KAJIAN OPTIMASI SKEMA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MIKRO HYDRO RANTAU SULI di KABUPATEN MERANGIN, PROVINSI JAMBI

Adhe Indra Nurprayogo¹, Widandi Soetopo², dan Emma Yuliani²

¹Direktur Teknis, PT. Karya Prima Cipta Usaha, Bali

²Dosen Jurusan Teknik Pengairan, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya, Malang

Email : ¹mankdhe@gmail.com, ¹wid131835@yahoo.com, ¹e_yuliani@ub.ac.id

ABSTRAK: Dengan semakin menurunnya ketersediaan bahan bakar fosil maka perlu adanya energi alternatif pengganti yang baru dan terbarukan (Anonim, 2013). Pembangkit listrik tenaga air adalah salah satu alternatif energi yang relatif lebih stabil untuk memenuhi akan kebutuhan energi listrik. Dalam studi ini dilakukan optimasi terhadap skema PLTM Rantau Suli yang dilakukan dengan cara menentukan besar tinggi jatuh optimal, diameter pipa pembawa yang optimal dan pemilihan turbin yang tepat. Selain itu penentuan grafik *flow duration curve* juga sangat berpengaruh kepada simulasi energi yang dihasilkan. Hasil dari studi ini didapatkan skema dengan tinggi jatuh 110,1 meter dan panjang pipa pembawa adalah 1957 meter merupakan skema terbaik, dengan grafik FDC dari pembangkitan metode F.J. Mock sehingga dapat menghasilkan energi listrik tahunan sebesar 11,92 GWh yang dibangkitkan menggunakan turbin Francis dengan nilai biaya energi yang terendah yaitu sebesar Rp. 532,3 per kwh. PLTM Rantau Suli direncanakan berumur selama 30 tahun yang memiliki IRR sebesar 14,46%.

Kata kunci: PLTM, *flow duration curve*, energi listrik tahunan, turbin, biaya energi

ABSTRACT: Renewable alternative energy is needed, because fossil fuels are decreasing (Anonymous, 2013). The hydroelectric power plant is one of stable alternatives energy to supply the demand for electrical. In this study, optimization of the Rantau Suli HEPP scheme is done by determining optimization of head, optimization of penstock diameter and the election of turbine. Moreover, the determination of flow duration curve graph is also very important to simulate the energy produced. The results of this study obtained schemes with head gross of 110.1 meters and the length of penstock is 1957 meters, and flow duration curve graphs from F.J Mock method is selected. So Rantau Suli HEPP can produce an annual electrical energy of 11.92 GWh a year which is generated using a Francis turbine with the lowest energy cost value of Rp. 532.3 per kwh. Rantau Suli HEPP is planned to be 30 years with IRR of 14.46%.

Keywords: HEPP, *flow duration curve*, annual energy, turbine, energy cost

Ketersediaan dan harga dari sumber daya energi adalah salah satu kunci di dalam pertumbuhan dan perkembangan ekonomi pada negara berkembang. Dengan semakin menurunnya ketersediaan bahan bakar fosil maka perlu adanya energi alternatif pengganti yang baru dan terbarukan (Anonim, 2013). Indonesia di anugerahkan ketersediaan air yang melimpah. Sehingga potensial untuk pengembangan energi baru terbarukan. Tetapi hal ini belum sepenuhnya dimanfaatkan

dengan maksimal untuk menggantikan energi fosil yang selama ini masih menjadi tumpuan untuk memenuhi kebutuhan akan energi (Pasalli and Rehiara, 2013). Pembangkit listrik tenaga air adalah salah satu alternatif energi yang lebih ramah akan lingkungan dan relatif lebih stabil untuk memenuhi akan kebutuhan energi listrik (Tanbhir, 2011).

Flow duration curve (FDC) atau kurva durasi aliran telah digunakan sejak sekitar 1915 (Younis and Hasan, 2014). FDC adalah

alat kunci untuk pengelolaan sumber daya air secara lestari.

