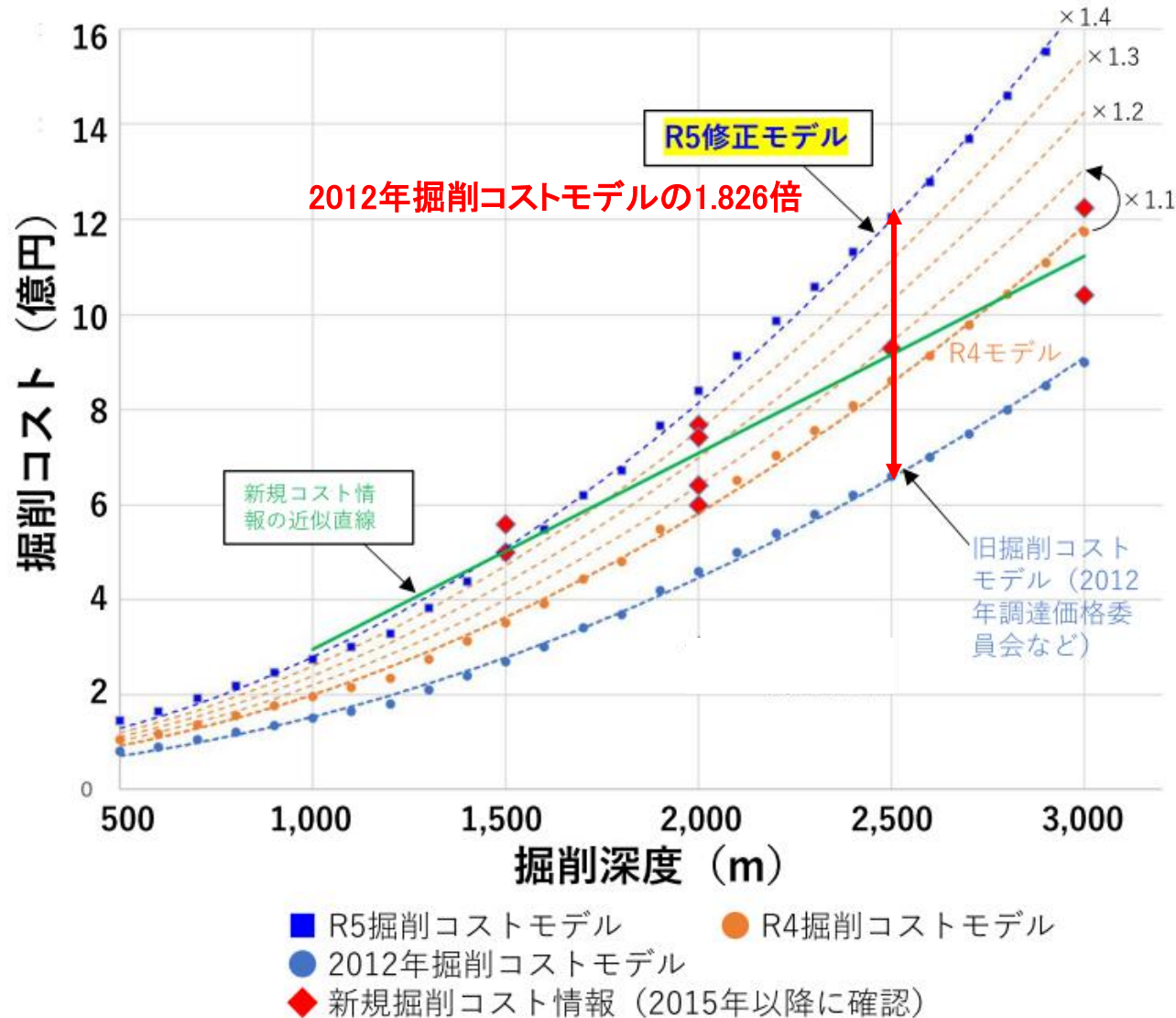
(参考)

