

〔農工研技報 212〕
〔127 ~ 135, 2012〕

土地改良施設を利用した小水力発電計画に関する一考察

後藤眞宏*・上田達己*・浪平 篤*・廣瀬裕一*

目次

I 緒言	127	1 建設単価との関係	130
II 使用データ	128	2 償還年数と売電単価との関係	131
1 分析に使用したデータ	128	V 土地改良区への聞き取り結果	133
2 データの詳細	128	1 結果	133
III 実施地区の特徴	129	2 今後の小水力開発の方向性	134
1 実施地区の発電の特徴	129	VI 結言	134
2 発電方式のパターン	129	参考文献	134
IV 経済性の評価	130	Summary	135

I 緒言

東日本大震災以降、太陽光発電、風力、バイオマス、地熱等の再生可能エネルギーへの関心が高まっている。その中でも出力で1,000kW以下の小水力発電は、新聞、テレビ、雑誌等で数多く取り上げられ、注目を集めている。また、2011年11月には第2回全国小水力サミットが富山県黒部市で開催される等、産学官民での活動が盛んに行われている。

再生可能エネルギーを巡っては、再生可能エネルギーによる発電の全量を電力会社が一定の期間、固定価格で買い取る全量買取制度である再生可能エネルギー特別措置法が2011年8月に成立した。これまでは太陽光発電の余剰電力の買い取り制度のみであったが、本法により全量、一定期間、固定価格での買取が行われることとなり、再生可能エネルギーの開発の推進が期待されている。

水力発電に関しては、明治24年の琵琶湖疏水の蹴上発電所建設から昭和35年まではわが国最大の電力供給源であり、水主火従時代と呼ばれた。昭和36年以降は火力発電所が中心となり、2010年度末で発電設備容量は、原子力が20.1%、LNG火力が25.7%、石炭火力が16.0%、石油等火力は18.9%、水力が8.5%、揚水が10.6%、新エネルギーが0.2%となっている（資源エネルギー庁、2011）。

水力の利用は古くから行われている。古くは、1878

年（明治11年）の「共武政表」という統計では9,000台以上の水車が稼働していた（末尾、1980）。1942年（昭和17年）の調査によると、精米、タービン等農事用水車が約78,000台、このうち農事用の在来型水車が73,000台稼働していた（前田、1992）。また、1920年（大正9年）ごろに富山県で考案された動力用の螺旋水車は、全盛期の1935年（昭和10年）には約13,000台が普及していた（田中、1990）。戦後の1952年（昭和27年）には、農山漁村などの無電地区に電力を供給する目的で、農山漁村電気導入促進法が制定され、農協、土地改良区、森林組合等が事業主体となり、今日までに200地点以上の発電所が建設されて、現在でも中国地方で数十機稼働している（農村開発企画委員会、1983）。

そして、ダム、頭首工、農業用水路などの土地改良施設を利用した発電出力が数千kW以下の小水力発電は、1983年（昭和58年）から土地改良施設における電力使用料の負担軽減を目的とし、かんがい排水事業の一工種として建設が可能となった。発電所建設のための調査は、全国100地区以上で行われており、このうち2009年（平成21年）時点で全国26地区の発電所が建設されている。

そこで本報告では、このように発電調査実施地区は多いにもかかわらず、発電事業実施地区が少ない点に着目して、調査地区のデータをもとに、発電事業実施の可否に関して、主に経済的な観点から分析するとともに、事業実施地区への聞き取り調査結果についても報告し、今後の事業実施への参考とするものである。

* 資源循環工学研究領域エネルギーシステム担当

平成23年12月15日受理

キーワード：小水力発電、土地改良事業、経済性評価、建設単価

II 使用データ

1 分析に使用したデータ

1983年(昭和58年)から土地改良事業の一環として、ダム、水路等の農業水利施設が包蔵する小水力エネルギーを開発利用して水力発電を行い、土地改良施設の運転操作に必要な電力を供給し、土地改良施設の維持管理費の軽減を図る小水力発電事業が制度化された。小水力発電では、クリーンな循環型エネルギーの開発利用として環境面でも評価されており、各地で事業化についての検討が行われている。

この間、全国土地改良事業団体連合会は、平成5年度までに109地区(重複地区2地区)について発電所建設に関する概略設計及び基本設計を実施した。2007年度(平成19年度)までに26地区(表1)が建設され、そのうち22地区が上記109地区に含まれている。

本報告では、重複2地区をのぞいた107地区の概略設計及び基本設計の報告書をもとに、1995年(平成7年)

に全国土地改良事業団体連合会が各発電計画の概要について取り纏めた報告書(全国土地改良事業団体連合会、1995)を用いて分析を行う。なお、本報告書は未公表データであり、データ使用の許可を全国土地改良事業団体連合会より得ている。