Dalam kajian ini menitikberatkan pada kelayakan dari segi teknis dan segi ekonomis dalam mengoptimasi PLTMH Rantau Suli. Faktor – faktor yang berpengaruh dalam kajian ini adalah penentuan debit andalan sungai Batang Tembesi yang berpengaruh terhadap besarnya daya yang dihasilkan, penentuan diameter pipa pembawa (Deff) yang berpengaruh dalam perhitungan besarnya tinggi jatuh efektif (Heff), menentukan besarnya biaya investasi pembangunan pembangkit listrik tenaga mikrohidro dan biaya operasi dan pemeliharaan sebagai dasar penentuan kelayakan secara ekonomi. Dan kajian ini memfokuskan pada pengelolaan sumber daya air.

Tujuan dilakukannya kajian ini adalah untuk mengetahui hasil FDC sehingga dapat digunakan dalam pemilihan debit rencana, melakukan analisa tinggi jatuh dan diameter pipa pembawa sehingga didapatkan kehilangan tinggi yang terkecil, serta mengetahui turbin yang tepat untuk PLTM Rantau Suli, sehingga didapatkan energi yang optimal pada pembangunan PLTMH Rantau Suli dan pemanfaatan potensi sumber energi baru terbarukan dapat bekerja secara optimal dan berkelanjutan.

Manfaat dilakukannya kajian ini adalah dapat memberikan gambaran pemanfaatan kekayaan alam berupa air sungai sebagai sumber tenaga listrik untuk mengatasi krisis listrik di masyarakat pedesaan.

METODE PENELITIAN

Lokasi Studi

Pembangkit listrik tenaga mikrohidro (PLTMH) Rantau Suli berada pada aliran Sungai Batang Tembesi yang terletak di Desa Rantau Suli, Kecamatan Jangkat Timur, Kabupaten Merangin, Provinsi Jambi. Secara geografis terdapat di Kabupaten Merangin (Anonim, 2015).

Lokasi bendung direncanakan sekitar 385 meter di atas air terjun Dukuh Betuah, berada di elevasi +946 meter dengan koordinat $2^{\circ} 33' 28.77''$ LS dan $101^{\circ} 58' 23.94''$ BT. Slope kemiringan sungai sekitar 3,85 %. Kondisi terberat di lapangan adalah banyaknya tebing - tebing yang curam disekitar lokasi saluran pembawa.

Peta daerah tangkapan air PLTM Rantau suli memiliki luas sebesar $63,36 \text{ km}^2$ seperti yang terlihat pada Gambar 1. Pembangkit listrik tenaga mikrohidro (PLTM) Rantau Suli direncanakan adalah tipe *run-off river* (RoR).

Gambar 1 Daerah Tangkapan Air

Diagram Alir Pengerjaan

Tahapan pengerjaan studi ini dapat dilihat pada Gambar 2 sehingga tampak tahapan

sehingga dapat menyelesaikan rumusan masalah pada studi ini.

Gambar 2 Diagram Alir Pengerjaan

Pengumpulan Data

Dalam penyelesaian studi ini diperlukan data pendukung untuk menganalisis daerah studi. Data hujan diperoleh dari data stasiun hujan yang terdekat dengan daerah tangkapan

air PLTM Rantau Suli yaitu stasiun hujan Keliling Danau pada koordinat $2^{\circ} 31' 29.54''$ LS dan $100^{\circ} 55' 20.44''$ BT. Keliling Danau dengan jumlah pencatatan selama 10 tahun dimulai pada tahun 2007 sampai dengan 2016.

Gambar 3 Diagram Curah Hujan Kumulatif Setiap Periode Pengamatan

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Hidrologi

- Melakukan uji kualitas data terhadap data curah hujan stasiun Keliling Danauantara lain uji konsistensi data dan uji *outliers*. Uji kualitas data tersebut dilakukan untuk memastikan data yang digunakan adalah data yang berkualitas, karena kualitas data sangat mempengaruhi hasil analisisnya;
- Analisa bangkitan debit sangat diperlukan pada studi ini, dikarenakan keterbatasan data debit harian maupun bulanan di lapangan. Sehingga data debit perlu dibangkitkan dari data hujan 10 harian dengan menggunakan beberapa metode bangkitan debit, antara lain adalah metode F.J. Mock, metode NRECA, metode Tank Model, dan lain - lain. Pada studi kali ini dilakukan pembangkitan debit dengan metode F.J. Mock dan NRECA. Dikarenakan tidak ada data debit sebagai pembanding untuk kalibrasi maka dipakai koefisien *runoff* dari masing-masing metode sebagai kalibrasinya.

