



농업용 저수지의 소수력 개발을 위한 경제성 분석

Economic Feasibility Analysis for Development of Small Hydropower Using Agricultural Reservoirs

우재열* · 김진수**† · 장 훈** · 김영현**

Woo, Jae Yeoul · Kim, Jin Soo · Jang, Hoon · Kim, Young Hyeon

ABSTRACT

This study was conducted to investigate the effect of hydropower factors (watershed, gross head), operation ratio and unit electricity cost on the benefit-cost ratio (B/C ratio) of small hydropower using agricultural reservoirs. The equation of B/C ratio was expressed as a function of watershed area, gross head, operation ratio and unit electricity cost. The benefit increased with watershed area, gross head and unit electricity cost, while the cost increased with watershed area and gross head but decreased with operation ratio. The B/C ratio increased with watershed area, gross head, operation ratio and unit electricity cost. While the effect of gross head on the B/C ratio decreased with watershed area, the effect of operation ratio and unit electricity cost on the B/C ratio increased with watershed area. The operation ratio is an important factor to affect the B/C ratio and therefore we need to develop hydropower for the heightened dams to expect high operation ratio due to continuous water release. The unit electricity cost is also an important factor to affect the B/C ratio and the B/C ratio was always below 1 unless unit electricity cost is over 60 Won/kWh under given conditions. The reservoirs with economic feasibility for small hydropower development were three in 21 when the equation of B/C ratio was applied to the study reservoirs. The results can be used to choose the appropriate reservoir with economic feasibility for development of small hydropower.

Keywords: small hydropower; agricultural reservoirs; benefit-cost ratio; operation ratio; unit electricity cost

1. 서 론

우리나라는 세계 10대 에너지 소비국 중 하나로 총에너지의 97%를 해외에 의존하고 있다. 최근 화석연료의 고갈로 인한 에너지 시장의 불확실성과 온실가스 감축의무의 본격화로 인하여 온실가스를 배출하지 않는 친환경적인 신·재생에너지 개발을 적극 추진하고 있어, 재생에너지 부분인 소수력에 대한 관심이 높아지고 있다. 최근 소수력은 전력구매가격의 지속적인 상승과 함께 경제적 관점에서 개발할 가치가 있는 것으로 평가되고 있다 (Woo and Kim, 2010).

개발가치가 있는 소수력지구의 선정은 소수력 발전량으로부터 얻어지는 편익과 소수력발전 설치비용을 고려한 경제성분석을 통하여 결정된다. 먼저, 소수력 발전량 추정에 관한 연구로

서 Ahn et al. (1999)은 기존 농업용 댐에서의 관개용수를 근거로 저수지 발전모의 운영 및 비선형계획 모형을 적용하여 부존 수력발전량을 추정하였다. Moon (2002)은 전국 농업용 저수지의 소수력 잠재량 현황을 조사하였다. 최근 Woo and Kim (2010)은 충청북도 내 21개 농업용 저수지를 이용하여 저수지 발전인자 (관개면적, 유역면적, 유효저수량 및 총낙차)로부터 소수력 발전량을 예측할 수 있는 단계별 회귀식을 제시하였다.

경제성분석은 사회후생의 측면에서 사업의 계획단계, 진행단계 및 완료후에 사업에 대한 경제적 타당성을 분석, 평가하는 것을 말하며, 농업생산 기반정비사업에서는 편익·비용비 (B/C)가 주요 투자효율지표로 많이 사용되고 있다 (KRC, 2010). 경제성 분석에 의한 소수력발전 개발타당성 분석과 최적규모 결정방안과 관련된 연구로서 국내에서 Park et al. (1997)은 전국에 산재한 소수력발전입지를 대상으로 하여 발전단가 및 투자비회수기간 등의 경제성을 평가하여 소수력발전입지의 개발 타당성을 제시하였다. Kim et al. (2007, 2009)은 유허곡선을 통하여 최적 설계유량을 결정하여 소수력 개발의 최적규모 결정방안과 소수력 개발의 우선순위 결정방법을 제시하였다. 국외에서는 Hossieni et al. (2005)은 수로식 소수력의 최적시설 용량을 결정하기 위하여 Excel software를 이용하여 민감도

* 한국농어촌공사 사업계획실

** 충북대학교 지역건설공학과

† Corresponding author Tel.: +82-43-261-2753

Fax: +82-43-271-5922

E-mail: jskim@cbnu.ac.kr

2011년 1월 26일 투고

2011년 3월 3일 심사완료

2011년 3월 10일 게재확정

분석에 따른 경제성 분석 지표들을 추정하였다. Kaldellis et al. (2005)는 민감도 분석을 통하여 그리스 소수력 발전소에 대한 기술적 경제적 평가를 실시하였다.