2 データの詳細

本報告では、主に経済的な観点からの分析を行うため、各発電所の以下の数値データを用いた。

a 最大出力

当該発電所で発電できる最大の発電出力で、発電所で使用する最大の水量である最大使用水量時で、最大有効落差時に生じる。水車や発電機などの発電所の施設規模を決める重要な数値である。単位は、kWである。

b 年間可能発電電力量

発電所が年間を通じて事故停止もせず点検維持補修

Table 1 農村振興局所管事業による小水力発電施設設置状況
The small scale-hydropower projects funded by the Rural Development Bureau

	地区名	都道府県	事業種別	発電所名	発電方式	水車	最大出力(kW)	運転開始
1	大野原	大分県	県営かん排	大野原発電所	ダム水路式	横軸ペルトン	260	S62.6
2	庄川右岸	富山県	県営かん排	安川発電所	水路式	横軸フランシス	640	S62.12
3	備北	岡山県	県営かん排	大佐ダム発電所	ダム式	横軸フランシス	510	S63.3
4	十三塚原	鹿児島県	県営畑総	竹山ダム発電所	ダム式	横軸クロスフロー	190	S63.9
5	西目	秋田県	県営かん排	西目発電所	水路式	横軸フランシス	740	H元.10
6	愛本新	富山県	県営かん排	愛本新発電所	水路式	横軸フランシス	530	H元.12
7	加治川沿岸	新潟県	県営かん排	内の倉発電所	ダム式	縦軸フランシス	2,900	H2.4
8	両筑平野	福岡県	県営かん排	両筑江川発電所	ダム式	横軸フランシス	1,110	H2.6
9	会津北部	福島県	国営かん排	大平沼発電所	ダム式	横軸フランシス	570	H4.4
10	那須野原	栃木県	国営農地開発	那須野ヶ原発電所	水路式	横軸フランシス	340	H4.6
11	上郷	石川県	県営かん排	上郷発電所	水路式	S型チューブラ	640	H7.4
12	打尾川	富山県	県営かん排	臼中発電所	ダム式	横軸フランシス	910	H10.12
13	庄川	富山県	県営かん排	示野発電所	水路式	水中タービン型	550	H11.1
14	迫川上流	宮城県	国営かん排	荒砥沢発電所	ダム式	横軸フランシス	1,000	H11.4
15	高田	和歌山県	団体営中山間	高田小水力発電所	水路式	横軸ペルトン	282	H11.4
16	五城	新潟県	県営かん排+農村総合整備	五城発電所	水路式	横軸フランシス	1,100	H14.2
17	吉井川下流	岡山県	県営かん排	新田原井堰発電所	ダム式	横軸プロペラ	2,400	H15.4
18	胎内	新潟県	農村総合整備	鹿ノ俣発電所	ダム水路式	横軸フランシス	960	H15.4
19	川小田	広島県	農村総合整備	川小田小水力発電所	水路式	S型チューブラ	720	H15.4
20	新安積	福島県	国営かん排	安積疏水発電所	水路式	横軸フランシス	2,230	H16.4
21	会津宮川	福島県	国営かん排	新宮川ダム発電所	ダム式	横軸フランシス	1,100	H16.4
22	中島	石川県	県営かん排	七ヶ用水発電所	水路式	S型チューブラ	630	H16.4
23	金峰	鹿児島県	県営かん排	金峰発電所	ダム式	横軸クロスフロー	170	H16.4
24	大淀川左岸	宮崎県	国営かん排	広沢ダム小水力発電所	ダム式	横軸フランシス	640	H17.6
25	馬淵川沿岸	岩手県	国営かん排	大志田ダム発電所	ダム式	横軸フランシス	810	H17.7
26	曾於南部	鹿児島県	国営かん排	輝北ダム発電所	ダム式	横軸クロスフロー	400	H19.4

停止もしないものと仮定した場合に、1年間に発電が可能な電力量である。電力会社への売電単価（円/kWh）を乗じることによって、年間の収益が計算でき、開発時期の変動による物価変動の影響を受けないので、経済性を検討する上で重要な数値である。単位は、kWhである。

c 建設費

水力発電所の建設工事は、ダム、取水口、導水路等の土木費、発電所や変電所の建物費、水車、発電機、配電盤等の電気関係費に大別される。このような直接的な工事関係費に加えて、仮設備、建設所運営関係費や工事資金にかかる金利なども工事費に含まれる。

d kW当たりの建設単価

建設費を最大出力で除した数値である。kW供給力として期待され、ピーク発電をする貯水池、調整池式発電では、この値が安いことが求められる。流れ込み式が多い小水力発電では発電所出力は小さいが設備利用率が高く年間発電電力量が大きくなることから、kW当たりの建設単価で経済性を評価するのではなく、kWh当たりの建設単価を指標することが一般的である。

e kWh当たりの建設単価

建設費を年間可能発電電力量で除した数値である。計画段階において、水力発電の経済性の概略を簡便に示す指標である。

昭和55年の資源エネルギー庁の第5次包蔵水力調査において示された、kWh当たりの建設単価をもとにした経済性の簡易な基準値が現在でも参考にされている（Table 2）。

