

Studi Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Di Kecamatan Ngadu Ngala, Kabupaten Sumba Timur, NTT.

Tirta Samuel Mehang^{#1}, Murtiyanto Santoso^{#2}, Yusak Tanoto^{#3}

Program Studi Teknik Elektro, Universitas Kristen Petra

Jl. Siwalankerto 121-131, Surabaya 60236, Indonesia

e-mail: ¹m23410027@john.petra.ac.id, ²murtis@petra.ac.id, ³tanyusak@petra.ac.id

Abstrak— Saat ini di Kecamatan Ngadu Ngala, Kabupaten Sumba Timur sudah ada PLTD dengan kapasitas daya sebesar 2x25 kVA dan listrik dapat dinikmati selama 6 jam per hari. Pada studi ini dilakukan perencanaan untuk kebutuhan listrik 10 tahun kedepan dengan pola penyediaan menyala selama 6 jam dan selama 24 jam per hari. Alternatif yang digunakan adalah konfigurasi PLTD, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD dan konfigurasi PLTS.

Berdasarkan analisa data yang dilakukan menggunakan HOMER untuk perencanaan kebutuhan listrik 10 tahun kedepan dengan pola penyalaan selama 6 jam per hari konfigurasi terbaik adalah PLTS *hybrid* dengan PLTD dengan kapasitas PLTS sebesar 4 kWp, PLTD sebesar 26 kW dan memiliki biaya energi sebesar USD 0,368 per kWh sedangkan untuk pola penyalaan selama 24 jam per hari konfigurasi terbaik adalah PLTS *hybrid* dengan PLTD dengan kapasitas PLTS sebesar 200 kWp, PLTD sebesar 72 kW dan memiliki biaya energi sebesar USD 0,281 per kWh.

Kata Kunci : PLTS, PLTD, HOMER, biaya energi, *forecast*.

1. PENDAHULUAN

Ngadu Ngala adalah sebuah Kecamatan yang terletak di Pulau Sumba bagian selatan Kabupaten Sumba Timur. Topografi kecamatan ini dicirikan oleh dataran perbukitan dan pegunungan landai yang terdiri dari 5 desa/kecamatan dengan luas wilayah administrasi 20.790 hektar dan telah terpakai (rumah, bangunan dan halaman sekitar) sebesar 200 hektar. Kecamatan ini sudah mendapatkan aliran listrik dari PLN yang menggunakan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) memiliki kapasitas daya sebesar 2x20 kW dengan jumlah pelanggan sampai dengan tahun 2014 sebanyak 295 pelanggan dengan sistem distribusi radial. Beban puncak pada saat beroperasi sebesar 18,46 kW. Sulitnya medan yang ditempuh saat ini untuk pengiriman bahan bakar ke lokasi tersebut membuat listrik sering tidak dinikmati oleh penduduk. Setiap hari listrik hanya dapat digunakan selama 6 jam yaitu pada pukul 18.00-24.00.

Pada saat ini banyak potensi yang dapat dikembangkan khususnya potensi energi terbarukan yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi alternatif. Potensi energi terbarukan yang bisa dikembangkan di Pulau Sumba adalah dari tenaga air, angin dan matahari. Hal tersebut dapat dibuktikan karena pada saat ini sudah terpasang Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) memiliki kapasitas daya sebesar 24 kWp *hybrid* dengan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) memiliki kapasitas daya sebesar 1 kWp di Desa Maubokul [5], Pembangkit Listrik Tenaga *Micro Hydro* (PLTMH) memiliki kapasitas daya sebesar 32 kW di Desa Kamanggih, Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) memiliki kapasitas daya sebesar 500 kW di Desa Bilacenge dan beberapa wilayah lainnya di Pulau Sumba.[9]

Dari kondisi yang sudah dijelaskan diatas dan potensial energi terbarukan di wilayah tersebut, maka direncanakan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) tujuannya untuk menggantikan atau mengurangi Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) yang telah ada sehingga dapat memenuhi kebutuhan energi listrik di Kecamatan Ngadu Ngala.



Gambar 1. Lokasi Kecamatan Ngadu Ngala

Sumber : Google Earth

2. METODELOGI PENELITIAN

2.1 Tinjauan Umum dan Profil Beban

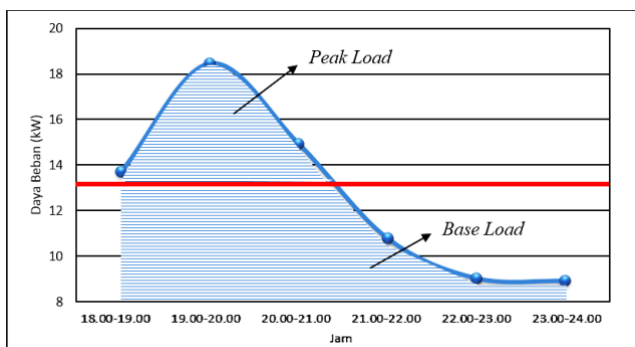
Untuk mendesain sebuah pembangkit energi listrik sehingga memenuhi kebutuhan beban selama 10 tahun di Kecamatan Ngadu Ngala, maka perlu dilakukan peramalan beban (*forecast electricity load*). Metode yang digunakan untuk melakukan peramalan beban adalah metode *Linear Regretion*. Berikut ini adalah data kebutuhan beban untuk Kecamatan Ngadu Ngala:

- Data beban *existing* pada tahun 2014 (menyala 6 jam per hari)

Sesuai data yang didapatkan dari PT. PLT(Persero) tahun 2014, pelayanan listrik dari PLN tersedia selama 6 jam per hari dengan jam menyala pada pukul 18.00-24.00. Berikut ini adalah tabel dan gambar grafik karakteristik beban pada tahun 2014 di Kecamatan Ngadu Ngala:

Tabel 1. Karakteristik beban 6 jam menyala per hari pada tahun 2014

Jam	Daya beban (kW)	Konsumsi energi (kWh/day)
18.00-19.00	13,69	13,69
19.00-20.00	18,46	18,46
20.00-21.00	14,44	14,44
21.00-22.00	10,28	10,28
22.00-23.00	9,02	9,02
23.00-24.00	8,84	8,84
Total		74,73



Gambar 2. Kurva karakteristik beban 6 jam menyala per hari pada tahun 2014

b. *Forecasting* beban dari data historis (menyala 6 jam per hari)