2012年旧地開協モデル	26,169	1.56倍
--------------	--------	--------------

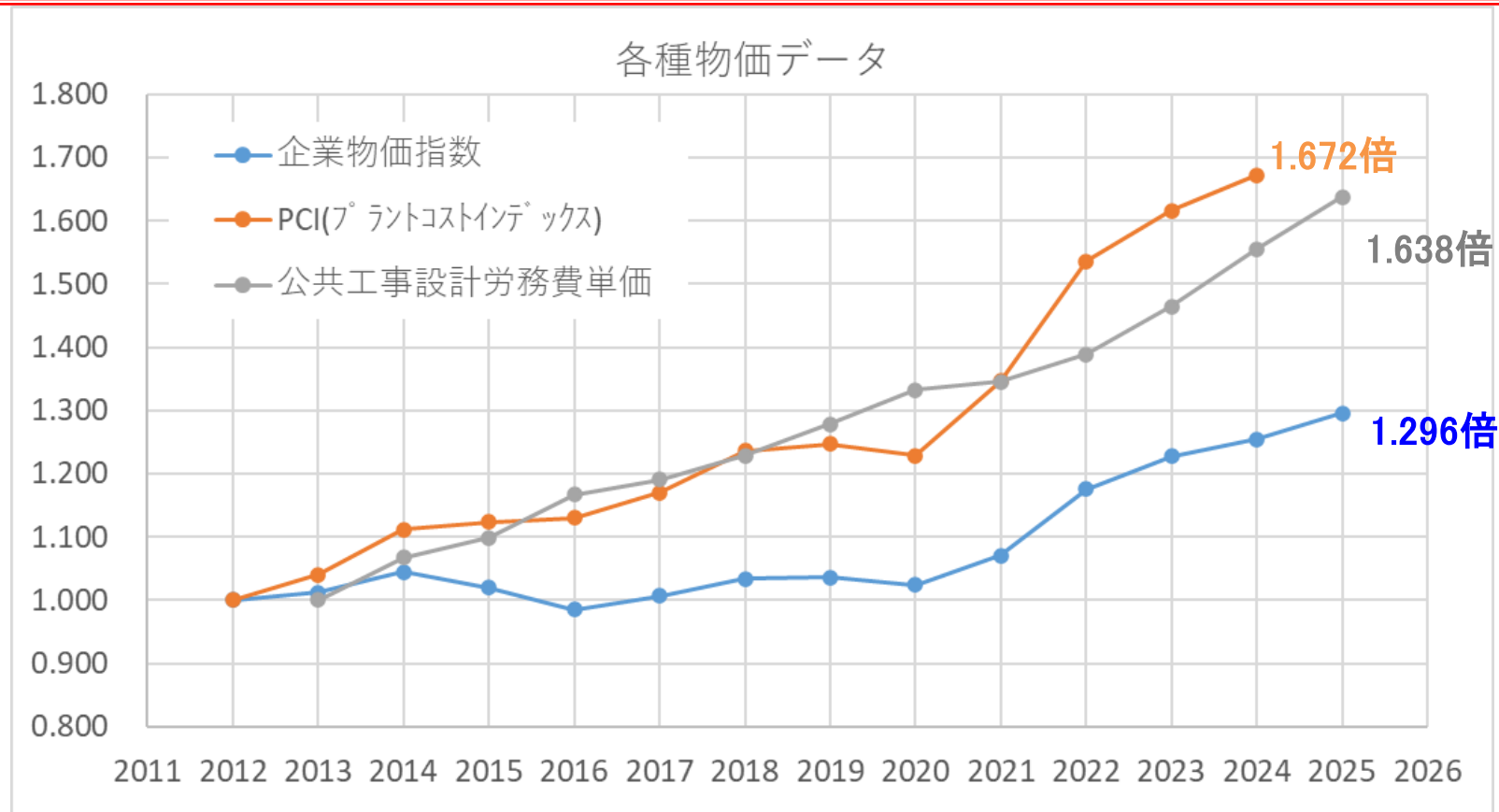
- ✓ 2012年旧地開協モデル(第3回調達価格等算定委員会ヒアリング資料)をベースに、各費目に公表データ等による物価上昇(参考1, 2参照)を反映させ、事業者等へのヒアリングにより概ね妥当であることを確認
- ✓ 補助金は、現行のJOGMEC助成制度を反映
- ✓ 調査・建設中金利は、調査開始当初から年間の支出に対して年利2%の金利がかかると仮定して計算