Table 2 発電方式別基準値（経済性ランク）

Profitability criteria for hydropower generation projects
(円/kWh)

級	a	b	c
発電方式			
流れ込み式	250以下	250～500	500を越えるもの
調整池式	300以下	300～600	600を越えるもの
貯水池式	400以下	400～800	800を越えるもの

a：経済性ありと判断され、今後の調査で開発の可能性がある地点。

b：aクラスに準ずる地点。

c：開発の優先度が低い地点。

III 実施地区の特徴

1 実施地区の発電の特徴

2007年度（平成19年度）時点で発電所が設置された26地区の特徴を示す。まず、発電所の規模を示す最大出力を見ると、500～1,000kWの規模が全体の半数の13地区であり、次いで500kW以下の6地区である（Fig.1）。最大規模は、加治川沿岸地区のダム式発電の2,900kWで、一箇所の平均値では850kWである。

水車形式は、横軸フランシス水車が16地区で最も多く、次いで横軸クロスフロー水車とS型チューブラ水車が3地区、横軸ペルトン水車が2地区ずつ、水中タービン水車と横軸プロペラ水車が1地区ずつである。

経済性の指標であるkWh当たりの建設単価を見ると（Fig.2）、多くの地区で200～300円/kWh以下となった。経済性の簡易な基準値に照らし合わせてみると、ダム式及びダム水路式発電ではほとんどの地区でaランクで、2地区においてbランクとなっている。水路式では、すべてaランクまたはbランクとなっており、建設されたすべての発電所がTable 2の基準に照らすと開発可能性がある地点に含まれている。

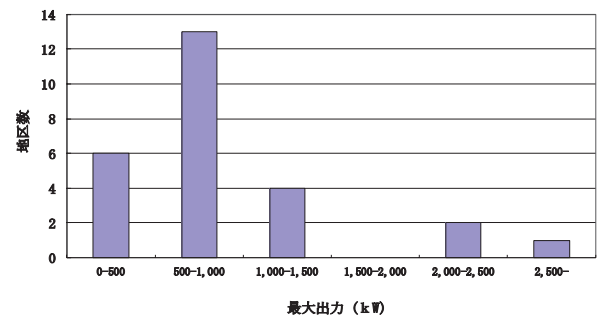


Fig.1 最大出力別の地区数

The number of project areas by maximum output

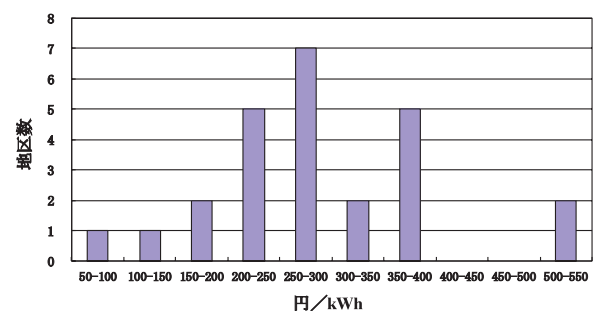


Fig.2 kWh当たりの建設単価の分布

Distribution of the unit construction cost per kWh

2 発電方式のパターン

発電が実施された地区では、発電に使用する用水や施設の活用方法によって発電方式がいくつかのパターンに分類できる。

a ダムを利用した発電

ダムの落差を利用して発電する方式である。

(1) かんがい用水利用

ダムに貯留された農業用水を発電用水として使用して発電する方式である。従って、かんがい期間中には発電量が多くなる。一方で、非かんがい期間中の発電が困難となる地区もある。事例地区として、加治川沿岸地区の内の倉発電所がある。

(2) 河川維持用水等利用

ダムの下流河川の維持のために放流される用水や無効

放流を発電用水として使用して発電する方式である。年間を通じて流量の変化が小さいため、発電量は貯水位によって変わるものの大きな変化がない特徴がある。事例地区として、金峰地区の金峰発電所がある。

b 頭首工を利用した発電

頭首工の落差を利用して発電する方式である。

(1) かんがい用水利用

連続して設置された頭首工において、下流の頭首工で取水する農業用水を上流の頭首工で放流する際に発電する方式である。下流への放流量が多く、最大出力、年間の発電量が大きい。事例地区として、吉井川下流地区の新田原井堰発電所がある。

