

3.6 中小水力発電の安定的普及に資するデータ作成・搭載

3.6.1 調査の目的と使用データ

(1) 調査目的

令和2年度再生可能エネルギー導入ポテンシャルに関する調査委託業務（以下、令和2年度調査という。）において、水力発電所の出力変動に直結する河川流量のデータと電力市場価格に関するサンプルデータを収集し、両者の相関関係を定量化した。

一方、令和4年4月からFIP制度がスタートすることになり、今年度は審議会等で制度設計の議論が進められた。

本調査では、令和3年2月時点で設計されたFIP制度にもとづいたシミュレーションを行い、小水力発電所の期待収入とFIP制度の基準価格にどの程度の偏差が生じるかを算出し、小水力発電計画立案者に事業リスク分析に使用できるデータを提供することを目指した。シミュレーションを行う地点数については、昨年度調査のサンプル地点に加え、1時間単位の河川流量データが入手できるできるだけ多数の地点に幅を広げた。

(2) 使用データ

1) 価格データ

市場価格データは、小売市場が一定程度整備された2017年度以降、2019年度までの期間について、一般送配電会社ごと（沖縄電力を除く）における30分1コマごとのスポット価格を使用した。FIP制度では年度単位でプレミアム調整が行われるため、暦年ではなく年度単位でデータ処理を行った。

2) 流量データ

河川データは、国土交通省が一級水系に設置している水位流量観測所（以下、観測所）の毎時データを使用した。使用する地点選択にあたっては、欠測が多い地点や上流のダムによる流量調整の影響が大きい地点は除外した。

流量データは暦年単位で翌年12月頃に公表されるため、本調査期間で入手可能なのは2019年度（2020年1～3月まで）以前のデータである。

データを使用した観測所は合計78地点である。観測所の一覧を表3.6-1に示す。

表 3.6-1 データを使用した河川流量観測所

地方名	観測所名（）内は水系名
北海道 ^(注1)	中愛別（石狩川）、曙橋（石狩川）、白井（石狩川）、幌毛志橋（沙流川）、今金（後志利別川）
東北 ^(注1)	川井（雄物川）、安養寺（雄物川）、長野（雄物川）、明法（子吉川）、落合（鳴瀬川）
関東 ^(注2)	山方（久慈川）、上里見（利根川）、岩本（利根川）
北陸	葛籠山（荒川）、小渡（荒川）、山科（阿賀野川）、馬下（阿賀野川）、生田（信濃川）、陸郷（信濃川）、堀之内（信濃川）、高田（関川）、宇奈月（黒部川）、瓶岩（常願寺川）、大沢野

地方名	観測所名 () 内は水系名
	大橋 (神通川)、大門 (庄川)、津沢 (小矢部川)、中島 (手取川)、埴田 (梯川)
中部	奈良間 (安倍川)、伊那富 (天竜川)、犬居 (天竜川)、布里 (豊川)、岩津 (矢作川)、多治見 (庄内川)、美濃 (木曾川)、山口 (木曾川)、岡島 (木曾川)、河原田 (鈴鹿川)、大仰 (雲出川)、両郡 (櫛田川)
近畿	桂 (淀川)、名張 (淀川)、島ヶ原 (淀川)、板東 (大和川)、橋本 (紀の川)、板波 (加古川)
中国	片山 (千代川)
四国	深淵 (物部川)、常包橋 (土器川)、表川 (重信川)、湯渡 (重信川)、大洲 (肱川)、新谷 (肱川)、秋田 (渡川)、磯ノ川 (渡川)
九州 ^(注1)	中島 (遠賀川)、宮田橋 (遠賀川)、川島 (遠賀川)、下唐原 (山国川)、牟田部 (松浦川)、妙見橋 (六角川)、川上 (嘉瀬川)、裏山 (本明川)、小平 (筑後川)、小ヶ瀬 (筑後川)、船小屋 (矢部川)、同尻 (大分川)、胡麻鶴 (大分川)、白滝橋 (大野川)、陣内 (白川)、中甲橋 (緑川)、御船 (緑川)、大六橋 (緑川)、番匠橋 (番匠川)、三輪 (五ヶ瀬川)、柳瀬 (球磨川)、樋渡 (大淀川)、吉松 (川内川)