(参考 1) 掘削費の上昇

※数値を「地熱発電経済性評価ツール2025(JGA)」に使用



(参考2) 物価の上昇（現状の発電コスト、採算性の試算に反映）



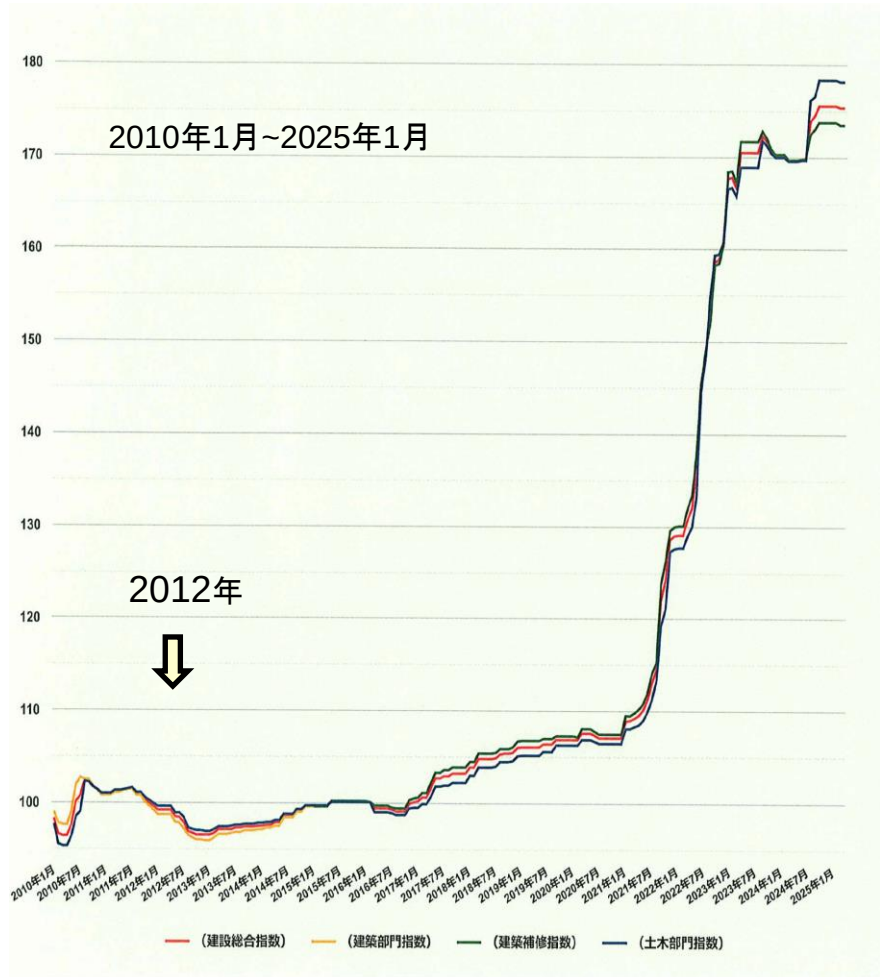
※数値を「地熱発電経済性評価ツール2025(JGA)」に使用

【PCI(プラントコストインデックス)】

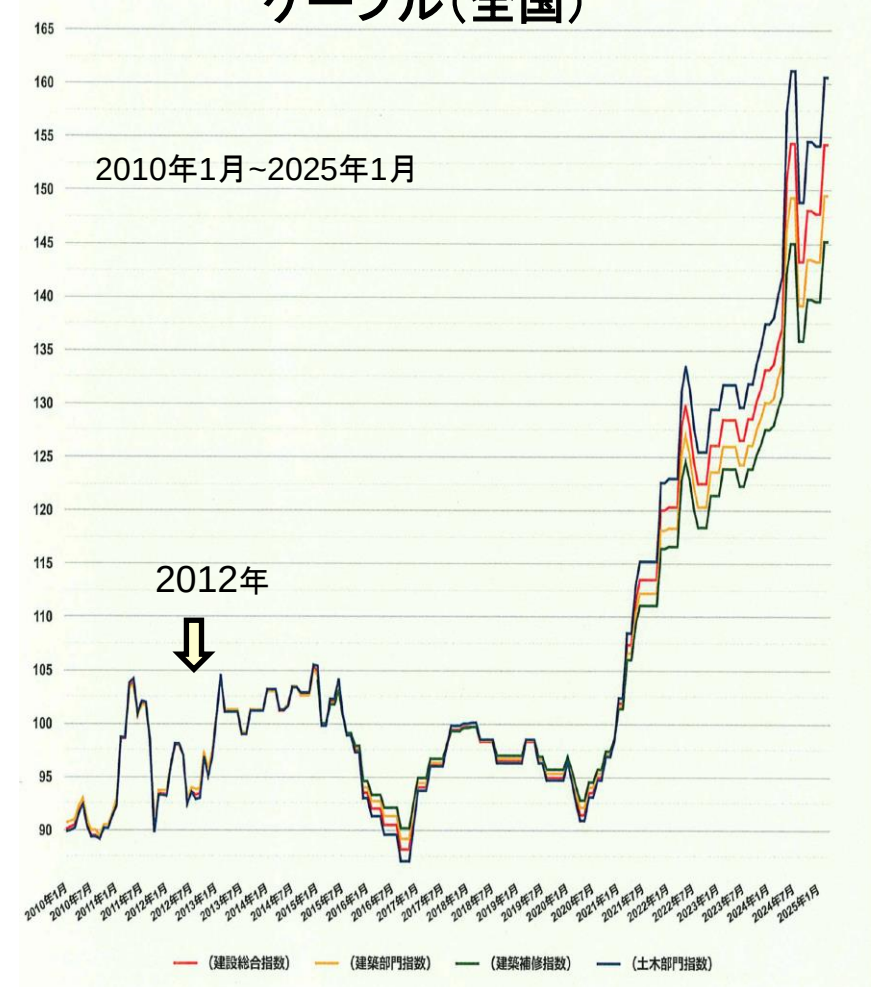
- 日本機械輸出組合が1977年度より毎年PCI/LF委員会で検討・作成。過去複数回作成の方式を変更し、実勢価格に近い指標となるようにしている
- 現在の主要な作成基準: ①2000年を基準年(100)とし、5年毎に最新のプラントの動向を反映するために見直し、②計算方法: **ラスパイレス方式(加重算術平均式)**、③対象プラント: **化学分野の反応系と分離系を持つプロセスプラント**とし、一定のコスト構成比率で示されるモデルプラントで計算、④契約方式: **EPC一括請負契約(ランプサム・ターンキー: LSTK)**
- 上のグラフ(PCI)は「**2024年PCI/LF報告書(2024年12月 日本機械輸出組合)**」に記載された数値をグラフ化

(参考 3) 建設資材物価指数推移 (鋼管、電線・光ファイバーケーブル)

鋼管(全国)



電線・光ファイバーケーブル(全国)



出典: 一般財団法人建設物価調査会資料

(参考 4) 為替レートの推移 東京市場ドル・円スポット



(日本銀行時系列統計データ検索サイトより)

2011年平均相場: 79.69円

2019年平均相場: 109.15円

2024年平均相場: 152.08円 (対2011年 1.91倍、対2019年 1.39倍)

(参考5) 技術的パラメータ

項目	単位	2012年旧地開協モデル	2025年8月モデル	2025年8月モデル根拠
タービン入口圧力	MPaG	0.3~0.4	0.45	1993年以降に運開した9MW以上のシングルフラッシュ発電所（10基）の設計値平均
蒸気1t/h当たり出力①	kW/(t/h)	112~125	121.3	
1坑当たり蒸気流量（運開年度）	t/h/本	25	32	9MW以上のシングルフラッシュ発電所（13基）の平均
運開前成功率補正後	t/h/本	-	25.6	成功率=80%と仮定
運開後成功率補正後	t/h/本	-	28.8	成功率=90%と仮定
所内率	%	7	8.0	9MW以上の発電所（11基）の平均
稼働率（15年平均）①	%	95.3~96.4	95.62	点検年度停止25日（2年毎）、非点検年度停止7日として算出
発電時間利用率（15年平均）②	%	87	88.7	9MW以上の発電所（11基）の平均
歴日利用率（15年平均）	%	83~84	84.81	①×②
汽水比	-	2.8	3.7	9MW以上のシングルフラッシュ・ダブルフラッシュ発電所（13基）の平均
1坑当たり還元能力（運開年度）	t/h/本	86	136	
生産井減衰率（30MW未満）	%/年	3	4.1	6発電所15年平均
生産井減衰率（30MW以上）	%/年	5	5.1	6発電所15年平均
還元井減衰率	%/年	5	5.0	データ不測のため変更なし