(2) 河川維持用水等利用

頭首工の下流河川の維持のための放流される用水や無効放流を発電用水として使用して発電する方式である。年間を通じて流量と頭首工上流水位の変化は小さいため、発電量の変化が小さい特徴がある。事例地区として、富山県の庄川合口発電所がある。

c 用水路を利用した発電

(1) 落差工利用

農業用水路内に短い区間における数mの落差地点において、発電所を設置する方式である。水圧管路を長く敷設する必要がない。事例地区として、中島地区の七ヶ用水発電所がある。

(2) 連続落差工利用

農業用水路内に連続して設置されている1m程度の小落差工地点において、水圧管路を敷設して落差を確保する方式である。事例地区として、上郷地区の上郷発電所がある。

3 発電方式とkW当たりの建設単価

発電方式とkW当たりの建設単価では、ダム式発電の多くが1,100千円/kW以下であるのに対して、水路式の多くが1,500千円/kW以上であった。これはダム式発電の場合、水圧管路などがダム建設費として計上されているため発電関連の建設費が水路式発電に比べて低くなることが考えられる。一方、水路式発電では建設費に水圧管路が計上され、水圧管路費が多い場合には高くなることが考えられる。

IV 経済性の評価

1 建設単価との関係

a kW当たりの建設単価と最大出力の関係

kW当たりの建設単価と最大出力の関係から、実施地区の最大出力は概ね200kW以上であり、未実施地区の多くは最大出力が250kW以下であった。また、実施地区のkW当たりの建設単価は500,000～1,500,000円/kWであることが明らかになった (Fig.3)。

b kWh当たりの建設単価と年間総発電量の関係

kWh当たりの建設単価と年間総発電量の関係から、実施地区の年間総発電量は概ね100万kWh以上であり、未実施地区の多くは、年間総発電量が100万kWh以下であった。また、実施地区のkWh当たりの建設単価は100～400円/kWhであることが明らかになった (Fig.4)。

c kW当たりの建設単価とkWh当たりの建設単価の関係

kW当たりの建設単価とkWh当たりの建設単価の関係から、実施地区は概ね50～150万円/kW, 150～250

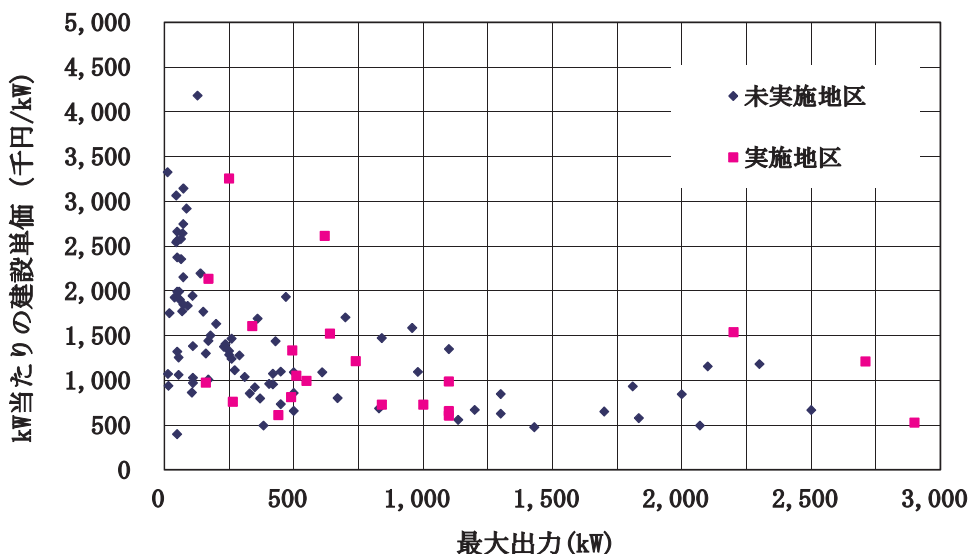


Fig.3 kW 当たりの建設単価と最大出力の関係

Relationship between the unit construction cost per kW and the maximum output

円/kWhの範囲に入ることが明らかになった (Fig.5)。

d 実施地区と未実施地区における kWh 当たりの建設単価の比較

建設の適否を判断する参考値と考えられる kWh 当たりの建設単価 (円/kWh) に関して、既建設地区の平均値は 235 円/kWh、未建設地区の平均値は 353 円/kWh であった (Fig.6)。

e 実施地区と未実施地区の違い

発電実施された地区において最大出力当たりの建設費 (円/kW) が高い地区はかんがい用水を利用した水路式発電所であることが明らかになった。アンケート調査の結果、発電に到らなかった地区で経済的に有利と判断された地区の約半数は親事業である土地改良事業がないため実施できなかったこと、冬期の水利権がないこと、

地元の理解が得られないこと、管理面で地元が不安を感じていたことが明らかになった。平成 21 年度から地域用水環境整備事業において、小水力発電施設の新設、改修が土地改良事業と切り離して単独で行えるようになった。この事業により、今後小水力発電施設の建設が増加すると思われる。