Data yang digunakan adalah data Tabel 3.1 dan Tabel 3.2 untuk meramalkan kebutuhan energi listrik selama 6 jam per hari sampai dengan tahun 2024. Berdasarkan hasil regresi didapatkan konstanta dan koefisien regresi dari masing-masing parameter adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Total penduduk (t)} &= 4857,6 + (45,5 \times t) \\ \text{Total rumah tangga (t)} &= 1205,6 + (34,6 \times t) \\ \text{Total pelanggan (t)} &= 134,2 + (39 \times t) \\ \text{Konsumsi energi (t)} &= 20394,8 + (1995,1 \times t) \end{aligned}$$

Berikut ini Tabel 3.8 hasil peramalan kebutuhan beban listrik selama 10 tahun terhitung dari tahun 2015 di Kecamatan Ngadu Ngala, Kabupaten Sumba Timur, NTT:

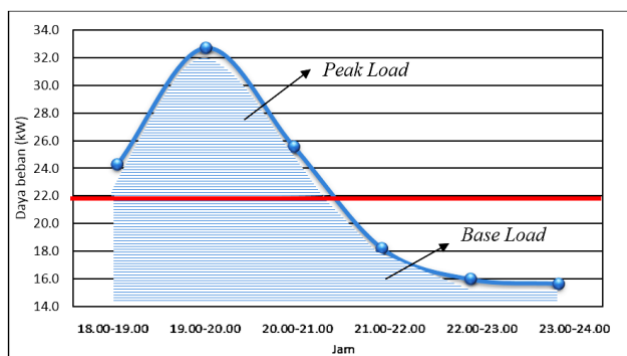
Tabel 2. Data peramalan konsumsi energi listrik 6 jam per hari sampai dengan tahun 2024

Tahun	Total Penduduk (jiwa)	Total Rumah Tangga	Total Pelanggan	Konsumsi Energi (kWh/day)
2015	5.085	1.379	329	83,21
2016	5.131	1.413	368	88,67
2017	5.176	1.448	407	94,14
2018	5.222	1.482	446	99,60
2019	5.267	1.517	485	105,07
2020	5.313	1.552	524	110,54
2021	5.358	1.586	563	116,00
2022	5.404	1.621	602	121,47
2023	5.449	1.655	641	126,93
2024	5.495	1.690	680	132,40

Dari tabel diatas terlihat hasil peramalan konsumsi energi listrik didapatkan sebesar 132,4 kWh per hari dengan total pelanggan hasil peramalan sebesar 680 pelanggan pada tahun 2024. Berikut ini adalah tabel dan gambar kurva karakteristik beban pada tahun 2024 di Kecamatan Ngadu Ngala:

Tabel 3. Karakteristik beban 6 jam menyala per hari pada tahun 2024

Jam	Konsumsi energi tahun 2024 (kWh)	Daya beban tahun 2024 (kW)
18.00-19.00	24,3	24,3
19.00-20.00	32,7	32,7
20.00-21.00	25,6	25,6
21.00-22.00	18,2	18,2
22.00-23.00	16,0	16,0
23.00-24.00	15,7	15,7
Total	132,40	



Gambar 3. Kurva karakteristik beban 6 jam menyala per hari pada tahun 2024

c. *Forecasting* beban dari data wawancara (menyala 24 jam per hari)

Perencanaan pembangkit listrik selama 24 jam dilakukan untuk dapat memenuhi kebutuhan penggunaan beban listrik dari hasil wawancara di Kecamatan Ngadu Ngala. Pembangkit yang direncanakan dapat memenuhi kebutuhan energi selama 10 tahun di Kecamatan tersebut. Peramalan beban hasil wawancara didapatkan dari besarnya peningkatan konsumsi energi hasil *forecasting* beban historis pada tahun 2015 yaitu sebesar 83,21 kWh per hari dengan hasil *forecasting* beban historis pada tahun 2024 yaitu sebesar 132,4 kWh per hari. Dari kedua data tersebut didapatkan sampai tahun 2024 konsumsi energi listrik meningkat sebesar 159,16%.

Rata-rata konsumsi energi listrik per kepala keluarga (pelanggan listrik PLN) sebesar 3312,24 Wh per hari. Total pelanggan hasil *forecast* pada tahun 2015 adalah sebesar 329 pelanggan. Maka total konsumsi energi pada tahun 2015 dapat diperkirakan sebesar 1089 kWh per hari.

Dari data peningkatan konsumsi energi harian hasil *forecast* beban historis pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2024 sebesar 159,16% dan data total konsumsi energi pada tahun 2015 dari hasil wawancara adalah sebesar 1089 kWh per hari, maka dapat diperkirakan konsumsi energi listrik pada tahun 2024 adalah sebesar 1733 kWh per hari. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel berikut ini:

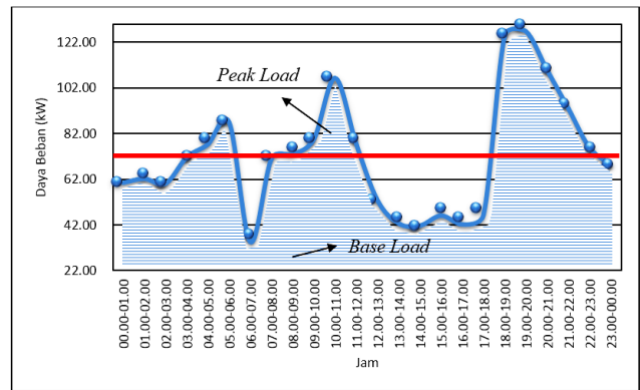
Tabel 4. Data konsumsi energi harian pada tahun 2024 dari hasil wawancara

Tahun	Total Penduduk (jiwa)	Total Rumah Tangga	Total Pelanggan	Konsumsi Energi (kWh/day)
2024	5.495	1.690	680	1.733

Konsumsi energi di Kecamatan Ngadu Ngala pada tahun 2024 untuk beban menyala selama 24 jam adalah sebesar 1.733 kWh per hari. Berikut adalah tabel dan gambar kurva karakteristik beban 24 menyala tahun 2024:

Tabel 5. Karakteristik beban 24 jam menyala per hari pada tahun 2024

Jam	Konsumsi energi tahun 2024 (kWh)	Daya beban tahun 2024 (kW)
00.00-01.00	60,53	60,53
01.00-02.00	62,31	62,31
02.00-03.00	60,21	60,21
03.00-04.00	71,73	71,73
04.00-05.00	77,39	77,39
05.00-06.00	87,02	87,02
06.00-07.00	34,66	34,66
07.00-08.00	71,10	71,10
08.00-09.00	72,99	72,99
09.00-10.00	79,69	79,69
10.00-11.00	106,39	106,39
11.00-12.00	77,49	77,49
12.00-13.00	52,88	52,88
13.00-14.00	42,73	42,73
14.00-15.00	41,78	41,78
15.00-16.00	46,18	46,18
16.00-17.00	42,31	42,31
17.00-18.00	46,50	46,50
18.00-19.00	124,93	124,93
19.00-20.00	126,82	126,82
20.00-21.00	109,85	109,85
21.00-22.00	93,10	93,10
22.00-23.00	75,92	75,92
23.00-00.00	68,49	68,49
Total	1.733	



Gambar 4. Kurva karakteristik beban 24 jam menyala per hari pada tahun 2024

2.2 Perencanaan Pembangkit Menggunakan HOMER

Pada perencanaan pembangkit ini digunakan *software* HOMER sebagai aplikasi untuk mendapatkan kapasitas pembangkit secara optimal dan untuk mendapatkan biaya energi dari hasil simulasi yang akan dilakukan.

