

PEMILIHAN ALTERNATIF POTENSI SUMBER DAYA AIR DI WILAYAH DAS BRANTAS UNTUK DIKEMBANGKAN MENJADI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA AIR (PLTA)

Deviany Kartika, Miftahul Arifin, Rahman Darmawan

Program Studi Teknik Sipil FTSP ITN Malang

ABSTRAKSI

Kebutuhan akan energi listrik yang semakin meningkat, terutama sumber energi ramah lingkungan, mengharuskan adanya pemikiran untuk lebih banyak mengembangkan potensi sumberdaya air menjadi pembangkit listrik. Banyak potensi sumberdaya air yang ada dan salah satunya menyebar di DAS Brantas, antara lain PLTM Menturus, PLTM Jatimlerek, dan PLTM Lesti 3.

Berdasarkan nilai-nilai indikator kelayakan, alternatif pembangkit listrik tenaga air PLTM Menturus, PLTM Jatimlerek, dan PLTM Lesti 3 berpotensi (layak) untuk dilaksanakan. Nilai-nilai indikator kelayakan masing-masing rencana pembangkit adalah: (1) PLTA Menturus: NPV = 16.101.825.602, BCR = 1.264, IRR = 15.071 dan PBP = 16 tahun; (2) PLTA Jatimlerek: NPV = 18.978.241.213, BCR = 1.258, IRR = 15.000 dan PBP = 17; serta (3) PLTA Lesti 3: NPV = 22.512.507.188, BCR = 1.237, IRR = 14.767 dan PBP = 17.

Dari analisis pemilihan alternatif untuk menentukan salah satu alternatif yang akan dilaksanakan dengan metode NPV, BCR, IRR dan PBP, maka PLTM Lesti 3 ditentukan sebagai alternatif terpilih karena memiliki nilai kelayakan ekonomi yang paling optimum.

Kata Kunci: Kelayakan Proyek, Pemilihan Alternatif, PLTA.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Sejalan dengan kebijakan pemanfaatan sumber-sumber air untuk kebutuhan masyarakat yang lebih luas, maka perlu pengembangan potensi sumberdaya air yang ada untuk menambah kapasitas pembangkitan energi listrik sekaligus untuk mengantisipasi kebutuhan energi listrik yang semakin meningkat di masa datang, terutama dalam memenuhi kebutuhan beban puncak. Selain itu, juga sebagai upaya untuk mengurangi ketergantungan terhadap pembangkit energi primer yang berasal dari fosil yang semakin lama makin menipis. Hal ini juga merupakan bentuk kepedulian kita terhadap kelestarian lingkungan, khususnya yang berkenaan dengan isu pemanasan global akibat pencemaran udara oleh emisi CO₂ yang umumnya

ditimbulkan melalui pemanfaatan pembangkit termal/diesel yang berbahan bakar fosil.

Atas dasar tujuan tersebut, maka pada penelitian ini dilakukan inventarisasi potensi sumberdaya air di wilayah DAS Brantas yang dapat dikembangkan menjadi pembangkit listrik tenaga air (PLTA). Beberapa potensi sumberdaya air di wilayah DAS Brantas yang dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik tenaga air adalah PLTA Menturus, PLTA Jatimlerek, dan PLTA Lesti 3. Namun, karena pertimbangan keterbatasan dana dan konsep pelaksanaan secara bertahap, maka tidak semua potensi tersebut dapat langsung dikembangkan menjadi pembangkit listrik tenaga air, sehingga diperlukan suatu kajian yang lebih rinci tentang pemilihan potensi (alternatif) mana yang akan dikembangkan dilihat dari sisi finansial yang paling optimum.

Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang diuraikan di atas, maka rumusan masalah yang akan dibahas adalah:

- Berapa biaya konstruksi dan biaya operasional yang dibutuhkan untuk mengembangkan masing-masing potensi tersebut menjadi pembangkit listrik tenaga air?
- Berapa pendapatan (*benefit*) yang dihasilkan oleh masing-masing pembangkit listrik tenaga air tersebut?
- Bagaimanakah tingkat kelayakan masing-masing pembangkit listrik tenaga air tersebut?
- Alternatif (potensi) mana yang terbaik (optimum) untuk dikembangkan menjadi pembangkit listrik tenaga air?

Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui :

- Besarnya biaya konstruksi dan biaya operasional yang dibutuhkan untuk mengembangkan masing-masing potensi tersebut menjadi pembangkit listrik tenaga air.
- Besarnya pendapatan (*benefit*) yang dihasilkan oleh masing-masing pembangkit listrik tenaga air tersebut.
- Tingkat kelayakan masing-masing pembangkit listrik tenaga air tersebut.
- Alternatif (potensi) terbaik (optimum) yang akan dikembangkan menjadi pembangkit listrik tenaga air.

TINJAUAN PUSTAKA

Analisis ekonomi dimaksudkan untuk memastikan apakah suatu rencana investasi yang akan dilaksanakan layak secara ekonomi atau tidak.

Jika layak secara ekonomi bisa direkomendasikan untuk dilaksanakan, atau sebaliknya, jika tidak layak disarankan untuk tidak dilaksanakan.

Memilih alternatif adalah untuk mengetahui apakah suatu rencana investasi yang akan dilaksanakan merupakan pilihan yang terbaik (optimal) atau belum. Suatu rencana yang sudah layak belum tentu optimal jika hanya ada satu rencana investasi atau tidak ada alternatif lain sebagai pembandingan.

Tujuan memilih alternatif adalah untuk mendapatkan keuntungan ekonomis yang optimal. Oleh karena itu kriteria pemilihan akan dipengaruhi oleh situasi alternatif yang akan dipilih yaitu:

Situasi	Kriteria
Input fixed / tetap	Output maximum
Output fixed / tetap	Minimum input
Input - uuput fixed / tetap	Optimasi (Output maximum)

Dalam pemilihan alternatif, dapat menggunakan metode evaluasi investasi seperti *Net Present Value* (NPV), *Interest Rate of Return* (IRR), *Benefit Cost Ratio* (BCR) dan *Payback Period* (PBP). Metode tersebut akan konsisten satu sama lain, kecuali *Payback Period* (PBP).

Dalam penerapan pemilihan alternatif, hal-hal yang perlu diperhatikan adalah umur dari masing-masing alternatif, sehingga perlu penyamaan umur rencana. Ketiga alternatif yang akan dievaluasi adalah proyek pembangkit listrik tenaga air, sehingga tidak perlu dilakukan penyamaan umur rencana karena proyek memiliki umur yang sama, yaitu 25 tahun.

Metode *Net Present Value* (NPV)

NPV merupakan selisih antara *benefit* dan *cost* pada kondisi nilai present, dimana dalam analisis ini dapat digunakan sebagai indikator sejauh mana suatu rencana investasi menguntungkan secara ekonomi. Secara umum rumus perhitungan nilai *Present Value* (PV) adalah sebagai berikut:

$$PV = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

Dimana :

PV = nilai sekarang (*Present Value*)

F = nilai pada tahun ke-n

i = nilai suku bunga (%)

n = tahun ke 1, 2, 3, dst.

Dalam evaluasi suatu proyek nilai NPV pada suku bunga pinjaman tertentu yang berlaku harus mempunyai nilai > 0 . Jika $NPV = 0$ berarti proyek tersebut mengembalikan persis seperti nilai investasi dan jika < 0 , maka proyek tersebut tidak layak untuk dilaksanakan.

Metode *Interest Rate of Return (IRR)*

Hasil perhitungan IRR akan memberikan informasi yang berkaitan dengan tingkat kemampuan *cash flow* dalam mengembalikan investasi yang dijelaskan dalam bentuk % per periode waktu.

