

## BAB 4

### PENGOLAHAN DATA DAN ANALISIS

#### 4.1 PLN di Pulau Biaro

##### 4.1.1 Jumlah Pelanggan PLN di Pulau Biaro

PLN di Pulau Biaro adalah PLN sub ranting Biaro, dimana PLN ini dibawah PLN cabang Tahuna. Dan PLN Cabang Tahuna merupakan bagian dari PLN wilayah SULUTENGGGO. Jumlah pelanggan PLN di pulau Biaro dapat dilihat pada tabel 4.1 di bawah ini:

**Tabel 4.1**  
**Jumlah Pelanggan PLN di Pulau Biaro pada Tahun 2008**

No	Kecamatan	No	Desa/ Kelurahan	Jumlah penduduk	Jumlah KK	Wilayah Unit
1	Kecamatan Tagulandang	1	Buang	1,481	425	Sub Rtnng Biaro
		2	Karungo	817	250	Sub Rtnng Biaro
		3	Lamanggo	733	203	Sub Rtnng Biaro
		4	Tope	564	148	Sub Rtnng Biaro
		5	Dalingsaheng	692	189	Sub Rtnng Biaro
	Total	5		4,287	1,215	

Sumber : PT. PLN (Persero) Cabang Tahuna

Berdasarkan tabel 4.1 di atas diketahui pulau Biaro merupakan wilayah Kecamatan Tagulandang dimana membawahi 5 kelurahan yang terdiri atas 1.215 kepala keluarga (KK) dengan total penduduk 4.287 orang.

##### 4.1.2 Spesifikasi PLTD Biaro

PLTD Biaro berada dibawah kendali PLN sub ranting Biaro. Spesifikasi PLTD Biaro dapat dilihat pada tabel 4.2 di bawah ini.

**Tabel 4.2**  
**Data Spesifikasi PLTD Biaro pada Tahun 2008**

No	Mesin / Tipe	Tahun Operasi	Daya Terpasang (kW)	Produksi (kWh)	BBM (Ltr)	M.Lumas (Ltr)
1	KOMATSU S76 D108 - I	1998	100	190,987	62,758	987
2	DEUTZ F10L 413 F	1984	100	53,973	23,116	555
			<b>200</b>	<b>244,960</b>	<b>85,874</b>	<b>1,542</b>

Sumber : PT. PLN (Persero) Cabang Tahuna

Berdasarkan Tabel 4.2 dapat diketahui bahwa PLTD Biaro memiliki 2 unit mesin dimana masing-masing sudah berumur 12 tahun dan 26 tahun. Kedua unit pembangkit tersebut sudah melewati umur ekonomis 10 tahun, hal ini dapat dilihat mesin Deutz yang memiliki jumlah produksi kWh yang lebih kecil dibandingkan dengan mesin Komatsu. Total produksi PLTD Biaro pada tahun 2008 adalah 244.960 kWh dimana membutuhkan 85.874 liter BBM dan 1.542 liter minyak lumas. Belum adanya penggantian unit baru dikarenakan keterbatasan dana investasi PLN.

#### 4.1.3 Daya Mampu dan Beban Puncak PLTD Biaro

Rincian daya mampu dan beban puncak PLTD Biaro dapat dilihat pada tabel 4.3 di bawah ini:

**Tabel 4.3**  
**Daya Mampu dan Beban Puncak PLTD Biaro Tahun 2008**

Jenis Pembangkit	Jumlah Unit	Daya Terpasang (kW)	Daya Mampu (kW)	Beban Puncak (kW)
Diesel	2	200	160	66

Sumber : PT. PLN (Persero) Cabang Tahuna

Dari tabel 4.3 di atas dapat diketahui bahwa daya mampu PLTD Biaro sebesar 160 kW dari daya terpasang 200 kW. Daya mampu ini mengindikasikan bahwa saat ini PLTD Biaro hanya dapat beroperasi maksimal sebesar 160 kW atau 80% dari kondisi baru. Adapun beban puncak untuk PLTD Biaro adalah sebesar 66 kW. Beban puncak ini masih dapat dilayani dengan pengoperasian salah satu unit pembangkit.