최근 일정규모 이상의 농업용 저수지에 소수력 발전 개발이 시도되고 있으나, 발전량과 발전소 설치비용의 추정이 어려워 경제성 있는 지구 선정에 어려움이 있는 실정이다. 이에 본 연구에서는 농업용저수지의 발전인자, 가동률 및 전력기준단가로부터 편익·비용비의 회귀식을 도출하고 이러한 인자의 변화가 편익·비용비에 미치는 영향을 파악하여 소수력 발전 지구 선정의 기초자료를 제공하고자 한다.

II. 연구방법

1. 대상 저수지

대상저수지로는 준공된 소수력 발전 저수지의 규모와 농업용 저수지 소수력 개발 계획을 고려하여, 수문기상 및 지형특성이 유사한 충청남북도 내 저수지 중 소수력 개발이 가능하다고 판단되는 일정규모 (유효저수량 3 백만 m³, 총낙차 5 m) 이상의

저수지 21개를 선정하였다. 대상저수지의 유효저수량은 예산군 예당저수지에서 최댓값 46 백만 m³이었으며, 대전시 방동저수지에서 최솟값 3 백만 m³이었다. 대상 저수지의 총낙차는 보은군 보청저수지에서 최댓값 28.6 m, 예산군의 예당저수지에서 최솟값 8.0 m를 나타냈다 (Table 1). 대상저수지의 관할 9개 기상대 (관측소)의 최근 30개년 (1979년~2008년)의 연평균 강수량은 1,287 mm이며 평균오차백분율은 3.74 %로 나타났다.

2. 연발전량 산정

연발전량은 Woo and Kim (2010)에서 언급한 순서에 따라 산정되었다. 최근 10년간 (1999~2008년)의 수문자료를 저수지모의 운영프로그램인 HOMWRS (Hydrological Operation Model for Water Resources System)모형 (KARICO, 2001)에 입력하여 방류량을 산정하였고, 국내 소수력 설계에서 많이 사용되는 풍수량 (방류량 유휴곡선에서 26 %에 해당되는 유량 값)을 설계유량으로 채택하여 단위시간발전량을 구했다. 연발전량은 단위시간발전량을 합산한 연간 발전량의 10년간 평균값을 적용하였다.

Table 1 Hydro power factor and annual generation capacity of study reservoirs

No	Reservoir	Si-Gun	Irrigation area (ha)	Watershed area (km ²)	Active storage (10 ³ m ³)	Gross head (m)	Design flow (m ³ /s)	Annual generation capacity (MWh)
1	Baekgok	Jincheon	2,613.5	84.79	21,504	17.10	3.80	1,618.3
2	Miho	Jincheon	2,499.8	133.30	13,853	15.00	5.50	2,069.9
3	Wonnam	Jincheon	852.1	36.55	8,690	18.70	1.26	616.3
4	Biryong	Boeun	707.6	38.52	5,902	18.26	1.30	679.3
5	Yongdang	Chungju	927	28.73	4,423	11.00	0.90	227.0
6	Bocheon	Boeun	985.6	22.71	4,333	28.60	0.95	633.7
7	Chupyeong	Chungju	488.0	16.10	3,808	15.00	0.50	170.2
8	Bangdong	Daejeon	226.2	13.75	3,015	15.70	0.45	130.8
9	Yongam	Yeongi	477.5	16.20	4,143	13.50	0.50	156.6
10	Gyeryong	Gongju	450.2	15.74	3,412	12.00	0.52	152.1
11	Tapyeong	Nonsan	5,713.3	218.80	30,490	12.30	9.00	3,538.4
12	Bansan	Buyeo	765.1	17.40	5,400	8.60	0.54	103.9
13	Seobu	Seocheon	1,627.0	30.39	7,348	11.16	0.90	211.4
14	Dongbu	Seocheon	2,477.0	28.34	10,733	8.50	0.49	70.3
15	Cheongcheon	Boryeong	3,145.3	70.10	20,639	17.00	2.50	982.0
16	Yedang	Yesan	6,917.4	373.60	46,070	8.00	13.50	3,867.7
17	Sangsu	Seosan	638.9	17.06	3,316	16.00	0.54	183.3
18	Gopung	Seosan	1,293.8	25.90	7,192	19.40	0.90	351.5
19	Gahye	Asan	592.8	15.88	3,474	9.75	0.60	130.8
20	Dogu	Asan	840.9	20.97	4,278	9.30	0.65	127.6
21	Gungpyeong	Asan	1,108.0	43.33	6,673	12.20	1.55	467.0

* No. 1~7: Chungbuk Province, No. 8~21: Chungnam Province

3. 편익·비용비 (B/C)의 산정

편익·비용비는 투자사업으로 인하여 당해사업의 내구연한 동안 발생하는 편익의 현재가치총계를 비용의 현재가치총계로 나눈 비율을 의미한다.