2 償還年数と売電単価との関係

Fig.5 に示した実施地区の多くが kW 当たりの建設単価が 150 万円/kW 以下、kWh 当たりの建設単価が 250 円/kWh 以下であった。そこで、kW 当たりの建設単価の 150 万円/kW、kWh 当たりの建設単価の 250 円/kWh を閾値として、kW 当たりの建設単価の 150 万円/kW の上下、kWh 当たりの建設単価の 250 円/kWh の上下を 4 ケースに分類して、未実施の 86 地区について建設の可能性について検討した。ケース 1 は、kW 当たりの建

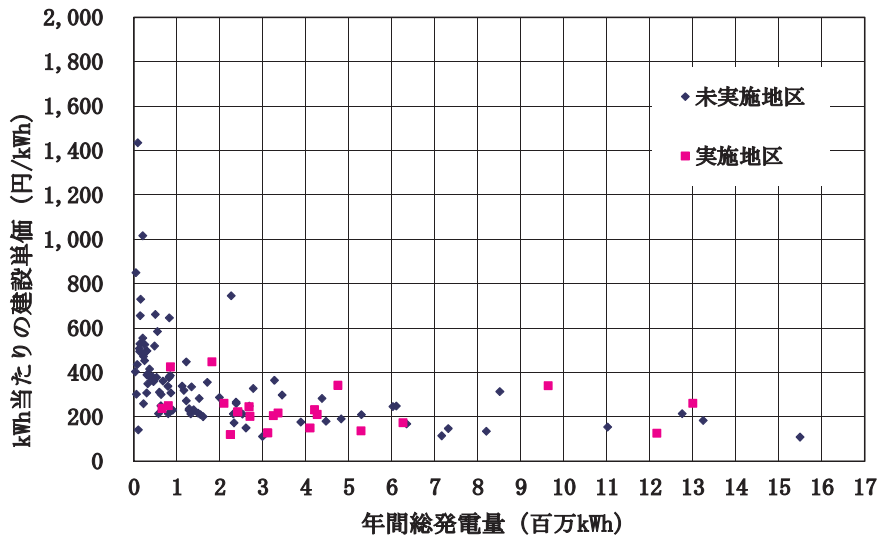


Fig.4 kWh 当たりの建設単価と年間総発電量の関係

Relationship between the unit construction cost per kWh and the annual total production of electricity

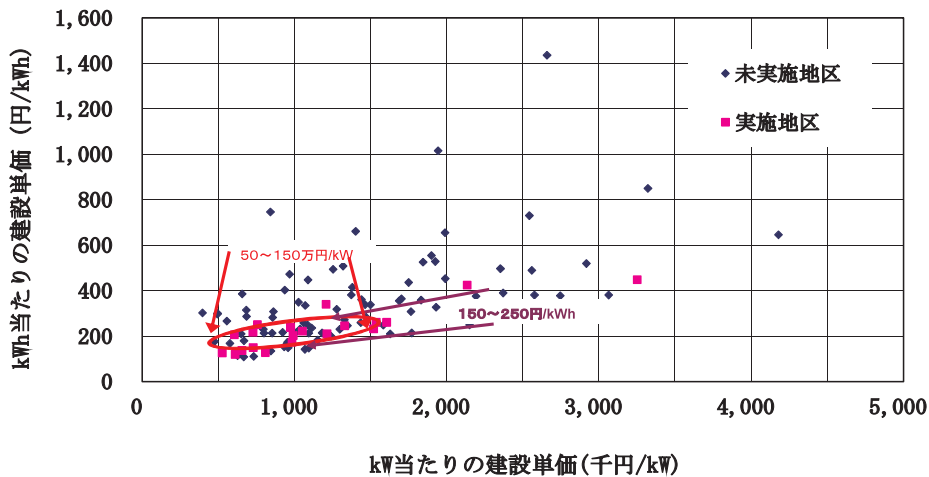


Fig.5 kW 当たりの建設単価と kWh 当たりの建設単価の関係

Relationship between the unit construction cost per kW and the unit construction cost per kWh