Metode *Benefit Cost Ratio (BCR)*

Analisis BCR merupakan suatu analisis yang diperlukan untuk melihat sejauh mana perbandingan antara *benefit* dan *cost* pada kondisi nilai present. Secara umum rumus untuk perhitungan BCR adalah:

$$BCR = \frac{PV \text{ Benefit}}{PV \text{ Cost}}$$

Sebagai ukuran dari penilaian suatu kelayakan proyek dengan metode BCR adalah jika $BCR > 1$, maka proyek dapat dilaksanakan dan sebaliknya jika nilai $BCR < 1$, maka proyek tersebut tidak layak untuk dilaksanakan.

Metode *Payback Period (PBP)*

Analisa periode pengembalian (*payback period*) pada dasarnya bertujuan untuk mengetahui berapa lama (periode) investasi akan dikembalikan saat terjadinya kondisi balik modal (pulang pokok) atau disebut dengan *break event point*.

Periode pengembalian (*payback period*) dihitung dengan rumus :

$$k = \sum_{t=0}^k CF_t \geq 0$$

Dimana :

k = periode pengambalian

CF_t = cash flow periode ke-t

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Data Teknis Masing-masing Alternatif

1. Data teknis proyek PLTA Menturus

- Lokasi : Kabupaten Mojokerto
- Kapasitas terpasang : 3,90 MW
- Tinggi jatuh : 5,00 m
- Debit maksimum : 92,00 m³/det
- Produksi listrik tahunan : 23.826,01 MWh

2. Data teknis proyek PLTA Jatimlerek
 - Lokasi : Kabupaten Jombang
 - Kapasitas terpasang : 4,29 MW
 - Tinggi jatuh : 6,09 m
 - Debit maksimum : 83,00 m³/det
 - Produksi listrik tahunan : 28.491,12 MWh
3. Data teknis proyek PLTA Lesti 3
 - Lokasi : Kabupaten Malang
 - Kapasitas terpasang : 5,39 MW
 - Tinggi jatuh : 12,96 m
 - Debit maksimum : 49,00 m³/det
 - Produksi listrik tahunan : 35.779,50 MWh

Perhitungan Biaya Modal (*Cost*) dan Biaya Operasional & Pemeliharaan (*O/P*) Tahunan (*Annual Cost*)

Biaya modal (*cost*) atau disebut juga dengan biaya finansial merupakan biaya yang diperlukan untuk sejumlah pengeluaran uang dibutuhkan untuk penyelesaian dan pelaksanaan proyek. Pengeluaran (*component cost*) dari biaya modal terdiri dari :

- a. Biaya konstruksi, dihitung berdasarkan volume pekerjaan dan harga satuan pekerjaan.
- b. Biaya administrasi, diasumsikan 5% dari biaya konstruksi
- c. Biaya jasa konsultan, diasumsikan 4% dari biaya konstruksi
- d. Biaya tak terduga, diasumsikan 10% dari biaya konstruksi

Sedangkan biaya operasional dan pemeliharaan merupakan perkiraan biaya yang dikeluarkan setiap tahunnya untuk operasional dan pemeliharaan bangunan sipil maupun peralatan elektro-mekanikal. Besarnya biaya diasumsikan sebesar 0,50% dari masing-masing biaya pekerjaan sipil maupun peralatan elektro-mekanikal. Selain biaya tahunan, juga dihitung biaya O/P 5 tahunan dan 10 tahunan. Rangkuman perhitungan biaya modal (*cost*) dan biaya O/P adalah sebagai berikut:

- a. PLTM Menturus:
Biaya konstruksi Rp 77.018.870.970, biaya O/P tahunan Rp 3.378.022.482, biaya O/P 5 tahunan Rp 3.860.052.595, dan biaya O/P 10 tahunan Rp 4.267.310.898.
- b. PLTM Jatimlerek:
Biaya konstruksi Rp 93.010.677.249, biaya O/P tahunan Rp 3.949.940.152, biaya O/P 5 tahunan Rp 4.460.414.,804, dan biaya O/P 10 tahunan Rp 4.898.969.568.

c. PLTM Lesti 3:

Biaya konstruksi Rp 120.000.938.833, biaya O/P tahunan Rp 4.744.537.708, biaya O/P 5 tahunan Rp 5.255.012.360, dan biaya O/P 10 tahunan Rp 5.693.567.124.