注1：北海道・東北・九州については、調査期間中に2020年データを得ることができなかったため、2017～2018年度のデータで取りまとめた。

注2：関東については、調査期間中に2019年以降のデータを得ることができなかったため、2017年度データのみで取りまとめた。

3.6.2 調査方法

(1) 「発電想定表」の作成

以下の要領で、観測所ごとに仮想発電所を想定し、各年次について30分コマごとに発電電力量や売電金額を算出した「発電想定表」を作成した。

以下、1)～5)の手順は令和2年度調査と同様である。

1) 仮想発電所諸元のうち、地点・年次に依存しない値の設定

河川流量観測所（以下、観測所）ごとに、以下の要領で仮想発電所を想定した。

まず、地点・年次に依存しない諸元として下表の値を想定した。その際河川維持流量に関しては、下図から流域面積100km²あたり0.8m³/sと想定した。ただし、降水量が少ない地域では使用水量がゼロの時間帯が多くなり後述(3)の手順で支障を生じたため、そのような地点では0.5m³/sとした。

表 3.6-2 仮想発電所の諸元想定（データ分析前の設定値）

項目	値	備考
①取水地点流域面積	10km ²	イメージしやすいよう任意に定めた（分析結果に影響しない）。
②有効落差	100m	同上。なお使用水量変化による損失水頭変化は無視した。
③流量設備利用率	60%	±0.1%に納まるよう、後述する最大使用水量を定めた。
④河川維持流量原単位	0.008m ³ /s/km ²	流域面積100km ² あたり0.8m ³ /s
⑤河川維持流量	0.08m ³ /s	①×④

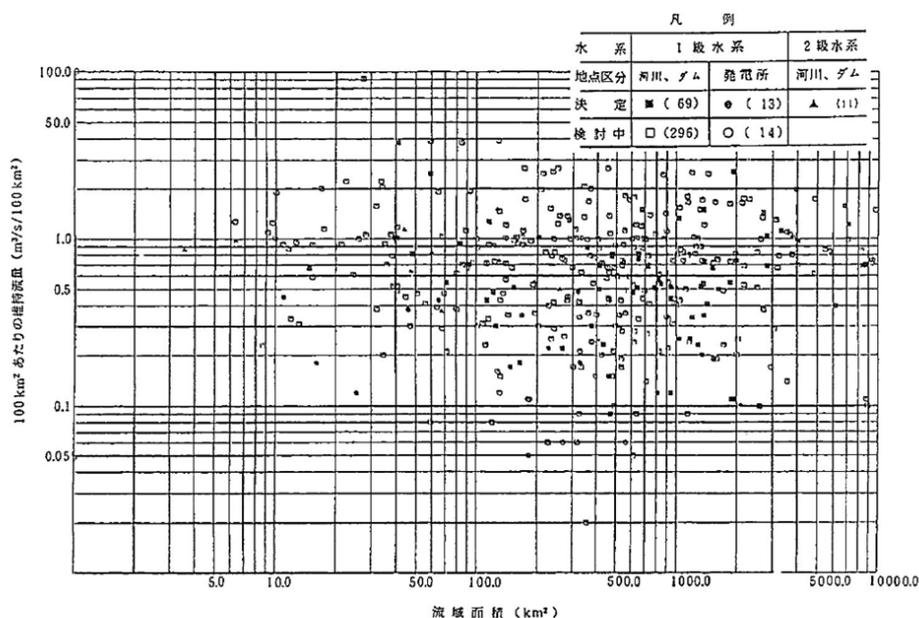


図 1-3 流域面積と 100km²あたりの維持流量 ~全国~

図 3.6-1 流域面積と 100km²あたりの維持流量の散布図

出典：国土交通省河川局河川環境課, 正常流量検討の手引き (案), H19.9

2) 合成効率表の設定

メーカー資料等を参考に、使用水量（水車の最大使用水量に対する比率）と合成効率^(注)の関係を示した合成効率表を設定した。この設定値は、変化させて感度分析も行った。