## **4.2 Identifikasi Risiko dan Solusi pada PLTS**

Terdapat beberapa risiko di dalam pembangunan PLTS, risiko tersebut adalah risiko penyelesaian, risiko kredit, risiko pemasaran, risiko operasional, risiko finansial, dan risiko politik. Rincian identifikasi dan solusi dapat dilihat pada di bawah ini:

### **4.2.1 Risiko Penyelesaian**

Risiko penyelesaian terdiri atas (a) kegagalan untuk menyelesaikan proyek, (b) penundaan konstruksi disertai dengan biaya yang melebihi *budget*; (c) kegagalan proyek untuk dapat menyelesaikan spesifikasi teknis dan kapasitas yang diharapkan; (d) kegagalan di dalam pemenuhan sumberdaya; (e) terjadinya *force majeure* (FM) yang menyebabkan penundaan konstruksi dan biaya yang melebihi *budget*; dan (f) tidak tersedianya karyawan berkualifikasi, manajer dan subkontraktor yang sesuai.

Solusinya proyek ini dimasukkan sebagai proyek pemerintah dimana penugasan untuk pelaksana pembangunan diserahkan kepada PT. PLN (Persero). PLN. Hal ini dilakukan karena PLN memiliki kredibilitas di dalam pengalaman dan manajemen proyek energi listrik, sehingga akan mengurangi risiko kegagalan dalam pelaksanaan proyek. Tetapi apabila diserahkan kepada pihak swasta maka disarankan untuk dibangun oleh tenaga kerja yang berpengalaman, diantaranya adalah kepala proyek.

### **4.2.2 Risiko Kredit**

Risiko kredit memiliki dampak yang besar di dalam proyek, karena akan menaikan pembiayaan keuangan. Risiko ini adalah ketidakmampuan peminjam untuk mengembalikan kredit pinjaman kepada pemberi peminjam.

Pembangunan PLTS Biaro tidak dilakukan pinjaman kredit karena ingin melihat hasil studi kelayakan investasi. Dengan ini risiko kredit tidak ada.

### **4.2.3 Risiko Pemasaran dan Operasional**

Risiko pemasaran dan operasional diantaranya adalah (a) jumlah permintaan dibawah dari prediksi, (b) perkembangan kompetisi yang tidak

diduga, (c) hambatan tarif menjadi lebih kuat sehingga berdampak pada biaya import atau kemampuan ekspor, (d) akses fisik seperti transportasi, dan akses komersial seperti kemudahan memasuki pasar ditolak oleh peraturan pemerintah atau faktor yang sejenis, (e) teknologi yang tidak lagi diproduksi, dan (f) teknologi baru yang menyebabkan kegagalan proyek atau biaya meningkat karena keterlambatan.

Solusi untuk risiko pemasaran adalah dilakukan sosialisasi kepada penduduk setempat tentang dampak dan manfaat listrik bagi mereka. Penolakan dari penduduk setempat relatif kecil, karena permintaan listrik sudah menjadi kebutuhan primer yang tidak dapat dilepaskan dari masyarakat modern.

Terdapat 2 jenis risiko operasional yaitu adanya gangguan jaringan seperti pohon roboh merusak jaringan listrik dan adanya gangguan pembangkit listrik seperti komponen pembangkit yang rusak diluar yang diperkirakan.

Solusi untuk kedua faktor operasional ini adalah dilakukan pemadam listrik baik secara bergilir maupun total. Risiko ini tidak dapat dihindarkan karena merupakan jenis resiko operasional yang umum.

#### **4.2.4 Risiko Finansial**

Dampak potensial yang terjadi didalam keuangan adalah (a) nilai tukar mata uang, inflasi; dan tren perdagangan internasional, tarif dan proteksi. (PPN dan bea masuk).

Solusinya adalah dilakukan *forecasting* yang baik, dan dilakukan pembaharuan kontrak setiap 4 tahun sekali, hal ini untuk mengendalikan aliran kas yang disebabkan oleh perubahan nilai tukar mata uang, inflasi dan tarif PPN dan bea masuk .