Proyeksi Pendapatan (*Annual Benefit*)

Proyeksi pendapatan pembangkit listrik tenaga air berasal dari perhitungan produksi listrik tahunan yang dibangkitkan dikalikan dengan harga jual dasar listrik per kWh, yaitu Rp 656/kWh. Proyeksi pendapatan (*annual benefit*) masing-masing alternatif (proyek) adalah:

- a. PLTM Menturus: produksi listrik tahunan = 23.826 kWh, sehingga *annual benefit* = Rp 15.629.862.560.
- b. PLTM Jatimlerek: produksi listrik tahunan = 28.491 kWh, sehingga *annual benefit* = Rp 18.690.174.720.
- c. PLTM Lesti 3: produksi listrik tahunan = 35.779 kWh, sehingga *annual benefit* = Rp 23.471.024.000.

Analisis Finansial

Hasil perhitungan analisa finansial dengan metode NPV, BCR, IRR dan PBP masing-masing proyek (alternatif) disajikan pada tabel berikut.

No.	Alternatif	NPV (Rp)	BCR	IRR (%)	PBP (tahun)	Ket.
1	PLTA Menturus	16,101,825,602	1.264	15.071	16	Layak
2	PLTA Jatimlerek	18,978,241,213	1.258	15.000	17	Layak
3	PLTA Lesti 3	22,512,507,188	1.237	14.767	17	Layak

Pemilihan Alternatif

Hasil perhitungan *total cost*, *PV Benefit*, *PV Cost*, NPV, IRR dan *BC Ratio* disajikan pada tabel berikut.

Indikator	Alternatif		
	PLTM Menturus	PLTM Jatimlerek	PLTM Lesti 3
Total Cost	77,018,870,970	93,010,677,249	120,000,938,833
PV Benefit	77,000,834,934	92,522,010,818	117,397,542,528
PV Cost	60,899,009,332	73,543,769,604	94,885,035,340
NPV	16,101,825,602	18,978,241,213	22,512,507,188
IRR	15.071%	15.000%	14.767%
BCR	1.264	1.258	1.237

Pemilihan Alternatif dengan Metode *Net Present Value (NPV)*

Susunan ranking alternatif sementara diurut berdasarkan nilai investasi terkecil yaitu Alternatif I (Proyek PLTM Menturus), Alternatif II (Proyek PLTM Jatimlerek) dan Alternatif III (Proyek PLTM Lesti 3).

- a. Perbandingan alternatif III terhadap alternatif I
 - PV Benefit ($B_{III} - B_I$) = 40,396,707,594
 - PV Cost ($C_{III} - C_I$) = 33,986,026,008
 - PV Benefit ($B_{III} - B_I$) > PV Cost ($C_{III} - C_I$) maka dipilih Alternatif III (proyek PLTM Lesti 3)
- b. Perbandingan alternatif II terhadap alternatif III
 - PV Benefit ($B_{II} - B_{III}$) = -24,875,531,711
 - PV Cost ($C_{II} - C_{III}$) = -21,341,265,736
 - PV Benefit ($B_{II} - B_{III}$) < PV Cost ($C_{II} - C_{III}$) maka dipilih Alternatif III (proyek PLTM Lesti 3)

Pemilihan Alternatif dengan Metode *Interest Rate of Return (IRR)*

Pemilihan alternatif dengan metode IRR tidak bisa menjelaskan apakah alternatif yang mempunyai IRR besar merupakan alternatif terbaik atau sebaliknya karena tergantung dari posisi MARR. Untuk menjelaskan posisi masing-masing alternatif, diperlukan analisis *incremental IRR* (ΔIRR).

