

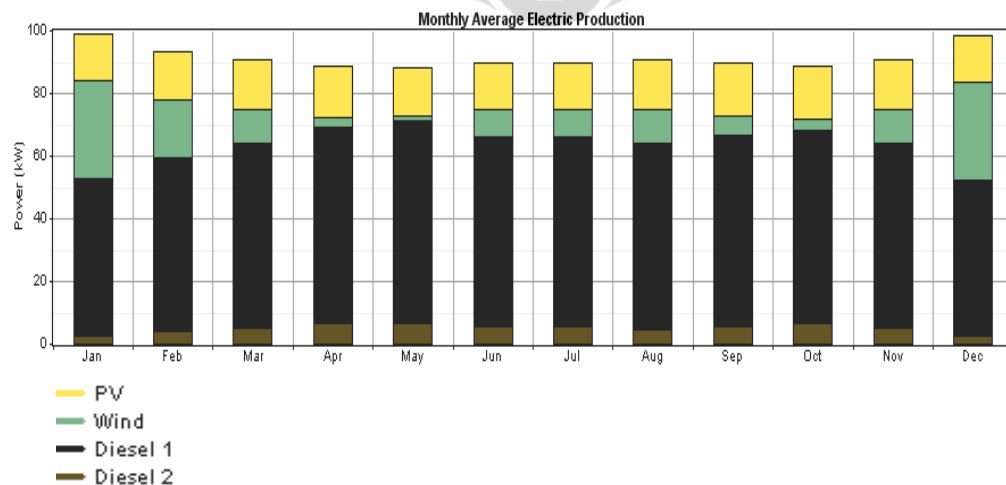
## BAB 4

### ANALISIS OPTIMASI MODEL JARINGAN DISTRIBUSI PLTH DI WILAYAH BENGKUNAT

#### 4.1 Analisis Pembangkitan Energi PLTH

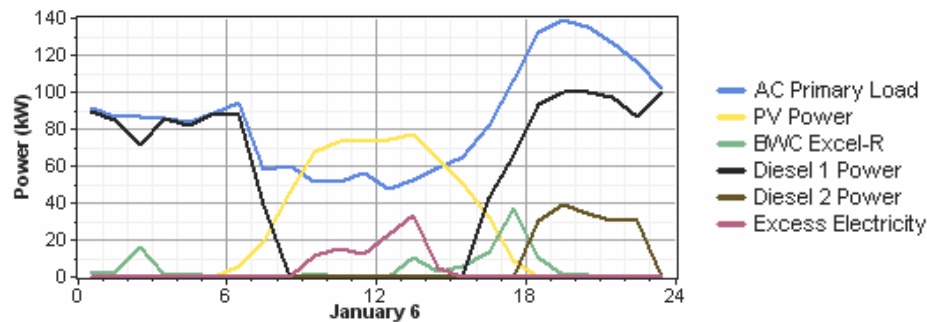
Konfigurasi PLTH paling optimal dari hasil simulasi dan optimasi dengan HOMER adalah konfigurasi PLTS, PLTB dan PLTD, gambar 4.1 menunjukkan kontribusi masing-masing pembangkit tiap bulan selama setahun. Dalam satu tahun, kontribusi PLTS sebesar 17%, PLTB sebesar 13% dan PLTD sebesar 70%, dengan kelebihan listrik yang tidak dimanfaatkan (*excess electricity*) adalah 42.973 kWh per tahun atau 5,36 % dari keseluruhan produksi listrik PLTH. Pada gambar 4.2 terlihat kelebihan listrik terjadi pada tanggal 6 Januari pukul 08.30 - 15.00, 48 buah baterai yang digunakan tidak mencukupi untuk menyerap kelebihan listrik ini. Pada jam yang sama terlihat kedua generator diesel tidak beroperasi, semua beban dipasok oleh PLTS dan PLTB. Biaya listrik (COE) yang didapatkan dari model sistem PLTH adalah sebesar \$ 0,409 per kWh, biaya listrik ini adalah biaya tanpa jaringan distribusi yang harus dibangun untuk memasok beban.