Analisis Flow Duration Curve

Analisa Flow duration curve sangat penting peranannya dalam studi atau kasus pengelolaan debit aliran rendah. Karena FDC dapat menyampaikan informasi yang kompleks untuk para pembuat keputusan yang belum paham benar tentang hidrologi (Vogel and Fennessey, 1995). Pada studi ini dianalisa dua buah FDC yaitu FDC metode F.J. Mock dan FDC metode NRECA seperti pada

Gambar 4 yang selanjutnya dilakukan analisa koefisien *runoff* sebagai dasar pemilihan debit dari metode mana yang akan dipilih. Dan contoh perhitungan koefisien *runoff* metode F.J. Mock adalah sebagai berikut :

- $(1\% - 2\%) \times 3600 \times 24 \times 365 \times 4,17 \text{ m}^3/\text{dt}$
 $= 1315790 \text{ m}^3$ (volume air sungai pada probabilitas 1%-2%)
- Jumlah semua volume sampai probabilitas terakhir sehingga didapatkan volume total untuk bangkitan metode F.J. Mock adalah $= 69.242.456,5 \text{ m}^3$

Gambar 4 Grafik *Flow Duration Curve* Dari Metode F.J. Mock dan NRECA

- 3) $69.242.456,5 \text{ m}^3 / 63,36 \times 106 \text{ (Luas DTA)} = 1,092 \text{ meter} = 1092,84 \text{ mm}$
- 4) Hujan rata-rata tahunan = 1911,07 mm
- 5) Sehingga koefisien runoff metode F.J. Mock = $1092,84 / 1911,07 = 0,57$

Sehingga dari perhitungan didapatkan koefisien *runoff* metode F.J. Mock adalah 0,57 sedangkan metode NRECA adalah 0,63. Maka dipilih koefien *runoff* yang terkecil yaitu koefisien *runoff* metode F.J. Mock.

Analisis Tinggi Jatuh

- a) Terdapat tiga skema yaitu skema 1 dengan $H_g = 80,1$ meter dan panjang pipa pembawa = 1471 meter, skema 2 dengan $H_g = 110,1$ meter dan panjang pipa pembawa = 1957 meter, skema 3 dengan $H_g = 124,1$ meter dan panjang pipa pembawa = 2300 meter ;
- b) Menghitung kehilangan tinggi akibat saringan, pemasukan, gesekan, belokan, percabangan dan penyempitan.
- c) Menghitung kehilangan tinggi akibat saringan, pemasukan, gesekan, belokan, percabangan dan penyempitan.

Analisis Pukulan Air

Pada perencanaan pipa pembawa perlu dilakukan analisa pukulan air (*water hammer*) yang berkaitan dengan desain ketebalan minimum yang diperlukan pipa untuk menahan besarnya pukulan air yang dialami oleh dinding pipa.

Analisis Pukulan Air

Pada perencanaan pipa pembawa perlu dilakukan analisa pukulan air (*water hammer*) yang berkaitan dengan desain ketebalan minimum yang diperlukan pipa untuk menahan besarnya pukulan air yang dialami oleh dinding pipa.

Analisis Ekonomis Diameter Pipa Pembawa

- a) Menghitung biaya energi yang hilang setiap tahun;
- b) Menghitung biaya tahunan total pipa pembawa;
- c) Mencari yang biaya yang terendah.

Contoh perhitungan untuk skema 1 debit Q_{30} dapat dilihat pada

Tabel 2 dan grafik Gambar 5

Analisis Pemilihan Turbin

Dalam pemilihan turbin hal yang sangat berpengaruh adalah besarnya tinggi jatuh dan debit rencana. Setelah itu diplotkan kedalam grafik pemilihan turbin. Untuk perencanaan skema 1, 2, dan 3 termasuk dalam wilayah jenis turbin *Horizontal Francis Turbine* dan *Turgo Impulse Turbine*. Sehingga dipilih Turbin Francis karena harga jual relatif lebih murah dan memiliki tingkat efisiensi lebih baik.