想定した合成効率を表 3.6-3 に示す。既存の水車発電機資料を参考に、比較的フラットな特性の（低出力時の効率低下が小さい）ものとして定めたものである。

注) 合成効率とは、水車効率・伝達効率・発電機効率を合成したもので、使用する水のパワー（有効落差と流量から算出される理論値）に対する発電機出力の比を表す。

表 3.6-3 想定した合成効率

使用水量	合成効率
100%	80.0%
90%	80.0%
80%	80.0%
70%	80.0%
60%	79.5%
50%	79.0%
40%	78.5%
30%	78.0%
20%	76.0%
10%	60.0%
0%	0.0%

3) 各時刻使用水量表の作成

以下の手順により、最大使用水量を定め、またそれに対応する1年間の各時刻使用水量を定めた。

手順① 仮の最大使用水量・各時刻使用水量・流量設備利用率の算出

一般的な河川データを参考に、仮の最大使用水量を定めた。

当該観測所・当該年次の時刻別流量と、最大使用水量（最初は仮の値）から、下式2により各時刻の使用水量を算出した。

1年間の各時刻使用水量（24時間×365日＝8760点）の平均値と最大使用水量の比が流量設備利用率である。

式1：流域面積比＝仮想取水地点流域面積（表 3.6-2 ①）÷当該観測所流域面積
式2：各時刻の使用水量＝当該観測所当該時刻流量×流域面積比－河川維持流量（表 3.6-2 ⑤）
ただしこの値が最大使用水量を超えた場合、当該時刻使用水量は最大使用水量とする

手順② ゴールシーク法による最大使用水量・各時刻使用水量・流量設備利用率の算出

手順①で算出した流量設備利用率が目標とする流量設備利用率（表 3.6-2 ③）より大きければ最大使用水量を大きくし、逆に小さければ最大使用水量を小さくして、手順①を再計算した。

これを繰り返して、許容差範囲に収まったらそこで得られた値を算出値とした。許容差範囲は原則として±0.1%としたが、その範囲に収まらない地点については±1%、±10%のように範囲を大きくし、また流量が特に少ない河川では河川維持流量を減じて対処した。

手順③ 観測所別、年次別の各時刻使用水量表の作成

観測所別、年次別に手順①・②を繰り返した。本分析では、同一観測所であっても年次ごとに諸元を作り直すこととした。これにより、地点別1年分の「発電電力量×市場価格」データセットを独立したものとして扱うことになる。

使用水量表は後述する売電金額表の一部になるので、5) で表イメージを示す。

4) 発電電力量の算出

使用水量表の各値に対して、下式3によりコマごとに発電電力量（30分間値）を算出した。

式3：発電電力量＝有効落差（表 3.6-2 ②）×使用水量×地表重力加速度（9.8m/s²）
×合成効率（表 3.6-3 で [使用水量÷最大使用水量] に対応する値）
×0.5時間

5) 発電想定表の作成

使用水量表の各値に対して、下式4によりコマごとに売電金額(30分間値)を算出した。河川流量データは1時間値であるがエリアプライスが30分単位なので、30分単位で作表した。そのアウトプットイメージを表3.6-4に示す(2017年1月1日分の48コマを抽出したもの)。