※数値を「地熱発電経済性評価ツール2025(JGA)」に使用

- ✓ 2020年度版「地熱発電の現状と動向」(火力原子力発電技術協会)のデータをベースに、それ以降のデータの追加や記載データの修正を発電事業者に依頼し、データを集計して算出
- ✓ 異常値と判断したデータは平均値等の計算から除外
- ✓ 生産井減衰率は右の計算式で算出
(1坑当たりの出力は、使用済み坑井を含めて算出)

$$\text{減衰率} = 1 - (B/A)^{(1/T)}$$

B: 計算対象期間の最後の年の1坑当たり出力(kW/本)

A: 計算対象期間の最初の年の1坑当たり出力(kW/本)

T: 計算対象期間(年)

3. 地熱発電コスト及び採算性の現状把握 2) 発電コスト

モデルケース（30MW）の建設費・操業費・発電コストの変化

	2012年3月19日調達価格 等算定委員会提示	2024年10月29日調達価格 等算定委員会報告	2025年8月モデル※
建設費 百万円	25,792	36,648	42,035
建設単価 万円/kW	86	122	140
追加井掘削費（15年間） 百万円	4,347	7,607	8,936
操業費（法定点検あり） 百万円/年	699	858	1,166
操業費（法定点検なし） 百万円/年	632	775	
発電電力量 MWh	193,694	193,694	203,824
15年平均発電コスト 円/kWh	13.7	19.3	21.9
30年平均発電コスト 円/kWh	9.3	13.0	16.5

※2025年8月モデルで新たに考慮した事項

※「地熱発電経済性評価ツール2025(JGA)」を用いて試算

- ・ 建設費：前述の通り物価上昇を考慮
- ・ 追加井掘削及び操業費：操業開始時から物価上昇率（2%/年）を加味
- ・ 発電コスト：操業中の金利を加味
- ・ 発電電力量：技術的パラメータを見直し（参考3）

- ✓ 2025年8月モデルは、可能な限り**現状の物価、調査・建設中金利等を反映**したことにより、2024年計算結果よりもコスト高となった。
- ✓ また、従来は考慮していなかった**操業時の物価上昇率を見込んだ**。

(参考6) 試算条件まとめ

■主な試算条件

分類	項目	単位	設定値				
発電	発電出力	kW	7,000	10,000	15,000	30,000	50,000
	発電方式	—	シングルフラッシュ				
	所内率	%	8				
	蒸気当たり出力	kW/(t/h)	121.3				
	稼働率	%	95.6				
	暦日利用率	%	84.8				
送電	連系点までの距離	km	10			15	
坑井	生産井 1 坑当たり蒸気流量	t/h/本	32				
	生産井成功率（運開前）	%	80				
	生産井成功率（運開後）	%	90				
	生産井減衰率（前年比）	%/年	4.1			5.1	
	汽水比	—	3.7				
	還元井 1 坑当たり還元能力	t/h/本	136				
	還元井成功率	%	100				
	還元井減衰率（前年比）	%/年	5				
販売	売電単価（15年目まで）	円/kWh	37.1	35.7	33.2	26	
	売電単価（16年目以降）	円/kWh	15				

【共通】

項目	単位	設定値
JOGMEC助成率（地表調査）	%	67
JOGMEC助成率（調査井）	%	50
調査井買取（対助成額）	%	50
調査・建設中金利	%/年	2
操業期間金利	%/年	2
耐用年数（坑井）	年	10
耐用年数（その他）	年	15
減価償却法		定額法
固定資産税率	%	1.4
法人税実効税率	%	30
非定検年修繕費率（対建設費）	%	0.5
定検年修繕費率（対建設費）	%	1
経年劣化係数（対前年度）	%	2
一般管理費率	%	8
物価上昇率（運開後）	%/年	2

3. 地熱発電コスト及び採算性の現状把握 3) 採算性

【2012年3月】

第3回調達価格等算定委員会ヒアリング時の試算

発電出力	kW	7,000	10,000	15,000	30,000	50,000
初期投資額（補助金控除後）	百万円	8,866	11,990	15,796	24,287	35,737
kW単価	万円/kW	127	120	105	81	71
発電原価（15年平均）	円/kWh	23.47	21.89	19.18	14.98	12.81
売電単価（15年固定）	円/kWh	40.25	37.57	32.89	25.80	22.05
税引き後IRR（15年）	%	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00

※税引き後IRRを8%（税引き前13%に相当）に固定し、売電単価（FIT希望価格）を算出

【2025年8月】

物価上昇、JOGMEC助成制度、FIP単価下落（フォーミュラ方式導入）等を考慮

発電出力	kW	7,000	10,000	15,000	30,000	50,000
初期投資額（補助金控除後）	百万円	15,925	21,621	27,485	40,895	59,120
kW単価	万円/kW	228	216	183	136	118
発電原価（15年平均）	円/kWh	33.22	32.01	27.83	21.91	19.87
発電原価（30年平均）	円/kWh	24.12	23.43	20.44	16.50	15.20
売電単価（2026年度FIP価格）	円/kWh	37.10	35.66	33.24	26.00	26.00
売電単価（16年目以降想定）	円/kWh	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
税引き後IRR（15年）	%	1.03	0.44	1.93	1.73	3.27
税引き後IRR（20年）	%	1.08	1.50	2.47	2.55	4.05