편익은 연발전량에 전력기준단가를 곱하여 식 (1)과 같이 산정하였고, 비용은 연발전량과 가동률을 이용하여 산정하였다.

$$B_c = P_a \times \frac{C_o}{1,000} \quad (1)$$

여기서, B_c : 연편익 (백만원), P_a : 연발전량 (MWh), C_o : 전력기준단가 (원/kWh)

전력기준단가는 변동요금인 전력거래소 계통한계가격 (System Marginal Price, SMP)으로 거래되고 있어, 최근 3개년 (2008 ~ 2010년) 평균 SMP 가격인 113.89 원/kWh를 적용하였다. 편익의 현재가치총계는 전력기준단가 상승률을 고려한 경우, 식 (2)와 같이 표시할 수 있고, 소수력 개발에 따른 비용은 건설비용과 유지관리비용으로 구성된다. 본 연구에서는 준공된 농업용저수지의 소수력발전 지구에 대한 건설비용을 시설용량, 유역면적 및 총낙차의 함수로 표시하였다. 또한, 유지관리비는 건설비용에 유지관리비율 2.3 % (KRC, 2006)을 곱한 값으로 하였다.

비용의 현재가치총계는 소수력 건설기간 및 유지관리비용 상승률을 고려하여 식 (3)으로 표시할 수 있다.

$$B_g = \sum_{t=1}^n \frac{B_c(1+i_c)^{t-1}}{(1+r)^t} \quad (2)$$

$$C_g = \sum_{k=1}^n \frac{C_c K_k}{(1+r)^k} + \sum_{t=1}^n \frac{C_m(1+i_m)^{t-1}}{(1+r)^t} \quad (3)$$

여기서, B_g : 편익의 현재가치 총액 (백만원), C_g : 비용의 현재가치 총액 (백만원), B_c : 연편익 (백만원), C_c : 건설비용 (백만원), r : 할인율 (%), t : 시설물의 내용연수, C_m : 유지관리비 (백만원), k : 공사기간, K : 건설비용 백분율 (%), i_c : 전력기준단가 상승률 (%), i_m : 유지관리비용 상승률 (%)

할인율로는 농업부문 투자사업 타당성분석 종합보고서 (KRC, 2010)와 한국농어촌공사 자체사업 업무추진 매뉴얼 (KRC, 2006)에서 제시한 5.5 %를 적용하였다. 내용연수로는 한국농어촌공사 자체사업 업무추진 매뉴얼 (KRC, 2006)에서 제시한 30년을

Table 2 Distribution of costs during construction years

Construction years	1	2	3
Percentage (%)	4	52	44

채택하였다. 건설비용은 소수력발전 지구여건에 따라 편차가 크게 발생되어 객관적으로 추정하기에 많은 어려움이 있으나, 여기서는 신·재생에너지 발전차액지원제도 개선 및 RPS제도와 연계방안 (MCIE, 2006)에서 사용된 시설용량으로 건설비용을 추정하는 방법을 사용하였다.

본 연구에서는 준공된 9개 농업용저수지 소수력발전지구의 사례를 이용하여 공사기간 및 투입비용비율을 결정하였으며, 공사기간은 가장 빈도가 높은 3년으로 하고, 건설비용의 분포 비율은 Table 2와 같은 값을 채택하였다. 소수력 발전사업 초기에 건설된 지구는 상대적으로 건설비용이 높게 나타나고 있어 준공년도 차이로 발생하는 물가상승률은 고려하지 않았다.

따라서, 편익·비용비는 식 (4)로 표시된다.

$$\frac{B}{C} = \frac{B_g}{C_g} \quad (4)$$

4. 경제성 분석의 범위

발전인자, 가동률 및 전력기준단가가 편익·비용비 (B/C)에 미치는 영향을 검토하기 위하여 유역면적 및 총낙차는 대상 저수지의 제원과 비슷하게 유역면적은 300 km² 이하, 총낙차는 10~40 m로 하였고, 가동률의 범위는 15~45 %, 전력기준단가의 범위는 60~120 원/kWh로 하였다.

III. 결과 및 고찰

1. 연발전량

Table 1의 저수지를 대상으로 추정된 연발전량은 평균 892 MWh이었으며, 예산군 예당저수지에서 최댓값 3,868 MWh이었으며, 서산시 동부저수지에서 최솟값 70 MWh이었다 (Table 1).

2. 편익과 비용의 산정

가. 편익의 산정

연발전량 (P_a)을 발전인자인 관개면적 (I_a), 유역면적 (W_a), 유효저수량 (A_s), 총낙차 (G_h)를 독립변수로 하여 추정된 중회귀식은 Table 3과 같다.