式4：各コマの売電金額＝当該コマの発電電力量×当該コマのエリアプライス

表 3.6-4 発電想定表のイメージ

年月日	時刻コード(注)	エリアプライス	使用水量	合成効率	発電電力量	売電金額
2017/1/1	1	7.43	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	2	7.32	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	3	6.11	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	4	6.11	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	5	6.11	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	6	6.11	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	7	6.05	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	8	6.05	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	9	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	10	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	11	5.6	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	12	5.32	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	13	5.34	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	14	5.32	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	15	5.34	0.124372	78.02%	47.54501	391.7709
2017/1/1	16	5.34	0.124372	78.02%	47.54501	391.7709
2017/1/1	17	5.01	0.124372	78.02%	47.54501	401.2799
2017/1/1	18	4.67	0.124372	78.02%	47.54501	399.3781
2017/1/1	19	4.67	0.124372	78.02%	47.54501	450.2513
2017/1/1	20	4.67	0.124372	78.02%	47.54501	446.9231
2017/1/1	21	4.67	0.124372	78.02%	47.54501	461.6621
2017/1/1	22	4.67	0.124372	78.02%	47.54501	449.7758
2017/1/1	23	4.65	0.124372	78.02%	47.54501	446.4477
2017/1/1	24	4.6	0.124372	78.02%	47.54501	446.4477
2017/1/1	25	4.47	0.124372	78.02%	47.54501	461.6621
2017/1/1	26	4.36	0.124372	78.02%	47.54501	462.1375
2017/1/1	27	4.55	0.124372	78.02%	47.54501	449.7758
2017/1/1	28	4.6	0.124372	78.02%	47.54501	462.1375
2017/1/1	29	4.64	0.124372	78.02%	47.54501	445.4968
2017/1/1	30	4.64	0.124372	78.02%	47.54501	461.6621
2017/1/1	31	4.84	0.124372	78.02%	47.54501	462.613
2017/1/1	32	4.84	0.124372	78.02%	47.54501	552.9485
2017/1/1	33	5.03	0.124372	78.02%	47.54501	553.424
2017/1/1	34	5.09	0.124372	78.02%	47.54501	553.424
2017/1/1	35	5.91	0.124372	78.02%	47.54501	552.9485
2017/1/1	36	5.91	0.124372	78.02%	47.54501	552.9485
2017/1/1	37	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	552.9485
2017/1/1	38	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	552.9485
2017/1/1	39	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	552.9485

2017/1/1	40	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	493.0418
2017/1/1	41	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	493.0418
2017/1/1	42	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	423.6261
2017/1/1	43	5.91	0.124372	78.02%	47.54501	400.8045
2017/1/1	44	5.91	0.124372	78.02%	47.54501	400.329
2017/1/1	45	5.91	0.124372	78.02%	47.54501	400.329
2017/1/1	46	5.91	0.124372	78.02%	47.54501	391.7709
2017/1/1	47	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955
2017/1/1	48	5.94	0.124372	78.02%	47.54501	391.2955

注：時刻コードは、0:00～0:30が「1」、0:30～1:00が「2」、23:30～24:00が「48」のように定められる。

(2) FIP 基準価格からの偏差の算出

売電平均価格から市場平均価格との差を FIP 基準価格からの偏差と定義し、月別値と年度合計値を算出した。

上記発電想定表の「売電金額」月合計値を「発電電力量」月合計値で除した値が月別の売電平均価格、それぞれの年合計値で除算した値が年度合計の売電平均価格となる。一方市場平均価格は、月ごとおよび年度全体で各コマの市場価格を平均して得た。

表 3.6-5 年度表の例（四国地方渡川水系磯ノ川観測所）

名称	年度	売電平均価格	市場平均価格	偏差
磯ノ川	2017	9.37	9.80	-0.44
磯ノ川	2018	9.46	8.88	0.58
磯ノ川	2019	7.33	7.18	0.15

(注) 価格・偏差の単位は[円/kWh]である。

表 3.6-6 月別表の例（四国地方渡川水系磯ノ川観測所、2017 年度）

名称	年	月	売電平均価格	市場平均価格	偏差
磯ノ川	2017	4	8.06	7.98	0.08
磯ノ川	2017	5	7.06	7.22	-0.16
磯ノ川	2017	6	7.96	7.50	0.46
磯ノ川	2017	7	9.80	10.15	-0.34
磯ノ川	2017	8	9.53	9.69	-0.16
磯ノ川	2017	9	7.31	7.44	-0.14
磯ノ川	2017	10	8.08	8.08	0.00
磯ノ川	2017	11	9.43	9.45	-0.02
磯ノ川	2017	12	12.79	13.01	-0.22
磯ノ川	2018	1	13.36	13.55	-0.19
磯ノ川	2018	2	15.11	14.95	0.15
磯ノ川	2018	3	9.11	8.89	0.22