#### **4.2.5 Risiko Politik**

Risiko politik kemungkinan besar terjadi ketika harga kontrak (Rp/kWh) PLTS Biaro relatif besar, jauh diatas biaya pokok produksi rata-rata PLN sebesar Rp 1.200 per kWh (Laporan Keuangan PLN Tahun 2009). Penolakan ini dapat berasal dari manajemen PLN sebagai pembuat Harga Perkiraan Sendiri (HPS) untuk PLTS, Menteri ESDM sebagai penyetuju Peraturan Menteri ESDM tentang

pembelian tenaga listrik PLTS oleh PLN, Menteri Keuangan dan Menteri Koordinator Perekonomian untuk pengalokasian subsidi energi listrik dan Dewan Perwakilan Rakyat (DPR) sebagai pengawas kinerja pemerintah dan PLN. Selain itu leakage karena risiko politik juga dapat terjadi pada penolakan perizinan usaha PLTS oleh bupati dan gubernur setempat.

Solusinya adalah dilakukan pendekatan komunikasi dan sosialisasi tentang manfaat PLTS bagi masyarakat dan komitmen pemerintah didalam mengurangi emisi gas karbon nasional dan melistriki seluruh masyarakat Indonesia. Komunikasi yang efektif dan berkelanjutan dapat mengurangi terjadinya risiko politik.

#### **4.2.6 Risiko Legal**

Risiko ini meliputi (a) ketidakmampuan untuk memenuhi perjanjian, (b) ketiadaan untuk pencukupan proteksi didalam kekayaan intelektual, (c) ketidakmampuan untuk menegakan keputusan asing, (d) ketidakhadiran pilihan hukum, (e) ketidakmampuan untuk menghindari penolakan hasil keputusan arbitase.

Solusinya adalah dengan membuat perjanjian antar pihak yang jelas dan transparan sehingga tidak ada pihak yang merasa tertipu dan dirugikan karena perjanjian yang dibuat. Komunikasi yang intensif dan pemilihan rekan kerja dapat mengurangi terjadinya wanprestasi.

#### **4.2.7. Risiko Lingkungan dan Sosial**

Risiko lingkungan berhubungan dengan kegagalan proyek di dalam memenuhi peraturan pemerintah untuk standar lingkungan. Kegagalan tersebut dapat menyebabkan protes masyarakat, penundaan proyek, litigasi, dan penalti yang menyebabkan kenaikan kewajiban (hutang) proyek.

Solusinya adalah dengan memenuhi izin Analisis Dokumen Lingkungan Hidup (AMDAL) dan melaksanakan peraturan tersebut didalam operasional sehari-hari. Dengan adanya ini maka potensi risiko protes masyarakat dan penalti dari Kementerian Lingkungan Hidup dapat dihindari .

### 4.3 Levered Beta PT. PLN (Persero)

#### 4.3.1 Perusahaan Industri Infrastruktur

PT PLN (Persero) merupakan perusahaan yang belum go public. Hal ini menyebabkan keterbatasan informasi untuk valuasi keuangan, diantaranya untuk menghitung nilai *beta*. Diasumsikan apabila PT.PLN (Persero) *go public* maka akan dikategorikan sebagai perusahaan industri infrastruktur.

Berikut pada tabel 4.4 di bawah ini adalah perusahaan industri infrastruktur yang sudah mengeluarkan laporan keuangan tahunan untuk 2009.

**Tabel 4.4**  
**Daftar Perusahaan Industri Infrastruktur**

Kode Perusahaan	Nama Perusahaan
<b>Energi</b>	
PGAS	Perusahaan Gas Negara
LAPD	Lapindo International
<b>Jalan Tol, Pelabuhan, Bandara dan Sejenisnya</b>	
CMNP	Citra Marga Nushapala Persada
JSMR	Jasa Marga (Persero)
META	Nusantara Infrastructure
<b>Telekomunikasi</b>	
BTEL	Bakrie Telecom
EXCL	Excelcomindo Pratama
FREN	Mobile-8 Telecom
ISAT	Indosat
TLKM	Telekomunikasi Indonesia (Persero)
<b>Transportasi</b>	
APOL	Arpeni Pratama Ocean Line
BLTA	Berlian Laju Tanker
CMPP	Centris Multi Persada
HITS	Humpuss Intermoda Transport
IATA	Indonesia Air Transport
MIRA	Mitra Rajasa
RAJA	Rukun Raharja
RIGS	Rig Tenders
SAFE	Steady Safe
SMDR	Samudera Indonesia
TMAS	Pelayaran Tempuran Emas
TRAM	Trada Maritime
WEHA	Panorama Transportasi
ZBRA	Zebra Nusantara
<b>Konstruksi Non Bangunan</b>	
INDY	Indika Energy
TRUB	Truba Alam Manunggal Engineering