분석표 (ANOVA)에 의하면 유의한 F값이 < 0.001을 보여, 회귀식의 유의성이 인정되는 것으로 나타났다. 그러나, 독립변

Table 3 Regression equations of annual generation capacity induced by stepwise regression method

Step	Multiple regression equations	P value of predictor		R _u
Step 1	$P_a = 0.22I_a + 10.19W_a - 0.01A_s + 37.78G_h - 582.58$	I_a	0.22	0.91095
		W_a	< 0.001	
		A_s	0.65	
		G_h	< 0.05	
Step 2	$P_a = 12.57W_a + 35.68G_h - 478.86$	W_a	< 0.001	0.91607
		G_h	< 0.05	
Step 3	$P_a = 12.10W_a + 54.53$	W_a	< 0.001	0.89549

P_a : Annual generation capacity (MWh), I_a : Irrigation area (ha), W_a : Watershed area (km²), A_s : Active storage (10³ m³), G_h : Gross head (m)

수 사이에 상관관계가 클 경우에 중회귀식에서는 다중공선성 (multicollinearity)이 발생하여 오류가 있을 수 있다. 독립변수의 P값 (위험률)이 높은 경우는 다중공선성으로 독립변수에 포함된 오차가 클 가능성이 높으므로 독립변수의 P값이 0.05 이상인 독립변수를 제거하여 단계별 회귀식을 유도하였다.

여러 회귀식 중 최적의 회귀식을 판단하는 방법에는 여러 가지가 있으나, 본 논문에서는 식 (5)과 같은 독립함수 선택기준 (R_u) (Ueda et al., 2004)을 판별식으로 선정하여 이 값이 최대인 경우를 최적의 식으로 판단하였다.

$$R_u = 1 - (1 - R^2) \frac{n+k+1}{n-k-1} \quad (5)$$

여기서 R²는 결정계수, n은 샘플수, k는 자유도를 나타낸다.

Table 3에서는 Step 2의 식에서 R_u가 최댓값을 보여 이를 최적의 회귀식으로 판별하였다.

따라서, 연발전량은 식 (6)으로 표현되고, 식 (6)을 식 (1)에 대입하여 연편익식 (7)을 얻었다.

$$P_a = 12.57W_a + 35.68G_h - 478.86 \quad (6)$$

$$B_c = (0.01257W_a + 0.03568G_h - 0.47886) \times C_o \quad (7)$$

여기서, P_a : 연발전량 (MWh), W_a : 유역면적 (km²), G_h : 총낙차 (m), B_c : 연편익 (백만원), C_o : 전력기준가격 (원/kWh)

식 (7)에 의하면 연편익은 유역면적, 총낙차 및 전력기준가격에 따라 증가하는 것으로 나타났다.

나. 비용의 산정

2010년 현재 준공된 농업용저수지의 소수력발전지구 9지구 에 대한 제원 및 건설비용은 Table 4와 같다. 총낙차는 12.3 ~ 42.6 m, 유역면적은 40.3 ~ 218.8 km²를 보였다. 건설비용 은 시설용량이 320 kWh인 탐정저수지에서 14 억원으로 최솟 값을 나타냈고, 시설용량이 1,220 kWh인 장성저수지에서 36 억원으로 최댓값을 나타냈다.

소수력발전지구 9지구에서의 건설비용에 대한 시설용량, 유역면적 및 총낙차의 함수로 표현된 회귀식은 Table 5와 같다.

독립변수의 P값 (위험률)이 0.05 이상인 독립변수를 제거하여 독립함수 선택기준 (R_u)이 높은 Step 2의 회귀식을 최적의 식 으로 채택하였다.

따라서, 건설비용은 식 (8)로 표현되고, 시설용량은 식 (9)와 같이 연발전량의 함수로 표시될 수 있다. 그러므로 건설비용은 식 (10)으로 표시되며, 식 (6)을 식 (10)에 대입하면 식 (11)과 같이 유역면적, 총낙차 및 가동률의 함수로 나타낼 수 있다. 또한, 유지관리비용은 식 (12)와 같이 나타낼 수 있다.

$$C_c = 1.71I_c + 963.55 \quad (8)$$

Table 4 Construction cost of agriculture reservoirs

No	Reservoir	Si-Gun	Installed capacity (kWh)	Watershed area (KM ²)	Gross head (m)	Construction cost (Million ₩)
1	Donghwa	Jangsu	1,000	58.80	42.60	2,095
2	Hadong	Hadong	825	58.50	37.60	2,618
3	Damyang	Damyang	1,274	65.60	33.50	2,913
4	Jangsung	Jangsung	1,220	122.80	22.50	3,595
5	Baekgok	Jincheon	430	84.79	17.10	1,904
6	Yulhyeon	Sancheong	560	40.30	30.10	2,019
7	Gyeongcheon	Wanju	440	97.65	16.80	1,822
8	Tapjeong	Nonsan	320	218.80	12.30	1,439
9	Cheongcheon	Boryeong	490	70.10	17.00	1,499