Menurut Lambert, Gilman dan Lilienthal (2006) HOMER adalah singkatan dari *The Hybrid Optimisation Model For Electric Renewables*, merupakan salah satu *tools* populer untuk desain sistem Pembangkit Listrik Hybrid (PLH) menggunakan energi terbarukan. HOMER mensimulasikan dan mengoptimalkan sistem pembangkit listrik baik *stand alone* maupun *grid connected* yang terdiri dari kombinasi turbin angin, *photovoltaic*, *microhidro*, biomassa, mesin generator diesel/bensin dan baterai. (Kunaifi, 2010)

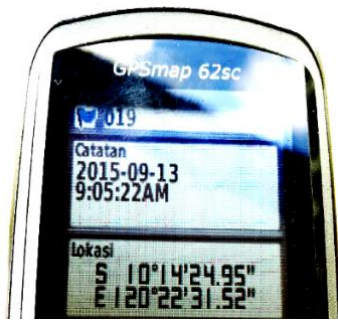
Kelebihan HOMER adalah penggunaannya mudah, dapat mensimulasi, mengoptimasi suatu model kemudian secara otomatis dapat menemukan konfigurasi sistem optimal yang bisa mensuplai beban dengan biaya sekarang (*Net Present Cost*) terendah dan bisa menggunakan parameter sensitifitas untuk hasil yang lebih bagus dan akurat. (Nugroho, Mahmudsyah, & Suryaatmojo, 2011)

2.3 Skenario dan parameter

Pada perencanaan pembangkit ini akan dilakukan tiga konfigurasi pada HOMER untuk masing-masing kebutuhan beban yaitu konfigurasi PLTD, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD dan konfigurasi PLTS. Dari ketiga konfigurasi tersebut akan dianalisis perbandingan biaya energi dan faktor keadaan yang nantinya akan dipilih sebagai pembangkit yang akan digunakan pada perencanaan ini. Untuk mendapatkan hasil yang optimal dari HOMER, perlu dimasukkan parameter yang dibutuhkan adalah sebagai berikut

a. Potensi Radiasi Matahari

Untuk merencanakan PLTS pada suatu wilayah, maka perlu diketahui potensi dari wilayah itu sendiri. Potensi yang dimaksud disini adalah besarnya radiasi matahari yang diterima oleh panel surya. Potensi dari radiasi matahari Kecamatan Ngadu Ngala khususnya lokasi yang direncanakan penempatan *solarcell* didapatkan menggunakan *software* HOMER, Nilai *latitude* dan *longitude* lokasi yang direncanakan diambil menggunakan GPS Garmin tipe 62sc.



Gambar 5. Nilai *latitude* dan *longitude* lokasi yang direncanakan

b. Parameter Finansial

Secara umum hal yang perlu diperhatikan adalah mengenai tingkat inflasi di Indonesia. Data inflasi yang digunakan adalah data rata-rata inflasi 5 tahun terakhir sebesar 5,75%. Data tingkat inflasi tersebut diperoleh melalui website Bank Indonesia. Nilai tukar mata uang dolar ke rupiah pada studi ini diambil dari website Bank Indonesia USD 1 dijual seharga Rp. 14.120,-[1]

Parameter finansial *system fixed capital cost* merupakan biaya modal yang digunakan pada awal pembangunan proyek. Biaya yang dihitung pada studi ini adalah biaya lahan yang digunakan berdasarkan NJOP di Kecamatan Ngadu Ngala sedangkan seperti biaya bangunan, tukang, pagar dan lainnya tidak diperhitungkan dalam studi ini. Berikut ini tabel *system fixed capital cost*:

Tabel 6. *System fixed capital cost*

No.	Objek	Satuan	Harga Satuan (Rp)
1.	Bumi	M ²	2.450

Pada tabel diatas terlihat biaya yang harus dikeluarkan untuk kebutuhan lahan adalah sebesar Rp. 2.450,- per meter persegi. Pada saat ini di Kecamatan Ngadu Ngala kebutuhan bangunan yang ada untuk Pembangkit Listrik Tenaga Diesel adalah sebesar 2x20 kW adalah sebesar 135 meter persegi sesuai dengan surat pajak bumi dan bangunan tahun 2014 di Kecamatan Ngadu Ngala. Pada perencanaan studi ini diasumsikan kebutuhan lahan untuk sistem PLTD adalah 3,4 m² per kW. Pada tahun 2012 di Kabupaten Alor, Provinsi Nusa Tenggara Timur telah beroperasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya kapasitas 175 kWp yang membutuhkan lahan sebesar 3.500 meter persegi[8]. Pada perencanaan studi ini diasumsikan kebutuhan lahan untuk sistem PLTS adalah 20 m² per kWp.

Parameter finansial *system fixed O&M cost* merupakan biaya yang dikeluarkan pada saat pembangkit beroperasi dan biaya pemeliharaan dari pembangkit tersebut. Biaya tersebut meliputi biaya pegawai dan biaya pemeliharaan pembangkit. Pada tabel berikut ini akan terlihat biaya pemeliharaan dari sistem PLTD dan PLTS, biaya diasumsikan mengikuti data statistik PLN. Khusus untuk biaya pegawai sistem PLTS mengikuti data tahun 2013, sedangkan untuk biaya lainnya mengikuti data statistik PLN pada tahun 2014 adalah sebagai berikut:[7]

Tabel 7. System fixed O&M cost

No.	Biaya	Jenis pembangkit	Rp/kWh
1.	Pemeliharaan	PLTS	465,85
2.	Pegawai	PLTS	8,49
3.	Pemeliharaan	PLTD	356,07
4.	Pegawai	PLTD	116,75