Sumber : <http://www.idx.co.id> per Januari 2010

Kumpulan 26 perusahaan pada tabel 4.4 akan digunakan sebagai perhitungan di dalam menentukan *beta* industri dan *beta* PT.PLN (Persero)

#### 4.3.2 Beta Industri Infrastruktur

Perhitungan nilai *beta* industri infrastruktur didasarkan dari pembobotan *beta* setiap perusahaan, yaitu dengan rumus sebagai berikut:

$$\text{Beta industri} = \sum w_i \times \beta_i$$

Dimana:  $w_i$  = bobot perusahaan

$\beta_i$  = *beta* perusahaan

Rincian perhitungan bobot setiap perusahaan dapat dilihat pada lampiran 1, sedangkan *beta* setiap perusahaan dapat dilihat pada lampiran 24 sampai lampiran 127. Tabel 4.5 akan menampilkan nilai bobot dan *beta* dari setiap perusahaan.

**Tabel 4.5**  
**Beta Industri Infrastruktur Periode Tahun 2009**

Nama Perusahaan	Bobot	Beta	Beta Industry
<b>Energi</b>			
PGAS	21.14220%	1.06	0.22
LAPD	0.07832%	0.33	0.00
<b>Jalan Tol, Pelabuhan, Bandara dan Sejenisnya</b>			
CMNP	0.51299%	0.83	0.00
JSMR	2.66890%	0.76	0.02
META	0.34513%	0.41	0.00
<b>Telekomunikasi</b>			
BTEL	0.47941%	1.19	0.01
EXCL	3.38542%	(0.02)	(0.00)
FREN	0.23233%	(0.14)	(0.00)
ISAT	7.31845%	0.71	0.05
TLKM	58.54763%	0.90	0.53
<b>Transportasi</b>			
APOL	0.05111%	0.86	0.00
BLTA	0.73879%	1.34	0.01
CMPP	0.00290%	(0.04)	(0.00)
HITS	0.20910%	0.46	0.00
IATA	0.02633%	0.48	0.00
MIRA	0.06505%	0.76	0.00
RAJA	0.01564%	0.91	0.00
RIGS	0.05499%	0.19	0.00
SAFE	0.00650%	(0.09)	(0.00)
SMDR	0.17657%	(0.03)	(0.00)
TMAS	0.07416%	0.95	0.00
TRAM	0.61568%	1.26	0.01
WEHA	0.00743%	0.38	0.00
ZBRA	0.00337%	0.01	0.00
<b>Konstruksi Non Bangunan</b>			
INDY	2.92932%	1.19	0.03
TRUB	0.31225%	1.01	0.00
Total	1%	Beta industry	0.89

Sumber: Telah Diolah Kembali

Dari tabel 4.5, dapat diketahui *beta* industri infrastruktur pada periode 2009 adalah 0,89. Nilai *beta* industri infrastruktur ini akan digunakan sebagai variabel di dalam mencari *unlevered beta* PT. PLN (Persero) periode tahun 2009.

#### 4.3.4 Debt dan Equity Industri Infrastruktur

Sumber data nilai *debt* dan *equity* industri infrastruktur berasal dari penjumlahan nilai *debt* dan *equity* setiap perusahaan, nilai tersebut dapat dilihat pada pada tabel 4.6.