Table 5 Regression equations of construction cost induced by stepwise regression method

Step	Multiple regression equations	P value of predictor		R _u
Step 1	$C_c = 2.07I_c - 0.74W_a - 20.1G_h + 1,283.13$	I_c	< 0.01	0.51666
		W_a	0.835	
		G_h	0.385	
Step 2	$C_c = 1.71I_c + 963.55$	I_c	< 0.01	0.64266

C_c : Construction cost (Million Won), I_c : Installed capacity (kW), W_a : Watershed area (km²), G_h : Gross head (m)

$$I_c = \frac{P_a}{(8.76 \times O_r)} \quad (9)$$

$$C_c = 0.195 \frac{P_a}{O_r} + 963.55 \quad (10)$$

$$C_c = \frac{(2.45 W_a + 6.96 G_h - 93.38)}{O_r} + 963.55 \quad (11)$$

$$C_m = 0.023 C_c \quad (12)$$

여기서, C_c : 건설비용 (백만원), P_a : 연발전량 (MWh), I_c : 시설 용량 (kW), O_r : 가동률 (%), W_a : 유역면적 (km^2), G_h : 총낙차 (m), C_m : 유지관리비용 (백만원)

식(11) 및 (12)에 의하면 건설 및 유지관리비용은 유역면적 및 총낙차의 증가에 따라 증가하고, 가동률의 증가에 따라 감소하는 것으로 나타났다.

편익·비용비 추정공식은 대상지역의 연평균 강수량이 1,287 mm이므로 우리나라의 연평균 강수량과 흡사하여 여러 곳에서 범용적으로 사용될 수 있을 것으로 생각된다.

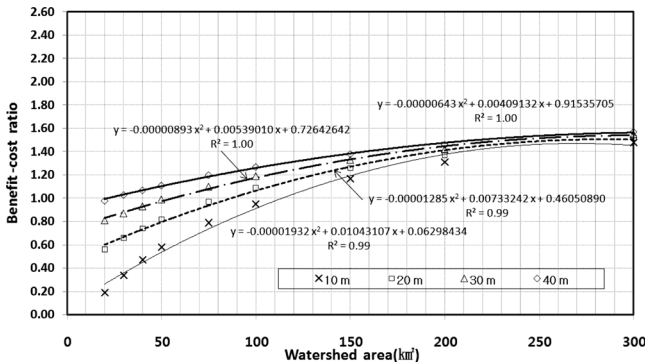
3. 발전인자(유역면적, 총낙차)에 대한 경제성분석

발전인자의 변화 (유역면적 300 km^2 이하, 총낙차 40 m 이하)에 따른 편익·비용비 (B/C)는 Fig. 1과 같다. 이때 전력기 준단가는 2008~2010년 평균 SMP가격인 113.89 원/kWh를 적용하였다.

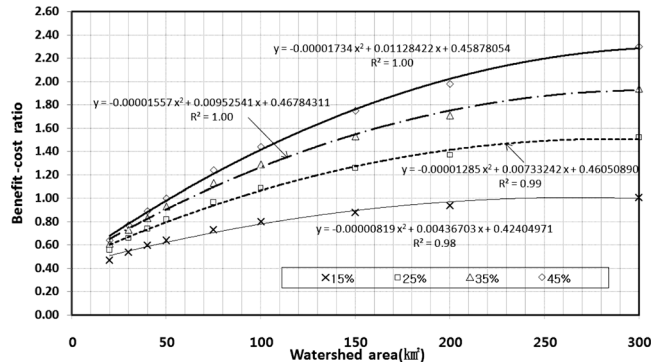
편익·비용비는 유역면적과 총낙차가 클수록 크게 나타났고, 유역면적이 클수록 총낙차에 의한 영향은 작게 나타났다. 가동률이 작은 경우 (25 %)가 큰 경우 (45 %)보다 이런 경향은 크게 나타났다. 가동률이 같은 경우, 편익·비용비가 1.0이 되는 유역면적은 총낙차가 클수록 작아지는 것으로 나타났다.