Analisa Potensi Energi

Pada studi ini diambil debit rencana antara debit Q_{30} sampai debit Q_{50} .

Tabel 1 Debit Rencana

Probabilitas (%)	Debit (m ³ /detik)
30	2,49
35	2,42
40	2,33
45	2,24
50	2,11

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018.

Menghitung bagaimana potensi energi dari ketiga skema pipa pembawa dengan berbagai macam debit rencana pada Pada studi ini diambil debit rencana antara debit Q_{30} sampai debit Q_{50} .

Tabel 1.

Setelah itu dilakukan simulasi energi tahunan untuk masing – masing skema dan di masing – masing debit rencana yang rekapitulasinya terlihat pada

Tabel 3. Pada

Tabel 3 terlihat bahwa dengan menggunakan debit rencana Q_{30} atau sebesar 2,49 m³/dt tidak layak secara teknis karena nilai faktor kapasitas berada dibawah 65% yang telah disyaratkan oleh PT. PLN (Anonim, 2017).

Analisa Pengembangan Potensi Energi

Setelah diketahui besarnya energi tahunan pada masing – masing skema dan skenario debit rencana, maka akan ditentukan skema dan skenario yang paling optimum dengan mencari biaya energi yang paling rendah. Sehingga dari Tabel 4, Tabel 5, dan Tabel 6, terlihat bahwa skema yang paling optimum adalah skema 2 dengan debit rencana Q_{50} , diameter pipa pembawa 1,3 meter, dan energi terinstal 2 x 0,95 MW dengan turbin francis dan biaya energi sebesar Rp. 532,3.

Tabel 2 Diameter Ekonomis Pada Skema 1 (Debit Rencana 2,49 m³/ detik)

Debit		Uraian	Satuan	D min	Diameter Coba - coba				
2.49 m ³ /dt (prob. 30%)		Diameter pipa	m	1.13	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
	(1)	Kehilangan tinggi	m	12.64	9.38	6.32	4.39	3.14	2.29
	(2)	Head gross	m	80.10	80.10	80.10	80.10	80.10	80.10
	(3)	Head nett	m	67.46	70.72	73.78	75.71	76.96	77.81
	(4)	Energi hilang tahunan	GWh	2.37	1.76	1.18	0.82	0.59	0.43
	(5)	Persentase head loss	%	15.77	11.71	7.89	5.48	3.92	2.87
	(6)	Biaya energi hilang tahunan	milyar	2.37	1.76	1.18	0.82	0.59	0.43
	(7)	Biaya pipa tahunan (i=10%, n=30 thn)	milyar	1.97	2.09	2.27	2.44	2.61	2.79
	(8)	Total biaya tahunan	milyar	4.34	3.85	3.45	3.26	3.20	3.22

Keterangan:	
(1) Kehilangan Tinggi = 12.64 m	(5) per. Head = ((3)-(2))/(3)*100% = 15.77%
(2) Head Gross =80.10 m	(6) Biaya energi = (4)*1000000*1000=Rp. 2.37 milyar
(3) Head nett = (2)-(1) = 67.46 m	(7) Biaya pipa = 414043.31 kg*Rp. 45000*0.10608=Rp. 1.97 milyar
(4) Energi hilang = 2.49*9.81*((3)-(2)) *0.92*0.98*365*24 = 2.37 GWh	(8) Total Biaya = (6)+((7) =Rp. 4.34 milyar