**Tabel 4.6**  
**Debt dan Equity Perusahaan Infrastruktur Peride Tahun 2009**

Kode	Nama Perusahaan	Debt	Ekuiti	Debt/Ekuiti Perusahaan
Energi				
PGAS	Perusahaan Gas Negara	18,475,323,272	7,075,257,170	2.611258196
LAPD	Lapindo International	645,315,000	420,341,000	1.535217835
Jalan Tol, Pelabuhan, Bandara dan Sejenisnya				
CMNP	Citra Marga Nushapala P	1,375,681,468	1,415,426,456	0.971920132
JSMR	Jasa Marga (Persero)	8,070,751,908	6,572,008,105	1.228049597
META	Nusantara Infrastructrure	1,201,443,463	359,498,051	3.342002716
Telekomunikasi				
BTEL	Bakrie Telecom	3,463,920,842	5,082,051,764	0.68159889
EXCL	Excelcomindo Pratama	24,603,816,000	4,307,897,000	5.711328753
FREN	Mobile-8 Telecom	4,070,573,570	727,318,231	5.596688487
ISAT	Indosat	34,283,702,000	17,409,621,000	1.969238848
TLKM	Telekomunikasi Indonesia	56,942,179,000	34,314,071,000	1.659441079
Transportasi				
APOL	Arpeni Pratama Ocean Line	5,686,607,428	1,607,668,513	3.53717659
BLTA	Berlian Laju Tanker	19,078,836,000	5,897,488,000	3.235078393
CMPP	Centris Multi Persada	53,384,209	36,413,394	1.466059687
HITS	Humpuss Intermoda Trans	1,361,536,756	1,606,165,568	0.847693901
IATA	Indonesia Air Transport	414,309,088	189,600,296	2.185171103
MIRA	Mitra Rajasa	11,483,947,696	1,068,975,306	10.74294947
RAJA	Rukun Raharja	1,508,620	69,242,000	0.021787643
RIGS	Rig Tenders	42,442,000	63,041,000	0.673244397
SAFE	Steady Safe	179,759,529	(48,415,136)	-3.712878737
SMDR	Samudera Indonesia	3,833,059,373	2,095,009,509	1.829614308
TMAS	Pelayaran Tempuran Emas	797,588,257	494,430,925	1.613143953
TRAM	Trada Maritime	362,281,923	1,015,248,583	0.356840609
WEHA	Panorama Transportasi	64,805,239	67,625,107	0.958301463
ZBRA	Zebra Nusantara	31,785,564	44,943,582	0.707232548
Kontruksi Non Bangunan				
INDY	Indika Energy	3,491,838,149	5,218,347,855	0.669146298
TRUB	Truba Alam Manunggal E	5,526,075,617	1,708,614,204	3.234244222
<b>Total</b>		<b>205,542,471,971</b>	<b>98,817,888,483</b>	<b>2.08001279</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

Sumber data nilai *debt* dan *equity* adalah laporan tahunan pada tahun 2009. Dari tabel 4.6 di atas dapat diketahui total *Debt* industri manufaktur adalah



Rp 205.542.471.971 dan total *equity* sebesar Rp 98.817.888.483. Kedua nilai ini akan digunakan untuk menghitung nilai *debt/equity* industri yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Debt/Equity industri infrastruktur} &= \text{Debt} / \text{Equity} \\ &= \text{Rp } 205.542.471.971 / \text{Rp } 98.817.888.483 \\ &= 2,08 \end{aligned}$$

#### 4.3.5 Unlevered Beta Industri

Perhitungan nilai *unlevered beta* industri infrastruktur menggunakan rumus *bottom up-betas* dari Damordaran (2002) yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Unlevered Beta business} &= \frac{\text{beta comparable firm}}{[1 + (1 - \text{tax rate}) \times (\text{D/E ratio comparable firms})]} \\ &= \frac{0,89}{[1 + (1 - 20\%) \times (2,08)]} \\ &= 0,3341 \end{aligned}$$

Unlevered beta business adalah unlevered beta industri infrastruktur. Dari perhitungan di atas didapatkan nilai *unlevered beta* industri infrastruktur adalah 0,3341. Selanjutnya nilai ini akan digunakan untuk menghitung *total unlevered beta* PLN.

#### 4.3.6 Average Correlation Coefficient for Industry with Markets

Perhitungan nilai *average correlation* menggunakan cara sebagai berikut:

- Menentukan *book value* industri yaitu dengan menjumlahkan *book value* setiap perusahaan industri selama periode tahun 2008. Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\text{Book Value} = \Sigma (\text{capital stock par value} \times \text{authorized share})$$

- Menentukan *market value* industri yaitu dengan menggunakan *market stock value* setiap minggu pada mulai dari 30 Desember 2008 sampai dengan 30 Desember 2009. Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\text{Market Value} = \Sigma (\text{Market stock value} \times \text{authorized share})$$

- c. Menentukan harga index infrastruktur setiap minggu mulai dari 30 Desember 2008 sampai dengan 30 Desember 2009. Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\text{Harga index infrastruktur} = [\text{market value} / \text{book value}] \times 100$$