(注) 価格・偏差の単位は[円/kWh]である。

(3) FIP 制度を想定したシミュレーションの実施

シミュレーションのアルゴリズムの元になる FIP 制度設計については、令和 3 年 2 月に定められた「エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計」（総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会、合同会議）（以下「詳細設計」という）に定められた内容を用いた。その後、令和 3 年 10 月 22 日に公表された「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力ガス事業分科会 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 中間整理（第 4 次）」の「市場高騰を踏まえた FIT 制度上の制度的対応」（p. 66～）においてプレミアム算出方法に修正が加えられたが、本調査の工程上アルゴリズム修正ができなかったため、その内容は反映していない。

以下、本調査で行ったプレミアム算出の具体的方法を記す。

1) 計算方法の全体像

詳細設計に記された、プレミアム算出方法の全体像を図 3.6-2 に示す。

これに基づいて、以下 2) 基準価格（FIP 価格）の算出方法、3) 市場価格の算出方法、4) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの処理方法、5) 市場価格以外の価値の算出方法、6) バランシングコストの算出方法の順に記す。

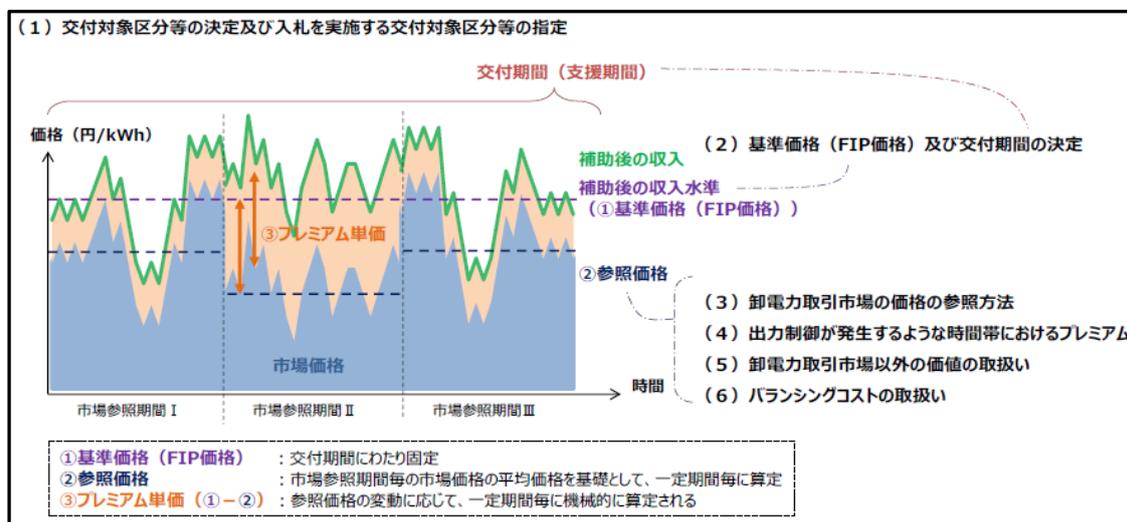


図 3.6-2 プレミアムの計算方法全体像

出典：総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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、総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会、合同会議、エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計、令和 2 年 3 月、ただし本調査に関係しない部分を除外した。

2) 基準価格 (FIP 価格) の算出方法

基準価格は当面 FIT 買取価格と同額とされている。表 3.6-7 に具体的金額を示す。

本調査の計算方法によれば、シミュレーションで得られる収入価格 (市場売電価格、プレミアム等すべて込み) と基準価格との差額は、基準価格の定めに関わりなく同額になる。たとえば、基準価格 34 円/kWh (200kW 未満の額) に基づき、ある年月の収入価格が 33 円/kWh (基準価格からの偏差 = -1 円/kWh) と算出された場合、基準価格が 29 円/kWh (200~1 千 kW 未満の額) なら 28 円/kWh に、27 円/kWh (1 千 kW~5 千 kW 未満の額) だったら 26 円/kWh のようになる。

後述するように本調査では仮想発電所の有効落差を 100m に固定して出力を算出するので、観測地点の流量により出力がどのレンジに入るかは変動するが、基準価格からの偏差は出力レンジに影響されない。