Hasil perhitungan pada tabel Tabel 2 menunjukkan bahwa :

- a. Perbandingan pertama dilakukan pada alternatif (proyek) I (defender) dengan alternatif (proyek) III (challenger), diperoleh ΔIRR (III-I) = 14.216% >>> MARR (12%), sehingga alternatif (proyek) III adalah alternatif terbaik (proyek PLTM Lesti 3).
- b. Perbandingan kedua dilakukan pada alternatif (proyek) III (defender) dengan alternatif (proyek) II (challenger), diperoleh ΔIRR (II-III) = 13.953% >>> MARR (12%) tetapi ΔIRR (III-I) = 14.216%, sehingga alternatif (proyek) III adalah alternatif terbaik (proyek PLTM Lesti 3).

Pemilihan Alternatif dengan Metode *Benefit Cost Ratio (BCR)*

- a. Perbandingan alternatif III terhadap alternatif I
 - PV Benefit ($B_{III} - B_I$) = 40,396,707,594
 - PV Cost ($C_{III} - C_I$) = 33,986,026,008
 - PV Benefit ($B_{III} - B_I$) / PV Cost ($C_{III} - C_I$) = 1,19 > 1, maka dipilih Alternatif III (proyek PLTM Lesti 3).
- b. Perbandingan alternatif II terhadap alternatif III
 - PV Benefit ($B_{II} - B_{III}$) = -24,875,531,711
 - PV Cost ($C_{II} - C_{III}$) = -21,341,265,736

PV Benefit (BII – BIII) / PV Cost (CII – CIII) = 1,17 > 1 tetapi < PV Benefit (BIII – BI) / PV Cost (CIII – CI) = 1,19, maka dipilih Alternatif III (proyek PLTM Lesti 3).

Pemilihan Alternatif dengan Metode *Payback Period* (PBP)

Perhitungan *payback period* pada perbandingan alternatif (proyek) III terhadap alternatif (proyek) I adalah 18 tahun, sedangkan *payback period* pada perbandingan alternatif (proyek) II terhadap alternatif (proyek) III adalah tak terhingga, sehingga dipilih alternatif III (proyek PLTM Lesti 3).