※「地熱発電経済性評価ツール2025(JGA)」を用いて試算

- ✓ FIT導入時は、8%程度の税引き後IRRが期待されていたが、現状は、物価上昇等の影響により投資困難なレベルに低下。

3. 地熱発電コスト及び採算性の現状把握 4) 稼働年数

地熱発電所（1,000kW以上）の稼働実績

稼働年数	稼働停止*1		稼働中	建設中	計
	運転終了*2	設備更新*3			
50年以上		2	1		3
40年以上50年未満	1	1	2		4
30年以上40年未満			5		5
30年未満		2	20	2	24
計	1	5	28	2	36

*1：地上設備老朽化等による発電所の停止

*2：設備更新以外の理由による稼働停止

*3：地熱貯留層が利用可能で地上設備が老朽化した場合に設備更新により発電を継続する

- ✓ 1,000kW以上の地熱発電所は、建設中のものを含めて36発電所（建設中は2発電所）
- ✓ 50年以上稼働した（又は稼働中の）発電所は3発電所、40年以上は7発電所
- ✓ 稼働年数最長は約56年(2022年8月より設備更新中)、稼働中発電所では約51年
- ✓ 設備容量10,000kW以上の発電所で40年以内に稼働を停止（設備更新含む）したものはない
- ✓ 稼働を停止した6発電所のうち4発電所は設備更新（1発電所は、2回更新）
- ✓ 更新せずに運転を終了した発電所は 1 発電所のみ（稼働年数40年以上）

(参考 7) 地熱発電所稼働年数 (1,000kW以上、2025年6月1日時点)

発電所名	所在地	発電事業者 蒸気熱水供給事業者	設備容量 kW	運転開始 年月日	稼働停止 年月日	運転期間 年	発電方式	FIT/FIP 制度	備考
松川 (更新前)	岩手県八幡平市	東北自然エネルギー(株)	23,500	1966/10/8	2022/08	55.9	DS	—	設備更新のため停止
大岳 (更新前)	大分県九重町	九電みらいエナジー(株)	12,500	1967/8/12	2020/10	53.2	SF	—	設備更新のため停止
大沼	秋田県鹿角市	三菱マテリアル(株)	10,000	1974/6/17	稼働中	51.0	SF	—	
八丁原1号	大分県九重町	九電みらいエナジー(株)	55,000	1977/6/24	稼働中	48.0	DF	—	
葛根田(1号)	岩手県雫石町	東北自然エネルギー(株)	50,000	1978/5/26	2022/10/1	44.4	SF	—	
森	北海道森町	北海道電力(株)	25,000	1982/11/26	稼働中	42.5	DF	—	
鬼首 (更新前)	宮城県大崎市	電源開発(株)	15,000	1975/3/19	2017/3/31	42.1	SF	—	設備更新のため停止
八丁原2号	大分県九重町	九電みらいエナジー(株)	55,000	1990/6/22	稼働中	35.0	DF	—	
上の岱	秋田県湯沢市	東北自然エネルギー(株)	28,800	1994/3/4	稼働中	31.3	SF	—	
山川	鹿児島県指宿市	九電みらいエナジー(株)	30,000	1995/3/1	稼働中	30.3	SF	—	
澄川	秋田県鹿角市	東北自然エネルギー(株) 三菱マテリアル(株)	50,000	1995/3/2	稼働中	30.3	SF	—	
柳津西山	福島県柳津町	東北自然エネルギー(株) 奥会津地熱(株)	30,000	1995/5/25	稼働中	30.0	SF	—	
大霧	鹿児島県霧島市	九電みらいエナジー(株) 日鉄鉱業(株)	30,000	1996/3/1	稼働中	29.3	SF	—	
葛根田(2号)	岩手県雫石町	東北自然エネルギー(株)	30,000	1996/3/1	稼働中	29.3	SF	—	
滝上	大分県九重町	九電みらいエナジー(株) 出光大分地熱(株)	27,500	1996/11/1	稼働中	28.6	SF	—	
杉乃井 (更新前)	大分県別府市	㈱杉乃井ホテル	3,000	1981/11	2006/01	24.2	SF	—	設備更新のため停止
八丁原バイナリー	大分県九重町	九電みらいエナジー(株)	2,000	2006/4/1	稼働中	19.2	B	—	
杉乃井 (更新後)	大分県別府市	㈱杉乃井ホテル	1,900	2006/4/1	2022/01	15.8	SF	—	設備更新のため停止
メディアポリス指宿	鹿児島県指宿市	㈱メディアポリスエナジー	1,580	2015/2/18	稼働中	10.3	B	FIT	
わいた	熊本県小国町	(同)わいた会	2,145	2015/6/16	稼働中	10.0	SF	FIT	
菅原バイナリー	大分県九重町	九電みらいエナジー(株)	5,000	2015/6/29	稼働中	9.9	B	FIT	
滝上バイナリー	大分県九重町	出光大分地熱(株)	5,050	2017/3/1	稼働中	8.3	B	FIT	
山川バイナリー	鹿児島県指宿市	九電みらいエナジー(株)	4,990	2018/2/23	稼働中	7.3	B	FIT	
松尾八幡平	岩手県八幡平市	岩手地熱(株)	7,499	2019/1/29	稼働中	6.3	SF	FIT	
山葵沢	秋田県湯沢市	湯沢地熱(株)	46,199	2019/5/20	稼働中	6.0	DF	FIT	
大岳 (更新後)	大分県九重町	九電みらいエナジー(株)	14,500	2020/10/5	稼働中	4.7	DF	FIT	地下設備流用型
奥飛騨温泉郷中尾地熱発電所	岐阜県高山市	中尾地熱発電(株)	2,400	2022/12/1	稼働中	2.5	DF	FIT	
南阿蘇湯の谷地熱発電所	熊本県南阿蘇村	㈱南阿蘇湯の谷地熱	2,168	2023/3/3	稼働中	2.2	SF	FIT	
鬼首 (更新後)	宮城県大崎市	電源開発(株)	14,900	2023/4/2	稼働中	2.2	SF	FIT	全設備更新型
森バイナリー	北海道森町	森バイナリーパワー合同会社	2,000	2023/11/24	稼働中	1.5	B	FIT	
安比	岩手県八幡平市	安比地熱(株)	14,900	2024/3/1	稼働中	1.3	SF	FIT	
小国町おこしエネルギー	熊本県小国町	㈱小国町おこしエネルギー	4,990	2024/3/1	稼働中	1.3	SF	FIT	
南茅部	北海道函館市	ORジオ南茅部(株)	6,500	2024/5/1	稼働中	1.1	BN	FIT	
杉乃井 (再更新後)	大分県別府市	㈱杉乃井ホテル	1,100	2024/9/1	稼働中	0.7	B	—	
松川 (更新後)	岩手県八幡平市	東北自然エネルギー(株)	14,990	(2025/10)	建設中		DS		地下設備流用型
わいた第2	熊本県小国町	わいた第2地熱発電(株)	4,995	(2026/3)	建設中		SF		

