

5.1.2 再生可能エネルギー導入ポテンシャル等への影響の整理

(1) 再生可能エネルギー導入ポテンシャルに影響を及ぼす要因の整理

把握された動向が再生可能エネルギーの導入環境・ビジネス環境に与える影響、ひいては再生可能エネルギー導入ポテンシャルに及ぼす影響を整理した。表 5.1-32～5.1-35 に整理結果を示す。

表 5.1-32 社会動向が導入環境や再エネ導入ポテンシャルに及ぼす影響（その①）

動向		想定される影響			
		再エネの導入環境・ビジネス環境への影響	再エネ導入ポテンシャル		
			影響有無	影響を受け得る項目	予想される傾向
2050年実質CO ₂ ゼロ宣言を踏まえた各種政策動向		<ul style="list-style-type: none"> 各種法令・制度化及び目標値の設定により、再エネ市場が拡大することが予想される ➤ カーボンプライシングの再検討 ➤ 地域脱炭素ロードマップ策定 ➤ 再エネ発電目標 2030年 40%以上 ➤ 温対法の改正による実行計画（区域施策編）への再エネ目標義務付け ➤ ガソリン車の新車販売禁止の動き 	○	シナリオ別導入可能量	増加
FIT制度の抜本的見直し	競争電源としてFIP制度へ移行	<ul style="list-style-type: none"> プレミアム価格や売電価格が市場と連動するため予見性が低下 インバランス特例が廃止されるため発電量予測が必要。代行業など新たなビジネス形態が出てくる可能性がある 	○	シナリオ別導入可能量	不明
	地域活用電源としてFIT制度継続	<ul style="list-style-type: none"> 地域活用要件を満たすために追加費用がかかる（災害時活用） 自家消費率の要件を満たすため、設置場所が制限される 市町村の防災計画等への位置付けや自治体による直接事業（出資は関与が低いいため要件が上がる可能性あり）する必要があるなど、自治体の主体的関与が必要 			
基幹送電線の利用ルールの抜本的見直し		<ul style="list-style-type: none"> 系統混雑時に出力を抑制されるリスクが減少される 「コネクト&マネージ」による再エネ事業の収益性やその予見性が増し、系統制約が大幅に緩和される可能性がある 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加
非化石価値取引市場の開設		<ul style="list-style-type: none"> 非化石価値の顕在化 高度化法の非化石電源調達目標の達成を後押し FIT制度の賦課金の負担軽減 	—	—	—
ベースロード市場の開設		<ul style="list-style-type: none"> 小売電気事業者間のベースロード電源（原子力、石炭火力、一般水力等）へのアクセス環境を公平化し、小売競争を活性化する 	—	—	—

表 5.1-33 社会動向が導入環境や再エネ導入ポテンシャルに及ぼす影響（その②）

動向	想定される影響				
	再エネの導入環境・ビジネス環境 への影響	再エネ導入ポテンシャル			
		影響 有無	影響を受け 得る項目	予想され る傾向	
容量市場の開設	<ul style="list-style-type: none"> ・ 将来の供給力 (kW) を取引することで長期的な投資回収の予見性が高まるが、既に同様の制度がある英米では既存電源の落札が大半を占めており電源新設の影響が小さい可能性がある ・ FIT の適用を受けている電源以外の再エネも参加できるが、現時点で影響を想定することは難しい ・ 第1回入札が7月に実施され、1万4,137円/kWhと高値で約定され、電気事業（特に電源を持たない新電力）への影響は甚大。新規参入する再エネ事業者の負担になる可能性がある ・ 制度凍結の動きあり、動向を注視する必要がある 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	シナリオ別（減少）	
送配電ルールの変更	<ul style="list-style-type: none"> ・ レベニューキャップ制度の導入によりコスト削減分が利益とできるためコスト効率化、必要な投資の確保（再エネ導入拡大に資する送配電網の増強）に繋がる 	—	—	—	
自治体による乱開発の阻止／メガソーラー計画への住民反対	<ul style="list-style-type: none"> ・ 適地の縮小 	○	導入ポテンシャル量	減少	
災害対策	災害時計画停電時のインバランス料金高価格設定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 経営体力が小さい事業者（新電力事業者等）の淘汰 ・ DR や需給予測などのビジネス拡大 	—	—	—
	土砂災害警戒区域の追加指定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 適地の縮小 	○	導入ポテンシャル量	減少
	災害リスクのシミュレーション結果公表（技術動向）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 適地の縮小（被害想定地域への設置制限） ・ 災害対策（費用の積み増し）による事業性の低下 	○	導入ポテンシャル	減少
洋上風力3ヶ所4区域の供給価格上限額を設定	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2020年度の調達価格は、2014～2019年度の着床式洋上風力発電の36円/kWhから大幅に減額した29円/kWhとしたがIRR（内部収益率）は10%で据え置きのためビジネス環境への影響はないものと思われる 	—	—	—	
国が洋上風力の拡大目標を発表	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国主導による導入拡大が進むため、市場の活性化が期待できる 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	シナリオ別（増加）	

表 5.1-34 市場動向が導入環境や再エネ導入ポテンシャルに及ぼす影響

動向	想定される影響			
	再エネの導入環境・ビジネス環境への影響	再エネ導入ポテンシャル		
		影響有無	影響を受け得る項目	予想される傾向
石炭・化石燃料発電からの投資撤退	・ 石炭発電の新規投資に制約が出るため、再エネ電力への投資拡大につながる	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加
ESG 投資の拡大	・ 再エネの需要拡大、引いては投資拡大が期待できる ・ 事業者によっては自ら再エネ電源の確保（開発）を行う場合がある			
民間企業や自治体の再エネニーズの高まり	・ 再エネ利用により企業評価が上昇する。上昇分を費用換算できれば、再エネの事業性改善が期待できる			
新型コロナウイルスによる影響	・ 移動制約や工場未稼働により電源整備のリードタイムが延長し、事業リスクが高まる可能性がある ・ 電源種別では、太陽熱と風力発電で影響を受けるとの報告があったが、その他電源での影響は確認できなかった	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	減少
送配電市場の変動	・ NTT が参入することで送配電市場に競争原理が導入される（日本全体の電力市場のレジリエンス強化、価格引き下げ等が期待） ・ NTT の電力供給対象は電力需要の大きい顧客となる見通しで、電力ビジネスの効率性が高められる（NTT は直流送電）	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加
太陽光発電事業者の倒産増加	・ コロナ禍、FIT 抜本見直しに伴い、経営環境が激変し、更に倒産、淘汰が進むことが予想される	—	—	—
PPA 太陽光発電事業の拡大	・ 自家消費モデルとしてオンサイト型の再エネ電源活用モデル（PPA）が登場 ・ FIP 制度への移行に伴い、今後コーポレート PPA などのオフサイト PPA が拡大する見込み	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	不明
太陽光水素の供給事業の開始	・ 出力制御や系統制約の影響を受けないことや、蓄電池では対応が難しい季節を超えるような長周期の変動に対して有効であるなどのメリットを活かした調整力として活用可能となる ・ 電気に加え燃料としても使用できるため供給先が多様となる	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加
（太陽光・風力）政府目標を上回る市場拡大	・ 風力と太陽光発電の投資が拡大し、2030 年政府目標 22～24%再エネ率を上回る 27%となる見込みであり、引き続きの市場の活性化・拡大が期待できる	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加
（風力）計画の遅延・白紙化、洋上風力施設の全撤廃（市場動向）	・ ネガティブな情報が続くと、参入を躊躇する事業者が増え市場が活性化しない可能性が出てくる	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	シナリオ別（減少）

表 5.1-35 技術動向が導入環境や再エネ導入ポテンシャルに及ぼす影響

動向	想定される影響				
	再エネの導入環境・ビジネス環境 への影響	再エネ導入ポテンシャル			
		影響 有無	影響を受け 得る項目	予想され る傾向	
気候変動影響（技術動向及び社会動向）	<ul style="list-style-type: none"> 気候変動により、気温、降水量、積雪・降雪、日射量などの気象が変化し、その結果太陽光発電、中小水力発電、太陽熱利用のポテンシャルに影響が出る可能性がある 気候変動予測はシナリオによる差異が大きく不確実性も高いため、ポテンシャル量の把握も差異や不確実性を伴う。また、ポテンシャル情報のように地域単位で情報を整理することが難しい 	○	導入ポテンシャル	不明 (電源種により増減が異なる、不確実性が高く予測幅が大きい)	
VPP の事業化/VPP 事業に関連する法制度の変更（社会動向）	<ul style="list-style-type: none"> 2021 年度に法制度が整う 単体で事業性が確保できない電源を変動特性が異なる電源と組み合わせることで事業性が確保できるようになる 蓄電池やブロックチェーンなどの技術進展や新たな価値の創出（ネガワット取引）による省エネ促進 外資系企業による日本市場の参入による資金の域外流出 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし） マップ上での組み合わせ表示など新たなシステム構築が望まれる	増加	
ハイブリッド発電（太陽光＋風力）による収益性の向上	<ul style="list-style-type: none"> 単体で事業性が確保できない電源を変動特性が異なる電源と組み合わせることで事業性が確保できるようになる 	○		増加	
マップ情報化・精緻化	<ul style="list-style-type: none"> 地図情報として様々な情報を得ることができるようになるため事業化等の検討が進む 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加	
技術開発	技術開発予算の拡充	<ul style="list-style-type: none"> 2020 年度第 3 次補正予算で再エネを含むカーボンニュートラルに向けた革新的技術開発支援基金事業（仮称）に 2 兆円を計上、10 年間の継続支援を決定 技術開発が大きく前進する 商品化、一般普及した段階において、適地が拡大する 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	増加
	技術開発の進展	<ul style="list-style-type: none"> 商品化、一般普及した段階において、適地が拡大する 	○	シナリオ別導入可能量	増加
洋上風力導入 GIS 評価ツールの公表	<ul style="list-style-type: none"> 詳細な情報提供により、導入検討が加速化する 	—	—	—	
海外再エネの活用	<ul style="list-style-type: none"> 海外の自然エネルギーを燃料に転換し、輸入して活用するビジネスが拡大する（新たな競争相手の出現） 	○	シナリオ別導入可能量（反映方法なし）	不明	
水素利活用の商用化 / 水素産業の成長戦略策定（社会動向）	<ul style="list-style-type: none"> 将来的に、国内の再エネ由来の水素が市場に入ってきて再エネ電力や熱利用との競合となる可能性がある 				

(2) 再生可能エネルギー導入ポテンシャルへ影響を及ぼし得る動向の反映検討

上記(1)で整理した再生可能エネルギー導入ポテンシャルに影響を及ぼす要因(表5.1-32~35の影響有無で○が付いている動向項目)のうち、REPOSへの反映が可能なものと想定される6つの動向について、本業務への反映余地を検討した。

検討結果を、表5.1-36に示す。

表5.1-36 再生可能エネルギー導入ポテンシャルに影響を及ぼす要因の本業務への反映余地

動向	再生可能エネルギー導入ポテンシャル業務における対応の方向性	反映余地
2050年実質CO ₂ ゼロ宣言を踏まえた各種政策動向	<ul style="list-style-type: none"> ポテンシャル情報を網羅するため、未算定箇所のパテンシャル量及びシナリオ別導入可能量の算定が必要である(表5.1-37参照) 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光のうち算定対象となっていない水面や遊休地等の算定追加 バイオマスの算定追加
	<ul style="list-style-type: none"> 各地域で再エネ目標と導入促進策を検討する上で、各種属性別(例:最終処分場、農地、等)に柔軟にポテンシャル情報を抽出できるようにする必要がある 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光の住宅用等と公共系等の区分の見直しと細分化
	<ul style="list-style-type: none"> 推計はしているものの、REPOSヘデータを搭載していないものを搭載する 	<ul style="list-style-type: none"> 中小水力(農業用水路)及び地熱(温泉熱発電)の推計結果の搭載
FIT制度の抜本の見直し	<ul style="list-style-type: none"> 2022年4月から一部電源区分においてFIT制度からFIP制度へ移行するため、シナリオ別導入可能量の見直しが必要である 	<ul style="list-style-type: none"> FIP対象区分のシナリオ別導入可能量の経済性前提の見直し
自治体による乱開発の阻止(メガソーラー等の設置を不可とする条例の制定)	<ul style="list-style-type: none"> 乱開発防止や再エネ設置を制限する自治体条例が増加しており、それら地域固有情報をポテンシャルマップとリンクさせることが必要である 	<ul style="list-style-type: none"> 地域固有情報を地方公共団体側でREPOSに追加しポテンシャルマップと重ね合わせられる機能の追加
災害対策(土砂災害警戒区域の追加指定/災害リスクのシミュレーション結果公表)	<ul style="list-style-type: none"> 気候変動に伴う短時間強雨が増加し台風の大型化することが予想され、現時点においても被害が報告されている 今後更に土砂災害警戒区域が追加される 土砂災害警戒区域や浸水想定区域の情報を反映した導入ポテンシャル量やシナリオ別導入可能量の算定が必要である 	<ul style="list-style-type: none"> 警戒区域指定の導入ポテンシャルからの除外(追加エリアの反映) 激甚化する災害安全対策の追加費用の計上
気候変動影響	<ul style="list-style-type: none"> 今後気温の上昇や降水量、積雪量の変化に伴い、発電量に影響を及ぼし得る電源種のポテンシャル量の見直しが必要である 	<ul style="list-style-type: none"> 気候変動に伴う単位面積当たりの発電量の見直し
技術開発	<ul style="list-style-type: none"> 技術開発の進展に伴う設置可能範囲の拡大への対応 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光(壁面、自動車屋根面)の算定追加 地中熱(オープンループタイプ)の算定追加
	<ul style="list-style-type: none"> 現在算定している導入ポテンシャル量に大きく影響を与えるデータの更新や推計改善手法が確認された場合は、再推計を検討する。 	<ul style="list-style-type: none"> 推計手法や推計に用いたデータの見直し

表 5.1-37 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの推計状況

再エネ種	区分	再生可能エネルギー導入ポテンシャル		
		賦存量	導入ポテンシャル	シナリオ別導入可能量
太陽光	住宅用等	—	○	○
	公共系等	—	○	○
	水面（ため池・ダム等）	—	—	—
	その他（遊休地等）	—	—	—
	壁面・移動体（EV車）	—	—	—
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	○	○	○
	温泉発電	—	△	△
バイオマス	—	—	—	—
太陽熱	（区分なし）	—	○	○
地中熱	クローズドループタイプ	—	○	○
	オープンループタイプ	—	—	—
雪氷熱	—	—	—	—
温度差	—	—	—	—

○：推計結果を REPOS へ搭載している
△：推計しているが REPOS へ搭載していない
—：推計していない

表 5.1-36 で整理した本業務への反映余地について、以下の3つの軸と反映のタイミング（短期・中期・長期）の軸で整理した。整理結果を、表 5.1-38 に示す。

- ① 導入ポテンシャルを算定する種類を増やす
- ② 算定している導入ポテンシャルを細分化する
- ③ 導入ポテンシャル・シナリオ別導入可能量の精度を高める

表 5.1-38 再生可能エネルギー導入ポテンシャルへ影響を及ぼし得る動向の反映検討

区分		短期（1、2年）	中期（3、4年）	長期（5年～）
導入ポテンシャル量	種類を増やす	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光のうち算定対象となっていない水面や遊休地等の算定追加 ・ バイオマスの算定追加 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地中熱（オープンループタイプ）の算定追加 ・ 中小水力（農業用水路）及び地熱（温泉熱発電）の推計結果の搭載 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光（壁面、自動車屋根面）の算定追加
	細分化する	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光の住宅用等と公共系等の区分の見直しと細分化 	—	—
	精度を高める	<ul style="list-style-type: none"> ・ 警戒区域指定の導入ポテンシャルからの除外（追加エリアの反映） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 推計手法や推計に用いたデータの見直し検討 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 気候変動に伴う単位面積当たりの発電量の見直し ・ 地域固有情報を地方公共団体側で REPOS へ追加しポテンシャルマップと重ね合わせられる機能の追加
シナリオ別導入可能量		<ul style="list-style-type: none"> ・ FIP 制度への移行に伴う経済性の前提条件の変更 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 激甚化する災害安全対策の追加費用の計上 	—

5.1.3 中小水力発電の安定的普及に資するデータ整備の検討

近年、再生可能エネルギー発電の普及拡大が進むとともに、主力電源として市場統合が求められるようになり、FIP 制度（市場売電＋プレミアム）が総合資源エネルギー調査会で審議されたところである。

市場統合のもとでは、売電単価が市場価格にともなって変動する。FIP 制度は目標価格を定めることで対象発電所の収入を確保するメカニズムであるが、小水力発電の出力は気象条件等の影響を受けて変動する。一方市場価格も気象条件の影響を受けることから、発電出力と市場価格に相関が生じる可能性があり、その傾向によってはマイナスの偏差を生じ、目標価格から期待される収入が得られないリスクがある。

その偏差を評価するため、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ついて同時データを収集し、両者の相関関係を定量化することを目的とした。

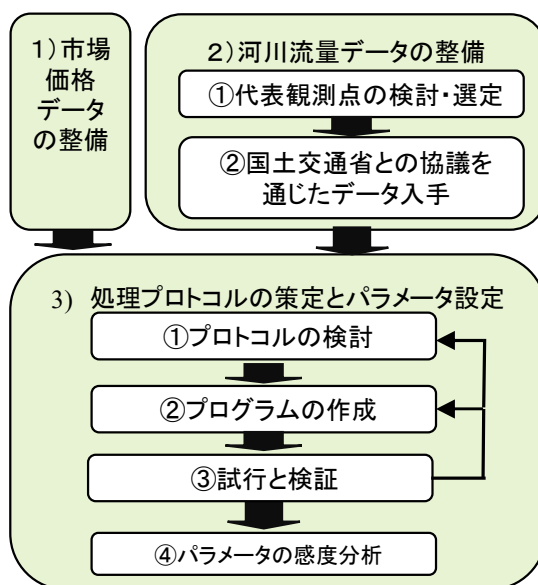


図 5.1-34 中小水力発電の安定的普及に資するデータ整備の検討に関する実施フロー

(1) 市場価格データの整備

市場価格データは、卸電力取引所の公開データを用いた。

期間としては市場の成熟が必要なため、小売市場が一定程度整備された 2017 年以降から 2019 年までとし、一般送配電会社ごと（沖縄電力を除く）における 30 分 1 コマ毎のスポット価格を使用した。暦年を単位としたのは、暦年単位で公表される河川データに合わせるためである。

(2) 河川流量データの整備

1) 全国のブロック分け

一方河川データは、北海道から九州までの日本海側・太平洋側を 10 のブロック（下表）に区分し、それぞれサンプルとする河川流量観測所を抽出し、市場価格と同じ期間のデータを収集した。直近 2019 年の値は確定値が未作成であり公表されていないため、国土交通省に未確定データを提供いただいて使用した。

表 5.1-39 河川データのブロック分け

日本海に流入する河川	太平洋に流入する河川
北海道日本海側	北海道太平洋側
東北地方日本海側	東北地方太平洋側
北陸地方	中部地方
中国地方日本海側	四国地方太平洋側
九州日本海側	九州太平洋側