3) 市場価格の算出方法

市場価格は JPEX エリアプライスを使用した。

4) 出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの処理方法

市場価格が 0.01 円/kWh (下限価格) になった時間コマのプレミアムを 0 円/kWh とする一方、その分のプレミアム合計金額を同一月の他の時間コマに均等に割り振った。

5) 市場価格以外の価値の算出方法

JEPX 非化石価値取引市場の約定量加重平均価格を、各四半期 (2017 年度は通期) における市場価格以外の価値とした。結果的には、2017~2019 年度すべてにおいて 1.30 円/kWh であった。

6) バランシングコストの算出方法

資源エネルギー庁が毎年 3 月下旬に公表する「交付金の額の算定に係る〇〇年度のインバランスリスク単価」の金額を使用する。2017 年度は 0 円/kWh、2018~2019 年度は 0.01 円/kWh であった。

3.6.3 分析データの REPOS への搭載

(1) FIP 売電による期待収入の基準価格に対する偏差の整理

基準価格 (FIP 価格) は表 3.6-7 のように出力や既設導水路活用の有無により 8 通りに定められている。

一方、本シミュレーションによる結果はどの区分に入るかにかかわらず、基準価格からの偏差が一定であるため、その偏差を整理した結果を表 3.6-8~表 3.6-11 に示す。

例えば偏差が「-0.2 円/kWh」だった場合、基準価格が 34 円/kWh なら期待収入は 33.8 円

/kWh に、基準価格が 20 円/kWh なら 19.8 円/kWh になる。

表 3.6-7 FIP 基準価格 (2017~2019 年度)

出力区分 (新設)				出力区分 (既設導水路活用型)			
~200kW	~1000kW	~5000kW	~30000kW	~200kW	~1000kW	~5000kW	~30000kW
34 円/kWh	29 円/kWh	27 円/kWh	20 円/kWh	25 円/kWh	21 円/kWh	15 円/kWh	12 円/kWh

表 3.6-8 観測所データにもとづく FIP 売電期待収入の基準価格からの偏差 (北海道~関東)

水系	観測所名	基準価格 (FIP 価格) に対する偏差 (単位: 円/kWh)		
		2017 年度	2018 年度	2019 年度
[北海道]				
石狩川	中愛別	-0.057	-0.714	(注 1)
〃	暁橋	0.289	-0.303	(注 1)
〃	白井	0.072	-0.850	(注 1)
沙流川	幌毛志橋	-0.067	-0.854	(注 1)
後志利別川	今金	-0.104	-0.617	(注 1)
[東北]				
雄物川	川井	-0.269	-0.509	(注 1)
〃	安養寺	-0.224	-0.485	(注 1)
〃	長野	-0.031	-0.083	(注 1)
子吉川	明法	-0.165	-0.208	(注 1)
鳴瀬川	落合	-0.038	-0.140	(注 1)
[関東]				
久慈川	山方	-0.111	(注 2)	(注 2)
利根川	上里見	-0.280	(注 2)	(注 2)
〃	岩本	-0.367	(注 2)	(注 2)

注 1 北海道・東北は 2020 年の流量データ公表が遅れており、2019 年度データが処理できなかった。

注 2 関東は 2019・2020 両年の流量データ公表が遅れており、2018・2019 年度データが処理できなかった。

表 3.6-9 観測所データにもとづく FIP 売電期待収入の基準価格からの偏差 (北陸~中部)

水系	観測所名	基準価格 (FIP 価格) に対する偏差 (単位: 円/kWh)		
		2017 年度	2018 年度	2019 年度
[北陸]				
荒川	葛籠山	-0.079	-0.108	-0.515
〃	小渡	-0.088	-0.156	-0.444
阿賀野川	山科	-0.001	-0.243	0.342
〃	馬下	0.109	0.333	-0.295
信濃川	生田	-0.172	-0.960	0.362
〃	陸郷	-0.418	-1.010	0.320
〃	堀之内	-0.036	-0.149	-0.244
関川	高田	0.010	0.124	-0.565