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018

Gambar 5 Grafik Penentuan Diameter Pipa Ekonomis Skema 1 pada Q_{30}

Tabel 3 Rekapitulasi Simulasi Energi Tahunan

		Debit Renc.		Q ₃₀	Q ₃₅	Q ₄₀	Q ₄₅	Q ₅₀
				2,49 m ³ /dt	2,42 m ³ /dt	2,33 m ³ /dt	2,24 m ³ /dt	2,10 m ³ /dt
Skema 1	(1)	Energi Tahunan	GWH	9.235	9.179	9.093	8.931	8.736
	(2)	DayaTerinstal	MW	1.653	1.609	1.554	1.479	1.396
	(3)	Faktor Kapasitas	%	63.84	65.20	66.85	68.99	71.51
		Kelayakan		Tidak Layak	Layak	Layak	Layak	Layak
Skema 2	(1)	Energi Tahunan	GWH	12.620	12.546	12.432	12.283	11.917
	(2)	DayaTerinstal	MW	2.249	2.191	2.118	2.035	1.897
	(3)	Faktor Kapasitas	%	64.11	65.44	67.07	68.96	71.77
		Kelayakan		Tidak Layak	Layak	Layak	Layak	Layak
Skema 3	(1)	Energi Tahunan	GWH	14.213	14.130	14.001	13.834	13.417
	(2)	DayaTerinstal	MW	2.532	2.466	2.384	2.291	2.135
	(3)	Faktor Kapasitas	%	64.15	65.48	67.11	68.99	71.80
		Kelayakan		Tidak Layak	Layak	Layak	Layak	Layak

Keterangan:

(1) Energi tahunan = 9.235 GWh (hasil simulasi energi)

(2) Daya terinstal = (2.49*9.81*0.91*0.95*78.16)/1000 = 1.653 MW

(3) Faktor kapasitas = ((1)/((2)*365*24))*100% = 63.84%

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018.

Tabel 4 Potensi Optimum Pada Skema 1

Tabel 4.1. Detail Perhitungan RAB Skema 1							
		Debit Rencana	m ³ /dt	Q ₃₅	Q ₄₀	Q ₄₅	Q ₅₀
				2,42	2,33	2,24	2,10
Skema 1	(1)	Panjang Pipa Pembawa	m	1471	1471	1471	1471
	(2)	Diameter Pipa Pembawa	m	1.5	1.5	1.4	1.4
	(3)	Energi Tahunan	GWH	9.18	9.09	8.93	8.74
	(4)	Daya Terinstal	MW	1.61	1.55	1.48	1.40
	(5)	Total Estimasi Biaya	Rp. Milyar	50.48	50.20	48.54	48.11
	(6)	Biaya Tahunan (i=10%, n=30 thn)	Rp. Milyar	5.36	5.33	5.15	5.10
	(7)	Biaya Energi	Rp.	583.45	585.67	576.61	584.20
Keterangan:							
(3) Energi tahunan = 9.18 GWh (dari simulasi energi)							
(4)Daya terinstal = (2.42*9.81*0.91*0.95*78.16)/1000 = 1.61 MW							
(5) Total estimasi biaya = Rp. 50.48 Milyar (RAB masing-masing skema)							
(6) Biaya tahunan = (5)*0.10608 =Rp. 5.36 Milyar							
(7) Biaya energi = (6)/(3) = Rp. 538.45							

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018.

Tabel 5 Potensi Optimum Pada Skema 2

		Debit Rencana	m ³ /dt	Q ₃₅	Q ₄₀	Q ₄₅	Q ₅₀
				2,42	2,33	2,24	2,10
Skema 2	(1)	Panjang Pipa Pembawa	m	1957	1957	1957	1957
	(2)	Diameter Pipa Pembawa	m	1.4	1.4	1.4	1.3
	(3)	Energi Tahunan	GWH	12.55	12.43	12.28	11.92
	(4)	Energi Terinstal	MW	2.19	2.12	2.04	1.90
	(5)	Total Estimasi Biaya	Rp. Milyar	65.45	65.08	64.65	59.80
	(6)	Biaya Tahunan (i=10%, n=30 thn)	Rp. Milyar	6.94	6.90	6.86	6.34
	(7)	Biaya Energi	Rp.	553.40	555.31	558.35	532.34
Keterangan:							
(3) Energi tahunan = 12.55 GWh (dari simulasi energi)							
(4) Daya terinstal = $(2.42 \times 9.81 \times 0.91 \times 0.95 \times 106.7) / 1000 = 2.19$ MW							
(5) Total estimasi biaya = Rp. 65.45 Milyar (RAB masing-masing skema)							
(6) Biaya tahunan = $(5) \times 0.10608 = \text{Rp. } 6.94$ Milyar							
(7) Biaya energi = $(6) / (3) = \text{Rp. } 553.40$							

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018.