2) ブロックごとの使用データ（河川流量観測所）

河川データを使用する観測所は、各ブロック 1 か所として表 5.1-40 のように定めた。

表 5.1-40 データを使用した河川流量観測所

ブロック	河川名	観測所名	市町村名	備考
北海道日本海側	石狩川	白井	北海道札幌市	欠測なし
北海道太平洋側	沙流川	幌毛志橋	北海道平取町	欠測なし
東北地方日本海側	子吉川	明法	秋田県由利本荘市	欠測なし
東北地方太平洋側	鳴瀬川	落合	宮城県大和町	2019 年 80 コマ欠測
北陸地方	荒川	小渡	新潟県上越市	欠測なし
東海地方	安倍川	奈良間	静岡県静岡市	欠測なし
中国地方日本海側	千代川	片山	鳥取県鳥取市	欠測なし
四国太平洋側	物部川	深淵	高知県香南市	欠測なし
九州日本海側	遠賀川	川島	福岡県飯塚市	欠測なし
九州太平洋側	五ヶ瀬川	佐野	宮崎県延岡市	欠測なし

(3) 処理プロトコルの策定とパラメーター設定

1) 「発電想定表」「発電想定図」の作成

以下の要領で、河川流量観測所（以下、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。

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表 5.1-41 に示す値を想定した。その際河川維持流量に関しては、図 5.1-35 から流域面積 100km²あたり 0.8m³/s と想定した。

表 5.1-41 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

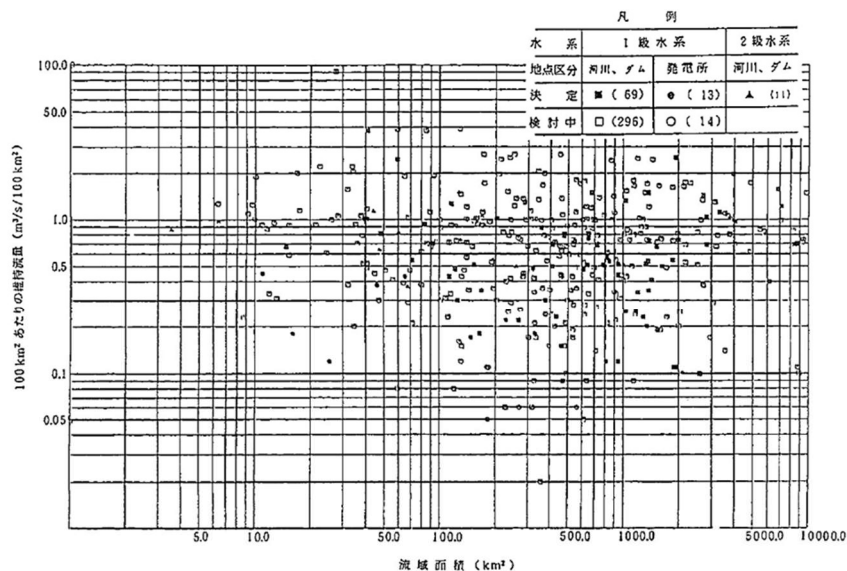


図 1-3 流域面積と 100km²あたりの維持流量 ～全国～

図 5.1-35 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), 平成 19 年 9 月

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 5.1-42 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（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。低出力時の効率低下が大きいケースについては、感度分析（5.1.3（2）4））として検討した。

(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 5.1-42 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＝8,760 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 5.1-41①）÷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 5.1-41⑤）

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 5.1-41③)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)を再計算する。

これを繰り返して、許容差範囲(表 5.1-41③備考)に収まったらそこで得られた値を算出値とした。

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によりコマ毎に発電電力量(30分間値)を算出した。

$$\begin{aligned} \text{式3：発電電力量} &= \text{有効落差(表 5.1-41②)} \times \text{使用水量} \times \text{地表重力加速度(9.8m/s}^2\text{)} \\ &\quad \times \text{合成効率(表 5.1-42で[使用水量} \div \text{最大使用水量]に対応する値)} \\ &\quad \times 0.5 \text{時間} \end{aligned}$$

⑤ 発電想定表の作成

使用水量表の各値に対して、下式4によりコマ毎に売電金額(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 5.1-43(2017年1月1日分の48コマを抽出したもの)に示す。

$$\text{式4：各コマの売電金額} = \text{当該コマの発電電力量} \times \text{当該コマのエリアプライス}$$

⑥ 発電想定図の作成

発電想定表のデータを基に、観測所ごと、年次ごとに下記(1)・(2)のグラフを作成し、観測所ごとに整理した。

(1) 相関グラフ

1年間17,520コマのデータについて作成した、市場価格と発電電力量(30分間)の相関グラフ。

(2) 度数分布グラフ

1年間 17,520 コマのデータについて、市場価格ごとの出現コマ数と、市場価格に対する年間発電量を、年間総コマ数・年間総発電電力量に対する比率として作成した度数分布グラフ。

⑦ 集計データの作成

前項⑥(2)の作成に際して、市場価格の平均値を算出するとともに、コマごとの発電電力量から期待される年間発電量と年間売電金額から平均売電単価を算出した。

表 5.1-43 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) エリアプライスと発電電力量の相関分析

前項⑥～⑦により作成したデータについて、エリアプライスと発電電力量の相関分析を行った。分析に用いるパラメーターは、⑥(1)の相関グラフにおける決定係数と、⑦で算出する市場平均単価と売電平均単価の偏差を用いた。

3) 発電可能流量の下限変化に関する感度分析

5.1.3(2)1)②で定めた合成効率表はそのままとし、発電可能流量の下限を変化させ、5.1.3(2)1)⑦と同様の集計表を作成した。具体的な合成効率表を表5.1-44に定める。

表 5.1-44 ケースごとの合成効率表

使用水量	下限 5%	基準ケース	下限 15%	下限 20%	下限 25%
100%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
90%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
80%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
70%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
60%	79.5%	79.5%	79.5%	79.5%	79.5%
50%	79.0%	79.0%	79.0%	79.0%	79.0%
40%	78.5%	78.5%	78.5%	78.5%	78.5%
30%	78.0%	78.0%	78.0%	78.0%	78.0%
25%	77.0%	77.0%	77.0%	77.0%	77.0%
20%	76.0%	76.0%	76.0%	76.0%	0.0%
15%	68.0%	68.0%	68.0%	0.0%	0.0%
10%	64.0%	60.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5%	60.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

4) 水車効率曲線の変化に関する感度分析

効率曲線を下表の5通りに変化させ、5.1.3(2)1)⑦と同様の集計表を作成した。

表 5.1-45 合成効率のケース分け

使用水量	ケース 1	ケース 2	基準ケース	ケース 3	ケース 4
100%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
90%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%
80%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	79.5%
70%	80.0%	80.0%	80.0%	79.5%	79.0%
60%	80.0%	80.0%	79.5%	79.0%	78.5%
50%	80.0%	79.5%	79.0%	78.5%	78.0%
40%	79.5%	79.0%	78.5%	78.0%	76.0%
30%	79.0%	78.5%	78.0%	76.0%	60.0%
20%	78.5%	78.0%	76.0%	60.0%	0.0%
10%	78.0%	76.0%	60.0%	0.0%	0.0%
0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

5) 河川維持流量の変化に関する感度分析

河川維持流量の基準値（流域面積 100km² 換算値）を下表のように変化させ、5.1.3（2）
1) ⑦と同様の集計表を作成した。

表 5.1-46 河川維持流量のケース分け

ケース	河川維持流量（流域面積 100km ² 換算値）
ケース 1.0	1.0
基準ケース	0.8
ケース 0.6	0.6
ケース 0.4	0.4
ケース 0.2	0.2

(3) 調査結果

1) 集計データ

5.1.3 (2) 1) ⑦により作成したデータを表 5.1-47 に示す。

表 5.1-47 集計データ

[金額の単位は円/kWh]

水系	観測所名	年次	エリアプライス	売電単価	偏差	決定係数
石狩川	白井	2017	11.88	11.60	-0.28	0.016
		2018	14.92	14.41	-0.51	0.027
		2019	12.29	11.35	-0.94	0.080
沙流川	幌毛志橋	2017	11.88	11.58	-0.30	0.016
		2018	14.92	14.20	-0.72	0.048
		2019	12.29	11.32	-0.97	0.066
子吉川	明法	2017	9.74	9.62	-0.12	0.004
		2018	11.06	10.34	-0.72	0.067
		2019	9.74	9.48	-0.26	0.008
鳴瀬川	落合	2017	9.74	9.60	-0.14	0.006
		2018	11.06	10.92	-0.14	0.002
		2019	(注1)	(注1)	(注1)	(注1)
関川	高田	2017	9.31	9.34	0.04	0.000
		2018	10.19	9.84	-0.35	0.015
		2019	7.39	7.16	-0.23	0.029
安倍川	奈良間	2017	9.30	8.58	-0.72	0.083
		2018	10.15	9.78	-0.38	0.015
		2019	7.41	7.41	0.00	0.000
千代川	片山	2017	9.30	9.53	0.24	0.012
		2018	10.19	10.01	-0.18	0.003
		2019	7.39	7.20	-0.19	0.014
物部川	深渕	2017	(注2)	(注2)	(注2)	(注2)
		2018	10.18	9.78	-0.40	0.013
		2019	(注2)	(注2)	(注2)	(注2)
遠賀川	川島	2017	9.11	8.97	-0.13	0.004
		2018	9.61	9.59	-0.02	0.000
		2019	7.17	7.28	0.11	0.004
五ヶ瀬川	佐野	2017	9.11	8.50	-0.61	0.073
		2018	9.61	9.25	-0.36	0.018
		2019	7.17	7.24	0.08	0.002

注1 鳴瀬川落合観測所の2019年は欠測が多かったため除外した。

注2 物部川深渕観測所の2017・2019年は設備利用率が60±0.1%に納まらなかったため除外した。

2) 分析結果

① 発電電力量と単価の相関分析

発電電力量と単価の線形回帰により得られた決定係数が表 5.1-47 の「決定係数」である。決定係数はすべて 0.1 未満でありほとんど相関がないことがわかった。

ただしこのわずかな相関により、次項に記すように平均単価を低下させる影響を見ることができた。

② 市場平均単価と発電電力単価の比較分析

表 5.1-47 の「偏差」が、発電電力単価から市場平均単価を減じた金額である。多くの地点・年次でこの値がマイナスになっており、発電電力の売電収入が単純平均価格による売電と比べて少なくなっている（中小水力発電にとって不利になっている）ことがわかる。ただし偏差の金額は、北海道 2 地点（石狩川白井・沙流川幌毛志橋）の 2019 年を除けば最も小さい（マイナスが大きい）値でも -0.72 円/kWh である。

また北海道 2 地点についても、-0.94～-0.97 であり影響が大きいと言うほどではないが、他の地点と比べて大きいので、以下の感度分析において詳細分析の対象とした。

2020 年度調達価格等算定委員会における委員長案によれば、新設中小水力発電所の FIT 調達価格・FIP 基準価格でもっとも小さい値は 20 円/kWh（5,000kW～3 万 kW 未満）であり、影響は 5%未満なので、この偏差による影響は大きくはないと言える。

③ 発電可能流量の下限変化に関する感度分析

5.1.3（2）3）で定めた発電可能流量の下限変化について、価格偏差にどのような影響が出るかを 2019 年データ（2019 年データが使えない地点は 2018 年）を用いて算出したのが表 5.1-48 である。

下限を大きくする（表の右に寄せる）ことで、偏差がやや大きくなる（マイナスの絶対値が小さくなる）地点、ほぼ一定の地点、偏差がやや小さくなる（マイナスの絶対値が大きくなる）地点とばらついているが、北海道 2 地点を除けばその差はわずかである。

北海道 2 地点はその差が 0.1 円/kWh 以上になるため、2017 年と 2018 年のデータも合わせて同様の処理を行った。結果を表 5.1-49 と 5.1-50 に示す。どちらの地点も下限を大きくすることでマイナスの絶対値が大きくなっているが、2017 年と 2018 年ではその差は小さい。その差が 0.1 円/kWh 以上になるのは両地点の 2019 年だけであった。

本調査ではその原因はわからなかったが、経営に対してマイナスの影響が出る事象であることから、地点・年次によってこのような事象が生じうることに注意が必要である。

表 5.1-48 2019 年データにおける価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

観測所名	下限 5%	基準ケース	下限 15%	下限 20%	下限 25%
石狩川白井	-0.94	-0.94	-0.97	-1.01	-1.13
沙流川幌毛志橋	-0.97	-0.97	-1.01	-1.04	-1.07
子吉川明法	-0.26	-0.26	-0.26	-0.25	-0.24
鳴瀬川落合 ^(注1)	-0.15	-0.14	-0.14	-0.13	-0.12
関川高田	-0.23	-0.23	-0.24	-0.25	-0.28
安倍川奈良間	-0.00	0.00	0.01	0.01	0.02
千代川片山	-0.19	-0.19	-0.19	-0.22	-0.22
物部川深淵 ^(注1)	-0.40	-0.40	-0.40	-0.40	-0.41
遠賀川川島	0.11	0.11	0.12	0.12	0.13
五ヶ瀬川佐野	0.08	0.08	0.07	0.07	0.08

注 1 表 5.1-47 注 1・注 2 の理由でこの 2 地点は 2018 年データを用いた。

表 5.1-49 石狩川白井観測所における価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

年次	下限 5%	基準ケース	下限 15%	下限 20%	下限 25%
2017 年	-0.28	-0.28	-0.28	-0.29	-0.33
2018 年	-0.50	-0.51	-0.51	-0.50	-0.52
2019 年	-0.94	-0.94	-0.97	-1.01	-1.13

表 5.1-50 沙流川幌毛志橋観測所における価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

年次	下限 5%	基準ケース	下限 15%	下限 20%	下限 25%
2017 年	-0.30	-0.30	-0.31	-0.33	-0.35
2018 年	-0.70	-0.72	-0.73	-0.75	-0.78
2019 年	-0.97	-0.97	-1.01	-1.04	-1.07

④ 水車効率曲線の変化に関する感度分析

5.1.3 (2) 4) で定めた水車効率曲線の変化について、価格偏差にどのような影響が出るかを 2019 年データ (2019 年データが使えない地点は 2018 年) を用いて算出した。表 5.1-51 に算出結果を示す。

ケース 1 は小流量まで高い効率を維持し、ケース 4 に至るにしたがって小流量での効率を下げているので、効率変化の大まかな傾向は前項表 5.1-48 と類似している。

ケース 1 からケース 4 に向けて偏差がやや大きくなる (マイナスの絶対値が小さくなる) 地点、ほぼ一定の地点、偏差がやや小さくなる (マイナスの絶対値が大きくなる) 地点とばらついているが、北海道 2 地点を除けばその差はわずかであり、前項と似た結果が得られた。

北海道 2 地点はその差が 0.2 円/kWh 以上になるため、2017 年と 2018 年のデータも合わせて同様の処理を行った。結果を表 5.1-52 と 5.1-53 に示す。どちらの地点もケース 4 に向かってマイナスの絶対値が大きくなっている。また 2019 年だけでなく 2017 年と 2018 年のデータでもその傾向がはっきり出ている。ただし 2019 年の傾向が大きい。

本調査ではその原因はわからなかったが、経営に対してマイナスの影響が出る事象であることから、地点・年次によってこのような事象が生じうることに注意が必要である。

表 5. 1-51 2019 年データにおける価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

観測所名	ケース 1	ケース 2	基準ケース	ケース 3	ケース 4
石狩川白井	-0.92	-0.93	-0.94	-1.04	-1.38
沙流川幌毛志橋	-0.96	-0.96	-0.97	-1.06	-1.18
子吉川明法	-0.26	-0.26	-0.26	-0.25	-0.25
鳴瀬川落合 ^(注1)	-0.14	-0.14	-0.14	-0.13	-0.12
関川高田	-0.23	-0.23	-0.23	-0.25	-0.30
安倍川奈良間	-0.00	-0.00	0.00	0.01	0.01
千代川片山	-0.19	-0.19	-0.19	-0.22	-0.23
物部川深淵 ^(注1)	-0.40	-0.40	-0.40	-0.40	-0.41
遠賀川川島	0.11	0.11	0.11	0.12	0.13
五ヶ瀬川佐野	0.08	0.08	0.08	0.07	0.10

注1 表 1-3-1 注1・注2 の理由でこの2地点は2018年データを用いた。

表 5. 1-52 石狩川白井観測所における価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

年次	ケース 1	ケース 2	基準ケース	ケース 3	ケース 4
2017 年	-0.28	-0.28	-0.28	-0.30	-0.36
2018 年	-0.50	-0.51	-0.51	-0.52	-0.62
2019 年	-0.92	-0.93	-0.94	-1.04	-1.38

表 5. 1-53 沙流川幌毛志橋観測所における価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

年次	ケース 1	ケース 2	基準ケース	ケース 3	ケース 4
2017 年	-0.30	-0.30	-0.30	-0.34	-0.38
2018 年	-0.71	-0.71	-0.72	-0.76	-0.83
2019 年	-0.96	-0.96	-0.97	-1.06	-1.18

⑤ 河川維持流量の変化に関する感度分析

5. 1. 3 (2) 5) で定めた河川維持流量の変化について、価格偏差にどのような影響が出るかを2019年データ(2019年データが使えない地点は2018年)を用いて算出した。表 5. 1-54 に算出結果を示す。

ケース名の数値が河川維持流量(流域面積100km²換算値)であり、「基準ケース」0.8に相当する。

ケース0.2からケース1.0に向けて偏差がやや大きくなる(マイナスの絶対値が小さくなる)地点、ほぼ一定の地点、偏差がやや小さくなる(マイナスの絶対値が大きくなる)地点とばらついているが、北海道2地点を除けばその差はわずかである。

北海道2地点はその差が0.2円/kWh以上になるため、2017年と2018年のデータも合わせて同様の処理を行った。結果を表 5. 1-55 と 5. 1-56 に示す。2017年は2019年とは逆の傾向が見られた。ただし変化の幅はわずかである。2018年は2019年と傾向は同じだが、変化幅が小さかった。

本調査ではその原因はわからなかったが、経営に対してマイナスの影響が出る事象であ

ることから、地点・年次によってこのような事象が生じうることに注意が必要である。

表 5.1-54 2019 年データにおける価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

観測所名	ケース 0.2	ケース 0.4	ケース 0.6	基準ケース (ケース 0.8)	ケース 1.0
石狩川白井	-0.76	-0.81	-0.87	-0.94	-1.05
沙流川幌毛志橋	-0.81	-0.86	-0.91	-0.97	-1.02
子吉川明法	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26	-0.26
鳴瀬川落合 ^(注1)	-0.16	-0.19	-0.18	-0.14	^(注2)
関川高田	-0.22	-0.22	-0.23	-0.23	-0.24
安倍川奈良間	-0.01	-0.02	-0.01	0.00	0.01
千代川片山	-0.16	-0.17	-0.18	-0.19	-0.20
物部川深淵 ^(注1)	-0.54	-0.54	-0.49	-0.40	^(注2)
遠賀川川島	0.13	0.13	0.12	0.11	0.08
五ヶ瀬川佐野	0.09	0.09	0.08	0.08	0.06

注1 表 1-3-1 注1・注2 の理由でこの2地点は2018年データを用いた。

注2 鳴瀬川落合ケース 1.0、物部川深淵ケース 1.0 は設備利用率が 60±0.1%に納まらなかったため除外した。

表 5.1-55 石狩川白井観測所における価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

年次	ケース 0.2	ケース 0.4	ケース 0.6	基準ケース	ケース 1.0
2017 年	-0.29	-0.29	-0.29	-0.28	-0.27
2018 年	-0.48	-0.50	-0.50	-0.51	-0.51
2019 年	-0.76	-0.81	-0.87	-0.94	-1.05

表 5.1-56 沙流川幌毛志橋観測所における価格偏差

[金額の単位は円/kWh]

年次	ケース 0.2	ケース 0.4	ケース 0.6	基準ケース	ケース 1.0
2017 年	-0.31	-0.31	-0.31	-0.30	-0.29
2018 年	-0.65	-0.67	-0.69	-0.72	-0.74
2019 年	-0.81	-0.86	-0.91	-0.97	-1.02