BBM total yang dikonsumsi oleh sistem ini selama setahun adalah 204.823 liter, dengan adanya pembangkit energi terbarukan (PLTS dan PLTB), ada penghematan BBM sebesar 128.061 liter per tahun, karena jika beban hanya dipasok oleh PLTD, dibutuhkan BBM sebanyak 332.884 liter per tahun.



Gambar 4.1 Kontribusi PLTS - PLTB - PLTD

Sumber : HOMER, National Renewable Energy Laboratory of United States Government.



Gambar 4.2 Kondisi Beban Harian – Daya Keluaran PLTS, PLTB dan PLTD - Kelebihan Listrik yang Tidak Dimanfaatkan

Sumber : HOMER, National Renewable Energy Laboratory of United States Government.

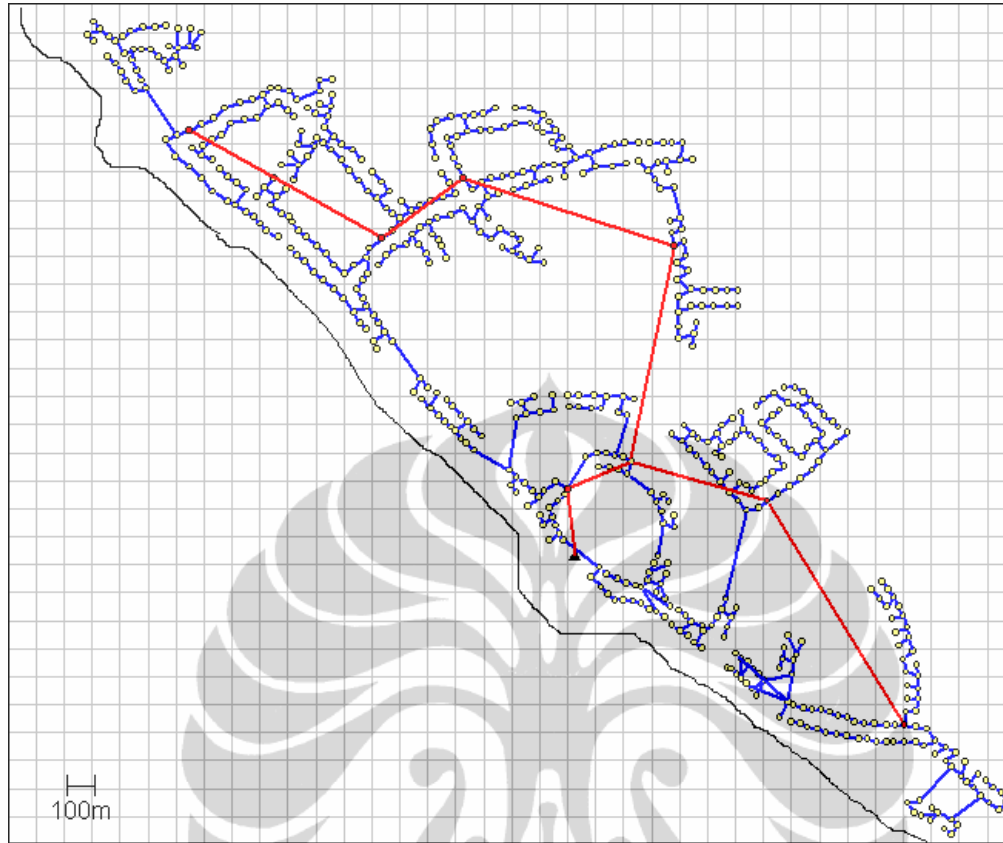
## 4.2 Analisis Optimasi Model Jaringan Distribusi PLTH

Simulasi dan optimasi jaringan distribusi dilakukan dengan dua konfigurasi; konfigurasi pertama, dilakukan tanpa menampilkan kondisi lapangan (hanya lokasi pembangkit dan beban); konfigurasi kedua, dilakukan dengan menampilkan kondisi lapangan pada daerah tersebut.