Pada Studi ini juga dimasukkan biaya bahan bakar untuk mendapatkan biaya energi yang tepat, biaya bahan bakar yang digunakan mengikuti harga satuan bahan bakar *High Speed Diesel* (HSD) untuk wilayah Nusa Tenggara Timur pada tahun 2014 sebesar Rp.10.567,87 per liter sama dengan USD 0,748 per liter.[7]

c. Spesifikasi Diesel Generator

Menentukan spesifikasi diesel generator perlu mengetahui beberapa hal yaitu kapasitas daya, harga diesel generator dan biaya penggantian. Pada perencanaan studi ini akan digunakan tiga spesifikasi diesel adalah sebagai berikut:[2]

Tabel 8. Spesifikasi diesel generator

No.	Merk	Tipe	Daya (kW)	Harga (\$)
1.	Deutz	F3L912-BCI184F	20	9.007
2.	Deutz	F3L912-BCI184J	32	11.510
3.	Deutz	BF6M1013E-U274E	108	22.251

Dari tabel diatas terlihat biaya pembelian masing-masing diesel generator, untuk biaya pergantian dari masing-masing generator diesel adalah sebesar biaya pembelian ditambahkan besar inflasi dengan asumsi semua peralatan diganti.

d. Spesifikasi *Solar cell*

Menentukan spesifikasi *solar cell* perlu mengetahui beberapa hal yaitu jenis *solar cell*, kapasitas daya, harga *solar cell*, harga penggantian dan *lifetime solar cell*. Pada studi ini yang digunakan adalah *solar cell* Sonali jenis *polycrystalline*, kapasitas daya 100 Wp per panel, harga *solar cell* sebesar USD 96 [10] dan biaya penggantian mengikuti harga *solar cell* sebesar USD 96 ditambah inflasi dengan asumsi semua peralatan diganti dan untuk *lifetime solar cell* sendiri adalah selama 25 tahun.

e. Spesifikasi Baterai

Pemilihan baterai dilakukan dengan menggunakan data produk yang ada pada HOMER. Data-data yang perlu diketahui adalah harga dari baterai tersebut, *nominal voltage* dan *nominal capacity*. Baterai yang digunakan adalah baterai Vision 6FM200D, *nominal voltage* 12 volt dan *nominal capacity* 200 Ah dengan harga sebesar USD 365,50 per unit [6] dan biaya penggantian mengikuti harga baterai sebesar USD 365,50 ditambah inflasi dengan asumsi semua peralatan diganti.

f. Spesifikasi Inverter

Pemilihan inverter dilakukan dengan mencari referensi harga di internet. Inverter yang dipilih adalah inverter merk Tanfon 3 fasa yang memiliki kapasitas 1 kW dengan harga USD 420 [3] dan biaya penggantian mengikuti harga inverter sebesar USD 420 ditambah inflasi dengan asumsi semua komponen diganti.

g. Variabel-Variabel lain

Pada *software* HOMER terdapat batasan – batasan yang harus ditentukan yaitu *Maximum annual capacity shortage*, *Minimum renewable fraction* dan operasional cadangan. *Maximum annual capacity shortage* adalah nilai maksimum dari defisit kapasitas energi tahunan. Nilai *Maximum annual capacity shortage* pada proyek ini ditentukan sebesar 0% [4] karena sistem pembangkit pada proyek ini dianggap dapat memenuhi kebutuhan energi.

3. ANALISA DATA

3.1 Sistem Perencanaan Pemabangkit

Pada bab ini akan dibahas perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD), Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *hybrid* dengan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dan perancangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Desain perancangan pembangkit akan mengikuti kebutuhan beban di Kecamatan Ngadu Ngala. Pada Studi ini akan dilakukan pengujian dengan menggunakan beberapa kondisi beban. Pertama, listrik yang dinikmati selama 6 jam setiap harinya sesuai dengan data pemakaian listrik pada tahun 2014. Kedua, listrik yang dinikmati selama 6 jam setiap harinya dari hasil *forecasting* dibab sebelumnya. Ketiga, listrik yang dinikmati selama 24 jam dari hasil *forecasting* beban hasil wawancara dibab sebelumnya.

3.2 Beban Existing

Pemodelan dan optimalisasi yang dilakukan akan dibagi menjadi tiga konfigurasi yaitu konfigurasi PLTS, PLTS *hybrid* dengan PLTD dan PLTD. Data beban akan mengacu dari Tabel 1. Pada sub bab berikut akan dijelaskan konfigurasi dari masing-masing bagian:

3.2.1 Konfigurasi sistem PLTD

Pada saat ini di Kecamatan Ngadu Ngala, terdapat dua unit generator diesel. Generator diesel yang pertama digunakan untuk mensuplai energi listrik sebagai pembangkit utama, sedangkan generator diesel yang kedua berfungsi sebagai pembangkit cadangan untuk mensuplai pada saat generator satu mengalami perbaikan atau pemeliharaan. Kapasitas daya dari pembangkit yang ada adalah 2x20 kW. Berikut ini adalah persamaan yang digunakan untuk mencari faktor beban untuk mengetahui besarnya kapasitas pembangkit yang disesuaikan dengan kebutuhan beban:

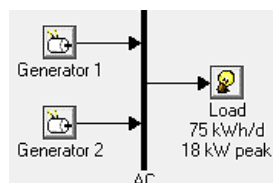
$$\text{Faktor beban} = \frac{\text{kWh Produksi bruto per periode}}{\text{Beban tertinggi per periode x jam periode}} \times 100\%$$

$$\text{Faktor beban} = \frac{74,7}{18,46 \times 6} \times 100\%$$

$$\text{Faktor beban} = 67,17\%$$

Jadi, kapasitas PLTD yang ada pada saat ini di Kecamatan Ngadu Ngala sudah sesuai dengan kebutuhan beban karena memiliki faktor beban normal yaitu antara 55-74% mengikuti faktor beban PLN. Pada sistem ini masih terdapat sebesar 6,82% energi yang tidak digunakan.

Berikut ini merupakan gambar pemodelan dan gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTD:



Gambar 6. Pemodelan sistem PLTD

gen 1 (kW)	gen 2 (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gen 1 (hrs)	gen 2 (hrs)
20	20	\$ 18,178	8,398	\$ 80,726	0,398	0,00	10,320	2,190	0

Gambar 7. Hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTD

Production	kWh/yr	%
Generator 1	27,266	100
Generator 2	0	0
Total	27,266	100

Gambar 8. Produksi energi sistem PLTD

Pada gambar diatas terlihat produksi energi listrik hanya bersumber dari generator satu, karena generator satu merupakan pembangkit utama sedangkan generator dua merupakan pembangkit cadangan atau digunakan pada saat generator satu mengalami perbaikan dan pemeliharaan.