Tabel 1.
Analisis Ekonomi Masing-Masing Proyek

Tahun Ke-	I. PLTA Menturus			II. PLTA Jatimlerek			III. PLTA Lestí 3		
	Cash Flow (Rp)	PV (Rp)	PV Akumulatif (Rp)	Cash Flow (Rp)	PV (Rp)	PV Akumulatif (Rp)	Cash Flow (Rp)	PV (Rp)	PV Akumulatif (Rp)
1	-15.403.774,194,00	(13.753.369,816)	(13.753.369,816)	-18.602.135,449,80	(16.609,049,509)	(16.609,049,509)	-24.000.187,766,60	(21.428,739,077)	(21.428,739,077)
2	-38.509.435,488,00	(30.699,486,197)	(44.452,856,013)	-46.505.338,624,70	(37.073,771,225)	(53.682,820,734)	-60.000,469,416,50	(47,833,006,869)	(69,260,745,946)
3	-23.105,661,291,00	(16,446,153,320)	(60,899,000,332)	-27.905,203,174,70	(19,860,948,870)	(73,543,769,604)	-36,000,281,649,90	(25,624,289,394)	(94,885,035,340)
4	13,194,639,198,48	8,385,431,749	(52,513,577,584)	15,841,787,381,69	10,067,742,275	(63,476,027,329)	20,076,045,661,69	12,758,689,961	(82,126,345,380)
5	13,194,639,198,48	7,486,992,633	(45,026,584,951)	15,841,787,381,69	8,989,055,603	(54,486,971,726)	20,076,045,661,69	11,391,687,465	(70,734,657,915)
6	13,194,639,198,48	6,684,814,851	(38,341,770,100)	15,841,787,381,69	8,025,942,503	(46,461,029,223)	20,076,045,661,69	10,171,149,522	(60,563,508,392)
7	13,194,639,198,48	5,968,584,688	(32,373,185,412)	15,841,787,381,69	7,166,020,092	(39,295,009,132)	20,076,045,661,69	9,081,383,502	(51,482,124,890)
8	12,712,609,088,43	5,134,409,593	(27,238,775,819)	15,331,312,730,01	6,192,060,075	(33,102,949,057)	19,565,571,010,01	7,902,205,977	(43,579,918,913)
9	13,194,639,198,48	4,758,119,171	(22,480,656,648)	15,841,787,381,69	5,712,707,343	(27,390,241,714)	20,076,045,661,69	7,239,623,328	(36,340,295,586)
10	13,194,639,198,48	4,248,320,688	(18,232,335,959)	15,841,787,381,69	5,100,631,557	(22,289,610,157)	20,076,045,661,69	6,463,949,400	(29,876,546,186)
11	13,194,639,198,48	3,793,314,347	(14,439,192,488)	15,841,787,381,69	4,554,135,318	(17,735,474,838)	20,076,045,661,69	5,771,383,393	(24,104,962,793)
12	13,194,639,198,48	3,386,735,243	(11,052,457,245)	15,841,787,381,69	4,066,192,249	(13,669,282,390)	20,076,045,661,69	5,153,020,886	(18,951,941,907)
13	12,305,350,781,98	2,820,068,800	(8,232,388,445)	14,892,757,965,69	3,413,033,746	(10,256,246,844)	19,127,016,245,69	4,383,418,458	(14,568,523,450)
14	15,295,596,246,33	3,129,782,038	(5,102,606,407)	18,360,474,855,85	3,756,916,925	(6,499,329,920)	23,257,201,427,85	4,758,884,198	(9,809,639,251)
15	15,295,596,246,33	2,794,448,248	(2,308,158,159)	18,360,474,855,85	3,354,390,111	(3,144,939,809)	23,257,201,427,85	4,249,003,748	(5,560,635,503)
16	15,295,596,246,33	2,495,043,079	186,884,919	18,360,474,855,85	2,994,991,171	(149,948,638)	23,257,201,427,85	3,793,753,347	(1,766,882,156)
17	15,295,596,246,33	2,227,717,034	2,414,601,954	18,360,474,855,85	2,674,099,260	2,524,150,622	23,257,201,427,85	3,387,279,774	1,620,397,618
18	14,765,363,121,97	1,920,081,768	4,334,683,722	17,798,952,739,01	2,314,658,519	4,838,719,140	22,695,679,311,01	2,951,336,885	4,571,734,453
19	15,295,596,246,33	1,775,922,381	6,110,606,103	18,360,474,855,85	2,131,775,558	6,970,494,698	23,257,201,427,85	2,700,318,697	7,272,053,150
20	15,295,596,246,33	1,585,624,983	7,696,251,086	18,360,474,855,85	1,903,371,034	8,873,865,732	23,257,201,427,85	2,410,998,837	9,683,051,987
21	15,295,596,246,33	1,415,754,449	9,112,005,535	18,360,474,855,85	1,699,438,423	10,573,304,155	23,257,201,427,85	2,159,677,533	11,835,729,520
22	15,295,596,246,33	1,264,066,472	10,376,072,007	18,360,474,855,85	1,517,355,735	12,090,659,889	23,257,201,427,85	1,922,033,512	13,757,763,031
23	14,317,378,988,18	1,056,450,127	11,432,522,134	17,316,452,498,25	1,277,752,271	13,368,412,161	22,213,269,070,25	1,639,071,715	15,396,834,746
24	17,723,872,968,16	1,167,686,030	12,600,208,164	21,271,207,387,84	1,401,391,883	14,769,804,044	26,932,505,450,64	1,774,370,107	17,171,204,853
25	17,723,872,968,16	1,042,576,813	13,642,784,977	21,271,207,387,84	1,251,182,753	16,021,046,797	26,932,505,450,64	1,584,259,024	18,755,465,878
26	17,723,872,968,16	930,872,154	14,573,657,132	21,271,207,387,84	1,117,181,029	17,138,227,826	26,932,505,450,64	1,414,516,986	20,169,980,864
27	17,723,872,968,16	831,135,852	15,404,792,984	21,271,207,387,84	997,485,062	18,135,217,888	26,932,505,450,64	1,262,961,595	21,432,942,458
28	16,647,833,984,20	697,032,618	16,101,825,602	20,122,881,794,48	842,330,325	18,978,241,213	25,784,179,857,28	1,079,564,729	22,512,507,188