4. 가동률에 대한 경제성분석

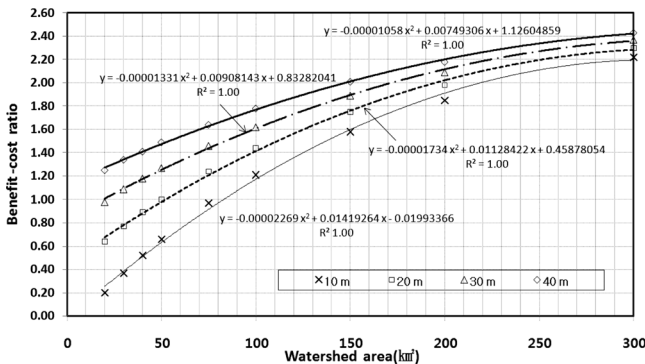
가동률의 변화 (15, 25, 35, 45 %)에 따른 편익·비용비 (B/C)



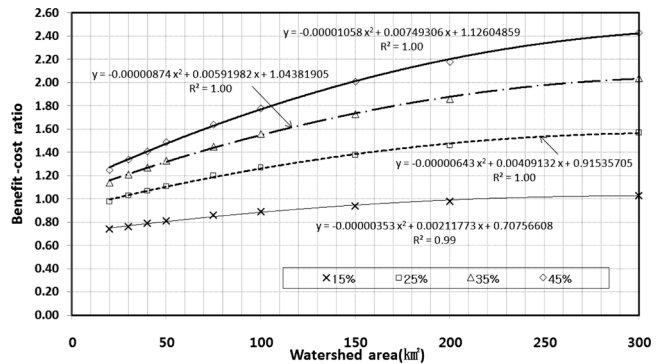
(a) Operation ratio 25 %



(a) Gross head = 20 m



(b) Operation ratio 45 %



(b) Gross head = 40 m

Fig. 1 Variation of benefit-cost ratio as a function of watershed area and gross head

Fig. 2 Variations of benefit-cost ratio as a function of watershed area and operation ratio

는 Fig. 2와 같다. 여기서 전력기준단가는 113.89 원/kWh를 적용하였다.

편익·비용비는 유역면적이 클수록 가동률에 의한 영향이 크게 나타났으나, 총낙차가 큰 경우 (40 m)에는 유역면적보다는 가동률에 의한 영향이 더 크게 나타났다.

가동률이 15 %인 경우 유역면적 200 km² 이하에서는 편익·비용비가 항상 1.0 이하로 되어 경제성이 없는 것으로 나타났다. 총낙차 20 m인 경우 편익·비용비가 1.0이 되는 유역면적은 가동률 25 %에서 87 km², 가동률 45 %에서 52 km²을 보여 가동률이 클수록 유역면적은 작아지는 것으로 나타났다.

가동률은 소수력 발전의 편익·비용비에서 가장 영향을 미치는 중요한 요소로서 관개기에만 가동되는 농업용저수지 (약 25 %)보다 연중 가동되는 다목적댐의 경우 (45 % 이상)가 높은 것으로 조사되었다 (MCIE, 2006). 따라서 가동률의 제고를 위해서는 연중 가동될 수 있는 독높이 사업지구 저수지를 우선 개발하는 것이 효과적이라고 판단된다.

5. 전력기준단가에 대한 경제성분석

전력기준단가는 한국전력거래소의 외부 에너지 가격변동에 의하여 결정되어 변동성이 크나, 점진적으로 상승하는 추세에 있으며 2008년 약 122 원/kWh의 최댓값을 보였다 (Fig. 3).

전력기준단가의 변화에 따른 편익·비용비는 Fig. 4와 같다. 이 때, 가동률은 25 %를 적용하였다.

편익·비용비는 유역면적이 클수록 전력기준단가에 의한 영향이 크게 나타났으나, 총낙차가 큰 경우 (40 m)에는 유역면적보다는 전력기준단가에 의한 영향이 더 크게 나타났다. 전력기준단가는 소수력발전의 경제성에서 가장 중요한 요소의 하나로서 전력기준단가가 60 원/kWh인 경우에는 유역면적 및 총낙차에 관계없이 편익·비용비는 항상 1.0 이하로 되어 경제성이 없는 것으로 나타났다. Kadellis et al. (2005)는 전력가격상승률이 소수력 발전에 가장 영향을 주는 요소의 하나라고 보고하였다.