- d. Menentukan harga index IHSG setiap minggu dari 30 Desember 2008 sampai 30 Desember 2009. Data diambil dari [http://202.155.2.90/\\_dl.asp?cmd=dl&id=8&TODIR=&CURDIR=/market\\_summary/daily/All\\_Daily/AD2009/](http://202.155.2.90/_dl.asp?cmd=dl&id=8&TODIR=&CURDIR=/market_summary/daily/All_Daily/AD2009/)
- e. Membuat *average correlation coefficient for industry with market*, yaitu dengan menggunakan rumus *correlation coefficient* pada microsoft excel 2003. Industri yang dipakai adalah index infrastruktur, sedangkan market yang dipakai adalah Index Harga Saham Gabungan (IHSG). Jangka waktu *average corroration* adalah 30 Desember 2008 sampai dengan 30 Desember 2009.

$$\text{Average correlation} = \text{correl}(\text{Index Infrastruktur, IHSG})$$

$$\text{Average correlation} = 98,161\% = 0,98161$$

Dari perhitungan di atas didapatkan nilai *average correlation for industry with market* adalah sebesar 0,98161. Rincian tabel perhitungan dapat dilihat pada lampiran

#### 4.3.7 Total Unlevered Beta PT.PLN (Persero)

Perhitungan *total unlevered beta* PT.PLN (Persero) menggunakan *adjusting bottom-up beta for nondiversification* oleh Damodaran (2002) yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Total unlevered beta} &= \frac{\text{unlevered beta industry}}{\text{Average correlation coefficient for industry with markets}} \\ &= \frac{0,3341}{0,98161} \\ &= 0,3404 \end{aligned}$$

#### 4.3.8 Total Levered Beta PLN (Persero)

Perhitungan *total levered beta* PT.PLN (Persero) menggunakan *adjusting bottom-up beta for nondiversification* oleh Damodaran (2002) yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Total levered beta} &= \text{total unlevered beta} [1 + (1-\text{tax rate}) (\text{industry average debt} / \\ &\quad \text{equity}) \\ &= 0,3404 \times [1+(1-20\%) \times ( 2,08) \\ &= 0,9068 \end{aligned}$$

#### 4.4 Cost of Debt

Estimasi *cost of debt* untuk *private firm* menurut Damodaran (2002) adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Cost of debt} &= \text{interest rate} (1-\text{tax rate}) \\ &= 12\% \times (1-20\%) \\ &= 0,096 \end{aligned}$$

*Interest rate* diasumsikan berasal dari pinjaman bank sebesar 12 %, sedangkan *tax rate* diasumsikan sebesar 20%. Dari perhitungan diatas didapatkan *Cost of Debt* PT. PLN (Persero) tahun 2009 adalah sebesar 0,096. Nilai *cost of debt* ini akan digunakan sebagai *cost of debt* pada setiap valuasi proyek PLTS.

#### 4.5 Cost of Equity

Estimasi *cost of equity* untuk *private firm* menurut Damodaran (2002) adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{Cost of Equity} &= \text{treasury bond rate} + \text{total levered beta} (\text{risk premium}) \\ &= 10,5\% + (0,9068 \times 6,21\%) \\ &= 0,1613 \end{aligned}$$

*Treasury bond rate* menggunakan Surat Utang Negara (SUN) seri FR 50 yang memiliki *coupon rate* sebesar 10,5% dan jatuh tempo pada tahun 2038. Penggunaan nilai SUN ini didasarkan dari umur proyek PLTS selama 30 tahun, penggunaan ini juga dikarenakan belum diterbitkannya SUN yang jatuh tempo pada tahun 2040. Proyek PLTS diproyeksikan dimulai beroperasi pada tahun awal

tahun 2011. *Risk premium* berasal dari pengurangan nilai suku bunga Bank Indonesia (SBI) sebesar 6,50% dengan nilai suku bunga Amerika (*Federal Reserve*) sebesar 0,29%, dimana menghasilkan nilai sebesar 6,21%. Nilai suku bunga kedua negara ini merupakan *country risk premium* yang akan digunakan sebagai *risk premium*. Data yang digunakan adalah nilai suku bunga pada Desember 2009, karena pembangunan PLTS akan dimulai pada awal tahun 2010. Nilai *Cost equity* didapatkan sebesar 0,1613. Nilai ini akan digunakan sebagai *cost of equity* pada proyek PLTS Biaro.