3) 観測所ごとの発電想定図

観測所ごとに、価格と価格偏差、決定係数の表を示し、次に各年次のヒストグラムと相関図を図示した。

相関図には回帰直線と決定係数 (r^2) を付記してある。

なお、鳴瀬川落合観測所・物部川深淵観測所については表 5.1-47 注に記した理由でデータが作成できなかった年があり、その分の図表を欠いている。

① 石狩川白井観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.016	11.88	11.60	-0.28
2018	0.027	14.92	14.41	-0.51
2019	0.080	12.29	11.35	-0.94

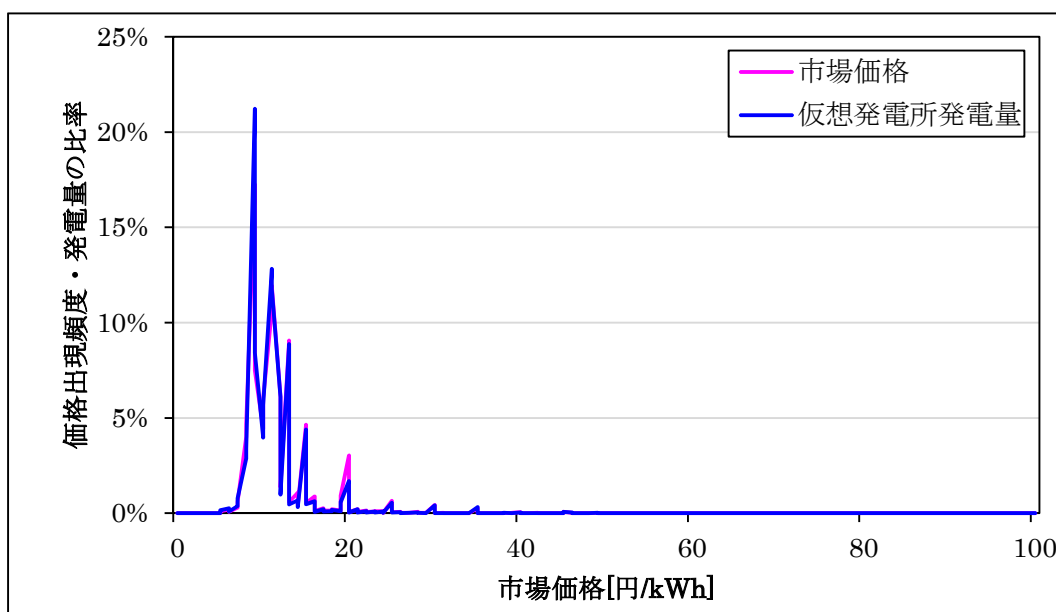


図 5.1-36 ヒストグラム (石狩川白井観測所 2017 年)

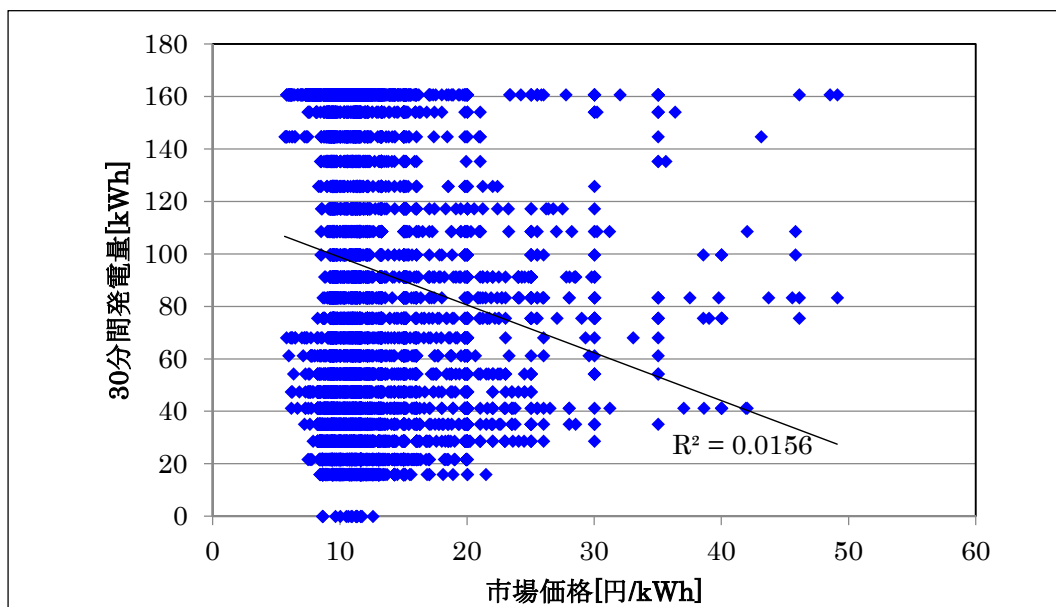


図 5.1-37 相関図 (石狩川白井観測所 2017 年)

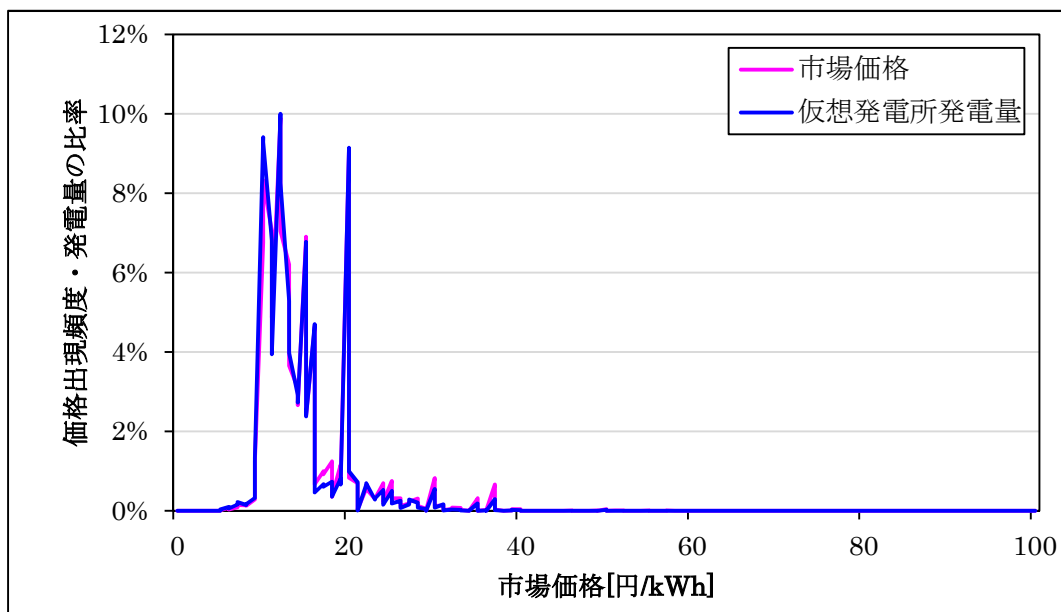


図 5.1-38 ヒストグラム (石狩川白井観測所 2018 年)

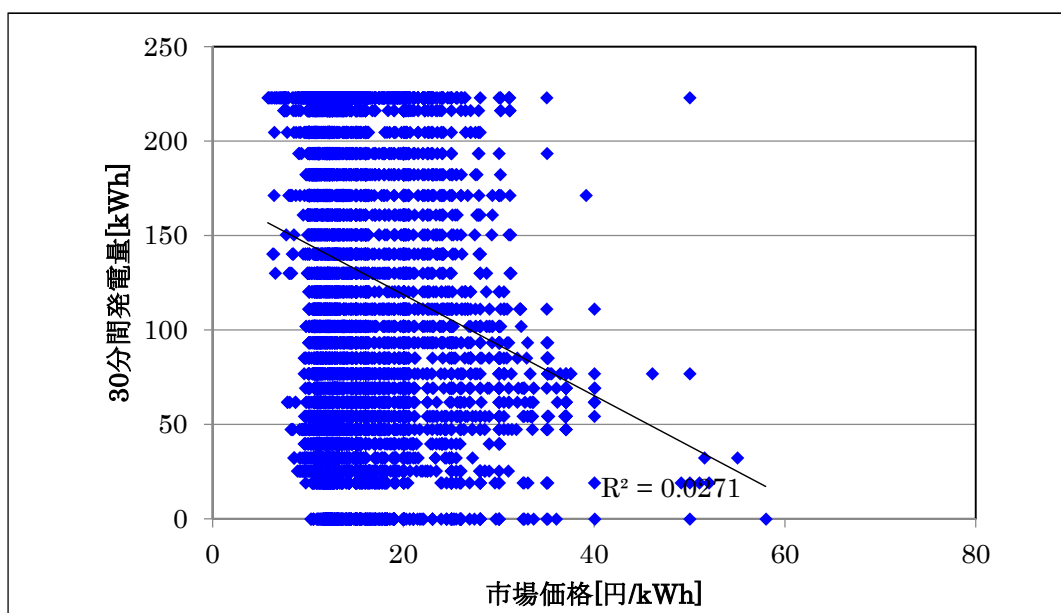


図 5.1-39 相関図 (石狩川白井観測所 2018 年)

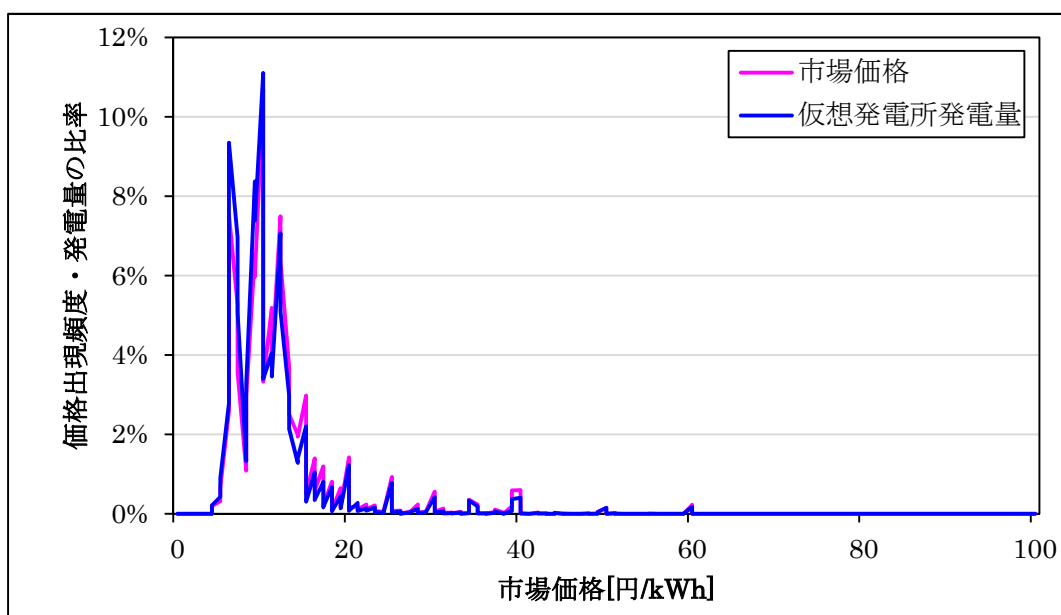


図 5.1-40 ヒストグラム (石狩川白井観測所 2019 年)

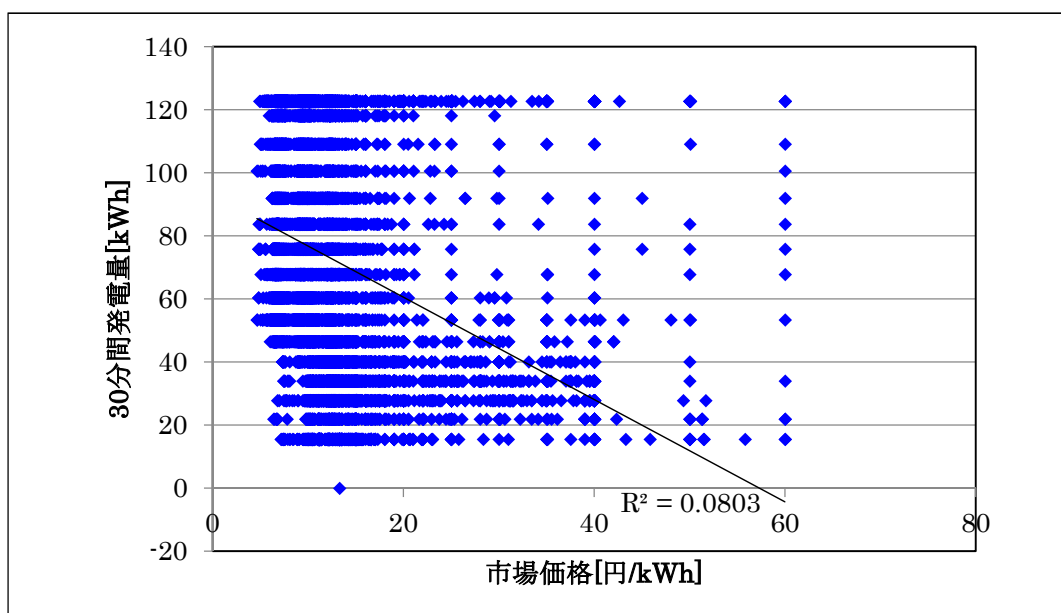


図 5.1-41 相関図 (石狩川白井観測所 2019 年)

② 沙流川幌毛志橋観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.016	11.88	11.58	-0.3
2018	0.048	14.92	14.2	-0.72
2019	0.066	12.29	11.32	-0.97

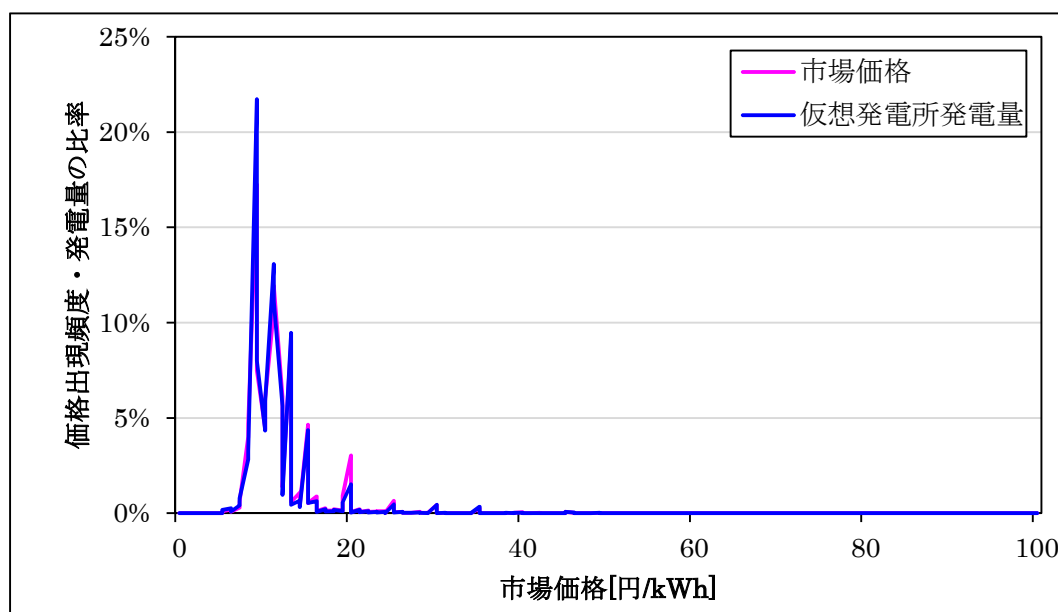


図 5.1-42 ヒストグラム (沙流川幌毛志橋観測所 2017年)

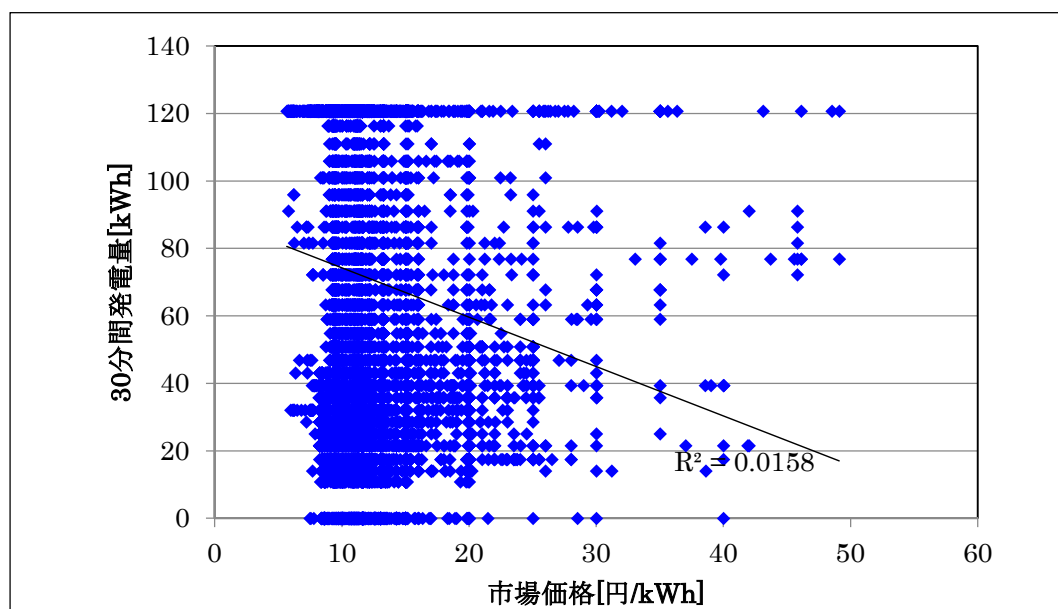


図 5.1-43 相関図 (沙流川幌毛志橋観測所 2017年)

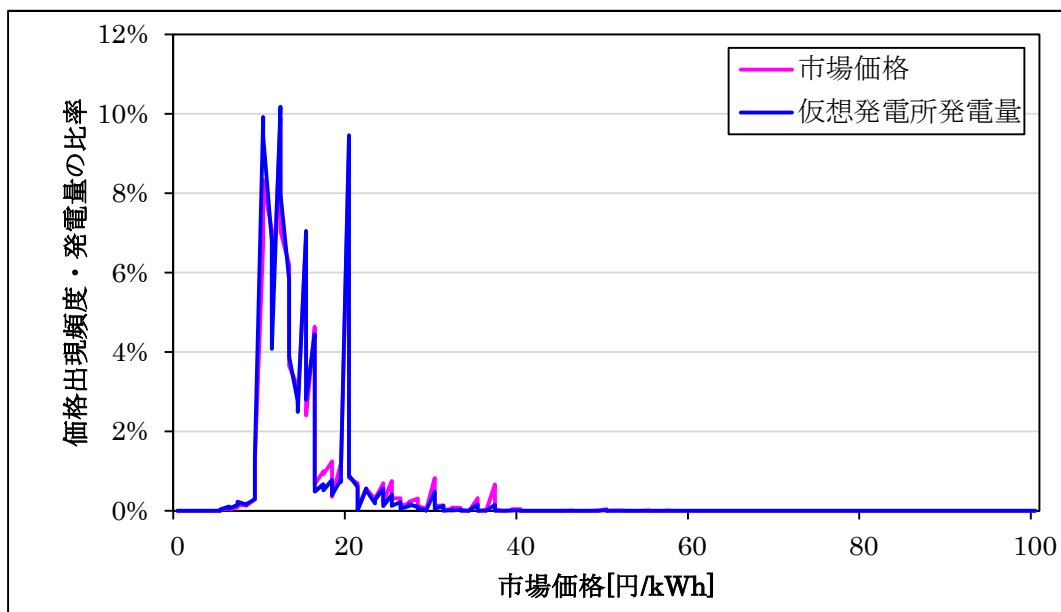


図 5.1-44 ヒストグラム (沙流川幌毛志橋観測所 2018 年)