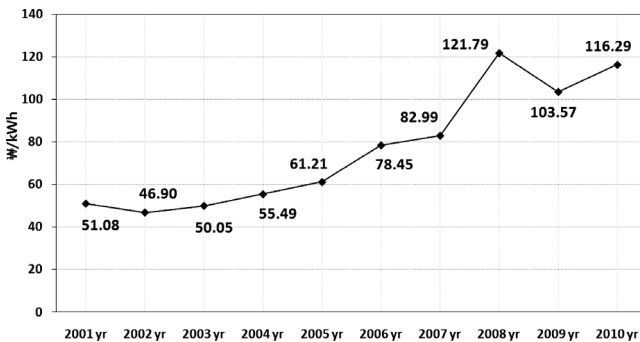
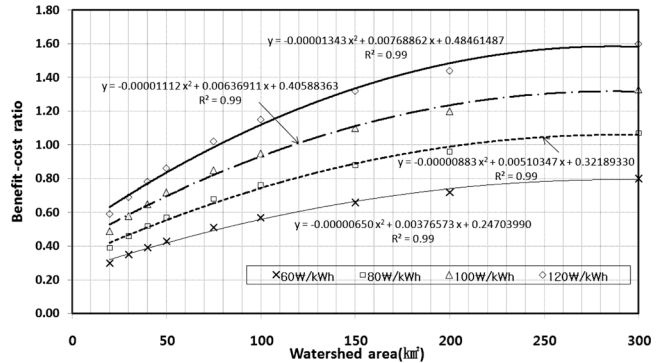
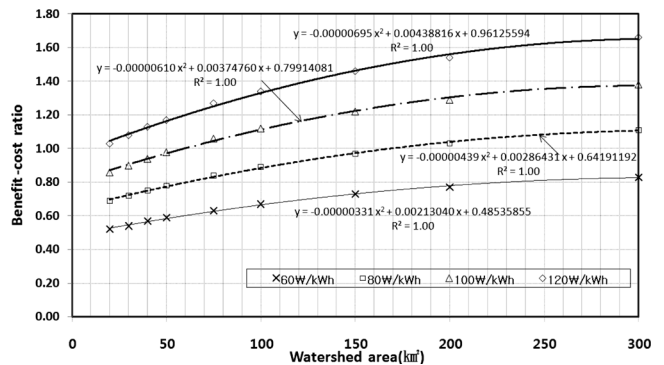


Fig. 3 Annual variation of system marginal price



(a) Gross head = 20 m



(b) Gross head = 40 m

Fig. 4 Variations of benefit-cost ratio as a function of watershed area and unit electricity cost

총낙차가 20 m인 경우, 편익·비용비가 1.0이 되는 유역면적은 전력기준단가 100 원/kWh에서 117 km², 120 원/kWh에서 78 km²을 보여, 전력기준단가가 클수록 유역면적은 작아지는 것으로 나타났다.

최근의 최고 전력기준단가 120 원/kWh, 총낙차 20 m를 적용한 경우 편익·비용비가 1.0이 되는 유역면적은 가동률 25 %의 농업용저수지에서는 78 km², 독높이 저수지 (가동률 45 % 적용)에서는 47 km²로 나타나 그 이하의 유역면적을 갖는 저수지에서의 소수력 개발은 경제성이 없다고 판단된다.

6. 대상저수지에의 적용

편익·비용비 식인 (4)에 대상저수지의 유역면적, 총낙차, 전력기준단가 및 가동률을 적용한 결과는 Table 6과 같다. 이때 전력기준단가는 113.89 원/kWh, 가동률은 25 %를 적용하였다.

대상저수지의 편익·비용비는 0.07 ~ 1.56으로 나타났으며, 21개 대상저수지 중 3개 저수지 (미호, 탐정 및 예당)가 경제성이 있는 것으로 분석되었다. 준공되어 가동 중인 저수지 (백곡, 탐정 및 청천)의 편익·비용비는 0.89 ~ 1.37으로 1.0의 전후로

Table 6 Benefit-cost ratio of small hydropower for study reservoirs

No	Reservoir	Si-Gun	Watershed area (km ²)	Gross head (m)	Estimated B/C	Remark
1	Baegkok	Jincheon	84.79	17.10	0.98	Completed
2	Miho	Jincheon	133.30	15.00	1.16	Planned
3	Wonnam	Jincheon	36.55	18.70	0.68	
4	Biryong	Boeun	38.52	18.26	0.69	
5	Yongdang	Chungju	28.73	11.00	0.36	
6	Bocheong	Boeun	22.71	28.60	0.80	
7	Chupyeong	Chungju	16.10	15.00	0.34	
8	Bangdong	Daejeon	13.75	15.70	0.34	
9	Yongam	Yeongi	16.20	13.50	0.29	
10	Gyeryong	Gongju	15.74	12.00	0.21	
11	Tapjeong	Nonsan	218.80	12.30	1.37	Completed
12	Bansan	Buyeo	17.40	8.60	0.07	
13	Seobu	Seocheon	30.39	11.16	0.39	
14	Dongbu	Seocheon	28.34	8.50	0.25	
15	Cheongcheon	Boryeong	70.10	17.00	0.89	Completed
16	Yedang	Yesan	373.60	8.00	1.56	Planned
17	Sangsu	Seosan	17.06	16.00	0.40	
18	Gopung	Seosan	25.90	19.40	0.60	
19	Gahye	Asan	15.88	9.75	0.10	
20	Dogu	Asan	20.97	9.30	0.17	
21	Gungpyeong	Asan	43.33	12.20	0.57	

* No. 1~7: Chungbuk Province, No. 8~21: Chungnam Province

나타났다. 또한, 소수력 개발을 추진 중인 미호저수지와 예당저수지의 편익·비용비는 각각 1.16과 1.56으로 경제성이 있는 것으로 나타났다.