Tabel 6 Potensi Optimum Pada Skema 3

		Debit Rencana	m ³ /dt	Q ₃₅	Q ₄₀	Q ₄₅	Q ₅₀
				2,42	2,33	2,24	2,10
Skema 3	(1)	Panjang Pipa Pembawa	m	2300	2300	2300	2300
	(1)	Diameter Pipa Pembawa	m	1.4	1.4	1.4	1.3
	(1)	Energi Tahunan	GWH	14.13	14.00	13.83	13.42
	(1)	Energi Terinstal	MW	2.47	2.38	2.29	2.14
	(1)	Total Estimasi Biaya	Rp. Milyar	76.87	76.45	75.97	69.64
	(1)	Biaya Tahunan (i=10%, n=30 thn)	Rp. Milyar	8.15	8.11	8.06	7.39
	(1)	Biaya Energi	Rp.	577.09	579.21	582.53	550.59
Keterangan:							
(3) Energi tahunan = 14.13 GWh (dari simulasi energi)							
(4) Daya terinstal = $(2.42 \times 9.81 \times 0.91 \times 0.95 \times 119.14) / 1000 = 2.47$ MW							
(5) Total estimasi biaya = Rp. 76.87 Milyar (RAB masing-masing skema)							
(6) Biaya tahunan = $(5) \times 0.10608 = \text{Rp. } 8.15$ Milyar							
(7) Biaya energi = $(6) / (3) = \text{Rp. } 577.09$							

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018.

Sehingga dari keseluruhan skema dan beberapa pilihan debit yang telah ditentukan

paling optimum didapatkan rekapitulasi sebagai berikut :

Tabel 7 Rakapitulasi Pengembangan Potensi Optimum

No	Skema		1	2	3
1	Debit Rencana	m ³ /dt	Q ₄₅ 2,24	Q ₅₀ 2,10	Q ₅₀ 2,10
2	Tinggi Jatuh	m	80,1	110,1	124,1
3	Panjang Pipa	m	1471	1957	2300
4	Diameter Pipa	m	1,4	1,3	1,3
5	Energi Terinstal	MW	1,48 2 x 0.74	1,90 2 x 0.95	2,14 2 x 1.07
6	Energi Tahunan	GWH	8,93	11,92	13,42
7	Faktor Kapasitas	%	68,99	71,77	71,80
8	Biaya Energi	Rp.	576,6	532,3	550,6

Sumber: Hasil Perhitungan, 2018.

Pada

Tabel 7 Rakapitulasi Pengembangan Potensi Optimum terlihat bahwa skema yang paling optimum adalah skema 2 dengan debit rencana Q₅₀, diameter pipa 1,3 meter, dan energi terinstal 2 x 0,95 MW dengan turbin francis dan biaya energi sebesar Rp. 532,3.

PENUTUP

Kesimpulan

Sesuai dengan rumusan masalah pada studi Kajian Optimasi Pembangkit Tenaga Mikro Hidro Rantau Suli di Kabupaten Merangin, Provinsi Jambi. Maka dapat diambil kesimpulan adalah sebagai berikut :

1. Hasil FDC merupakan bangkitan debit dari data stasiun hujan Keliling Danau dari tahun 2007 sampai dengan tahun 2016 dengan menggunakan metode F.J. Mock yang memiliki koefisien runoff sebesar 0,57. Sedangkan debit yang dipakai pada perencanaan adalah debit Q₃₀ = 2,49 m³/dt, Q₃₅ = 2,42 m³/dt, Q₄₀ = 2,33 m³/dt, Q₄₅ = 2,24 m³/dt dan Q₅₀ = 2,11 m³/dt.
2. Pada studi ini direncanakan terdapat tiga buah potensial skema pipa pembawa yaitu untuk skema 1 memiliki tinggi jatuh setinggi 80,1 meter dan

panjang pipa pembawa sepanjang 1471 meter, untuk skema 2 memiliki tinggi jatuh setinggi 110,1 meter dan panjang pipa pembawa sepanjang 1957 meter, dan skema 3 memiliki tinggi jatuh setinggi 124,1 meter dan panjang pipa pembawa se-panjang 2300 meter.