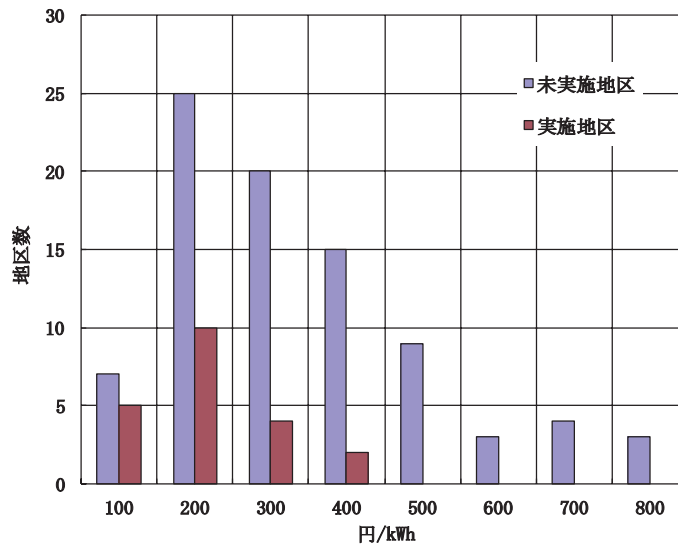


Fig.6 kWh 当たりの建設単価による実施地区と未実施地区の分布

Distribution between project areas that have installed hydropower plants and those that have not by unit construction cost per kWh

設単価が150万円/kW以上と高く、kWh当たりの建設単価も250円/kWh以上と高い31地区で、ともに閾値を超えており、建設実施の可能性が低いと判断される。ケース2は、kW当たりの建設単価が150万円/kW以上、kWh当たりの建設単価が250円/kWh以下の5地区で、建設費が高いために実施が困難と考えられる。ケース3は、kW当たりの建設単価が150万円/kW以下、kWh当たりの建設単価が250円/kWh以下の26地区で、水利権などの経済性以外の理由で建設に至っていないと判断される。ケース4は、kW当たりの建設単価が150万円/kW以下、kWh当たりの建設単価が250円/kWh以上の29地区で、経済性が改善することにより建設可能性が向上すると判断して、以下の検討を行った。

そこでケース4の29地区について売電単価と建設率

の関係を検討した。ここで売電単価とは、電力会社が購入する単価で、単位は円/kWhである。建設可能性とは、建設の可能性を示す値で、各地区のkWh当たりの建設単価(=A)と償還年数(10年~30年まで5年間隔で変化させる)×売電単価(=B)を比較したときの $A < B$ となる割合である。なお、 $A > B$ では建設可能性がないと判断した。また、ここでは発電に関する人件費やメンテナンスコスト等のランニングコストは考慮せず、償還年数を単純にkWh当たりの建設単価/売電単価として検討した。

この結果、Fig.7に示したように、売電単価が10円では償還年数を長くしても建設可能性は30%程度であること、売電単価が15円になると償還年数が25年で建設可能性が60%を越え、売電単価が25円以上になると償

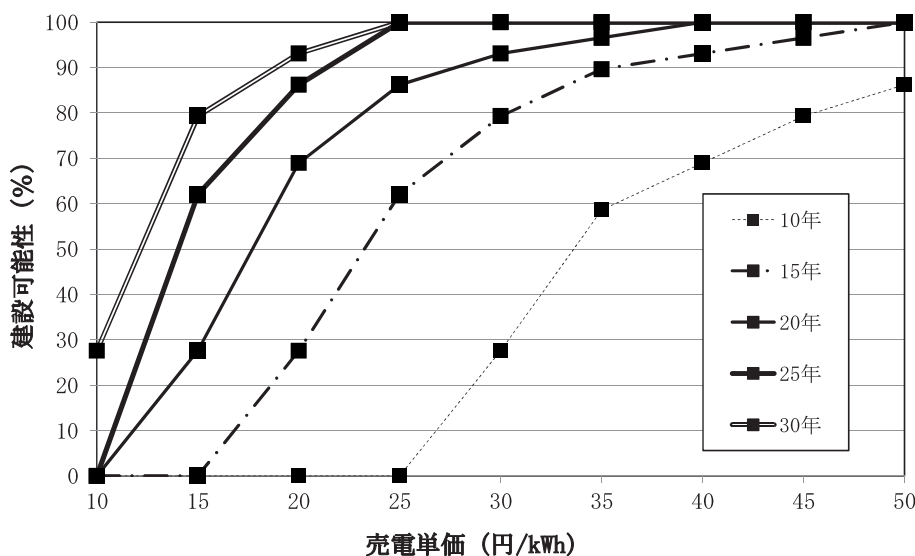


Fig.7 売電単価と建設可能性の関係

Relationship between the unit selling price of electricity and construction possibility

還年数が15年でも約60%の地区において建設可能性が高くなることが明らかになった。

2011年8月に成立した再生可能エネルギー特別措置法では、具体的な価格や買い取り期間については今後の検討となっているが、20年、20円/kWh程度の数値が議論に上がっているようである。

これまでかんがい排水事業で建設された小水力発電で生じた電力は、土地改良施設の操作等に使用される自家消費に加えて、残りの電力（余剰電力）は電力会社に売電され、売電収入となっていた。2011年11月に農林水産省は、農業水利施設の有する水力エネルギーを最大限活用する観点から、これまでの充当範囲に加えて、土地改良区が管理する土地改良施設全体の修繕費や人件費等の維持管理費にも充当できるようにした。