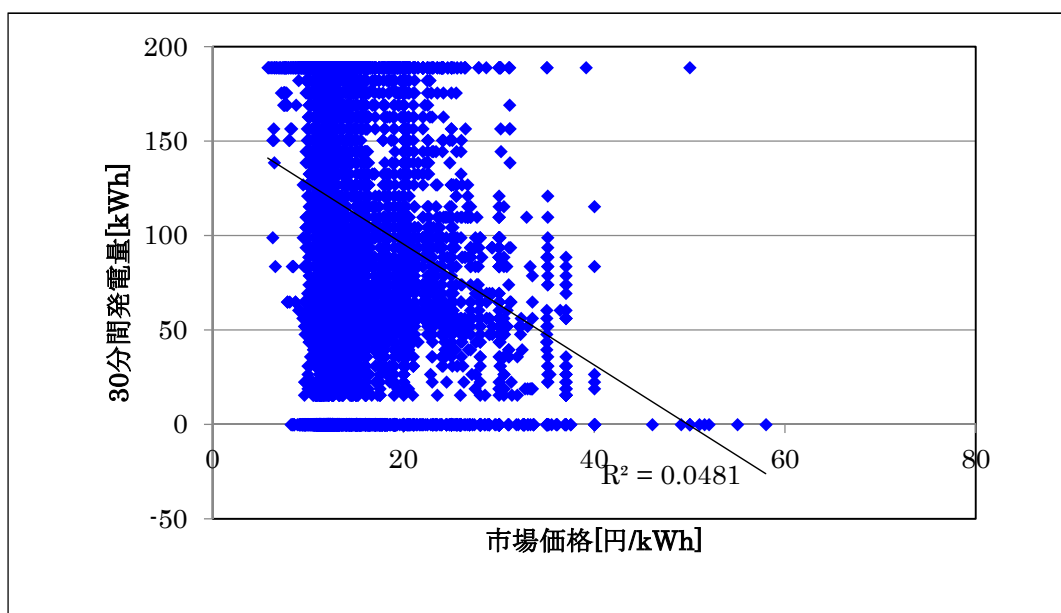


図 5.1-45 相関図 (沙流川幌毛志橋観測所 2018 年)

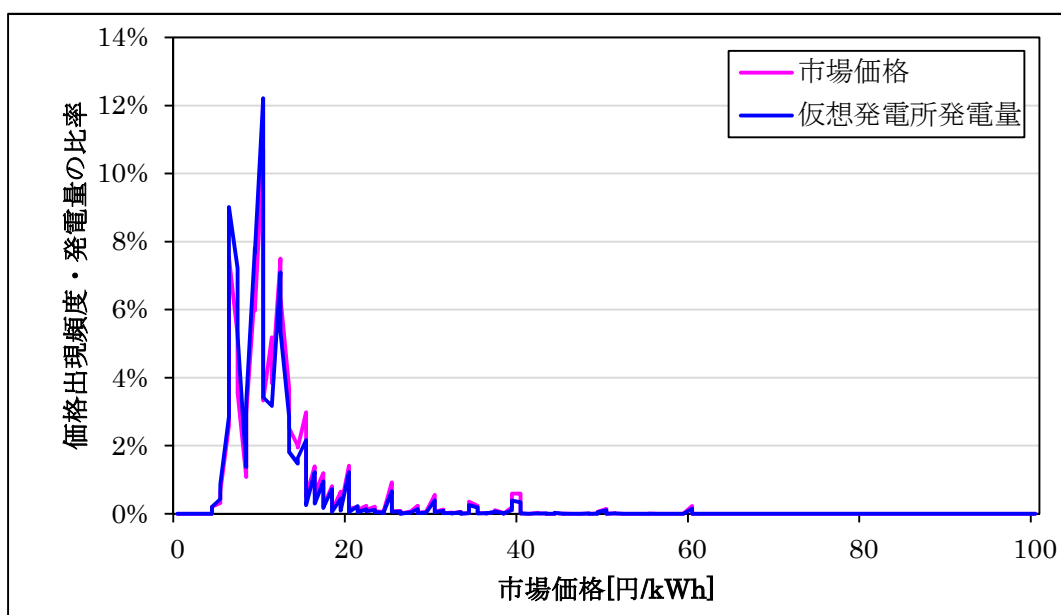


図 5.1-46 ヒストグラム (沙流川幌毛志橋観測所 2019 年)

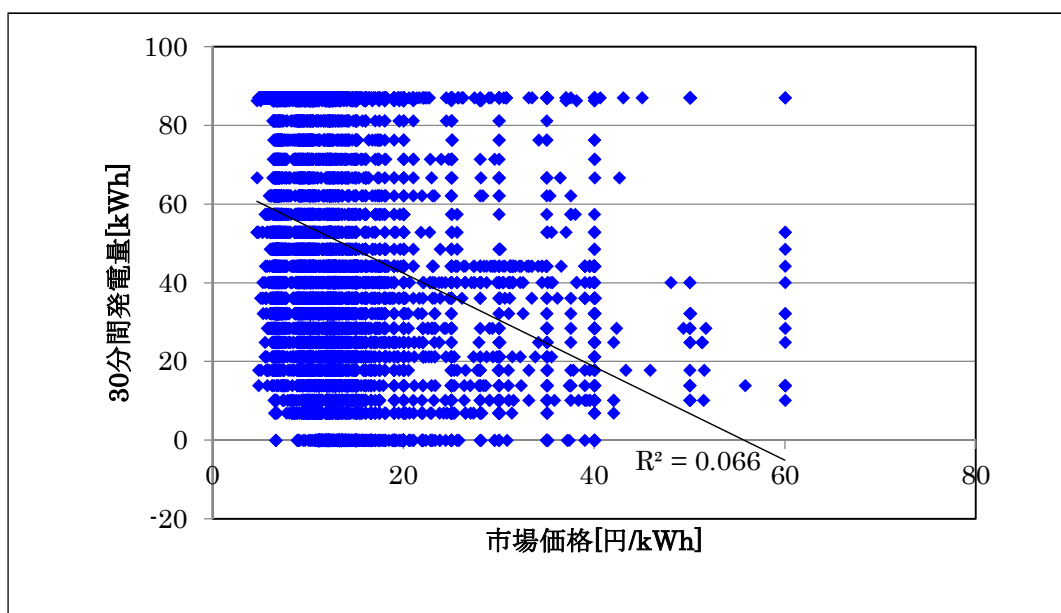


図 5.1-47 相関図 (沙流川幌毛志橋観測所 2019 年)

③ 子吉川明法観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.004	9.74	9.62	-0.12
2018	0.067	11.06	10.34	-0.72
2019	0.008	9.74	9.48	-0.26

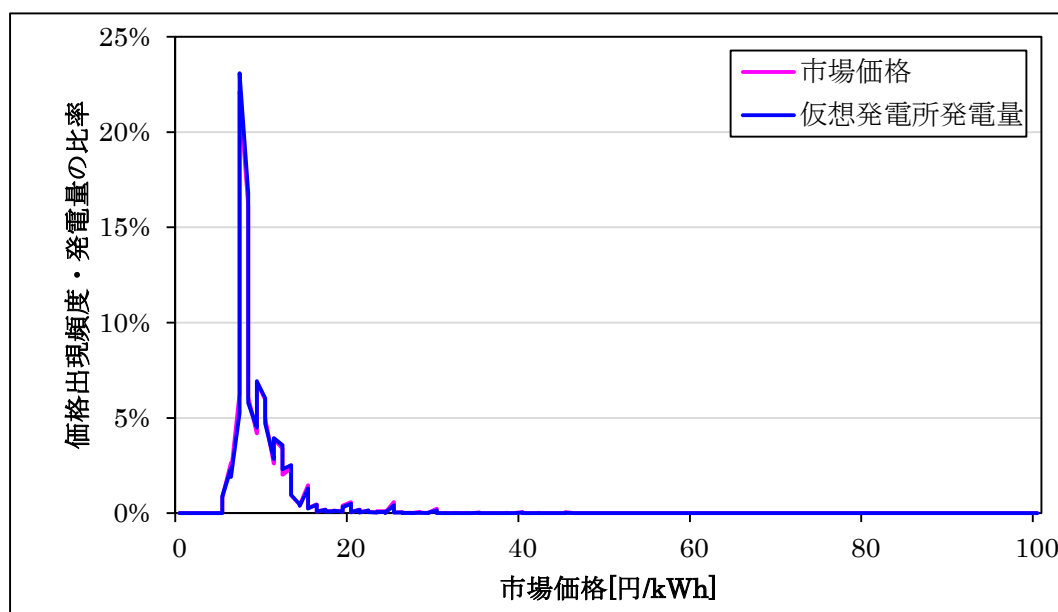


図 5.1-48 ヒストグラム (子吉川明法観測所 2017 年)

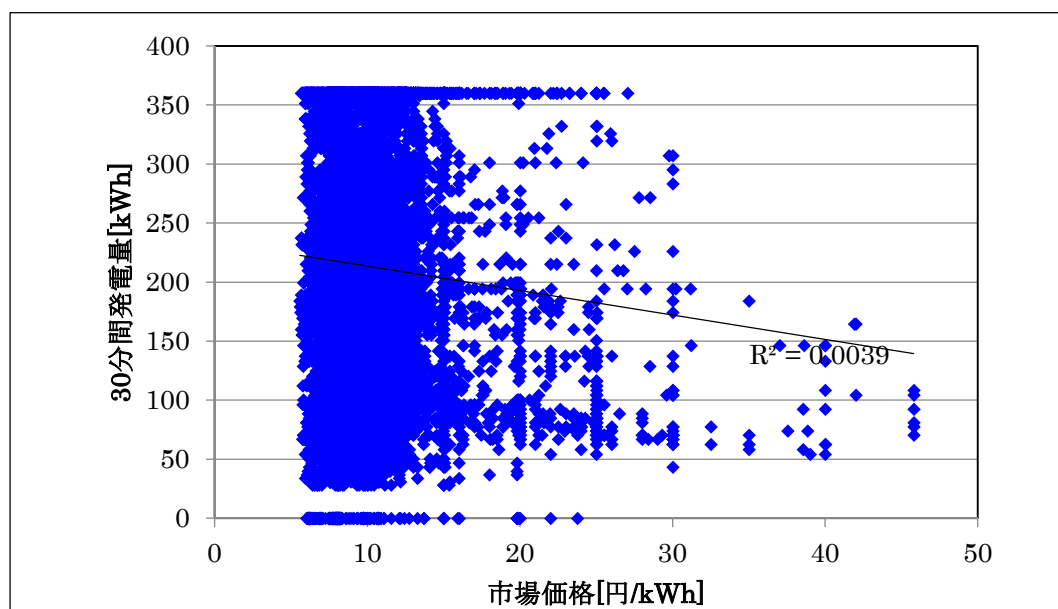


図 5.1-49 相関図 (子吉川明法観測所 2017 年)

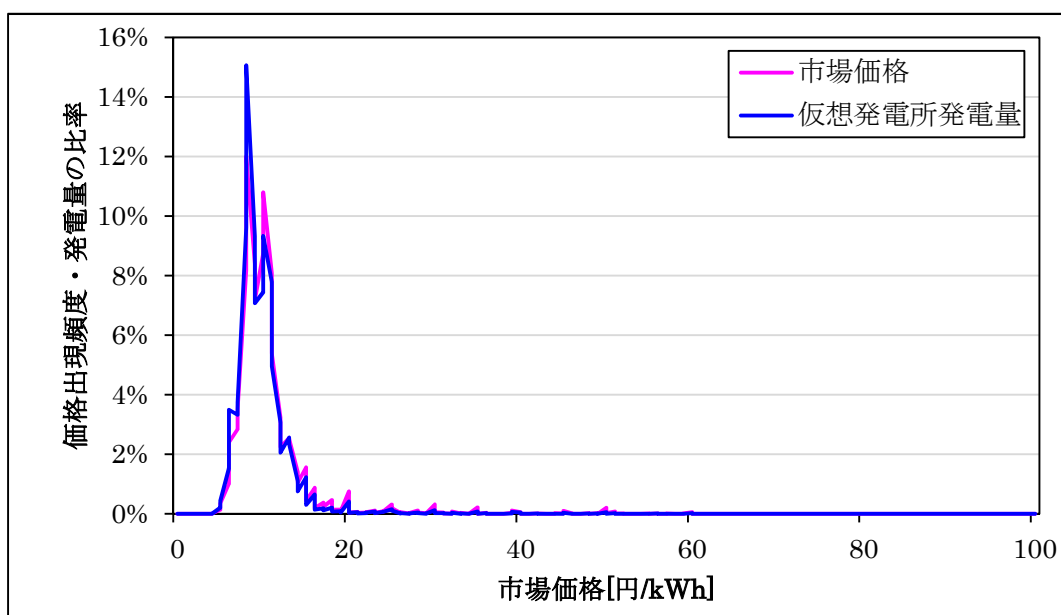


図 5.1-50 ヒストグラム (子吉川明法観測所 2018 年)

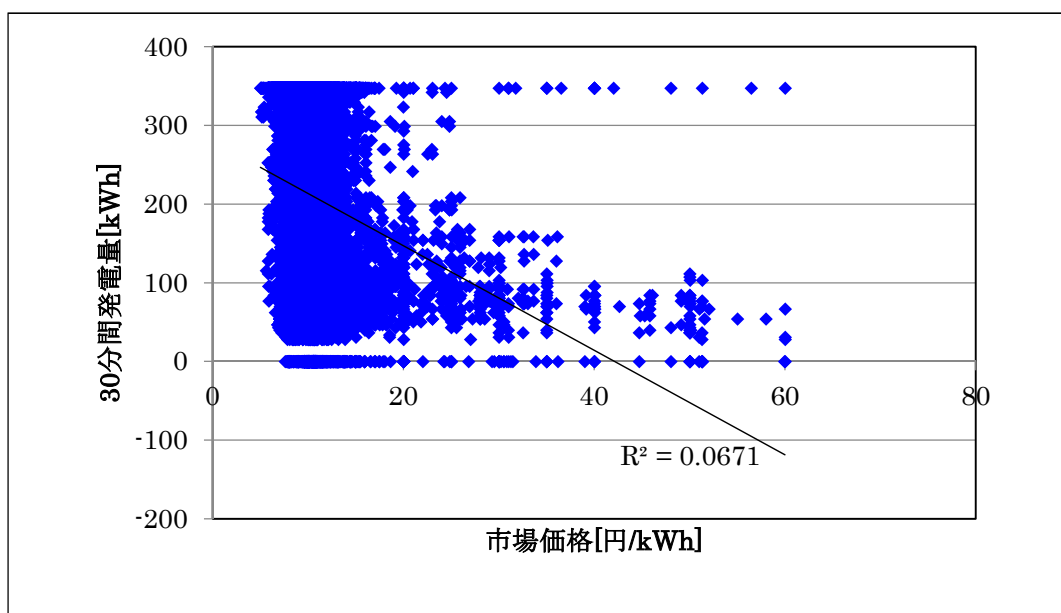


図 5-1-51 相関図 (子吉川明法観測所 2018 年)

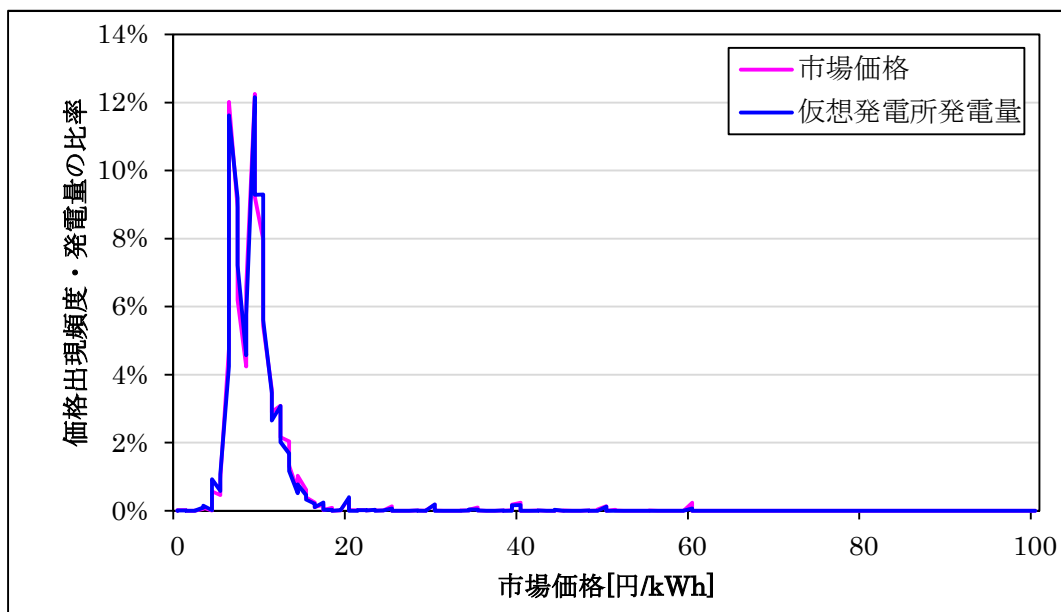


図 5.1-52 ヒストグラム (子吉川明法観測所 2019 年)

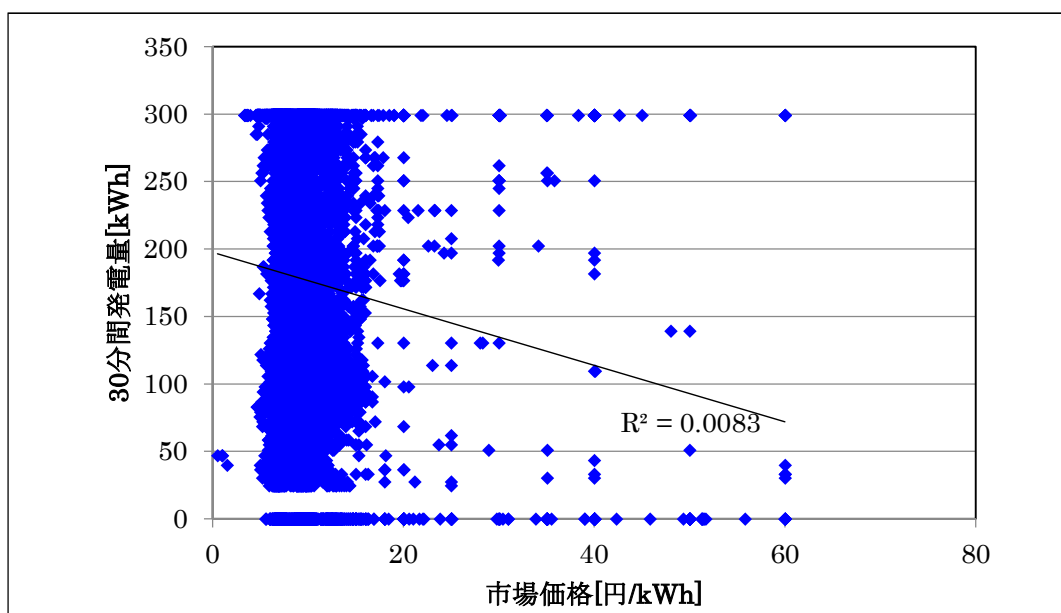


図 5.1-53 相関図 (子吉川明法観測所 2019 年)