NPV		16,101,825,602	18,978,241,213	22,512,507,188
IRR	15,071%	15,000%	14,767%	
BCR	1,264	1,238	1,237	
Payback Period	16	17	17	
Cek NPV = B-C	16,100,834,934	18,978,241,213	22,512,507,188	
PV Benefit	77,000,834,934	92,522,010,818	117,397,542,528	
PV Cost	60,899,009,332	73,543,769,604	94,885,035,340	

Tabel 2.
Perhitungan Pemilihan Alternatif Metode IRR

Tahun Ke-	(III - I)			(II - III)		
	Cash Flow (Rp)	PV (Rp)	PV Akumulatif (Rp)	Cash Flow (Rp)	PV (Rp)	PV Akumulatif (Rp)
1	-8,596,413,572.60	(7,675,369,261)	(7,675,369,261)	5,398,052,316.80	4,819,689,569	4,819,689,569
2	-21,491,033,931.50	(17,132,520,672)	(24,807,889,934)	13,495,130,792.00	10,758,235,644	15,577,925,213
3	-12,894,620,358.90	(9,178,136,075)	(33,986,026,008)	8,097,078,475.20	5,763,340,524	21,341,265,736
4	6,881,406,463.21	4,373,258,212	(29,612,767,796)	-4,234,258,280.00	(2,690,947,686)	18,650,318,051
5	6,881,406,463.21	3,904,694,832	(25,708,072,964)	-4,234,258,280.00	(2,402,631,862)	16,247,686,189
6	6,881,406,463.21	3,486,334,672	(22,221,738,292)	-4,234,258,280.00	(2,145,207,020)	14,102,479,169
7	6,881,406,463.21	3,112,798,814	(19,108,939,478)	-4,234,258,280.00	(1,915,363,410)	12,187,115,758
8	6,852,961,924.58	2,767,796,383	(16,341,143,095)	-4,234,258,280.00	(1,710,145,902)	10,476,969,856
9	6,881,406,463.21	2,481,504,157	(13,859,638,938)	-4,234,258,280.00	(1,526,915,984)	8,950,053,872
10	6,881,406,463.21	2,215,628,711	(11,644,010,227)	-4,234,258,280.00	(1,363,317,843)	7,586,736,029
11	6,881,406,463.21	1,978,239,921	(9,665,770,306)	-4,234,258,280.00	(1,217,248,074)	6,369,487,955
12	6,881,406,463.21	1,766,285,644	(7,899,484,662)	-4,234,258,280.00	(1,086,828,638)	5,282,659,317
13	6,821,665,463.71	1,563,349,658	(6,336,135,004)	-4,234,258,280.00	(970,382,712)	4,312,276,605
14	7,961,605,181.53	1,629,102,160	(4,707,032,844)	-4,896,726,572.00	(1,001,967,274)	3,310,309,332
15	7,961,605,181.53	1,454,555,500	(3,252,477,344)	-4,896,726,572.00	(894,613,637)	2,415,695,695
16	7,961,605,181.53	1,298,710,268	(1,953,767,076)	-4,896,726,572.00	(798,762,176)	1,616,933,519
17	7,961,605,181.53	1,159,562,739	(794,204,336)	-4,896,726,572.00	(713,180,514)	903,753,004
18	7,930,316,189.04	1,031,255,067	237,050,731	-4,896,726,572.00	(636,768,316)	266,984,688
19	7,961,605,181.53	924,396,317	1,161,447,047	-4,896,726,572.00	(568,543,140)	(301,558,452)
20	7,961,605,181.53	825,353,854	1,986,800,901	-4,896,726,572.00	(507,627,803)	(809,186,255)
21	7,961,605,181.53	736,923,084	2,723,723,985	-4,896,726,572.00	(453,239,110)	(1,262,425,365)
22	7,961,605,181.53	657,967,039	3,381,691,024	-4,896,726,572.00	(404,677,777)	(1,667,103,142)
23	7,895,890,082.08	582,621,588	3,964,312,612	-4,896,726,572.00	(361,319,444)	(2,028,422,585)
24	9,208,632,482.48	606,684,077	4,570,996,689	-5,661,298,062.80	(372,978,224)	(2,401,400,809)
25	9,208,632,482.48	541,682,211	5,112,678,900	-5,661,298,062.80	(333,016,271)	(2,734,417,081)
26	9,208,632,482.48	483,644,832	5,596,323,732	-5,661,298,062.80	(297,335,957)	(3,031,753,037)
27	9,208,632,482.48	431,825,743	6,028,149,475	-5,661,298,062.80	(265,478,533)	(3,297,231,570)
28	9,136,345,873.08	382,532,111.30	6,410,681,586	-5,661,298,062.80	(237,034,404)	(3,534,265,974)