Spesifikasi Sistem :

Peak load	: 18,46 kW
Total konsumsi energi	: 74,7 kWh/day
Generator 1	: 20 kW
Generator 2	: 20 kW

Tabel 9. Ringkasan biaya sistem PLTD

Total net present cost (NPC)	\$ 80.726
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,398/kWh
Operating cost	\$ 8.398 /year

3.2.2 Konfigurasi sistem PLTS *hybrid* dengan PLTD

Pada konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD, PLTS dioperasikan pada saat beban puncak. Beban dasar yang akan disuplai oleh sistem PLTD diasumsi berdasarkan beban rata-rata:

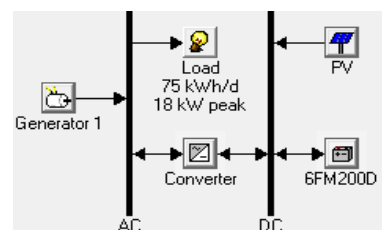
$$\text{Beban rata-rata} = \frac{\text{kWh yang digunakan dalam satu periode}}{\text{Jumlah jam dalam satu periode}}$$

$$\text{Beban rata-rata} = \frac{74,73}{6}$$

$$\text{Beban rata-rata} = 12,45 \text{ kW}$$

Dari hasil diatas terlihat beban rata-rata sebesar 12,45 kW yang akan disuplai oleh PLTD sedangkan untuk beban lebih dari 12,45 kW akan suplai oleh sistem PLTS.

Kapasitas dari PLTD yang akan digunakan sebesar 15 kW sehingga sesuai dengan faktor beban sebesar 74%. Berikut ini merupakan gambar pemodelan dan gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTS *hybrid* dengan PLTD:



Gambar 9. Pemodelan sistem PLTS *hybrid* dengan PLTD

PV (kW)	gen 1 (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gen 1 (hrs)
4.0	15	4	4	\$ 15,070	8,637	\$ 79,399	0.391	0.23	9,129	2,190

Gambar 10. Hasil optimalisasi HOMER

Production	kWh/yr	%
PV array	7,581	23
Generator 1	26,005	77
Total	33,586	100

Gambar 11. Produksi energi sistem PLTS hybrid dengan PLTD

Pada gambar diatas terlihat setiap tahun PLTS memproduksi sebesar 23% dan PLTD sebesar 77% dari total produksi listrik. Ketersediaan akan energi yang dihasilkan oleh PLTS dapat diandalkan karena tidak menggunakan bahan sebagai sumber energi. Pada kondisi jika PLTD tidak memproduksi energi karena kesulitan bahan bakar, PLTS dapat terus beroperasi sehingga listrik tetap dinikmati.

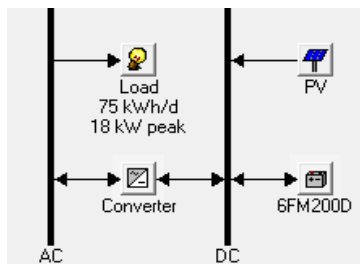
Spesifikasi Sistem :
 Peak load : 18,46 kW
 Total konsumsi energi : 74,7 kWh/day
 Generator 1 : 15 kW
 Fotovoltaik : 4 kW
 Inverter : 4 kW

Tabel 10. Ringkasan biaya PLTD hybrid dengan PLTD

Total net present cost (NPC)	\$ 79.399
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,391/kWh
Operating cost	\$ 8.637/year

3.2.3 Konfigurasi sistem PLTS

Berikut ini merupakan gambar Pemodelan dan Gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTS:



Gambar 12. Konfigurasi sistem PLTS

PV (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
30.0	200	19	\$ 110,084	6,900	\$ 161,472	0.795	1.00

Gambar 13. Hasil optimalisasi HOMER

Production	kWh/yr	%
PV array	56,855	100
Total	56,855	100

Gambar 14. Produksi energi sistem PLTS

Pada gambar diatas terlihat produksi energi listrik hanya bersumber dari fotovoltaik yang memproduksi energi listrik sebesar 56.855 kWh per tahun untuk disuplai ke beban.

Spesifikasi sistem :
 Peak load : 18,46 kW
 Total konsumsi energi : 74,7 kWh/day
 Fotovoltaik : 30 kW
 Baterai : 200 unit
 Inverter : 19 kW

Tabel 11. Ringkasan biaya sistem PLTS

Total net present cost (NPC)	\$ 161.472
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,795/kWh
Operating cost	\$ 6.900/year

3.3 Beban hasil forecast menyala 6 jam per hari

Pemodelan dan optimalisasi yang dilakukan akan dibagi menjadi tiga konfigurasi yaitu konfigurasi sistem PLTS, PLTS hybrid dengan PLTD dan PLTD. Data beban mengacu dari Tabel 3. Pada sub bab berikut akan dijelaskan konfigurasi dari masing-masing bagian:

3.3.1 Konfigurasi sistem PLTD

Penggunaan PLTD sebagai sumber pembangkit dalam konfigurasi ini bertujuan untuk membandingkan biaya energi pembangkit tersebut dibandingkan dengan PLTS hybrid dengan PLTD dan dibandingkan dengan sistem PLTS. Perlu diketahui kapasitas dari sistem PLTD yang digunakan saat ini sebesar 2x20 kW. Berikut adalah persamaan untuk mengetahui kebutuhan beban dan kapasitas PLTD terpasang di Kecamatan Ngadu Ngala adalah sebagai berikut:

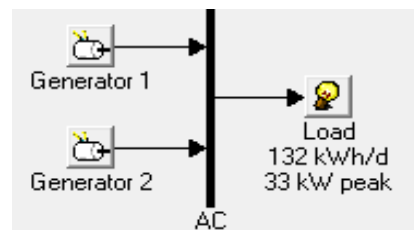
$$\text{Faktor beban} = \frac{\text{kWh Produksi bruto per periode}}{\text{Beban tertinggi per periode} \times \text{jam periode}} \times 100\%$$

$$\text{Faktor beban} = \frac{132,4}{40 \times 6} \times 100\%$$

$$\text{Faktor beban} = 55,16\%$$

Jadi, kapasitas PLTD yang ada pada saat ini di Kecamatan Ngadu Ngala sudah sesuai dengan kebutuhan beban pada konfigurasi ini karena memiliki faktor beban normal yaitu antara 55-74% mengikuti faktor beban PLN tetapi memiliki faktor beban yang rendah karena terpakai 55,16% dari total daya yang diproduksi PLTD. Masih tersisa sebesar 18,84% energi listrik yang tidak terpakai.