3. Pada analisa diameter pipa pem-bawa menghasilkan optimasi diameter untuk masing - masing skema adalah berbeda - beda, seperti berikut :

- a. Pada skema 1

Untuk Q₃₀, Q₃₅, dan Q₄₀ diperoleh diameter optimum = 1,5 meter, Sedangkan untuk Q₄₅ dan Q₅₀ diperoleh diameter optimum = 1,4

- b. Pada skema 2

Untuk Q₃₀, Q₃₅, Q₄₀, dan Q₄₅ diperoleh diameter optimum = 1,4 meter, Sedangkan untuk Q₅₀ diperoleh diameter optimum = 1,3

- c. Pada skema 3

Untuk Q₃₀, Q₃₅, Q₄₀, dan Q₄₅ diperoleh diameter optimum = 1,4 meter, Sedangkan untuk Q₅₀ diperoleh diameter optimum = 1,34.

4. Pemilihan turbin dilakukan dengan menggunakan diagram turbin yang meng-hubungkan tinggi jatuh dari masing-masing skema dan debit rencananya. Pada studi ini didapatkan ketiga skema berada pada wilayah

turbin Francis dan turbin Kaplan. Akan tetapi turbin Francis memiliki putaran yang lebih tinggi daripada turgo, sehingga ukuran generator francis lebih kecil daripada turgo yang berakibat pada harga jualnya. Selain itu francis memiliki efisiensi yang lebih baik daripada turgo sehingga tidak banyak energi yang terbuang. Sehingga dipilih turbin Francis sebagai turbin yang paling optimal pada studi ini.

5. Energi optimal didapatkan dengan cara membandingkan biaya energi dari semua skema, dimana biaya energi yang terkecil yang dapat menghasilkan keuntungan yang paling tinggi. Sehingga didapatkan skema yang paling optimum adalah skema 2 yang memiliki tinggi jatuh 110,1 meter, panjang pipa pembawa 1957 meter, dengan debit rencana Q_{50} , ber-diameter pipa pembawa 1,3 meter, energi terinstal 2 x 0,95 MW dengan turbin Francis dan biaya energi sebesar Rp. 532,3. Sehingga pada skema ini menghasilkan nilai NPV selama perhitungan 30 tahun adalah Rp 20.872.725.735.-, nilai IRR sebesar 14,46%, dan B/C ratio 1,358.

Saran

Studi ini dirasa sudah cukup baik menggambarkan bagaimana proses optimasi dan pemilihan skema dapat dilakukan. Akan tetapi sungguh sangat baik lagi apabila terdapat studi lebih lanjut mengenai analisa Flow Duration Curve pada daerah subDAS

yang tidak terukur debitnya. Dikarenakan sangat penting bagaimana kita menentukan bentuk diagram FDC, yang sangat besar pengaruhnya terhadap karakteristik turbin dan selanjutnya berdampak pada analisa energi tahunan.

DAFTAR PUSTAKA

- Anonim, 2015. *Jambi Dalam Angka 2015*, Badan Pusat Statistik Provinsi Jambi.
- Anonim, 2013. *Kajian Supply and Demand Energi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia*.
- Anonim, 2017. *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia Nomor 12 tentang Pemanfaatan Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik*.
- Pasalli and Rehiara, 2013. *Design Planning of Micro-hydro Power Plant in Hink River*. 4th International Conference on Sustainable Future for Human Security: Elsevier.
- Tanbhir, Nawshad, Islam, IbneaSina, Syfullah, Rahman, 2011. *Micro Hydro Power: Promising Solution for Off-grid Renewable Energy Source* International Journal of Scientific & Engineering Research.
- Vogel and Fennessey, 1995. *Flow Duration Curve II: A Review of Application in Water Resources Planning*. Water Resources Bulletin, Vol. 31, No.6, American Water Resources Assosiation.
- Younis and Hasan, 2014. *Prediction of Flow Duration Curve for Seasonal Rivers in Iraq*. Jordan Journal of Civil Engineering, Volume 8, No. 1.