④ 鳴瀬川落合観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.006	9.74	9.6	-0.14
2018	0.002	11.06	10.92	-0.14
2019	欠損	欠損	欠損	欠損

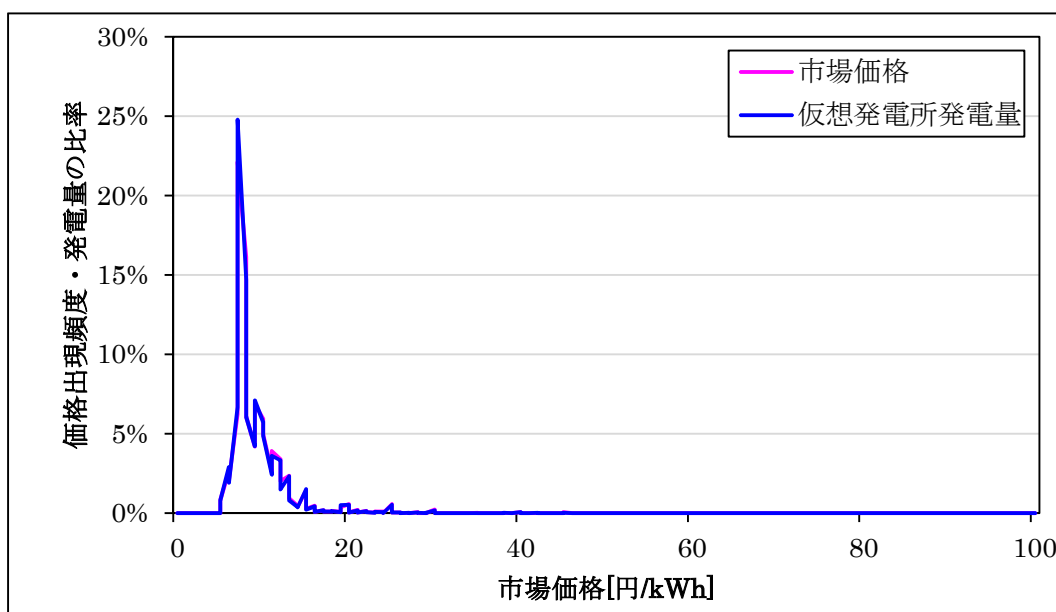


図 5.1-54 ヒストグラム（鳴瀬川落合観測所 2017 年）

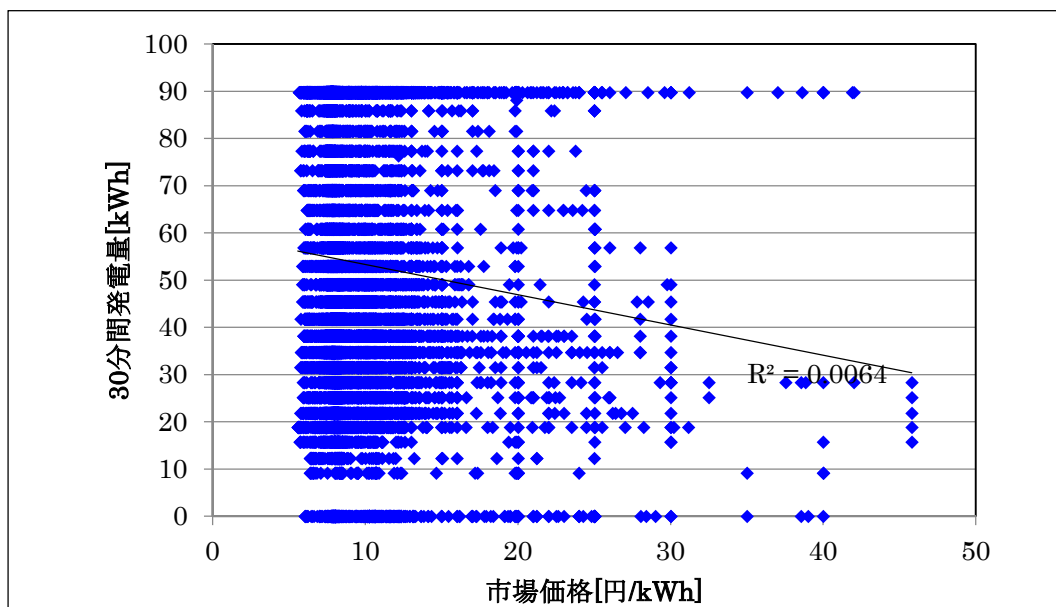


図 5.1-55 相関図（鳴瀬川落合観測所 2017 年）

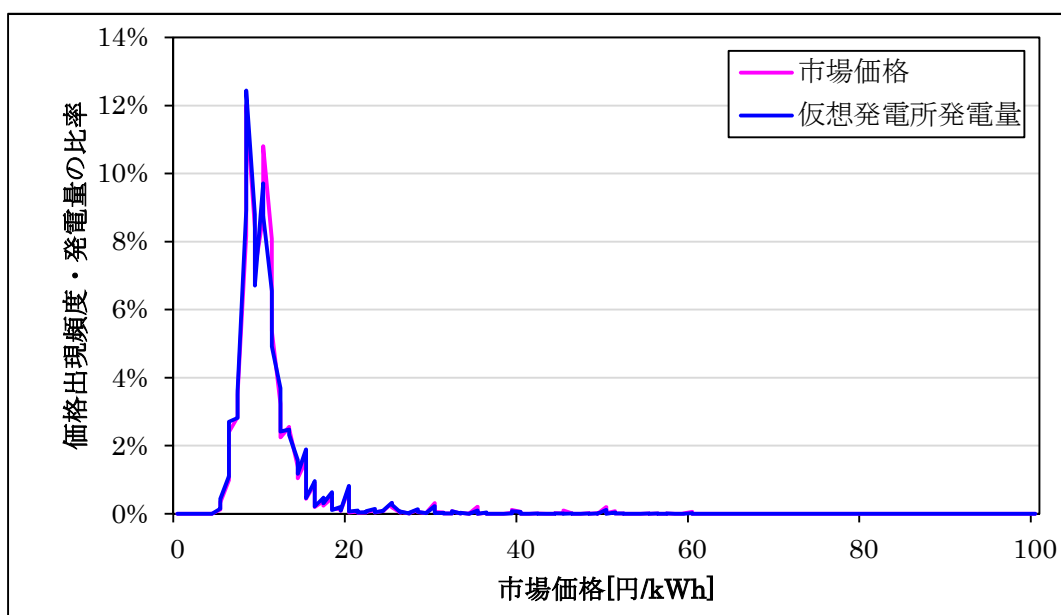


図 5.1-56 ヒストグラム（鳴瀬川落合観測所 2018 年）

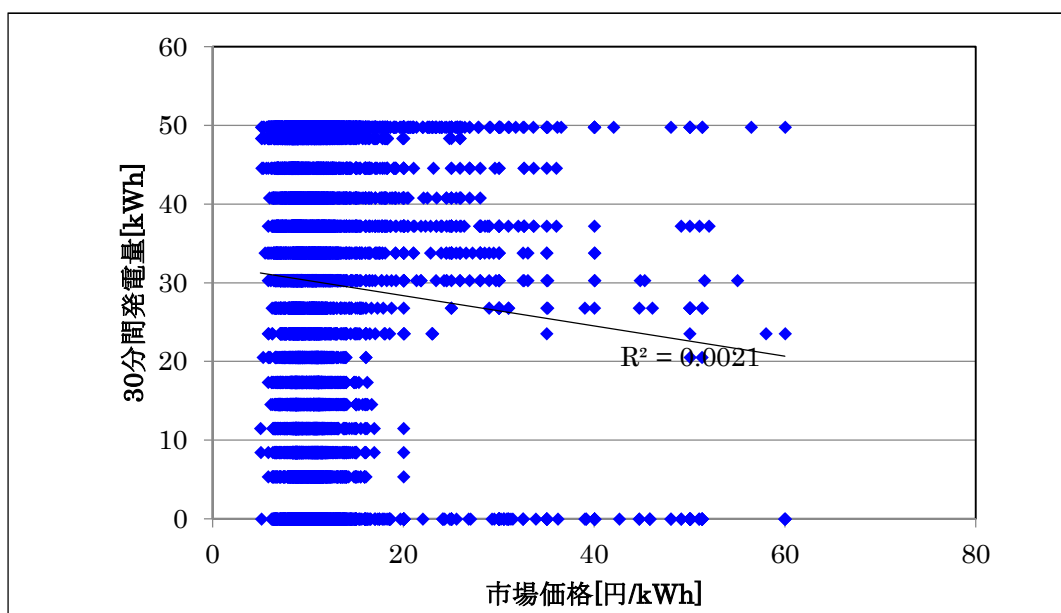


図 5.1-57 相関図（鳴瀬川落合観測所 2018 年）

⑤ 関川高田観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0	9.31	9.34	0.04
2018	0.015	10.19	9.84	-0.35
2019	0.029	7.39	7.16	-0.23

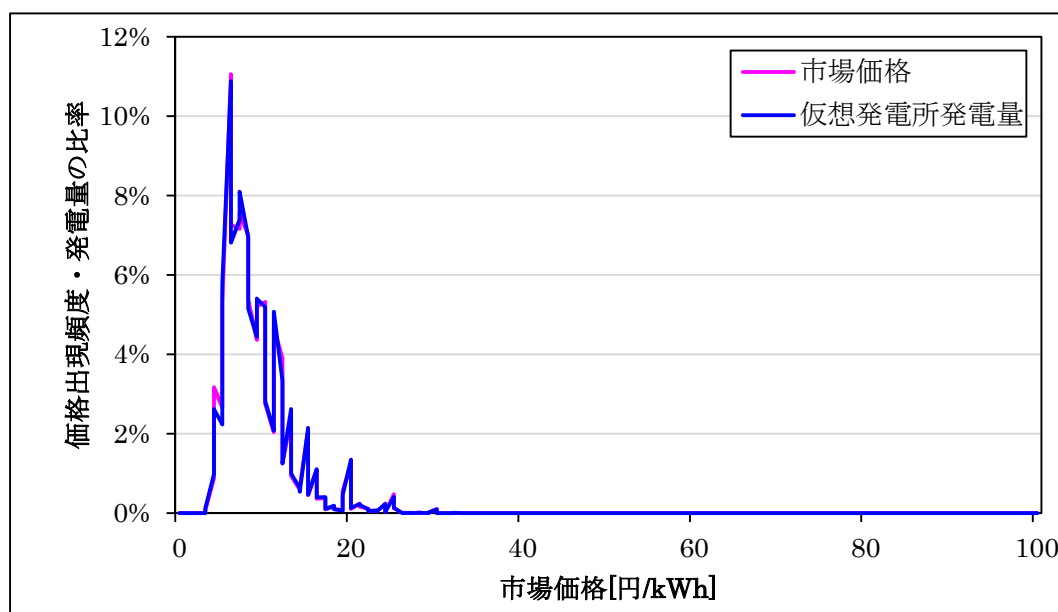


図 5.1-58 ヒストグラム (関川高田観測所 2017 年)

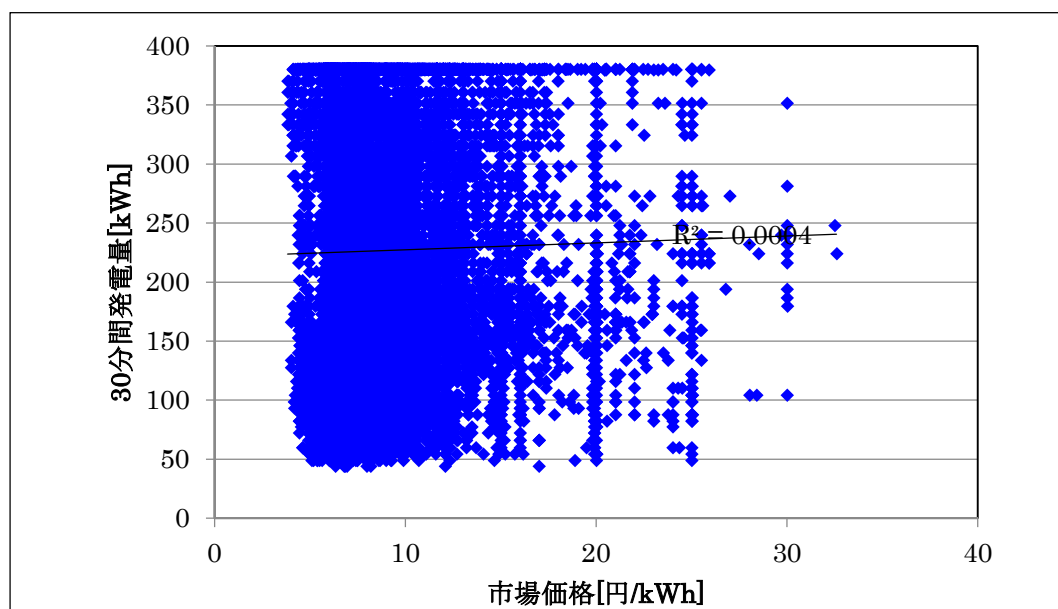


図 5.1-59 相関図 (関川高田観測所 2017 年)

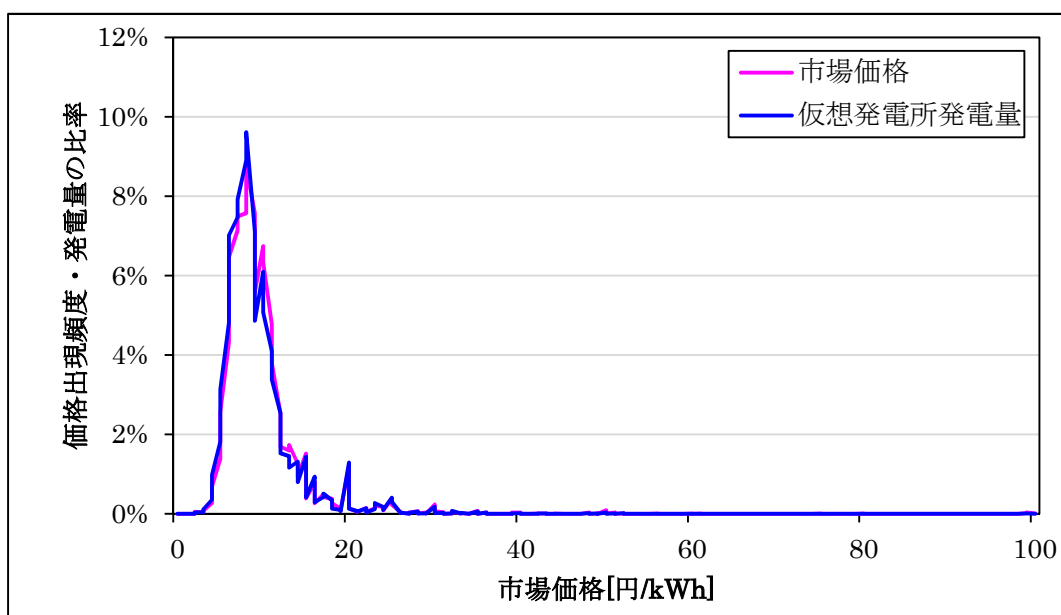


図 5.1-60 ヒストグラム（関川高田観測所 2018 年）

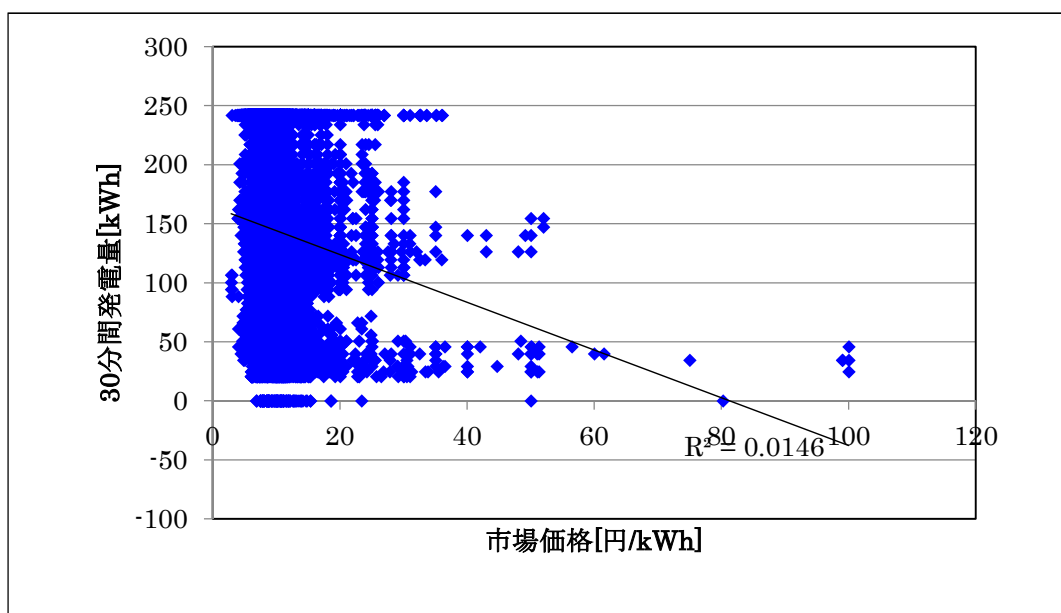


図 5.1-61 相関図（関川高田観測所 2018 年）

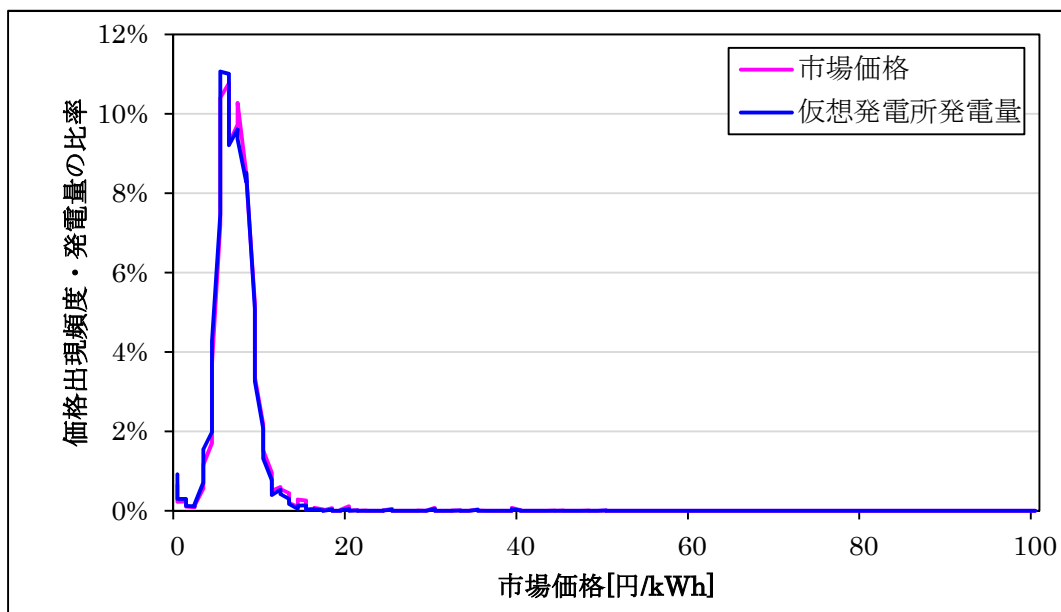


図 5.1-62 ヒストグラム（関川高田観測所 2019 年）

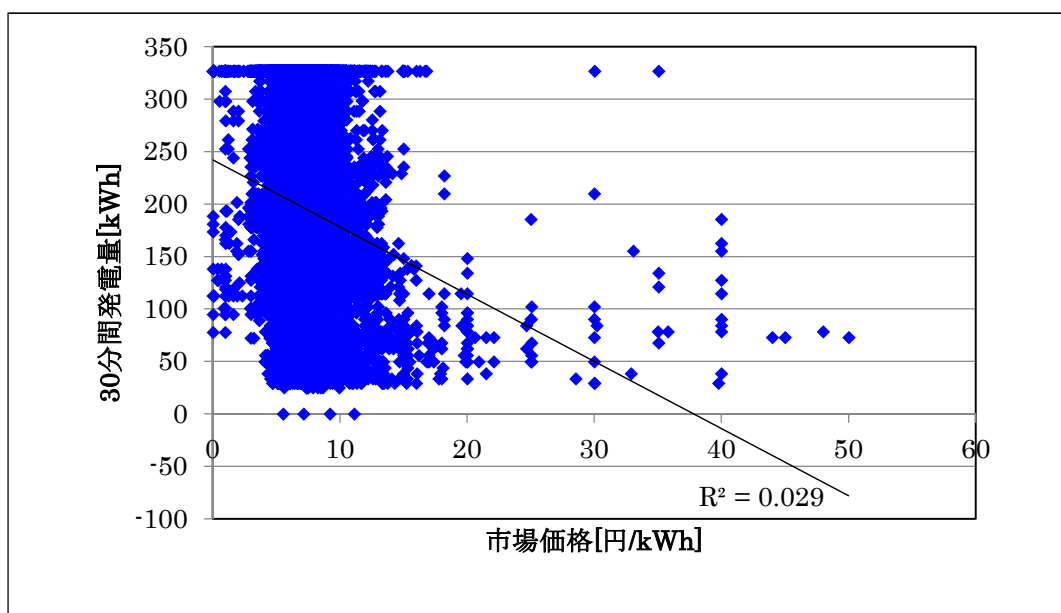


図 5.1-63 相関図（関川高田観測所 2019 年）

⑥ 安倍川奈良間観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.083	9.3	8.58	-0.72
2018	0.015	10.15	9.78	-0.38
2019	0	7.41	7.41	0