### 4.2.1 Simulasi dan Optimasi Jaringan Distribusi Tanpa Tampilan Kondisi Lapangan

Hasil simulasi menunjukkan jaringan distribusi yang paling optimum adalah jaringan distribusi tersentralisasi dengan NPC total \$ 551.025, sedangkan NPC total sistem *mixed* adalah \$ 553.113. Sistem tersentralisasi berarti semua beban yang ada (sebanyak 594 pelanggan) dipasok oleh PLTH, sedangkan sistem *mixed* berarti ada beban yang dipasok oleh PLTH dan ada yang dipasok sendiri (SHS). Tampilan jaringan distribusi untuk kondisi ini dapat dilihat pada gambar 4.3. Pada gambar terlihat jaringan TM direpresentasikan dengan garis merah dan jaringan TR dengan garis biru. Dimana prediksi jaringan TR yang dibutuhkan adalah 26.533 m dan jaringan TM adalah 4.662 m, sehingga panjang totalnya adalah 31.195 m.

PLTH memasok energi rata-rata 198,4 kWh per hari. Dibutuhkan 7 transformator dengan energi maksimum tiap transformator 35,4 kWh per hari, transformator tersebut ditampilkan sebagai titik merah pada gambar 4.3. COE untuk kondisi ini adalah \$ 0,768 per kWh, terlihat perbedaan besar nilai COE jika biaya jaringan distribusi ikut diperhitungkan, dimana biaya COE tanpa jaringan distribusi adalah \$ 0,409 per kWh.



Gambar 4.3 Model Jaringan Distribusi PLTH Tanpa Tampilan Kondisi Lapangan

Sumber : ViPOR, National Renewable Energy Laboratory of United States Government.

Tabel 4.1 Biaya Sistem Kelistrikan untuk Konfigurasi Tanpa Tampilan Kondisi Lapangan

| Komponen             | NPC (\$) | Initial Capital Cost (\$) | Total Annualized Cost (\$/year) |
|----------------------|----------|---------------------------|---------------------------------|
| Pembangkitan energi  | 315.945  | 94.839                    | 27.513                          |
| Sistem distribusi    | 235.080  | 191.493                   | 28.136                          |
| Total pasokan energi | 551.025  | 286.331                   | 55.649                          |
| Tiap pelanggan       | 928      | 482                       | 94                              |

Sumber : ViPOR, National Renewable Energy Laboratory of United States Government.

Tabel 4.1 memperlihatkan NPC jaringan distribusi \$ 235.080 dan NPC pembangkitan energi \$ 315.945, sehingga NPC total sistem adalah \$ 551.025. Dengan jumlah pelanggan 594, maka NPC per pelanggan adalah \$ 928.

#### 4.2.2 Simulasi dan Optimasi Jaringan Distribusi dengan Tampilan Kondisi Lapangan

Hasil yang paling optimum adalah sistem tersentralisasi dengan NPC total \$ 555.956, sedangkan NPC sistem *mixed* adalah \$ 558.077. Tampilan jaringan distribusi wilayah Bengkunt untuk kondisi ini dapat dilihat pada gambar 4.4. Prediksi jaringan TR yang dibutuhkan adalah 26.285 m dan jaringan TM 5.770 m, sehingga panjang total adalah 32.055 m.



Gambar 4.4 Model Jaringan Distribusi PLTH dengan Tampilan Kondisi Lapangan

Sumber : ViPOR, National Renewable Energy Laboratory of United States Government.

Jumlah transformator yang dibutuhkan untuk memasok 594 pelanggan adalah 8 buah dengan energi maksimum yang dipasok tiap transformator 45,1 kWh per hari. Sistem tersebut memasok energi total rata-rata sebesar 198,4 kWh per hari dengan COE \$ 0,777 per kWh, terlihat perbedaan besar nilai COE jika biaya jaringan distribusi ikut diperhitungkan, dimana biaya COE tanpa jaringan distribusi adalah \$ 0,409 per kWh.

Tabel 4.2 memperlihatkan NPC jaringan distribusi adalah \$ 240.011 dan NPC pembangkitan energi sebesar \$ 315.945, sehingga NPC total sistem adalah \$ 555.956. Dengan jumlah pelanggan 594, maka NPC per pelanggan adalah \$ 936.