Berikut ini merupakan gambar pemodelan dan gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTD:



Gambar 15. Pemodelan sistem PLTD

gen 1 (kW)	gen 2 (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gen 1 (hrs)	gen 2 (hrs)
20	20	\$ 18,024	14,820	\$ 128,402	0.358	0.00	17,301	2,190	1,095

Gambar 16. Hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTD

Production	kWh/yr	%
Generator 1	27,266	100
Generator 2	0	0
Total	27,266	100

Gambar 17. Produksi energi sistem PLTD

Pada gambar diatas terlihat produksi energi listrik bersumber dari kedua generator, generator satu berfungsi sebagai pembangkit utama sehingga memproduksi energi lebih besar dibandingkan generator kedua.

Spesifikasi Sistem :

Peak load : 33 kW
Total konsumsi energi : 132,4 kWh/day
Generator 1 : 20 kW
Generator 2 : 20 kW

Tabel 12. Ringkasan biaya sistem PLTD

Total net present cost (NPC)	\$ 128.402
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,358/kWh
Operating cost	\$ 14.820/year

3.3.2 Konfigurasi sistem PLTS hybrid dengan PLTD

Pada konfigurasi PLTS hybrid dengan PLTD, PLTS dioperasikan pada saat beban puncak. Beban dasar yang akan disuplai oleh sistem PLTD diasumsi berdasarkan beban rata-rata:

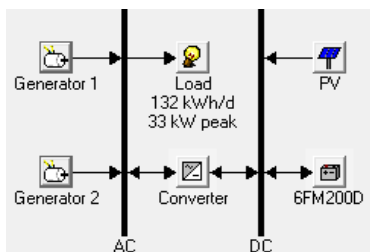
$$\text{Beban rata-rata} = \frac{\text{kWh yang digunakan dalam satu periode}}{\text{Jumlah jam dalam satu periode}}$$

$$\text{Beban rata-rata} = \frac{132,4}{6}$$

$$\text{Beban rata-rata} = 22 \text{ kW}$$

Dari hasil diatas terlihat beban rata-rata sebesar 22 kW yang akan disuplai oleh PLTD sedangkan untuk beban lebih dari 22 kW akan suplai oleh sistem PLTS.

Kapasitas dari PLTD yang akan digunakan sebesar 15 kW sehingga sesuai dengan faktor beban sebesar 74%. Berikut ini merupakan gambar pemodelan dan gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTS hybrid dengan PLTD:



Gambar 18. Pemodelan sistem PLTS hybrid dengan PLTD

	PV (kW)	gen 1 (kW)	gen 2 (kW)	6FM2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gen 1 (hrs)	gen 2 (hrs)
	4.0	20	6	10	7	\$ 25,785	14,273	\$ 132,092	0.368	0.14	15,474	2,190	1,095

Gambar 19. Hasil optimalisasi HOMER

Production	kWh/yr	%
PV array	7,581	14
Generator 1	40,045	75
Generator 2	5,735	11
Total	53,360	100

Gambar 20. Produksi energi sistem PLTS hybrid dengan PLTD

Pada gambar diatas terlihat setiap tahun PLTS memproduksi sebesar 14% dan PLTD sebesar 86% dari total produksi listrik. Ketersediaan akan energi yang dihasilkan oleh PLTS dapat diandalkan karena tidak menggunakan bahan sebagai sumber energi. Pada kondisi jika PLTD tidak memproduksi energi karena kesulitan bahan bakar, PLTS dapat terus beroperasi sehingga listrik tetap dinikmati.

Spesifikasi Sistem :

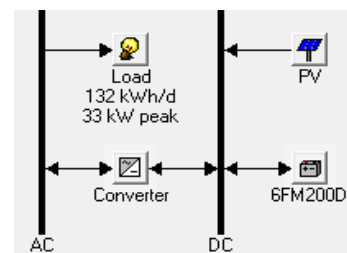
Peak load : 32,7 kW
Total konsumsi energi : 132,4 kWh/day
Generator 1 : 20 kW
Generator 1 : 6 kW
Fotovoltaik : 4 kW
Baterai : 10 unit
Inverter : 7 kW

Tabel 13. Ringkasan biaya PLTD hybrid dengan PLTD

Total net present cost (NPC)	\$ 132.092
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,368/kWh
Operating cost	\$ 14.273/year

3.3.3 Konfigurasi sistem PLTS

Berikut ini merupakan gambar Pemodelan dan Gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTS:



Gambar 21. Konfigurasi sistem PLTS

	PV (kW)	6FM2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	50.0	300	33	\$ 171,834	14,081	\$ 276,712	0.771	1.00

Gambar 22. Hasil optimalisasi HOMER

Production	kWh/yr	%
PV array	94,758	100
Total	94,758	100

Gambar 23. Produksi energi sistem PLTS

Pada gambar diatas terlihat produksi energi listrik hanya bersumber dari fotovoltaik yang memproduksi energi listrik sebesar 94.758 kWh per tahun untuk disuplai ke beban.

Spesifikasi sistem :
 Peak load : 32,7 kW
 Total konsumsi energi : 132,4 kWh/day
 Fotovoltaik : 50 kW
 Baterai : 300 unit
 Inverter : 33 kW

Tabel 14. Ringkasan biaya sistem PLTS

Total net present cost (NPC)	\$ 276.712
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,771/kWh
Operating cost	\$ 14.081/year

3.4 Beban hasil forecast menyala 24 jam per hari

Pemodelan dan optimalisasi yang dilakukan akan dibagi menjadi tiga konfigurasi yaitu konfigurasi PLTS, PLTS hybrid dengan PLTD dan PLTD. Data beban akan mengacu dari Tabel 1. Pada sub bab berikut akan dijelaskan konfigurasi dari masing-masing bagian:

3.4.1 Konfigurasi sistem PLTD

Penggunaan PLTD sebagai sumber pembangkit dalam konfigurasi ini bertujuan untuk membandingkan biaya energi pembangkit tersebut dibandingkan dengan PLTS hybrid dengan PLTD dan dibandingkan dengan sistem PLTS. Perlu diketahui kapasitas dari sistem PLTD yang ada saat ini sebesar 2x20 kW sehingga tidak dapat memenuhi kebutuhan beban forecast hasil wawancara. Perlu dilakukan penambahan pembangkit sesuai dengan beban tertinggi dari sistem adalah sebagai berikut:

$$\text{Faktor beban} = \frac{\text{kWh Produksi bruto per periode}}{\text{Beban tertinggi per periode} \times \text{jam periode}} \times 100\%$$

$$\text{Faktor beban } 74\% = \frac{1733}{\text{Beban tertinggi per periode} \times 24} \times 100\%$$

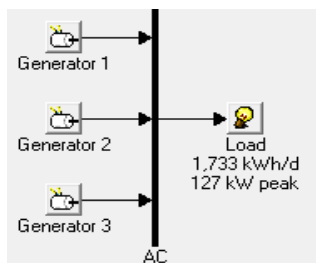
$$\text{Beban tertinggi per periode} = 97,58 \text{ kW}$$

$$\text{Faktor beban } 55\% = \frac{1733}{\text{Beban tertinggi per periode} \times 24} \times 100\%$$

$$\text{Beban tertinggi per periode} = 131,3 \text{ kW}$$

Jadi, kapasitas PLTD yang tepat untuk konfigurasi ini adalah antara 97,58-131,3 kW atau besarnya pembangkit yang harus ditambahkan sehingga mencukupi kebutuhan energi listrik adalah sebesar 87 kW sehingga pada saat terjadi beban puncak, PLTD dapat terus mencukupi kebutuhan beban.