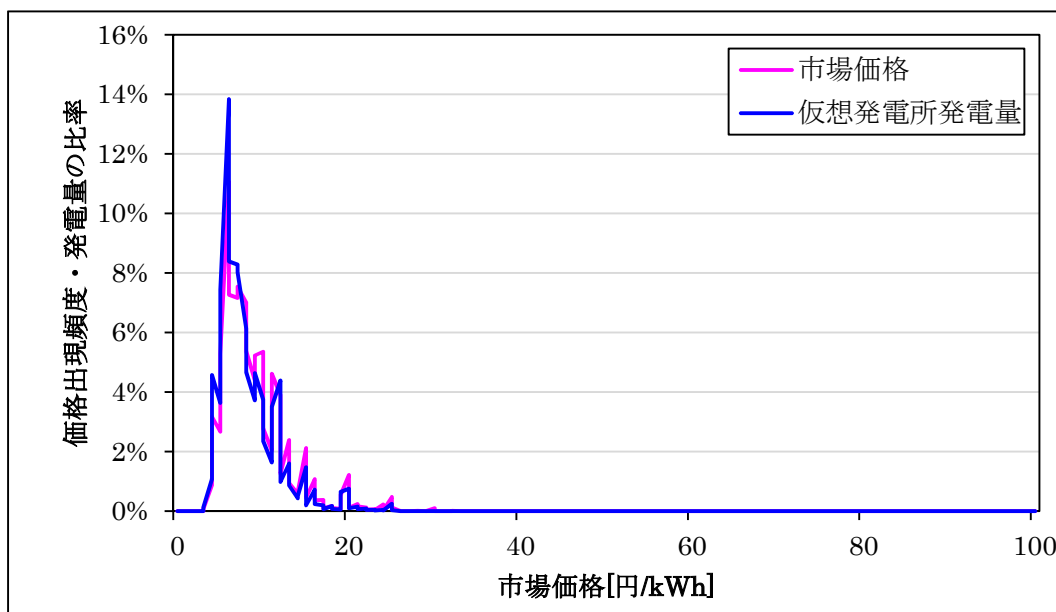


図 5.1-64 ヒストグラム (安倍川奈良間観測所 2017 年)

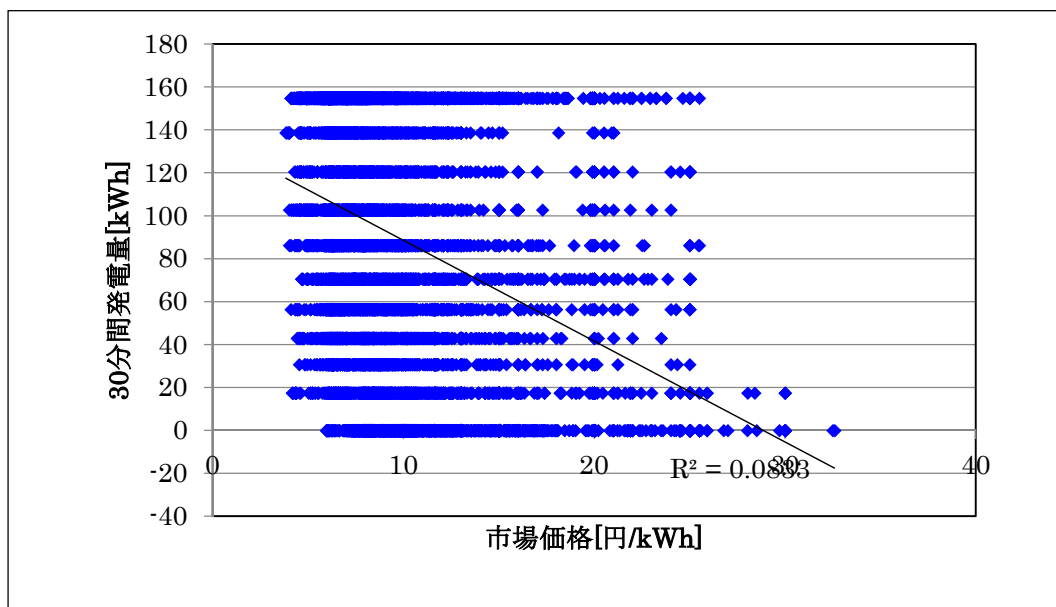


図 5.1-65 相関図ヒストグラム (安倍川奈良間観測所 2017 年)

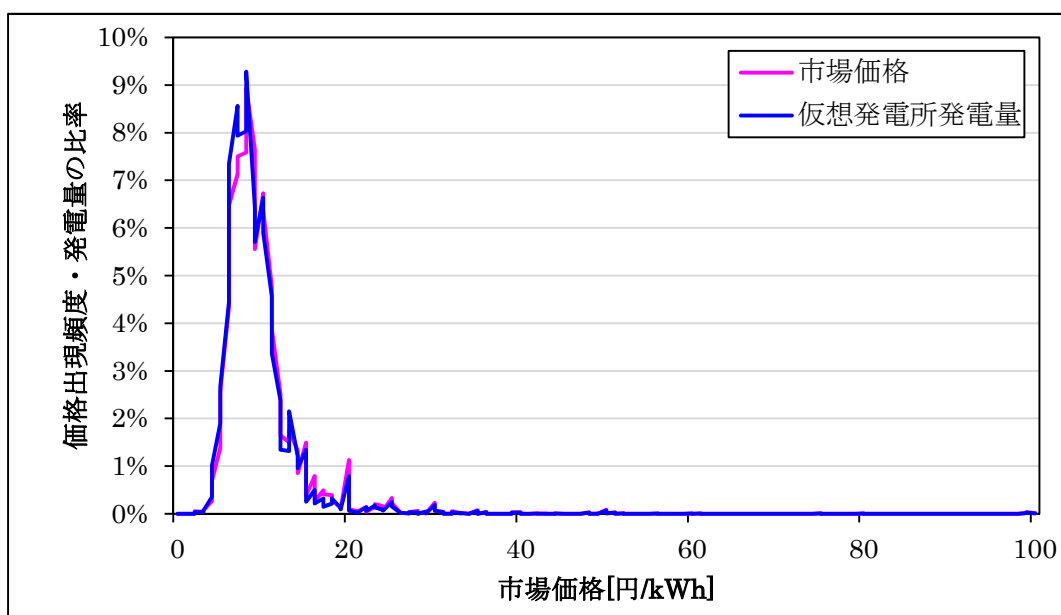


図 5.1-66 ヒストグラム (安倍川奈良間観測所 2018 年)

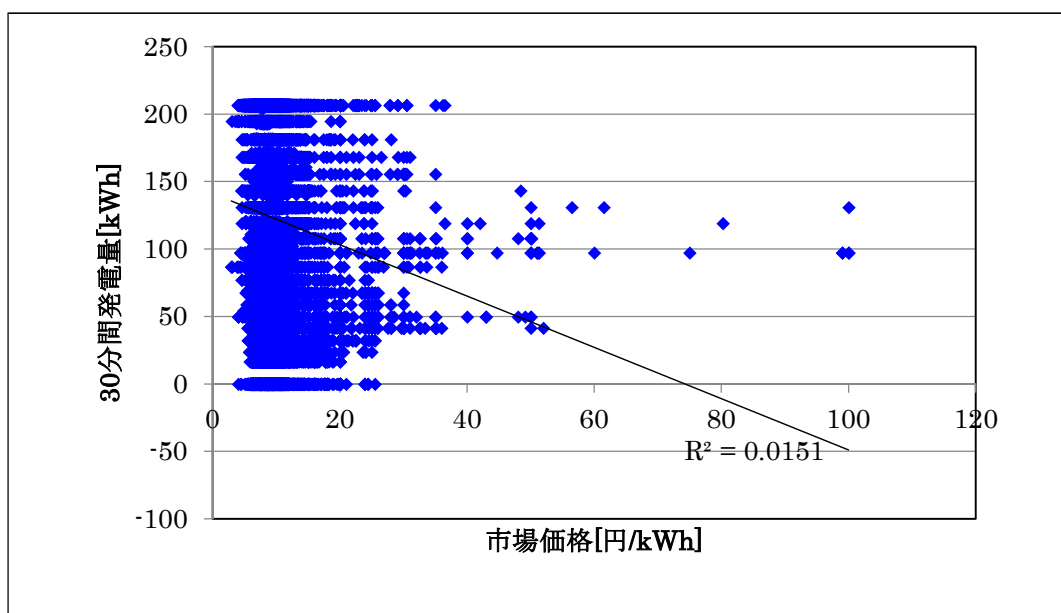


図 5.1-67 相関図 (安倍川奈良間観測所 2018 年)

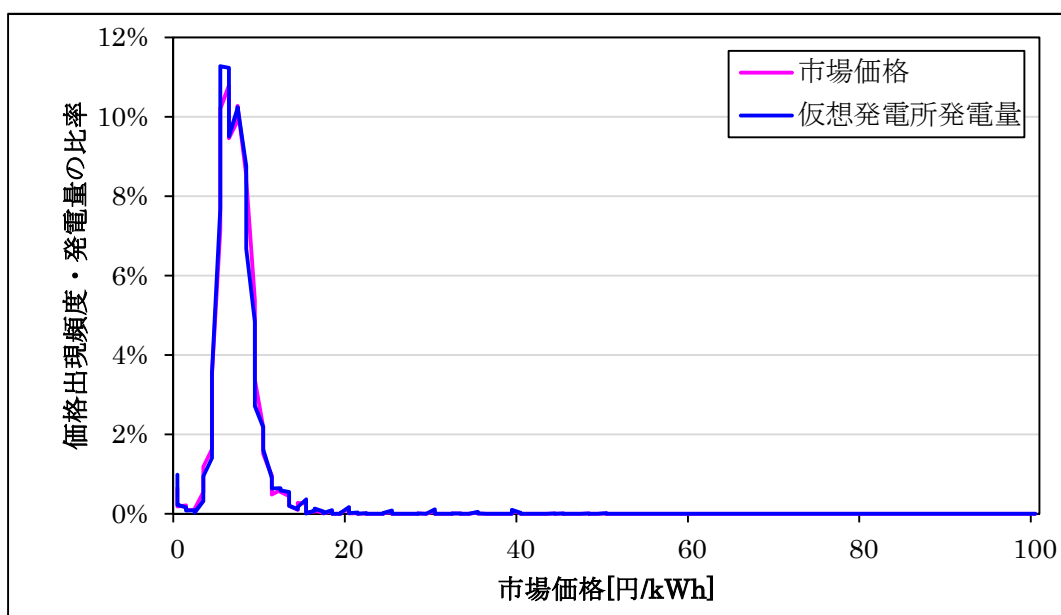


図 5.1-68 ヒストグラム (安倍川奈良間観測所 2019 年)

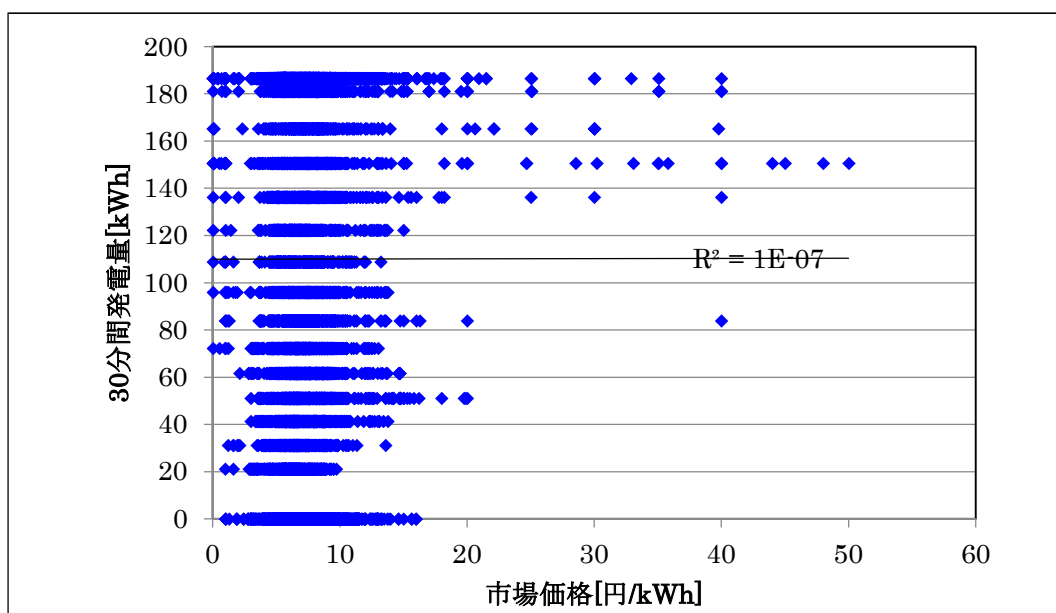


図 5.1-69 相関図 (安倍川奈良間観測所 2019 年)

⑦ 千代川片山観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.012	9.3	9.53	0.24
2018	0.003	10.19	10.01	-0.18
2019	0.014	7.39	7.2	-0.19

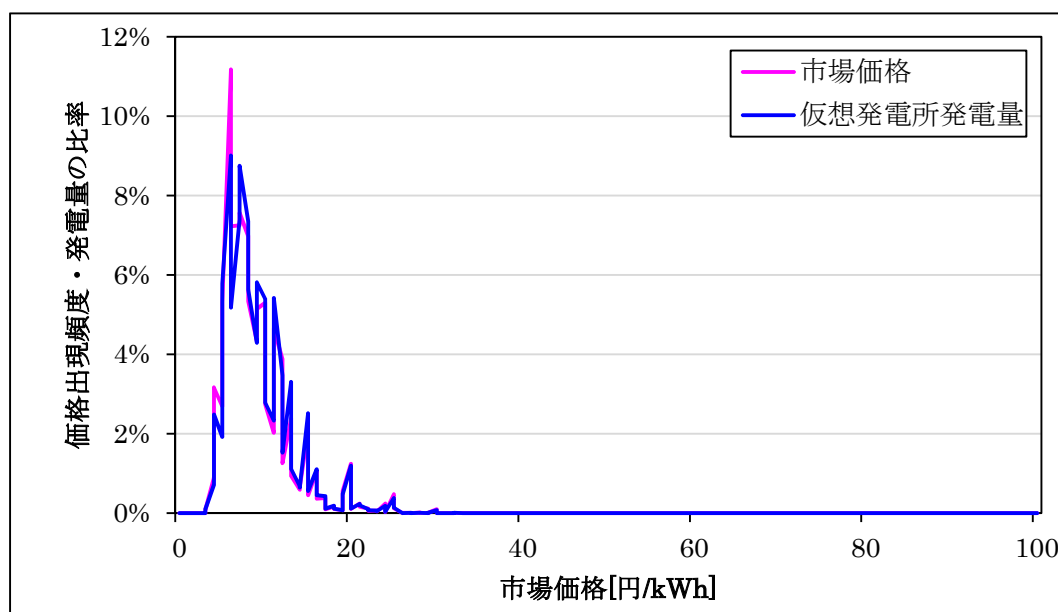


図 5.1-70 ヒストグラム (千代川片山観測所 2017 年)

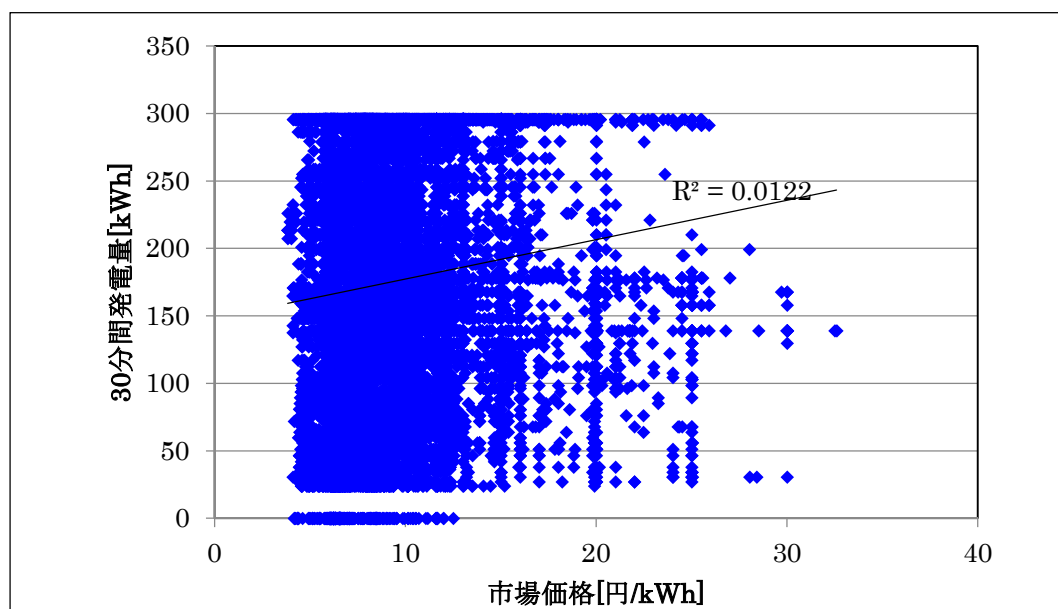


図 5.1-71 相関図 (千代川片山観測所 2017 年)