今回の検討では、売電収益をすべて更新に使用することの前提で償還年数を算定している。しかし、現実的には売電収益は前述のように種々の維持管理費に充当されることから、今回算出された償還年数よりも長くなると思われる。発電事業者にとっては早期の償還と維持管理費の軽減の両面が望まれる。小水力発電は維持管理を行えば数十年継続して利用可能であるが、更新のための積立期間を考慮すると償還年数は10年程度以内が望ましいと考えられる。

今回の検討では、買い取り価格が25円/kWh、補助金なしで償還年数が20～25年という値が算出された。小水力発電の建設当初には多額の資金が必要になることから、補助金制度が存続すれば償還年数が短くなり、発電事業者にとって早期に効果が見られる。買い取り価格の検討と同時に補助金のあり方についても検討が必要である。

V 土地改良区への聞き取り調査

1 結果

土地改良事業による小水力発電を実施している土地改良区に対して、小水力発電事業に関する聞き取りを実施し、以下のような回答が得られた。

①発電事業を行うことによって、発電に関する維持管理費の削減が図られ、結果として負担金軽減に役立っている。

②発電所のゴミ、落雷による発電所停止時の運転復旧、発電とかんがい用水の両立のための水管理等、発電所の運営に関する管理負担が大きい。

③土地改良施設に小水力発電所を建設する際に、たとえば発電所停止時の復旧操作を常駐管理所で遠隔操作できるなどの小水力発電所の管理を考慮したシステム設計をする必要がある。

④水車、発電機や配電盤など小水力発電機器を更新するための費用は莫大になることから、その準備が大きな負担となっている。

⑤河川法や土地改良法など小水力発電の実施に際して、種々の手続きが必要であるが、手続きが煩雑であることから、簡素化が望まれる。

⑥電気事業法に関わる電気主任技術者やダム水路主任技術者を土地改良区で専任することが負担となっている。

⑦土地改良施設を利用した小水力発電では、発電に使用できる用水は農業用水に完全従属となっているが、これでは特に非かんがい期間の発電量の増加が見込めない。

⑧地区内の消費電力量が発電候補地点の出力より小さい場合、地区内の消費電力量以上の発電が行えない、い

Table 3 現状の問題点と今後の開発の方向性
The present problem and the directions of future development

	現状の問題点	今後の開発の方向性
経済性	1. 小型水車のコストが相対的に高い 2. 建設初期の費用が他の再生可能エネルギーに比べて高い 3. 全量買い取りの期間が限定されている 4. 各種価格の積算根拠が不明確	1. 小型水車の低コスト化 出力規模別の買い取り価格の設定 2. 建設初期の助成の継続 3. 全量買い取りの期間の延長 4. 積算根拠の明確化
制度	1. 各種法手続きが繁雑 2. 冬期の流量が少なく開発可能地点が限られる 3. 見合い施設が施設規模の制限になっている 4. 他目的使用の緩和範囲が少ない 5. 各種専任技術者が必要である	1. 小型水車の場合の手続きの簡素化 2. かんがい用水完全従属から流域管理方法の開発 3. 賦存量算定による小水力開発の可能性提示 4. 小型出力水車の位置づけの明確化 5. 小型出力水車の影響の明確化
技術	1. 低落差地点が未開発 2. 小流量地点が未開発 3. 水路内のゴミ 4. 売電以外に利用方法が少ない 5. 非かんがい期の流量が少ない 6. 幅広水路への水車の設置が困難	1. 1m以下の低落差用水車の開発 2. 0.1～10m ³ /sの水車開発 3. 小さなゴミに対応する低コストな除塵装置の開発 4. EV、マイクログリッドへの利用技術の開発 5. 水利システムにおける流量調整方法の開発 6. 種々の流量に対応できる水利施設の開発

わゆる見合い施設の考え方によって、地域に賦存する小水力ポテンシャルが十分に開発されない。

2 今後の小水力開発の方向性

土地改良区への聞き取りから明らかになった現状の問題点と、問題点から見えてくる今後の開発の方向性を **Table 3** に示す。取り纏めると以下の4点に集約される。

①小規模水力技術の開発：本報告で対象とした数百kW以上の小水力発電に関する技術はほぼ完成されているが、数十kW以下の小規模水力に関する水車、除塵施設、水車設置方法などの技術開発、低コスト化は今後取り組まなければならない課題である。

②長期間を見据えた制度設計：小水力発電の建設において初期コストが大きいことから、建設に際して補助金制度や助成制度が重要である。また、小水力発電は数十年間の稼働が可能であることから、電力の買い取り価格においては、発電出力規模に応じて段階的価格を設ける、長期間安定した価格にするなど、長期間を見据えた制度設計が重要である。