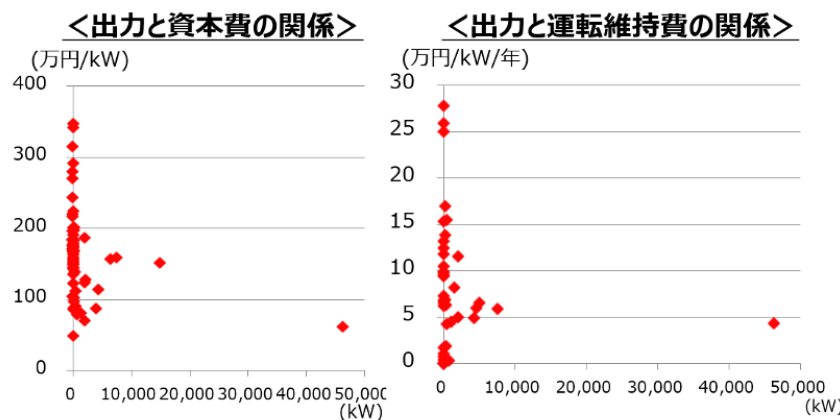
(参考 8) 小規模発電における現状と課題

- ✓ 1,000kW未満の小規模発電の申請及び認定件数は、FIT制度開始当初は多かったものの、最近では激減している
- ✓ 操業を開始した1,000kW未満の小規模発電の資本費、運転維持費、設備利用率は、バラツキが極めて大きく、個別要因の影響が大きいと思われる
- ✓ 1,000kW未満の小規模発電は、既存の坑井を活用した温泉発電が中心と思われ、設備利用率は坑井及び設備維持管理の体制、経験・ノウハウに左右されているものと推定される。

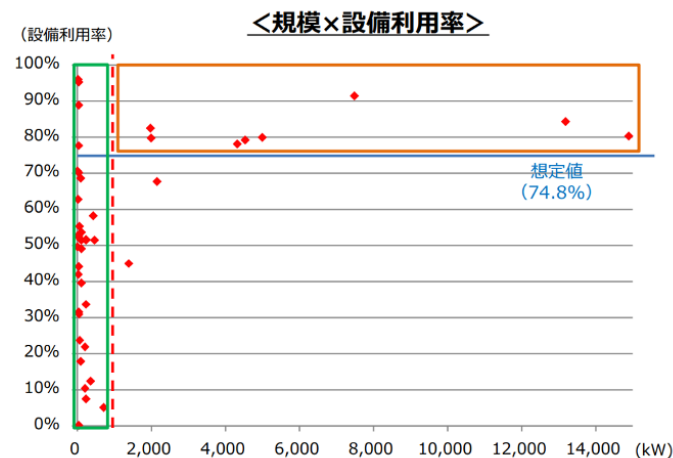
※当協会の正会員85社にアンケート調査を実施した結果、小規模地熱発電を計画中と回答した企業は2社

1,000kW未満の年度別認定件数、導入件数、導入量															
年度	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	合計
認定件数	3	4	8	22	20	2	9	2	9	11	1	1	0	0	92
導入件数	0	0	6	7	7	22	9	5	7	4	1	5	0	0	73
導入量(kW)	274	1,010	358	4,209	3,406	99	1,528	300	1,808	2,739	280	125	0	0	16,136

＜出典＞：エネHP、2025年6月30日のデータ



※資本費・運転維持費については、2024年7月17日時点までに報告された定期報告を分析対象としている。



※2023年6月～2024年5月までのデータを対象。

＜出典＞：調達価格等算定委員会(2025年2月3日)

4. 自立化に向けた対応策 1) 技術的対応策

➤ 掘削費低減

- ✓ 自立化のためには、地熱発電所の調査・建設費の30～40%を占める掘削費の低減が必須
- ✓ 掘削費の低減は、1坑当たりの掘削費低減だけでなく、掘削成功率や坑井能力の向上による掘削本数の低減などの視点が重要
- ✓ 掘削に関する様々な課題を抽出し対応策について検討することを目的としてJGA内に「掘削課題検討WG」を設置(8/18 第1回、10/9 第2回)
- ✓ その中で①人材/雇用、②コスト/契約、③掘削機器/資機材、④規制、⑤技術、⑥その他に分類して現状及び対応策を整理(参考9参照)
- ✓ 掘削費上昇の要因分析や対応策を実施した場合の掘削費低減効果の定量化については、情報量の豊富なJOGMECと共同で実施予定