Berikut ini merupakan gambar pemodelan dan gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTD:



Gambar 24. Pemodelan sistem PLTD

gen 1 (kW)	gen 2 (kW)	gen 3 (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gen 1 (hrs)	gen 2 (hrs)	gen 3 (hrs)
20	20	87	\$ 37.512	197.728	\$ 1.510.204	0.321	0.00	222.988	2.555	1.460	8.395

Gambar 25. Hasil optimalisasi dari HOMER

Production	kWh/yr	%
Generator 1	51,100	8
Generator 2	27,251	4
Generator 3	554,190	88
Total	632,541	100

Gambar 26. Produksi energi sistem PLTD

Pada gambar diatas terlihat produksi energi listrik dari generator tiga lebih besar jika dibandingkan dengan generator satu dan dua karena generator tiga memiliki daya yang lebih besar dan merupakan pembangkit utama dari sistem.

Spesifikasi Sistem :

Peak load : 127 kW
 Total konsumsi energi : 1,73 MWh/day
 Generator 1 : 20 kW
 Generator 2 : 20 kW
 Generator 3 : 87 kW

Tabel 15 Ringkasan biaya sistem PLTD

Total net present cost (NPC)	\$ 1.510.204
Levelized cost of energy (COE)	\$ 0,321/kWh
Operating cost	\$ 197.728/year

3.4.2 Konfigurasi sistem PLTS hybrid dengan PLTD

Pada konfigurasi PLTS hybrid dengan PLTD, PLTS dioperasikan pada saat beban puncak bertujuan untuk dapat mengurangi biaya operasional dari sistem PLTD. Beban dasar yang akan disuplai oleh PLTD dicari berdasarkan beban rata-rata adalah sebagai berikut :

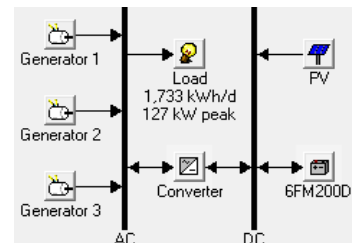
$$\text{Beban rata-rata} = \frac{\text{kWh yang digunakan dalam satu periode}}{\text{Jumlah jam dalam satu periode}}$$

$$\text{Beban rata-rata} = \frac{1,733}{24}$$

$$\text{Beban rata-rata} = 72 \text{ kW}$$

Dari hasil diatas terlihat beban rata-rata sebesar 72 kW yang akan disuplai oleh PLTD sedangkan untuk beban lebih dari 72 kW akan dibantu oleh sistem PLTS.

Kapasitas dari PLTD yang akan digunakan sebesar 15 kW sehingga sesuai dengan faktor beban sebesar 74%. Berikut ini merupakan gambar pemodelan dan gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTS hybrid dengan PLTD:



Gambar 27. Pemodelan sistem PLTS hybrid dengan PLTD

PV (kW)	gen 1 (kW)	gen 2 (kW)	gen 3 (kW)	6FM2000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	gen 1 (hrs)	gen 2 (hrs)	gen 3 (hrs)
200	20	20	44	250	110	\$ 361.804	128.918	\$ 1.321.991	0.281	0.51	123.000	5.234	2.949	5.175

Gambar 28. Hasil optimalisasi HOMER

Production	kWh/yr	%
PV array	379,033	51
Generator 1	101,440	14
Generator 2	58,980	8
Generator 3	206,473	28
Total	745,926	100

Gambar 29. Produksi energi sistem PLTS *hybrid* dengan PLTD

Pada gambar diatas terlihat setiap tahun PLTS memproduksi sebesar 51% dan PLTD sebesar 49% dari total produksi listrik. Besarnya produksi energi PLTS pada konfigurasi ini adalah pada siang hari PLTS digunakan sebagai pembangkit utama karena dapat mengurangi biaya yang dikeluarkan untuk bahan bakar.

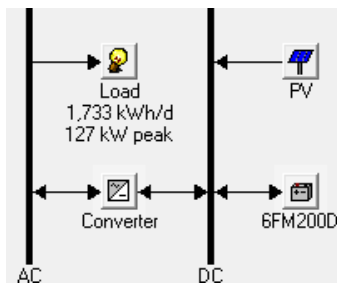
Spesifikasi Sistem :
Peak load : 126.82 kW
 Total konsumsi energi : 1,733 MWh/day
 Generator 1 : 20 kW
 Generator 2 : 20 kW
 Generator 3 : 44 kW
 Fotovoltaik : 200 kW
 Baterai : 250 unit
 Inverter : 110 kW

Tabel 4.16 Ringkasan biaya PLTD *hybrid* dengan PLTD

<i>Total net present cost (NPC)</i>	\$ 1.321.991
<i>Levelized cost of energy (COE)</i>	\$ 0,281/kWh
<i>Operating cost</i>	\$ 128.918/year

3.4.3 Konfigurasi sistem PLTS

Berikut ini merupakan gambar Pemodelan dan Gambar hasil optimalisasi HOMER dari sistem PLTS:



Gambar 30. Konfigurasi sistem PLTS

	PV (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	600	3000	200	\$ 1,760,082	95,153	\$ 2,468,785	0.524	1.00

Gambar 31. Hasil optimalisasi HOMER

Production	kWh/yr	%
PV array	1,137,099	100
Total	1,137,099	100

Gambar 32. Produksi energi sistem PLTS

Pada gambar diatas terlihat produksi energi listrik hanya bersumber dari fotovoltaik yang memproduksi energi listrik sebesar 1.137.099 kWh per tahun untuk disuplai ke beban.