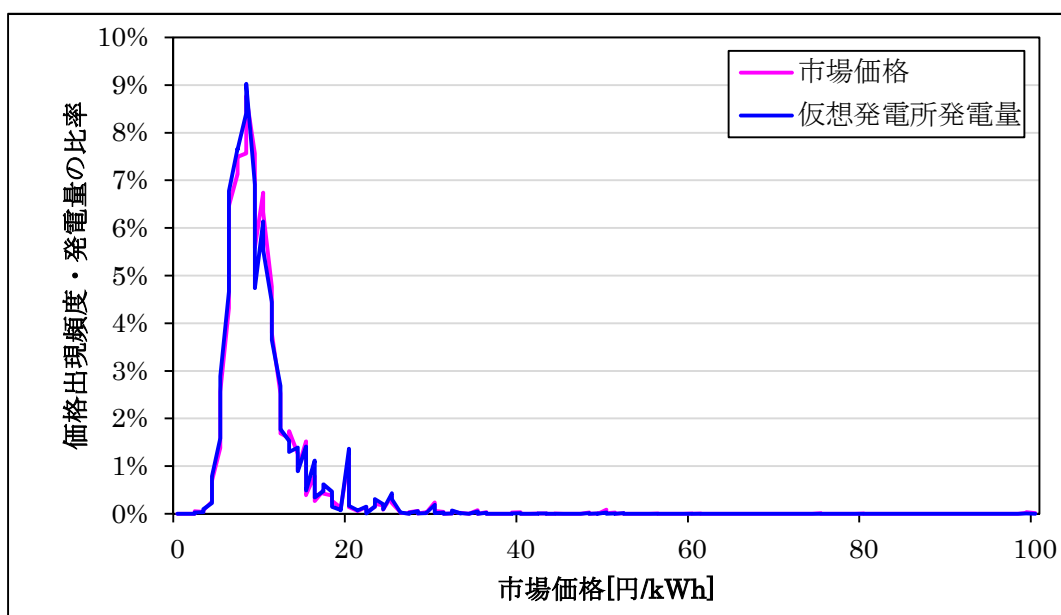


図 5.1-72 ヒストグラム（千代川片山観測所 2018 年）

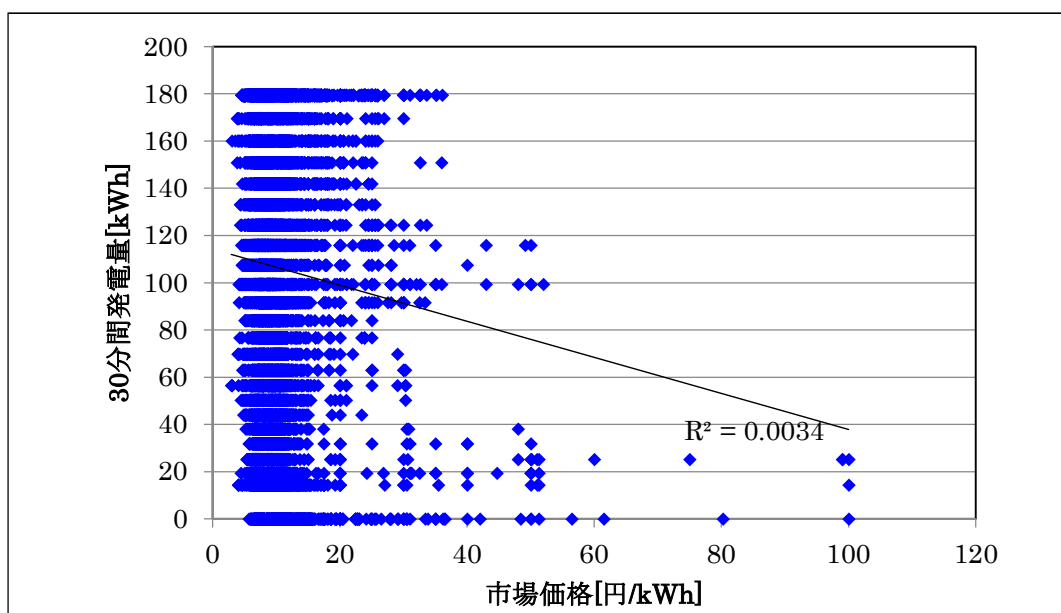


図 5.1-73 相関図（千代川片山観測所 2018 年）

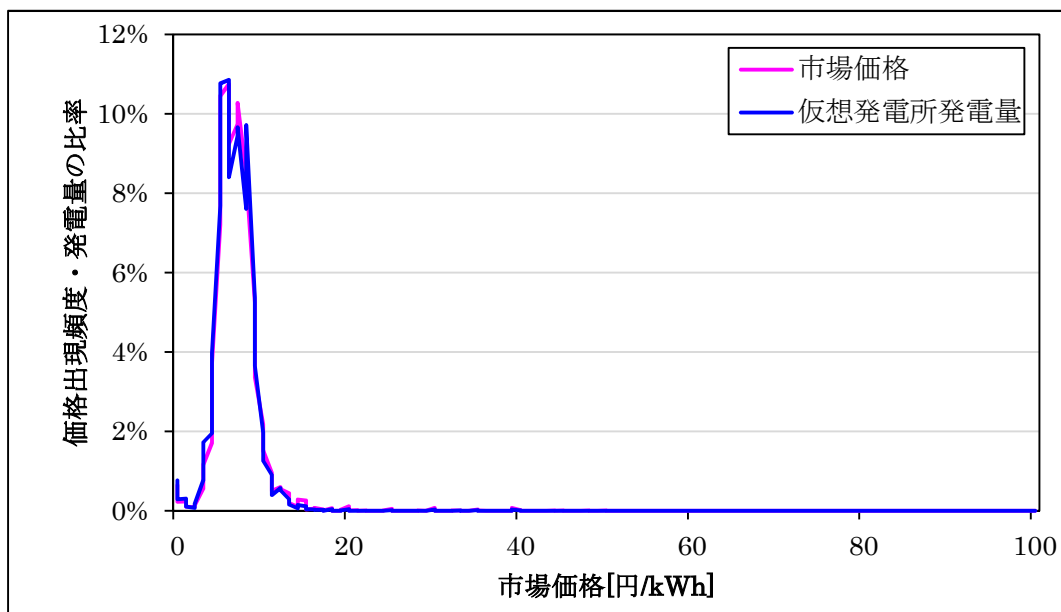


図 5.1-74 ヒストグラム（千代川片山観測所 2019 年）

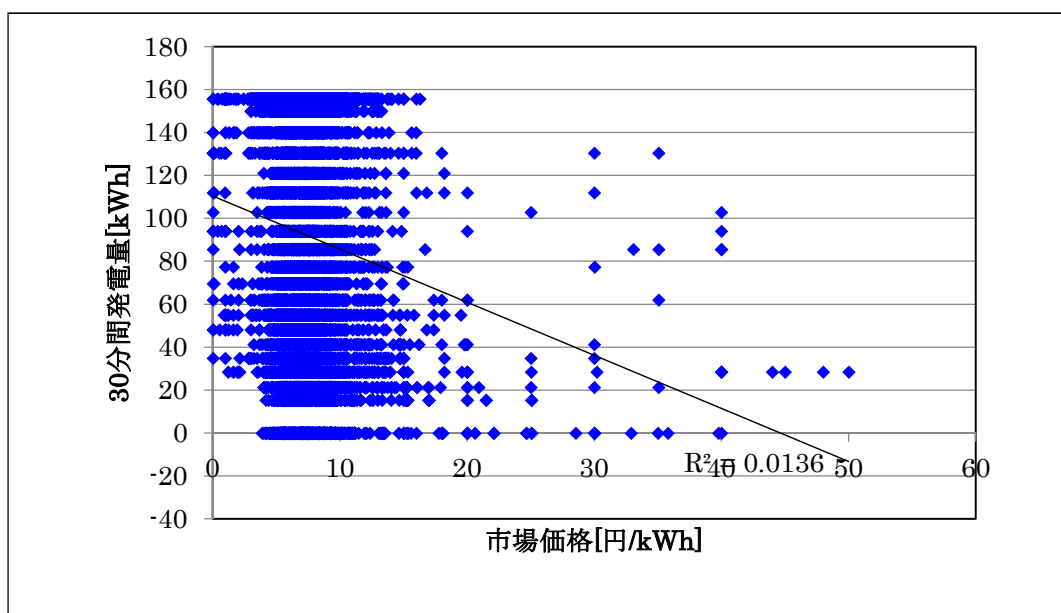


図 5.1-75 相関図（千代川片山観測所 2019 年）

⑧ 物部川深淵観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	欠損	欠損	欠損	欠損
2018	0.013	10.18	9.78	-0.4
2019	欠損	欠損	欠損	欠損

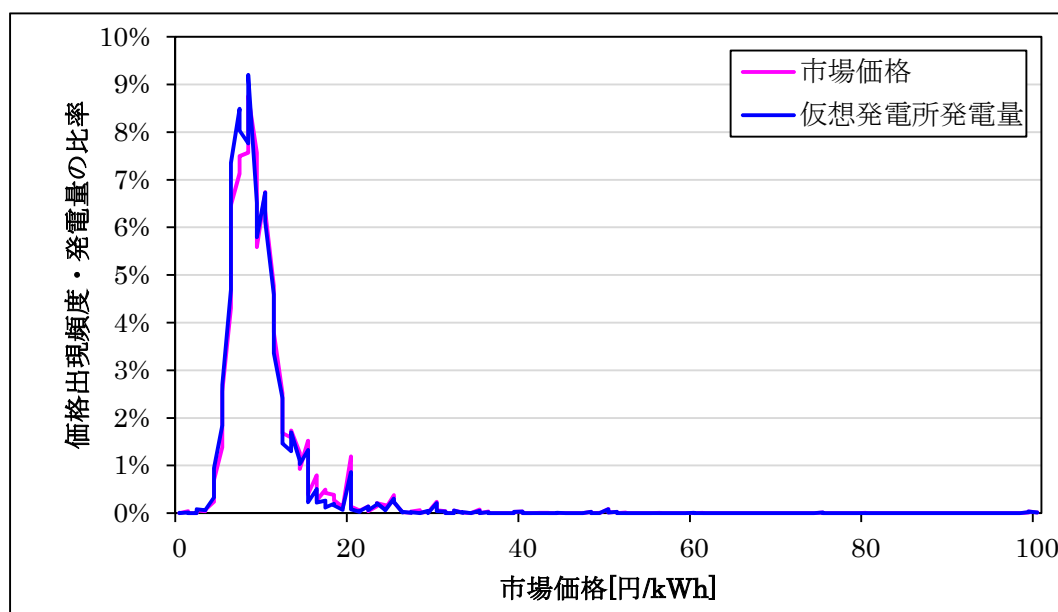


図 5.1-76 ヒストグラム (物部川深淵観測所 2018 年)

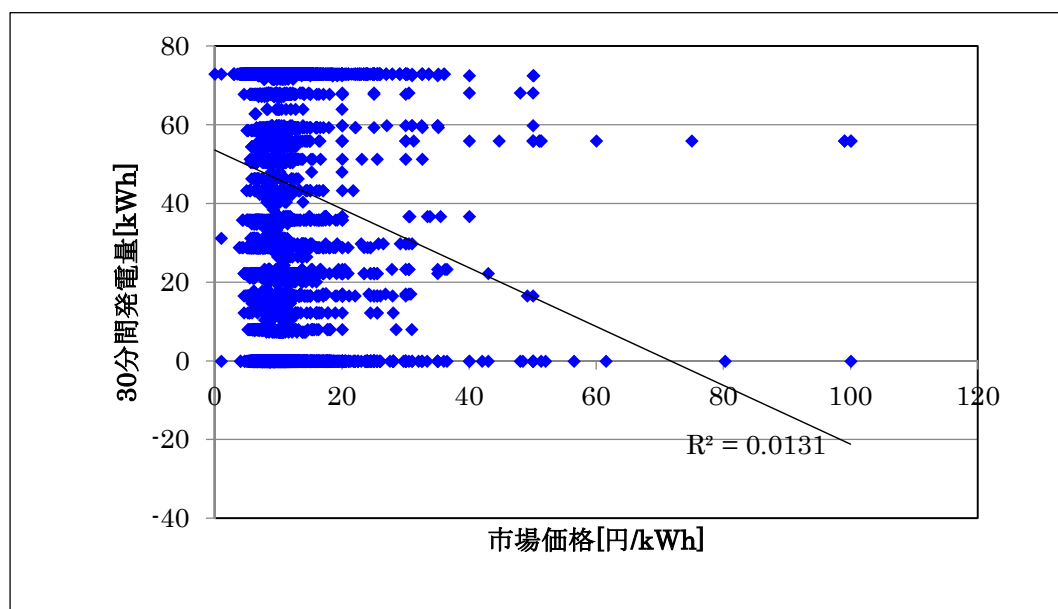


図 5.1-77 相関図 (物部川深淵観測所 2018 年)

⑨ 遠賀川川島観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.004	9.11	8.97	-0.13
2018	0	9.61	9.59	-0.02
2019	0.004	7.17	7.28	0.11

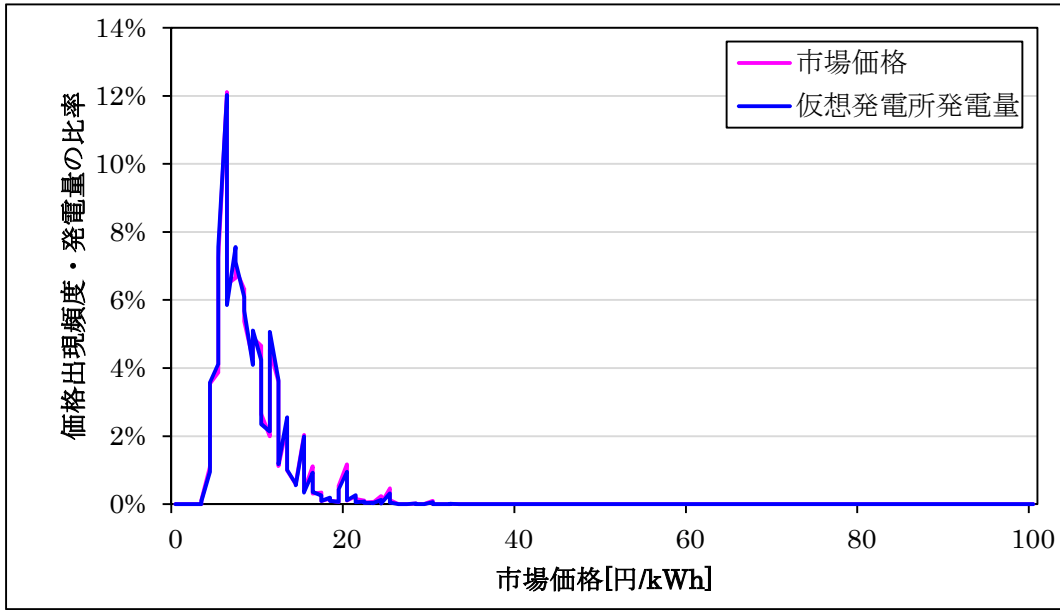


図 5.1-78 ヒストグラム (遠賀川川島観測所 2017 年)

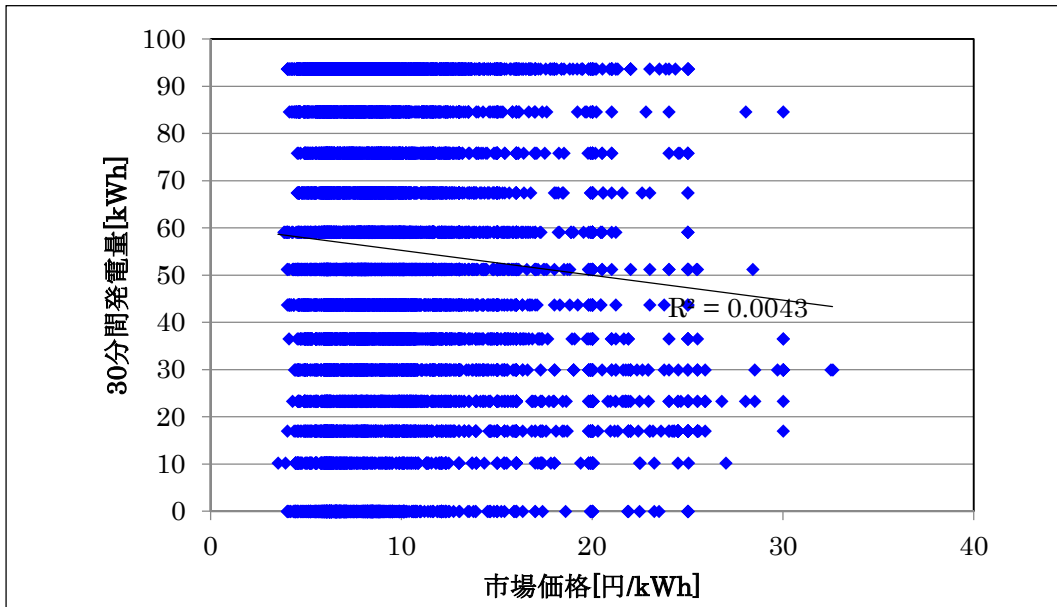


図 5.1-79 相関図 (遠賀川川島観測所 2017 年)