IV. 결 론

본 논문에서는 충청남북도에 위치한 유효저수량 300만 m³, 총낙차 5 m 이상의 농업용저수지를 대상으로 소수력 발전의 편익·비용비 (B/C)에 유역면적, 총낙차, 가동률 및 전력기준단가가 미치는 영향을 평가하였는데, 여기서 얻은 주요 결과를 요약하면 다음과 같다.

1. 편익·비용비는 유역면적과 총낙차가 클수록 크게 나타났다. 유역면적이 클수록 총낙차에 의한 영향은 작게 나타났으나, 가동률이 작은 경우가 큰 경우보다 이런 경향은 크게 나타났다. 가동률이 같은 경우, 편익·비용비가 1.0이 되는 유역면적은 총낙차가 클수록 작아지는 것으로 나타났다.

2. 편익·비용비는 유역면적이 클수록 가동률에 의한 영향이

크게 나타났으나, 총낙차가 큰 경우 (40 m)에는 유역면적보다는 가동률에 의한 영향이 크게 나타났다.

3. 편익·비용비는 유역면적이 클수록 전력기준단가에 의한 영향이 크게 나타났으나, 총낙차가 큰 경우 (40 m)에는 유역면적보다는 전력기준단가에 의한 영향이 크게 나타났다.

4. 가동률 및 전력기준단가는 소수력 경제성 분석에서 가장 중요한 요소로서, 가동률이 15% 이하인 경우에는 유역면적 200 km² 이하에서, 전력기준단가가 60 원/kWh인 경우에는 유역면적 및 총낙차에 관계없이 항상 1.0 이하로 되어 소수력은 경제성이 없는 것으로 나타났다.

5. 유도된 편익·비용비의 함수식을 대상저수지에 적용한 결과, 21개 대상저수지 중 3개 저수지(미호, 탐정 및 예당)가 경제성이 있는 것으로 분석되었고, 특히 소수력 개발을 추진 중인 저수지의 편익·비용비는 모두 1.0 이상으로 경제성이 있는 것으로 나타났다.

본 연구를 통해 도출된 편익·비용비의 함수식 및 농업용저수지의 유역면적, 총낙차, 가동률 및 전력기준단가의 변화에 따른 경제성분석은 소수력 사업지구의 선정에 효과적으로 사용될 것으로 판단된다.

REFERENCES

- Ahn, T. J., H. H. Lyu, and J. E. Park, 1999. Optimization technique for estimation of potential hydroelectric energy at existing agricultural reservoir. *J. of Korea Water Resources Association* 32(3): 281-289 (in Korean).
- Hosseini, S. M. H., F. Forouzabakhsh, and M. Rahimpour, 2005. Determination of the optimal installation capacity of small hydro-power plants through the use of technical, economic and reliability indices. *Energy Policy* 33(15): 1948-1956.
- Kadellis, J. K., D. S. Vlachou, and G. Korbakis 2005. Techno-economic evaluation of small hydro power in Greece: A complete sensitivity analysis. *Energy Policy* 33(15): 1969-1985.
- Kim, K. H., C. S. Yi, J. H. Lee, and M. P. Shim, 2007. Framework for optimum scale determination for small hydro power development using economic analysis. *J. of Korea Water Resources Association* 40(12): 995-1007 (in Korean).
- Kim, K. H., C. S. Yi, K. D. Yeo, and M. P. Shim, 2009. Priority decision of small hydro power development

- using spatial multi-criteria decision making. *J. of Korea Water Resources Association* 42(12): 1029-1038 (in Korean).
6. Korea Agricultural & Rural Infrastructure Corporation (KARICO), 2001. Hydrological operation model for water resources system (in Korean).
 7. Korea Rural Community & Agricultural Corporation (KRC), 2006. Manual of private project for duty promotion (in Korean).
 8. Korea Rural Community Corporation (KRC), 2010. Comprehensive report of investment project for feasibility analysis (in Korean).
 9. Ministry of Commerce, Industry and Energy (MCIE), 2006. Improvement of feed in tariff for new & renewable energy and connection of RPS system (in Korean).
 10. Moon, Y. K., 2002. Potential presence of small hydro development using agricultural reservoirs. *Rural Community & Environment* 12(2): 7-13 (in Korean).
 11. Park, W. S., C. H. Lee, and M. P. Shim, 1997. Feasibility assessment for small hydro power sites in Korea. *Korea Society of Civil Engineers* 197-205 (in Korean).
 12. Ueda, T., M. Kobayashi, and M. Fuchigami, 2004. *Introduction to Regression Analysis Using Excel*. Tokyo: Ohmsha (in Japanese).
 13. Woo, J. Y., and J. S. Kim, 2010. Estimation of annual capacity of small hydro power using agricultural reservoirs. *The Korea Society of Agricultural Engineers* 52(6): 1-7 (in Korean).