Spesifikasi sistem :
Peak load : 126,82 kW
 Total konsumsi energi : 1,733 MWh/day
 Fotovoltaik : 800 kW
 Baterai : 3000 unit
 Inverter : 200 kW

Tabel 4.17 Ringkasan biaya sistem PLTS

<i>Total net present cost (NPC)</i>	\$ 2.468.785
<i>Levelized cost of energy (COE)</i>	\$ 0,524/kWh
<i>Operating cost</i>	\$ 95.153/year

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa yang dilakukan, maka pada Studi ini dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Untuk Kecamatan Ngadu Ngala, total energi yang dibutuhkan sebesar 74,73 kWh per hari dengan *peak load* sebesar 18,46 kW dan *base load* sebesar 12,45 kW untuk beban *existing*. Untuk beban hasil *forecast* 6 jam per hari sampai dengan 10 tahun kedepan, total energi yang dibutuhkan sebesar 132,4 kWh per hari dengan *peak load* sebesar 32,7 kW dan *base load* sebesar 22 kW. Untuk beban hasil *forecast* 24 jam per hari sampai dengan 10 tahun kedepan, total energi yang dibutuhkan sebesar 1.733 kWh per hari dengan *peak load* sebesar 126,82 kW dan *base load* sebesar 72 kW.
2. Kapasitas daya pembangkit untuk beban *existing* pada tahun 2014 dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar 2x20 kW, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD adalah PLTS sebesar 4 kWp, PLTD sebesar 15 kW dan konfigurasi PLTS mandiri sebesar 30 kWp. Kapasitas daya untuk beban hasil *forecast* 6 jam per hari sampai dengan 10 tahun kedepan dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar 2x20 kW, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD adalah PLTS sebesar 4 kWp, PLTD sebesar 26 kW dan konfigurasi PLTS mandiri sebesar 50 kWp. Kapasitas daya untuk beban hasil *forecast* 24 jam per hari sampai dengan 10 tahun kedepan dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar 127 kW, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD adalah PLTS sebesar 200 kWp, PLTD sebesar 84 kW dan konfigurasi PLTS mandiri sebesar 600 kWp.
3. Biaya energi per kWh (COE) untuk beban *existing* pada tahun 2014 dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar USD 0,398 per kWh, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD adalah sebesar USD 0,391 per kWh dan konfigurasi PLTS mandiri adalah sebesar USD 0,795 per kWh. Biaya energi per kWh (COE) untuk beban hasil *forecast* 6 jam per hari sampai dengan 10 tahun kedepan dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar USD 0,358 per kWh, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan

PLTD adalah sebesar USD 0,368 per kWh dan konfigurasi PLTS mandiri adalah sebesar USD 0,771 per kWh. Biaya energi per kWh (COE) untuk beban hasil *forecast* 24 jam per hari sampai dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar USD 0,321 per kWh, konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD adalah sebesar USD 0,281 per kWh dan konfigurasi PLTS mandiri adalah sebesar USD 0,524 per kWh.

4. Konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD mempunyai keandalan lebih tinggi dibandingkan konfigurasi PLTD dan PLTS mandiri. Konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD untuk beban *existing* pada tahun 2014 menyala 6 jam per hari, produksi energi yang dihasilkan PLTS sebesar 23% per hari dan PLTD sebesar 77% per hari. Konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD untuk beban hasil *forecast* 6 jam per hari produksi energi yang dihasilkan PLTS sebesar 14% per hari dan PLTD sebesar 86% per hari. Konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD untuk beban hasil *forecast* 24 jam per hari produksi energi yang dihasilkan PLTS sebesar 51% per hari dan PLTD sebesar 49% per hari. Dengan demikian jika salah satu pembangkit tidak beroperasi, listrik tetap diproduksi oleh salah satu pembangkit.
5. Dari hasil analisa yang telah dilakukan maka sistem kelistrikan terbaik yang akan digunakan untuk Kecamatan Ngadu Ngala adalah PLTS *hybrid* dengan PLTD. Khusus untuk biaya energi per kWh (COE) untuk beban hasil *forecast* 6 jam per hari sampai dengan 10 tahun kedepan dengan menggunakan konfigurasi PLTD adalah sebesar USD 0,358 per kWh dan konfigurasi PLTS *hybrid* dengan PLTD adalah sebesar USD 0,368 per kWh maka dipilih PLTS *hybrid* dengan PLTD mempertimbangkan pada PLTS *hybrid* dengan PLTD terdapat PLTS yang sudah diketahui bahwa PLTS merupakan pembangkit yang ramah lingkungan dan mempertimbangkan faktor keandalan dari PLTS *hybrid* dengan PLTD karena apabila PLTD tidak memproduksi energi listrik, masih ada produksi energi dari PLTS sebesar 14%.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bank Indonesia. (2015, 12 17). *Bank Indonesia*. Retrieved from Bank Indonesia: <http://www.bi.go.id/id/moneter/informasi-kurs/transaksi-bi/Default.aspx>
- [2] *Deutz Germany*. (2015, 12). Retrieved May 20, 2015, from www.hargagensemurah.com: http://www.hargagensemurah.com/?Deutz_Germany
- [3] *Foshan Tanfon*. (n.d.). Retrieved May 28, 2015, from [Tanfon.en.made-in.china.com](http://tanfon.en.made-in-china.com): <http://tanfon.en.made-in-china.com/product/uoHQiSPdCvpL/China-1kw-AC380V-Three-Phase-Solar-Inverter-Three-Phase-Inverter-1kw.html>
- [4] Nandi, S. K., & Ghosh, H. R. (2009). Techno-economical analysis of off grid hybrid systems at Kutubdia Island, Bangladesh. *Energy policy*, 976-980.

- [5] Nusantara, L. A. (Director). (2015). *Taman Listrik Tenaga Angin Tanarara* [Motion Picture].
- [6] Osi batteries. (2016, 1 9). *osibatteries*. Retrieved May 25, 2015, from [osibatteries: http://www.osibatteries.com/p-18390-vision-6fm200d-x-battery-12v-200ah-sealed-rechargeable-deep-cycle.aspx](http://www.osibatteries.com/p-18390-vision-6fm200d-x-battery-12v-200ah-sealed-rechargeable-deep-cycle.aspx)
- [7] PT PLN (Persero). (n.d.). *Statistik PLN*. Sekretariat Perusahaan PT PLN (Persero).
- [8] PT. PLN (Persero). (2012, Oktober). <http://www.pln.co.id/ntt/?p=428>. Retrieved from PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA PULAU PURA DIRESMIKAN: <http://www.pln.co.id/ntt/?p=428>
- [9] PT. PLN (Persero). (2015, 02). M U T U , K E A N D A L A N S E R T A E F I S I E N S I P E M B A N G K I T. Waingapu, NTT, Indonesia.
- [10] *sun electronics*. (2015, 12 17). Retrieved from Sonali 100W - 12V Poly: <http://sunelec.com/solar-panels/12v-solar-panels/sonali-100w-solar-panel.html>