#### **4.6 Weighted Average Cost of Capital**

Landasan perhitungan WACC menggunakan pada Damodaran (2002) yaitu sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \text{WACC} &= \text{Cost of equity} \left[ \frac{\text{Equity}}{\text{Debt} + \text{Equity}} \right] + \text{Cost of Debt} \left[ \frac{\text{Debt}}{\text{Debt} + \text{Equity}} \right] \\ &= 0,161 (1) + 0,096 (0) \\ &= 16,13\% \end{aligned}$$

Proporsi pembiayaan adalah 100% *equity*. Besaran nilai ini digunakan untuk melihat kelayakan investasi PLTS Biaro, dimana seluruh dana investasi berasal dari dana *equity*. Nilai WACC sebesar 16,13% akan digunakan sebagai perhitungan *Net Present Value* (NPV) dari PLTS Biaro.

#### **4.7 Capital Budgeting PLTS Biaro**

##### **4.7.1 Asumsi PLTS**

Terdapat 2 jenis PLTS yang direkomendasikan yaitu memakai *solar modul* berbahan *polycrystalline* atau *thin film*. *Thin film* memiliki keunggulan *output* kWh 25 % lebih tinggi daripada *polycrystalline*, tetapi memiliki kelemahan didalam alokasi lahan yang lebih besar 2 kali lipat dibandingkan *polycrystalline*. Rincian asumsi PLTS dapat dilihat pada tabel 4.7 di bawah ini:

**Tabel 4.7**  
**Asumsi PLTS**

Jenis	Januari- Juni (jam)	Juli - Desember (jam)	Keterangan
Polycrystalline	4.9866	5.0266	
Thin Film	6.2333	6.2833	Produksi efektif naik 25%

Sumber : Telah Diolah Kembali

Berdasarkan tabel 4.7 di atas dapat diketahui bahwa pada bulan Juli-Desember memiliki nilai efektif jam yang lebih tinggi yaitu 5,0266 jam.

#### 4.7.2 Asumsi Produksi kWh PLTS dengan *Thin Film*

Harga investasi kedua bahan ini adalah sama yaitu \$3.300 per *kilo watt peak* (kWp). Didalam perhitungan investasi PLTS Biaro ditetapkan memakai *Thin Film* karena harga tanah di Pulau Biaro murah sehingga lebih efisien apabila dihitung biaya produksi per kWh.

**Tabel 4.8**  
**Asumsi Produksi kWh PLTS dengan *Thin Film***

Bulan	Kapasitas Pembangkit (kWp)	Produksi Efektif sehari (jam)	Jumlah Hari Setahun	Produksi Setahun (kWh)
Januari - Juni	1	6.2333	182	1134
Juli - Desember	1	6.2833	183	1150

Sumber : Data Diolah

Bulan Juli sampai Desember memiliki produksi efektif yang lebih banyak dibandingkan bulan Januari sampai Juni yaitu sebanyak 0.05 jam atau 0,8%. Total produksi Januari sampai Juni adalah sebesar 1.134 kWh selama 182 hari, sedangkan Juli sampai Desember adalah sebesar 1.150 kWh selama 183 hari.

#### 4.7.3 Perhitungan Daya PLTS Biaro

PLTS Biaro direncanakan untuk beroperasi pada tahun 2011, dengan waktu pembangunan pembangkit selama 1 tahun dari tahun 2010. Di bawah ini adalah rumus yang digunakan didalam menentukan daya PLTS Biaro :

- a. Total kWh Produksi PLTD per Tahun =  $\text{Produksi PLTD dari 2008} \times (1 + \text{Pertumbuhan Beban PLTD dari 2008 ke 2011})$
- b. Total kWh Produksi PLTS per Tahun = Total kWh Produksi PLTS per Tahun

- c. Total kWh Produksi PLTS per Hari =  $\frac{\text{Total kWh Produksi PLTD per Tahun}}{\text{Jumlah Hari Setahun}}$
- d. Total Daya Produksi untuk PLTS (Januari-Juni) =  $\frac{\text{Total kWh Produksi PLTS per Hari}}{\text{Total kWh Produksi Efektif PLTS per 1 kW (Januari – Juni)}}$
- e. Total Daya Produksi untuk PLTS (Juli–Desember) =  $\frac{\text{Total kWh Produksi PLTS per Hari}}{\text{Total kWh Produksi Efektif PLTS per 1 kW (Juli–Desember)}}$
- f. Total Kwh Baterai PLTS = Total kWh Produksi per Hari : 60%
- g. Total Baterai Induk PLTS = Total kWh Baterai PLTS : 2,4 kWh per Baterai