水系	観測所名	基準価格（FIP 価格）に対する偏差（単位：円/kWh）		
		2017 年度	2018 年度	2019 年度
黒部川	宇奈月	-0.069	-0.750	0.412
常願寺川	瓶岩	-0.438	-0.988	0.102
神通川	大沢野大橋	-0.217	-0.825	-0.041
庄川	大門	0.282	-0.200	-0.456
小矢部川	津沢	0.214	0.044	-0.279
手取川	中島	0.128	-0.339	0.037
梯川	埴田	0.351	0.162	-0.434
〔中部〕				
安倍川	奈良間	-0.288	-1.251	0.347
天竜川	伊那富	0.228	-0.785	0.322
〃	犬居	-0.132	-1.226	0.505
豊川	布里	-0.142	-1.191	0.465
矢作川	岩津	0.129	-1.315	0.480
庄内川	多治見	-0.150	-1.148	0.283
木曾川	美濃	-0.024	-0.772	0.135
〃	山口	-0.019	-0.740	0.159
〃	岡島	0.120	-0.537	-0.034
鈴鹿川	河原田	0.309	-1.294	0.725
雲出川	大仰	-0.275	-1.194	0.573
櫛田川	両郡	0.081	-1.143	0.604

表 3.6-10 観測所データにもとづく FIP 売電期待収入の基準価格からの偏差（近畿～四国）

水系	観測所名	基準価格（FIP 価格）に対する偏差（単位：円/kWh）		
		2017 年度	2018 年度	2019 年度
〔近畿〕				
淀川	桂	-0.174	-1.259	0.043
〃	名張	-0.001	-1.422	0.299
〃	島ヶ原	-0.050	-1.095	0.361
大和川	板東	0.094	-0.689	0.201
紀の川	橋本	0.039	-0.967	0.421
加古川	板波	-0.062	-1.103	-0.089
〔中国〕				
千代川	片山	0.094	0.256	-0.690
〔四国〕				
物部川	深渕	-0.201	-1.534	0.382
土器川	常包橋	0.187	-0.755	0.331
重信川	表川	0.286	-0.877	0.297
〃	湯渡	-0.262	-1.060	0.628
肱川	大洲	0.117	-0.933	0.246

〃	新谷	0.054	-0.461	0.079
渡川	秋田	-0.441	-1.132	0.273
〃	磯ノ川	-0.121	-0.973	0.482

表 3.6-11 観測所データにもとづく FIP 売電期待収入の基準価格からの偏差（九州）

水系	観測所名	基準価格（FIP 価格）に対する偏差（単位：円/kWh）		
		2017 年度	2018 年度	2019 年度
[九州]				
遠賀川	中島	-0.296	-0.410	(注 1)
〃	宮田橋	-0.192	-0.341	(注 1)
〃	川島	-0.209	-0.737	(注 1)
山国川	下唐原	-0.121	-0.201	(注 1)
松浦川	牟田部	-0.109	-0.788	(注 1)
六角川	妙見橋	-0.046	-0.465	(注 1)
嘉瀬川	川上	-0.133	-0.387	(注 1)
本明川	裏山	-0.135	-0.508	(注 1)
筑後川	小平	-0.162	-1.002	(注 1)
〃	小ヶ瀬	0.346	-0.746	(注 1)
矢部川	船小屋	-0.536	-0.861	(注 1)
大分川	同尻	0.038	0.019	(注 1)
〃	胡麻鶴	-0.484	-0.834	(注 1)
大野川	白滝橋	-0.196	-0.230	(注 1)
白川	陣内	-0.001	-0.044	(注 1)
緑川	中甲橋	-0.126	-0.234	(注 1)
〃	御船	-0.200	-0.347	(注 1)
〃	大六橋	-0.144	-0.038	(注 1)
番匠川	番匠橋	-0.270	-0.675	(注 1)
五ヶ瀬川	三輪	-0.337	-0.641	(注 1)
球磨川	柳瀬	-0.290	-0.674	(注 1)
大淀川	樋渡	-0.246	-0.267	(注 1)
川内川	吉松	-0.282	-0.417	(注 1)