➤ 発電所関連費低減

- ✓ タービン効率や所内率等の技術的パラメータについて現状と動向を確認(タービンメーカーとの意見交換、コストインパクトの試算等)
- ✓ NEDO等の技術開発及び導入による発電コスト低減効果の定性的・定量的な分析を実施予定

(参考 9) 掘削に関する課題と対応策

掘削課題整理票(掘削課題検討WG資料より)

NO	分類	課題	重要度
I 人材/雇用			
1	人材不足	・現場管理者、現場技術者および特科要員(電気係、機械係、溶接係)の確保が出来ていない。 →工事(新規地域、既存地域)の新掘/改修工事の受発注が計画通り進まない	◎
2	人材不足	発注者側の施工管理能力向上	◎
3	技術継承	継続的な雇用問題等により、中間層の技術者不足	◎
4	外国人技術者	コミュニケーション問題	○
5	認知度向上	希望数減	○
6	労働環境	労働時間制限や、長期出張者の帰宅休暇取得に対応する必要がある。	○
II コスト/契約			
1	コスト上昇	・FIT導入当初と比較して、掘削費が1.5倍以上に上昇している。 ・新規参入を検討する事業者が減る可能性がある。 ・トラック業界の「働き方改革」により輸送に係る時間が延び、工期が長期化し、コスト増に ・JOGMECの助成金制度では1地域、1年に1坑井しか掘削できない。複数坑井掘削できればコストの大幅削減に。 注)「加速化パッケージにより1年の掘削本数「1案件1本」の本数制限を撤廃。	◎
2	契約形態	単年度契約 →中長期的な事業計画が立案しづらい	○
3	契約形態	デイレート契約の実施 (I-2に関わる)	○
4	機材輸送費	掘削機が遠方にある場合、輸送コストが掛かる	○
5	機材輸送リスク	山間部の機材輸送に関する問題	○
6	外国人技術者	外国人技術者の社員雇用維持に必要な経費の高騰	△
7	掘削工事敷地/搬入路	関係官庁による敷地面積(法面上2000m2)規制。	◎

NO	分類	課題	重要度
III 掘削機器/資機材			
1	掘削機器の省力化および機器メンテナンス	安全性・省力化を目的に新規ならびに既存機材を更新しているが、故障およびメンテナンスの部品調達に苦慮している	○
2	掘削機材老朽化	掘削機材老朽化に伴う故障リスク大。 機材更新に伴う、投資増	○
3	資機材調達(納期)	・掘削、改修等の工事を実施したい時に、長納期品(CSG、坑口装置、アクセスリ等)の影響により工事が出来ない時がある	○
IV 規制			
1	掘削工事敷地	関係官庁による敷地面積(法面上2000m2)規制。	◎
2	働き方改革関連法対応	2024年4月から当法案の「時間外労働45時間以内、年6回まで(一事業所)」により、掘削工事のコストダウンに繋がる継続作業の実施が難しくなっている。また増員するための人材不足が発生する。	◎
3	関係法令(地熱法)	現在、温泉法に沿って掘削工事を行っている。 →温泉審議会承認後、掘削できる期間に制限がある為、複数年長期計画ができず、都度申請を行っている。	◎
V 技術			
1	探査技術の向上(解析時間短縮)	貯留層選定	◎
2	掘削情報等の共有	開発地域ごとの掘削情報等(地質情報/使用ビット/トラブル)を共有できていない	◎
3	掘進率	掘削コストに大きく影響する掘進率が、最近の海外実績に比較して、大きく劣後している。	◎
4	逸泥対策	・効果的な逸泥対策がない ・浅部逸泥層への対処	◎
5	掘削技術	大深度掘削への対応 →高トルク&ドラッグ →坑内アクセス(ボリュウム)把握	○
VI その他			
1	ライフライン	現場宿舎(昼食等)の確保が困難 →インバウンドの影響による宿泊費高騰	○
2	埋坑(需給バランス/コスト上昇)	・既存井における直接寄与しない坑井の埋坑作業が敬遠されがち	○
3	次世代地熱の推進	「次世代地熱を推進」の進め方	

※各課題の内容、これまでの対処例、今後の対策案、定量化等について、JOGMECほかとの意見交換を踏まえて整理する予定

4. 自立化に向けた対応策 2) 需要家向けの対応策

➤ コーポレートPPA

- ✓ 地熱発電による電気をコーポレートPPAにより需要家に供給している事例は、FIT導入以前の発電所の事例は数件公表されているが、FIT導入後の発電所の事例は確認していない。
- ✓ 地熱の特長である長寿命・安定を活かした長期のPPAが効果的
- ✓ 新規発電所においては、RE100企業など環境意識の高いグローバル企業と長期～超長期の受給契約を締結し、コストと収益を平準化することは可能（FIP制度との併用も可能）
- ✓ 例えば契約期間の前半は高め、後半は低めに価格を設定することで、IRRを向上させることも検討の余地あり
- ✓ 「発電事業者売電価格＋託送料＋需給調整費用＋小売事業者の手数料・利益等＝需要家売電価格」となるので、発電事業者が小売資格を取得する等により小売事業者等に支払う「手数料・利益等」を削減すれば、発電事業者の売電収入を増加させることが可能

4. 自立化に向けた対応策 2) 需要家向けの対応策

➤ 地熱の利用価値拡大

- ✓ 非化石価値等の再エネ価値が適切に評価される環境の整備(例示:当該価値の制度的根拠の確立、購入インセンティブの創出)の早期実現に向け、当該価値負担に係る社会受容性醸成のため、再エネ利用意義および必要性に係る広報活動を展開
- ✓ 直接熱利用、有価金属回収などによる地熱の付加価値のマネタイズに向け、ビジネスモデル構築や潜在的需要家へのアプローチを今後実施