③資源管理における合意形成：小水力発電は、農業用水の本来目的であるかんがい、発電を付与するものである。このため地域資源である農業用水の管理において、新たな管理ルールの構築が必要になってくることが想定される。その際には、地域住民による合意の形成が重要である。

④流域における発電用水：現状の農業用水を利用した小水力発電では、発電に用いる用水は農業用水完全従属となっている。流域全体での水力開発、エネルギー開発の視点に立ったときに、冬期間の水利権の付与や流域水管理を行い、流域全体で水力エネルギーの効率的な開発を行う必要がある。

VI 結 言

本報告では、土地改良事業における小水力発電調査実施地区のデータを用いて、発電事業実施の可否に関して、主に経済的な観点から分析するとともに、発電事業実施地区への聞き取り調査結果についても報告し、以下の結果を得た。

- 1) 平成19年度時点で発電所が設置された26地区の特徴として、発電所の規模を示す最大出力が500～1,000kWの規模が全体の半数の13地区で、次いで500kW以下の6地区で、一箇所の平均値では850kWである。

- 2) 実施地区は、kW当たりの建設単価が50～150万円/kW、kWh当たりの建設単価が150～250円/kWhの範囲に概ね入る。
- 3) kW当たりの建設単価が150万円/kW以下、kWh当たりの建設単価が250円/kWh以上の29地区について売電単価と償還年数の関係から検討した結果、売電単価が10円では償還年数を長くしても建設率は30%程度であること、売電単価が15円になると償還年数が25年で建設可能性が60%を越え、売電単価が25円以上になると償還年数が15年でも約60%の地区において建設可能性が高くなることが明らかになった。買い取り価格が20～25円/kWh、償還年数が20～25年になると建設可能性が高くなることが明らかになり、今後の参考になる数値と言える。
- 4) 発電を実施している土地改良区への聞き取りの結果、発電事業は負担金軽減に役立っている、発電事業はゴミ・落雷・水管理等管理負担が大きい、更新費用の準備が大変である、手続きの簡素化が必要であるなどの回答があった。
- 5) 土地改良区への聞き取りの結果から、今後の小水力発電開発の方向性として、小規模水力技術の開発の必要性、長期間見据えた制度設計、資源管理における合意形成手法の開発、流域管理から見た小水力の効率的利用手法の開発の必要性が示された。

参考文献

- 1) 前田清志(1992)：日本の水車と文化、玉川大学出版部、43
- 2) 農村開発企画委員会(1983)：農村工学研究33、85
- 3) 資源エネルギー庁(2011)：エネルギー白書2011、31
- 4) 末尾至行(1980)：水力開発＝利用の歴史地理、大明堂、7
- 5) 田中勇人(1990)：螺旋水車、56-61
- 6) 全国土地改良事業団体連合会(1995)：小水力発電計画状況とりまとめ報告書

A Study on Planning Small-scale Hydropower Generation Projects with Irrigation Facilities

GOTO Masahiro, UEDA Tatsuki, NAMIHIRA Atsushi and HIROSE Yuichi

Summary

Economic feasibility of implementing small-scale hydropower generation systems installed at irrigation facilities has been analyzed in this study, using information from project areas that have undergone relevant surveys. The study also reports the results of interviews to project areas that have installed such hydropower plants. The results are as follows. (1) The average output is 850 kW for the 26 project areas that have installed hydropower plants as of 2007. (2) Construction costs of the existing hydropower plants are roughly in the range of 500-1,500 thousand Yen/kW, or 150-250 Yen/kWh. (3) If the selling price for electricity is raised in the future, hydropower plants could possibly be installed in project areas whose construction costs are less than 1,500 thousand Yen/kW and though more than 250 Yen/kWh. We therefore evaluate feasibility on such project areas, and found that, at a selling price of 10 Yen/kWh, only 30% of potential projects could be pushed ahead with construction no matter how long the redemption years would be; at a price of 15 Yen/kWh, more than 60% could be pushed ahead at the redemption years of 25; and at a price of 25 Yen/kWh, the same 60% could be pushed at a shorter redemption years of 15. (4) According to our interviews, members of Land Improvement Districts possessing hydropower plants have such opinions as: a hydropower generation project can ease financial burdens of maintaining the Districts; such project however gives them some extra labor such as clearing debris in pipelines, restoring facilities from lightning damages, and water management; it is sometimes difficult to prepare funds for rehabilitating the plants; and it is necessary to simplify red tape concerning the projects with various government agencies. (5) The interviews also implied future directions for further promoting small-scale hydropower projects, such as: development of micro-scale hydropower generation technology; proposals for alternative frameworks of regulations; building consensus for water resources management; putting hydropower generation forward as one of major objectives of watershed management.

Keywords: small-scale-hydropower, land improvement project, cost analysis, unit construction cost