Tabel 4.2 Biaya Sistem Kelistrikan untuk Konfigurasi dengan Tampilan Kondisi Lapangan

| <b>Komponen</b>      | <b>NPC (\$)</b> | <b>Initial Capital Cost (\$)</b> | <b>Total Annualized Cost (\$/year)</b> |
|----------------------|-----------------|----------------------------------|--|
| Pembangkitan energi  | 315.945         | 94.839                           | 27.513                                 |
| Sistem distribusi    | 240.011         | 195.598                          | 28.768                                 |
| Total pasokan energi | 555.956         | 290.437                          | 56.280                                 |
| Tiap pelanggan       | 936             | 489                              | 95                                     |

Sumber : ViPOR, National Renewable Energy Laboratory of United States Government.

#### 4.2.3 Analisis Perbandingan Hasil Simulasi dan Optimasi Jaringan Distribusi

- **Analisis Perbandingan Konfigurasi Tanpa Tampilan Kondisi Lapangan dan Konfigurasi dengan Tampilan Kondisi Lapangan**

Dari optimasi model sistem jaringan distribusi pada gambar 4.3 dan 4.4 terlihat perbedaan jalur jaringan TM yang paling optimal menurut ViPOR. Hal ini terjadi karena pada konfigurasi kedua (gambar 4.4), kondisi lapangan berupa perkebunan dan hutan (pada gambar direpresentasikan dengan warna hijau) memperbesar biaya jaringan distribusi yang diperhitungkan oleh ViPOR, sehingga ViPOR mendapatkan biaya NPC terendah (\$ 555.956) dengan membuat jaringan distribusi melalui jalan (pada gambar direpresentasikan dengan warna abu-abu). Tetapi hal ini menyebabkan prediksi jaringan TM pada konfigurasi kedua menjadi lebih panjang dari konfigurasi pertama (konfigurasi pertama 4.662 m, konfigurasi kedua 5.770 m) dan menambah jumlah transformator yang dibutuhkan dari 7 buah menjadi 8 buah dengan energi maksimum yang dipasok tiap transformator 45,1 kWh per hari. Jaringan TR yang diprediksi untuk konfigurasi kedua lebih pendek, yaitu 26.285 m, sehingga jaringan distribusi konfigurasi kedua (32.055 m) lebih panjang dari pada konfigurasi pertama (31.195 m). NPC jaringan distribusi pada

konfigurasi kedua sebesar \$ 240.011 (NPC jaringan distribusi konfigurasi pertama sebesar \$ 235.080), dengan NPC pembangkitan energi sebesar \$ 315.945, NPC total sistem menjadi \$ 555.956 (NPC total konfigurasi pertama \$ 551.025). Sehingga NPC per pelanggan \$ 936, lebih besar dari konfigurasi pertama (\$ 928). COE konfigurasi kedua yaitu \$ 0,770 per kWh (COE konfigurasi pertama \$ 0,768 per kWh). Dan jauh lebih besar jika dibandingkan dengan COE PLTH tanpa memperhitungkan jaringan distribusi (\$ 0,409 per kWh). Perbandingan hasil simulasi dan optimasi jaringan distribusi untuk kedua konfigurasi ini dapat dilihat dengan lebih jelas pada tabel 4.3.

Tabel 4.3 Perbandingan Hasil Simulasi dan Optimasi Jaringan Distribusi untuk Konfigurasi tanpa Kondisi Lapangan dan Konfigurasi dengan Kondisi Lapangan

| <b>Komponen</b>                    | <b>Konfigurasi tanpa Tampilan Kondisi Lapangan</b> | <b>Konfigurasi dengan Tampilan Kondisi Lapangan</b> |
|------------------------------------|--|---|
| Total NPC sistem                   | \$ 551.025   | \$ 555.956  |
| NPC jaringan distribusi            | \$ 235.080   | \$ 240.011  |
| NPC per pelanggan                  | \$ 928   | \$ 936  |
| Jaringan TM                        | 4.662 m  | 5.770 m   |
| Jaringan TR                        | 26.533 m   | 26.285 m  |
| Panjang jaringan distribusi total  | 31.195 m   | 32.055 m  |
| Jumlah transformator               | 7  | 8   |
| Energi maksimum tiap transformator | 35,4 kWh per hari                                  | 45,1 kWh per hari                                   |
| COE                                | \$ 0,768 per kWh                                   | \$ 0,770 per kWh                                    |