4. 自立化に向けた対応策 3) 日本地熱協会が要望する政策的対応策

- エネ庁地熱研究会やJGA拡大政策部会などを通じて官民で協議しながら、FIT/FIP制度からの自立化を目指した中長期的な方策を検討中
- ✓ JOGMECの助成制度やポテンシャル調査(フロンティアプロジェクトを含む)が発電コストにどの程度インパクトを与えるか試算し、効果的な制度設計(調査内容、調査井等の買取価格など)に活用されること
- ✓ 従来型地熱発電に関する技術開発に対する支援(国による研究開発、実証試験、民間の研究開発補助等)の強化
- ✓ 地熱を重要電源と位置付けることにより、以下の政策的支援の検討を要望
 - ①FIT/FIPに代わる売電価格安定化制度(地熱プレミアム)の創設
 - ②地熱など長期安定型再エネ電源に特化した電力取引市場の創設
 - ③系統連系費用に対する補助制度の創設
- ✓ 償還付建設費補助制度※の創設により、国庫の負担を最小限にしてキャッシュフローを改善し採算性(IRR)を向上させる
 - ※例えば、建設費を数十%補助し、補助金相当額を運転開始後数年目以降に10年程度かけて均等償還すると、国費の収支バランスを取りつつ採算性の向上が可能となる
- ✓ JOGMEC債務保証期間を延長(例えば運開後20年間)することにより、意思決定時の採算計算期間を現在一般的に用いられている15年から20年への延長を誘導し採算性(IRR)の向上を図る

5. 対応策の定量的効果の試算

- ✓ 対応策の具体的な内容、定量分析、目標値の設定、効果の試算を同時並行で実施中
- ✓ 下記は、各項目について仮の目標値に対する効果と対応策を例示したもの

分類	NO	内容	仮目標	発電コスト(円/kWh)			IRR (%)		検討中の対応策 (例)
				15年平均	20年平均	30年平均	15年	20年	
ベースケース (30,000kW)				21.9	18.5	16.5	1.7%	2.6%	※売電単価(15年間)＝26円/kWh (FIP適用時) (16年目以降は15円/kWhと仮定)
掘削	①	掘削費 (単体)	10%削減	21.2	17.9	15.9	2.3% (+0.6%)	3.2% (+0.6%)	掘進率向上、逸泥対策日数削減、搬入組立・解体撤去日数削減、掘削機器高性能化・省力化、掘削機器稼働率向上、資機材発注等効率化、契約形態見直し、人材育成 (発注側、受注側とも) . . .
探査	②	1坑当たりの蒸気量	10%向上	21.4	18.0	16.2	2% (+0.3%)	3% (+0.4%)	有望地域の探索 (ポテンシャル調査、フロンティアプロジェクト、助成金調査等)、物理探査技術の向上、貯留層評価技術の向上、坑井刺激、EGS . . .
貯留層	③	生産井減衰率	3%に低減	21.0	17.5	15.6	2.4% (+0.7%)	3.3% (+0.7%)	貯留層評価・管理技術の向上、適切な規模での開発、適切な坑井配置、適切な生産・還元流量の調整、地上設備の運用改善 . . .
	④	還元井減衰率	3%に低減	21.6	18.2	16.1	2.0% (+0.3%)	2.9% (+0.4%)	
地上設備	⑤	蒸気当たり発電量	10%向上	21.2	17.9	16.0	2.1% (+0.4%)	3.2% (+0.6%)	軸流化によるタービン効率の向上 . . .
	⑥	所内率	10%低減	21.7	18.3	16.4	1.8% (+0.1%)	2.7% (+0.1%)	ポンプ・ガス抽出機等の効率向上 . . .
	⑦	建設費全般	10%削減	21.1	17.8	16.0	2.3% (+0.6%)	3.1% (+0.5%)	契約、工事監理等の見直し . . .
O&M	⑧	操業人員	10%削減	21.8	18.4	16.4	1.8% (+0.1%)	2.6% (+0.1%)	業務効率化、複数発電所一括管理 . . .
地下関係総合 (①～④)				20.0	16.5	14.5	3.4% (+1.7%)	4.5% (+1.9%)	
地上関係総合 (⑤～⑧)				20.2	17.0	15.3	2.9% (+1.2%)	3.9% (+1.3%)	
総合 (①～⑧)				18.4	15.2	13.4	4.7% (+3.0%)	5.8% (+3.2%)	
上記の発電コスト削減率 (対ベースケース)				16%	18%	19%	-	-	

6. 2027年度以降のFIP価格について

- 地熱発電の自立化に向けコスト削減策の具体化とビジネスモデルの構築を急ぐとともに、諸政策的対応策の効果が顕在化するまでの間、**2026年度の価格**（1,000kW 40円/kWh、30,000kW 26円/kWhとするフォーミュラ方式）を**据え置き**としていただきたい。

【理由】

- ✓ 地熱発電開発はリードタイムが長く、FIP価格の低下は、現在進行している多くの地熱プロジェクトに多大な影響を及ぼす。
- ✓ フォーミュラ方式の導入によりFIP価格は、30,000kW以上では不変であるものの、計画中の案件が多い15,000kWでは、40円/kWhから33.24円/kWhに6.76円/kWh低下。
- ✓ 掘削費、プラント建設費、人件費の高騰等により、新規開発の経済性が成り立たなくなっているため、より踏み込んだコスト削減策の具体化が必要。
- ✓ 今年度より、官民共同で自立化に向けた本格的な検討を実施しているが、フロンティアプロジェクト等の政策も含めた対応策が効果を発揮するためには時間が必要である。

ご清聴ありがとうございました