NPV	6,410,681,586
ΔIRR	14.216%
BCR	1.189
Payback Period	18
Cek NPV = B-C	6,410,681,586

NPV	(3,534,265,974)
ΔIRR	13.953%
BCR	1.166
Payback Period	~
Cek NPV = B-C	(3,534,265,974)

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

1. Biaya konstruksi masing-masing alternatif proyek pembangkit listrik tenaga air (PLTA) adalah: PLTM Menturus Rp 77.018.870.970, PLTM Jatimlerek Rp 93.010.677.249 dan PLTM Lesti 3 Rp 120.000.938.833; sedangkan biaya operasional dan pemeliharaan berturut-turut Rp 3.378.022.482, Rp 3.949.940.152, dan Rp 4.744.537.708.
2. Pendapatan (*benefit*) yang dihasilkan oleh masing-masing pembangkit listrik tenaga air adalah: PLTM Menturus Rp 15,629,862,560, PLTM Jatimlerek Rp 18,690,174,720, dan PLTM Lesti 3 Rp. 23,471,024,000.
3. Secara umum ketiga proyek tersebut sangat layak untuk dilaksanakan karena nilai-nilai indikator kelayakannya memenuhi persyaratan, yaitu:

- a. PLTA Menturus: NPV = 16.101.825.602, BCR = 1.264, IRR = 15.071, dan PBP = 16 tahun.
 - b. PLTA Jatimlerek: NPV = 18.978.241.213, BCR = 1.258, IRR = 15.000, dan PBP = 17.
 - c. PLTA Lesti 3: NPV = 22.512.507.188, BCR = 1.237, IRR = 14.767, dan PBP = 17.
4. Berdasarkan hasil kajian pemilihan alternatif berdasarkan metode NPV, BCR, IRR dan PBP, maka alternatif (proyek) yang terbaik (optimum) untuk dikembangkan adalah PLTM Lesti 3.

Saran

Setelah terpilih salah satu alternatif (proyek) yaitu PLTM Lesti 3 sebagai prioritas yang akan dilaksanakan, maka disarankan dilakukan kajian lebih lanjut terhadap skema pendanaan proyek, dimana dana tersebut dapat berasal yang berasal dari dana pinjaman (*debt*) dan dana/modal sendiri (*equity*).

DAFTAR PUSTAKA

- Husnan, Suad. 1994. *Studi Kelayakan Proyek*. Yogyakarta: UPP AMP YKPN.
- Kadariah. 1988. *Evaluasi Proyek dan Analisa Ekonomis*. Jakarta: Lembaga Penerbit Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.
- Kodoatie, Robert J. 2005. *Analisis Ekonomi Teknik*. Yogyakarta: Andi.
- Giatman, M. 2005. *Ekonomi Teknik*. Jakarta: Raja Grafindo Persada.
- Poerbo, Hartono. 1998. *Tekno Ekonomi Bangunan Bertingkat Banyak*. Jakarta: Djambatan.
- _____. 2002. *Studi Kelayakan Proyek Industri*. Jakarta: Erlangga.