- **Analisis Perbandingan Konfigurasi PLTH dan PLTD**

Perbandingan hasil simulasi dan optimasi model jaringan distribusi PLTH dengan jaringan distribusi PLTD dapat dilihat pada tabel 4.4. Dimana terlihat NPC sistem, NPC pembangkitan energi dan NPC per pelanggan untuk PLTH lebih tinggi bila dibandingkan dengan PLTD. Tetapi NPC jaringan distribusi PLTH lebih rendah dari PLTD, hal ini disebabkan PLTD menggunakan transformator 225

kVA yang lebih mahal dibandingkan dengan PLTH yang menggunakan transformator 25 kVA.

Tabel 4.4 Perbandingan Hasil Simulasi dan Optimasi Jaringan Distribusi PLTH dan PLTD

| Komponen                           | PLTH              | PLTD              |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Total NPC sistem                   | \$ 555.956        | \$ 505.493        |
| NPC pembangkitan energi            | \$ 315.945        | \$ 251.861        |
| NPC jaringan distribusi            | \$ 240.011        | \$ 253.632        |
| NPC per pelanggan                  | \$ 936            | \$ 851            |
| Jaringan TM                        | 5.770 m           | 4.724 m           |
| Jaringan TR                        | 26.285 m          | 27.011 m          |
| Panjang jaringan distribusi total  | 32.055 m          | 31.735 m          |
| Jumlah transformator               | 8                 | 5                 |
| Energi maksimum tiap transformator | 45,1 kWh per hari | 51,8 kWh per hari |
| Konsumsi BBM per tahun             | 204.823 liter     | 332.884 liter     |
| COE                                | \$ 0,770 per kWh  | \$ 0,739 per kWh  |

PLTH membutuhkan 8 transformator dengan energi maksimum yang dipasok tiap transformator sebesar 45,1 kWh per hari, sedangkan PLTD menggunakan 5 transformator dengan energi maksimum 51,8 kWh per hari. Perbedaan jumlah transformator ini terjadi karena pada simulasi PLTH panjang maksimum jaringan TR adalah 700 m, sedangkan panjang maksimum jaringan TR PLTD adalah 1000 m. Pada simulasi PLTH, dengan jumlah pelanggan rata-rata 75 per transformator, maka daya maksimum rata-rata yang dipasok tiap transformator adalah 17,55 kW. Sehingga dengan resistansi jaringan distribusi TR<sup>[29]</sup> sebesar 0,468  $\Omega$ /km, jatuh tegangan maksimum adalah 10 V, hal ini yang menjadi pertimbangan dipilihnya 700 m sebagai panjang maksimum jaringan TR PLTH.

Jaringan distribusi PLTH (32.055 m) lebih panjang dibandingkan PLTD (31.735 m), baik jaringan TM maupun jaringan TR. Konsumsi BBM PLTH (204.823 liter per tahun) lebih hemat 128.061 liter per tahun dibandingkan PLTD

(332.884 liter per tahun). Sedangkan COE PLTH adalah \$ 0,770 per kWh, lebih tinggi dari COE PLTD yaitu \$ 0,739 per kWh.

Dari simulasi yang telah dilakukan, didapatkan bahwa data biaya transformator masukan ViPOR hanya data biaya transformator penurun tegangan di distribusi dengan satu kapasitas saja, sehingga jika ada konfigurasi beban yang membutuhkan kapasitas transformator berbeda, simulasi tidak dapat dilakukan. Optimasi dilakukan hanya berdasarkan biaya NPC, tidak dari segi jatuh tegangan pada jaringan, karena perangkat lunak ViPOR tidak memiliki keluaran berupa jatuh tegangan (*voltage drop*), rugi daya (*power loss*) dan aliran daya (*power flow*) pada jaringan. Beberapa hal ini yang menjadi kekurangan dari perangkat lunak ViPOR.