注 1 九州は 2020 年の流量データ公表が遅れており、2019 年度データが処理できなかった。

（２） REPOS 搭載データの整理

REPOS へ搭載するデータは、月ごと及び年度ごとに算出した売電平均価格・市場平均価格・価格偏差の 3 データとした。

各データは、それぞれ下記のように算出したものである。

- ① 売電平均価格は、時間コマごとの発電量に当該コマの市場単価を乗じ、それを月間または年間合計した上で総発電量で除して平均化した価格である。
- ② 市場平均価格は、当該期間中の市場価格を単純平均したものである。

③ 価格偏差は、上記①から②を引いた値である。売電平均価格が市場平均価格より安くなれば、偏差は負値となる。

例として、北海道石狩川水系中愛別観測所の2017年度月別データを表3.6-12に示す。

表 3.6-12 石狩川水系中愛別観測所の2017年度データ

名称	年	月	売電平均価格	市場平均価格	価格偏差
中愛別	2017	4	10.68	10.76	-0.08
中愛別	2017	5	10.38	10.38	0.00
中愛別	2017	6	10.47	10.47	0.00
中愛別	2017	7	12.92	12.97	-0.05
中愛別	2017	8	12.29	12.32	-0.03
中愛別	2017	9	10.48	10.60	-0.12
中愛別	2017	10	13.46	13.84	-0.38
中愛別	2017	11	11.61	11.62	-0.01
中愛別	2017	12	13.05	13.01	0.04
中愛別	2018	1	13.57	13.53	0.04
中愛別	2018	2	16.34	16.28	0.06
中愛別	2018	3	13.90	13.97	-0.07

(3) 説明文の作成と REPOS への搭載

REPOS へ分析データを搭載にするにあたり、ユーザーが分析データの意味や利用方法が分かるよう、説明文を作成し、分析データとともに REPOS へ搭載した。

作成した説明文の一部と掲載イメージを図3.6-3に示す。

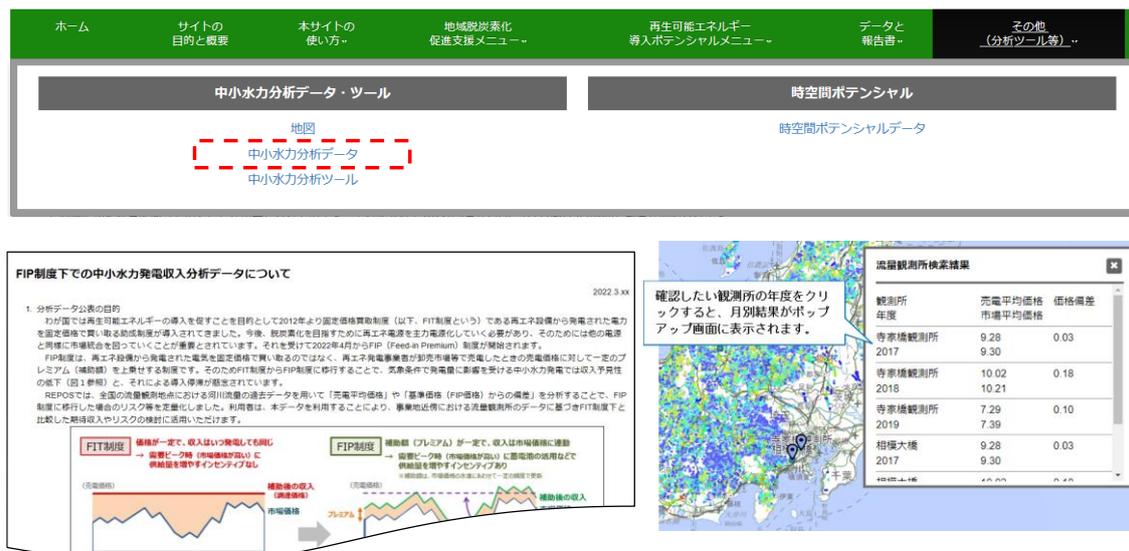


図 3.6-3 REPOS へ掲載した分析データと説明文のイメージ