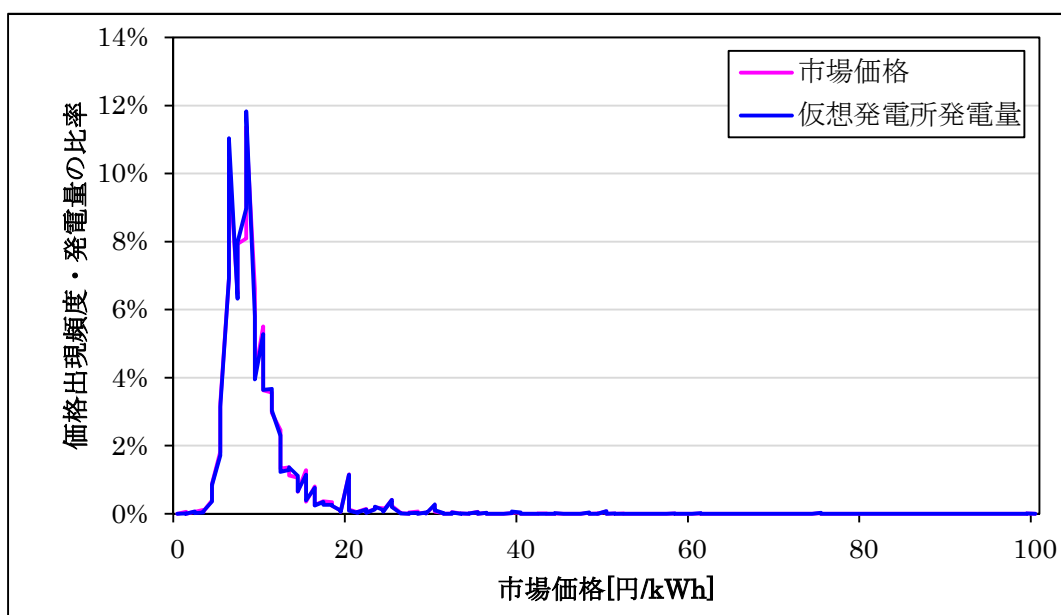


図 5.1-80 ヒストグラム（遠賀川川島観測所 2018 年）

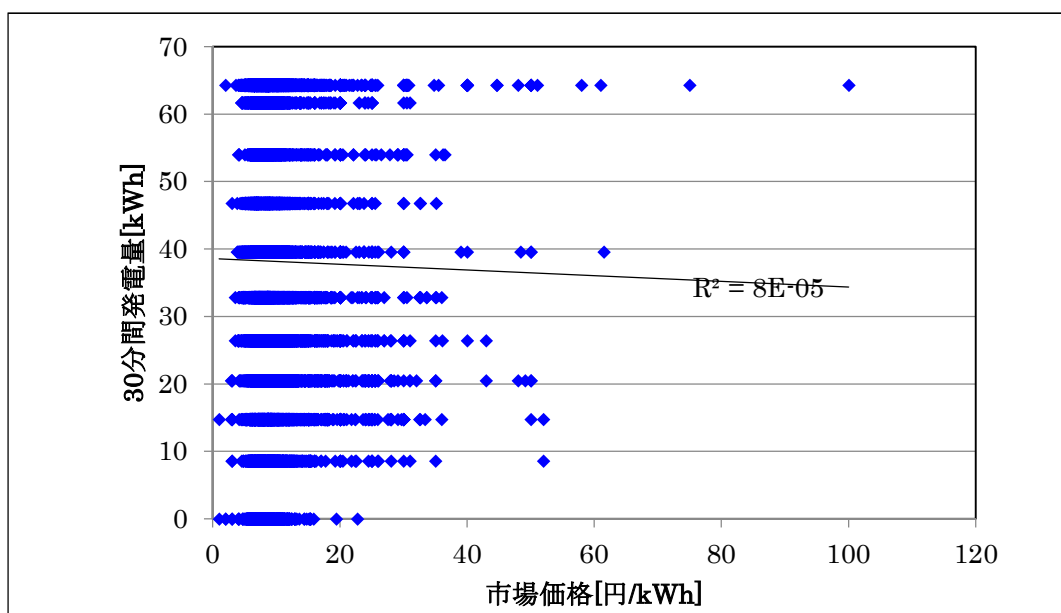


図 5.1-81 相関図（遠賀川川島観測所 2018 年）

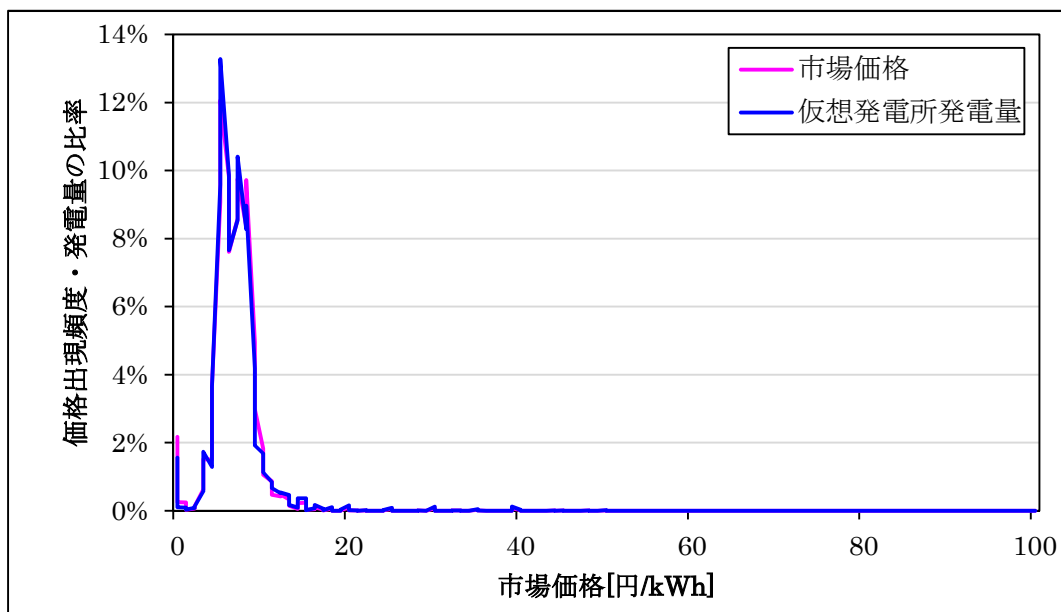


図 5.1-82 ヒストグラム（遠賀川川島観測所 2019 年）

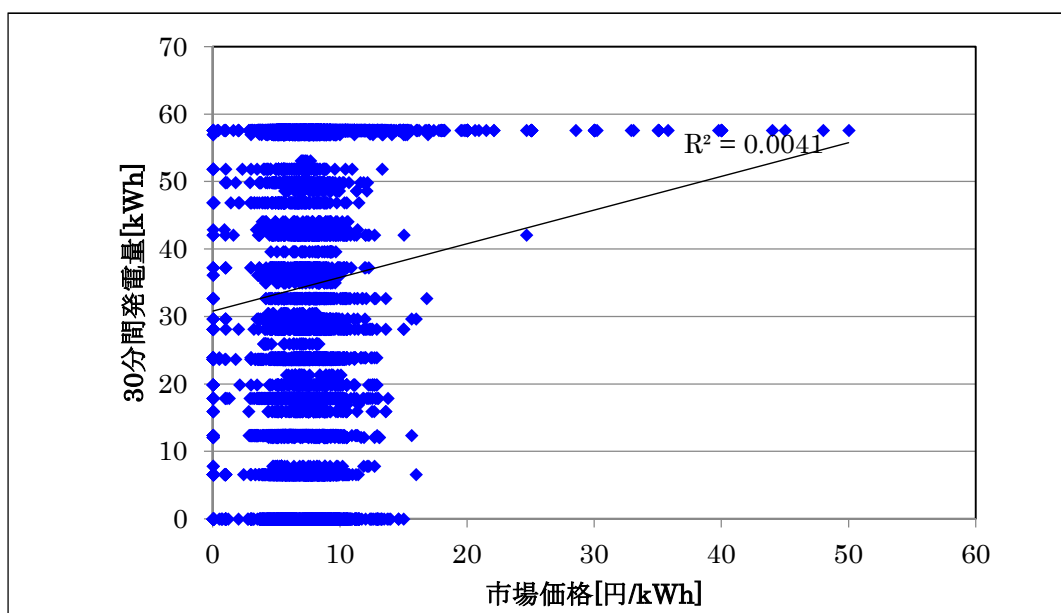


図 5.1-83 相関図（遠賀川川島観測所 2019 年）

⑩ 五ヶ瀬川佐野観測所

年次	決定係数 (r^2)	市場平均価格 [円/kWh]	売電平均価格 [円/kWh]	価格偏差 [円/kWh]
2017	0.073	9.11	8.5	-0.61
2018	0.018	9.61	9.25	-0.36
2019	0.002	7.17	7.24	0.08

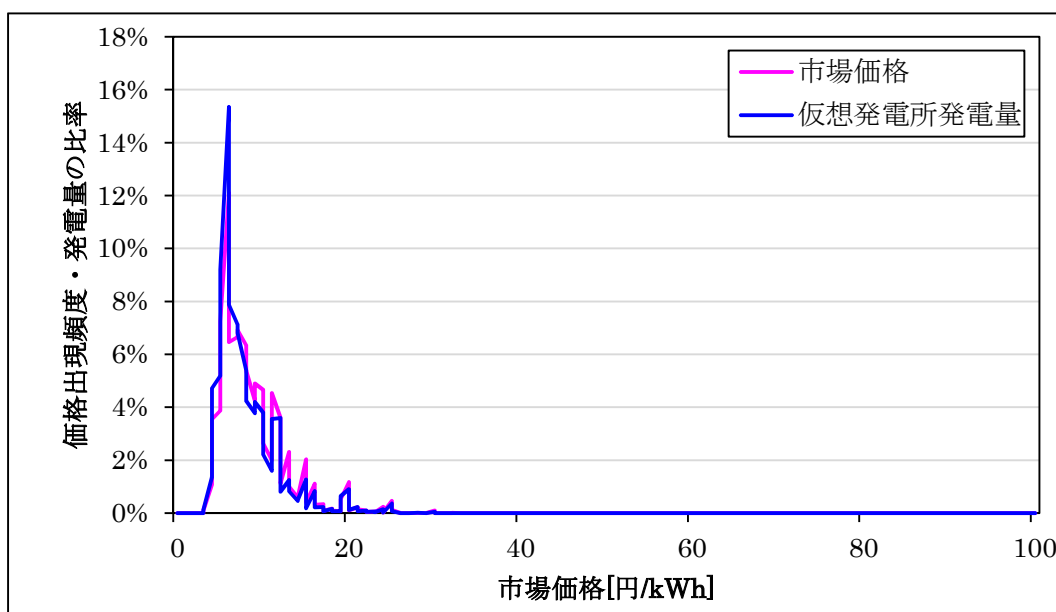


図 5.1-84 ヒストグラム (五ヶ瀬川佐野観測所 2017 年)

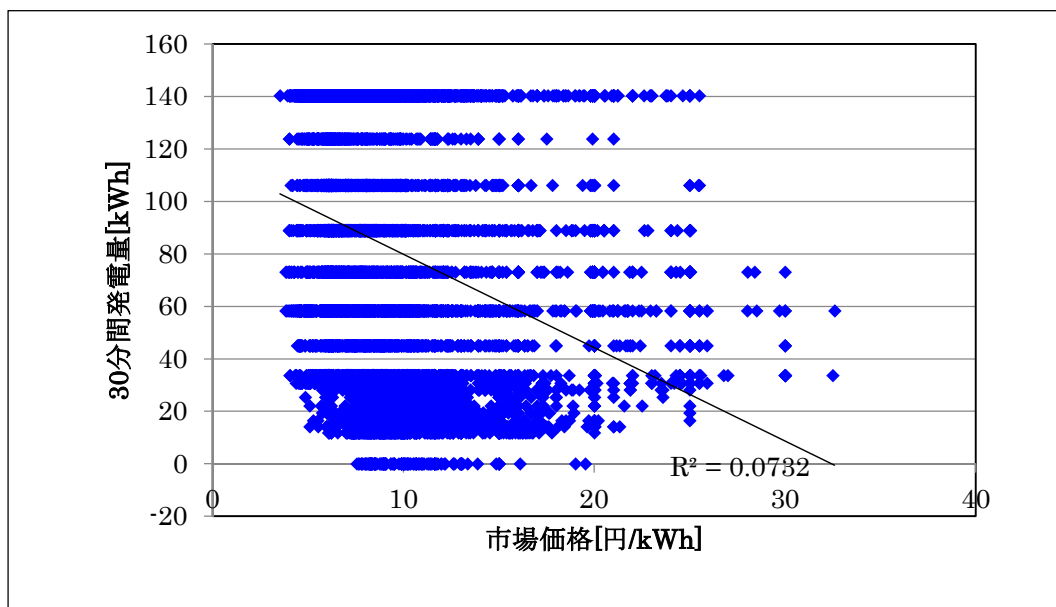


図 5.1-85 相関図 (五ヶ瀬川佐野観測所 2017 年)

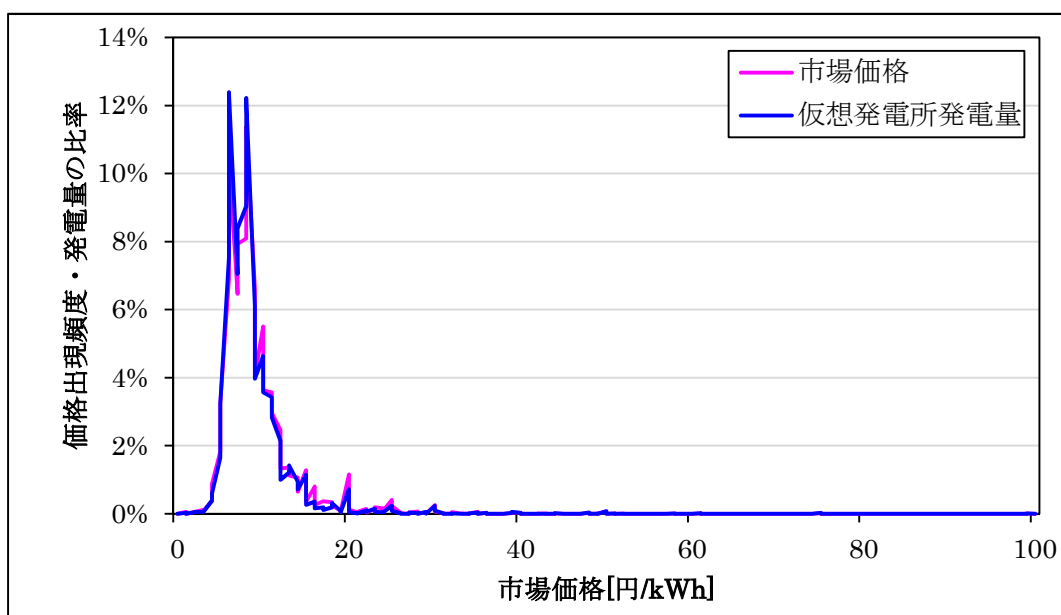


図 5.1-86 ヒストグラム (五ヶ瀬川佐野観測所 2018 年)

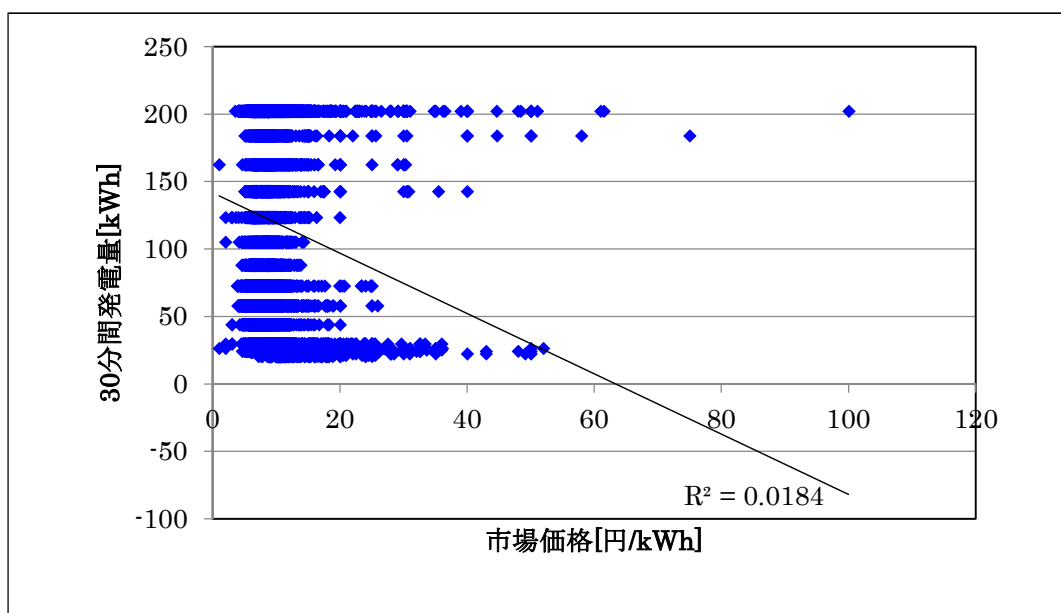


図 5.1-87 相関図 (五ヶ瀬川佐野観測所 2018 年)

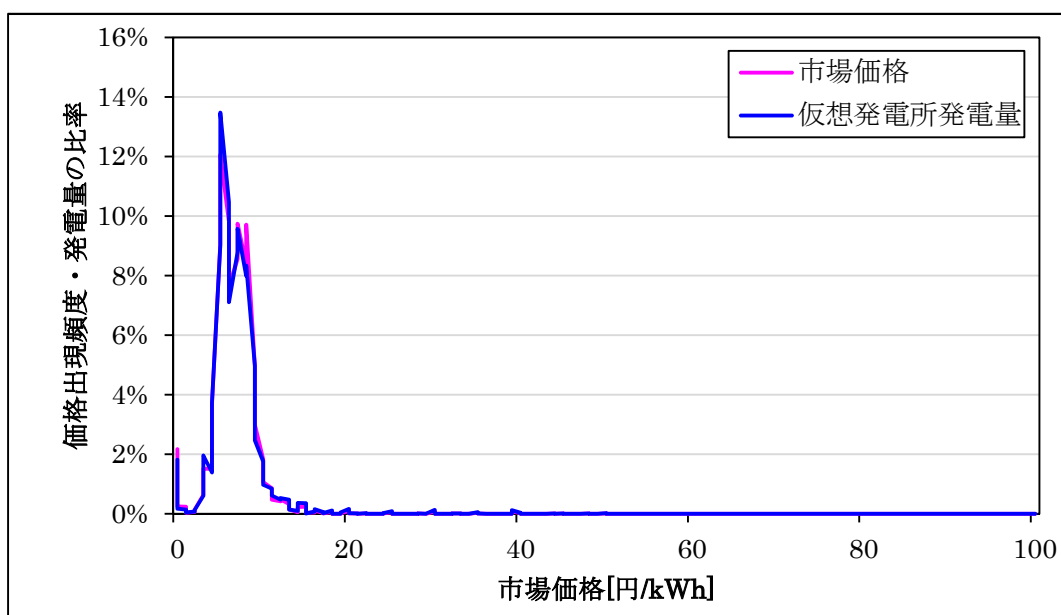


図 5.1-88 ヒストグラム (五ヶ瀬川佐野観測所 2019 年)

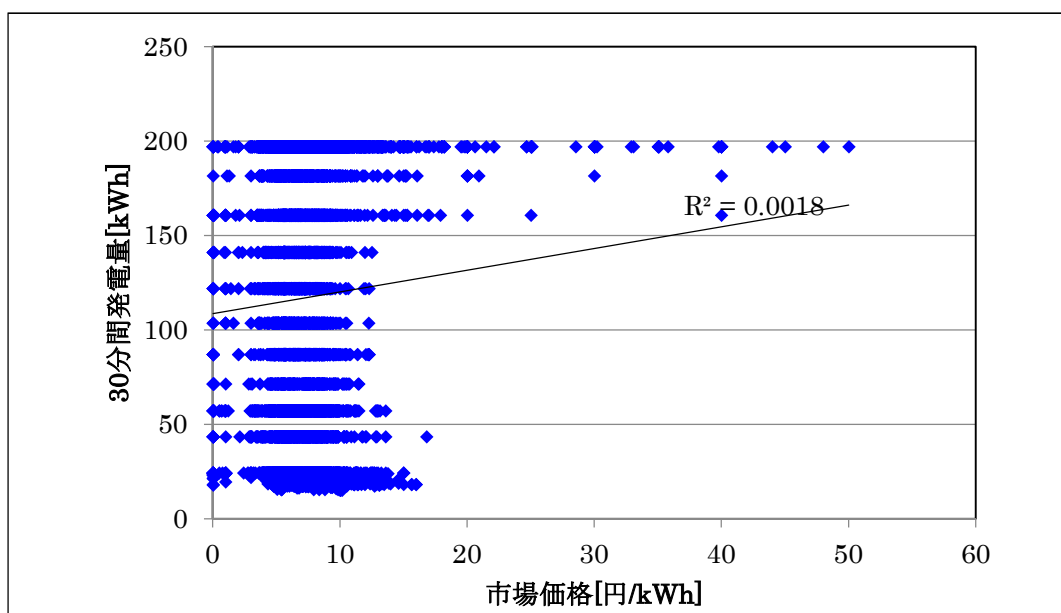


図 5.1-89 相関図 (五ヶ瀬川佐野観測所 2019 年)

(4) 考察

本調査では、10 ヶ所の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データを用いて分析を行い、両者にほぼ相関がないことを確認した。また、一部相関がある場合において、発電量が多い時間帯に電力市場価格が負の相関を示すことを確認し、この相関の定量化（価格偏差）や地域的な傾向の把握を行った。

今後は、本調査で作成したプログラム（プロトコル及びパラメーター）を基に、FIP 制度で設定されるプレミアム価格等の設定の考え方等を追加し、シナリオ別導入可能量の算定に活用していくことが望まれる。

また、将来的には、本プログラムを一般に利用可能な形式で REPOS へ搭載し、利用者自らがリスクを定量化し、事業性の判断や地域の金融機関等への融資の働きかけに活用できるツールとなることが望まれる。