Dengan menggunakan rumus diatas, perhitungan dilanjutkan kepada Tabel 4.9 di bawah :

**Tabel 4.9**  
**Asumsi Daya PLTS Biaro yang Diperlukan untuk Tahun 2011**

Keterangan	Jumlah	Satuan	Keterangan
Produksi PLTD dari 2008	244,960	kWh	
Pertumbuhan Beban PLTD dari 2008 ke 2011	21%	Persen	
Total kWh Produksi PLTD per Tahun	296,402	kWh	
Total kWh Produksi PLTS per Tahun	296,402	kWh	
Total kWh Produksi PLTS Per Hari	812	kWh	
Total kWh Produksi Efektif PLTS Per 1 kW (Januari - Juni)	6.2333	kWh	
Total kWh Produksi Efektif PLTS Per 1 kW (Juli - Desember)	6.2833	kWh	
Total Daya Produksi untuk PLTS (Januari - Juni)	130	kWp	
Total Daya Produksi untuk PLTS (Juli - Desember)	129	kWp	
Total kWh Baterai PLTS	1,353	kWh	baterai dipakai 60%
Total Baterai Induk PLTS	564	Baterai	1 baterai = 2.4 kWh
Rugi-Rugi Jaringan	5.00%	Persen	

Sumber : Telah Diolah Kembali

Dari Tabel 4.9 diatas dapat diketahui bahwa total daya produksi yang dibutuhkan untuk Januari sampai Juni adalah 130 kWp, dan Juli sampai Desember adalah 129 kWp. Untuk investasi maka akan diambil nilai terbesar yaitu 130 kWp. Sedangkan total baterai yang dibutuhkan berjumlah 564 buah, dengan spesifikasi setiap baterai adalah 2,4 kWh.

#### 4.7.4 Total Investasi PLTS Biaro

Rincian biaya investasi untuk membangun PLTS Biaro 130 kWp beserta 564 buah baterai dapat dilihat pada tabel 4.10 di bawah ini:

**Tabel 4.10**  
**Total Investasi**

Variabel	Jumlah	Satuan	Price	Satuan	Kurs Rp/Dollar	Total
Baterai	564	Baterai	565	Dollar	9,500	3,026,894,193
PLTS	130	kWp	3,300	Dollar	9,500	4,084,234,586
<b>Total investasi mesin</b>						<b>7,111,128,779</b>
Bangunan (r. kontrol, r. pelayanan & r. baterai)	330	m2	4,000,000	Rp/m2		1,320,000,000
Biaya tanah	2,936	m2	50,000	Rp/m2		146,778,615
<b>Total investasi bangunan +tanah</b>						<b>1,466,778,615</b>
<b>Biaya Tidak Terduga</b>	1%	Persen				<b>85,779,074</b>
<b>Biaya Konsultan</b>	2.50%	Persen				<b>216,592,162</b>
<b>Total investasi proyek</b>						<b>8,880,278,630</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

Total investasi proyek PLTS Biaro 130 kWp adalah Rp 8.880.278.630 dengan investasi mesin sebesar Rp 7.111.128.779 atau 80% dari total investasi proyek. Biaya investasi mesin setiap kWp sebesar \$3.300 sudah meliputi biaya transportasi dan perizinan usaha. Proposi pendanaan investasi PLTS dapat dilihat pada tabel 4.11 di bawah ini:

**Tabel 4.11**  
**Proposi Pendanaan *Debt* dan *Equity***

Pembiayaan	Bobot (%)	Jumlah (Rp)
Debt	0%	-
Equity	100%	8,880,278,630

Sumber : Telah Diolah Kembali

Pembangunan PLTS Biaro didasarkan pada kelayakan investasi, oleh karena itu sumber pendanaan berasal pada 100% ekuitas, apabila berdasarkan pada kelayakan finansial maka akan disertakan penyertaan pinjaman kredit.

#### **4.7.5 Asumsi Biaya Operasional dan Ekonomi Makro**

Asumsi biaya operasional dan ekonomi makro menjadi landasan perhitungan arus kas operasional PLTS Biaro setiap periode. Rincian asumsi tersebut dapat dilihat pada tabel 4.12 di bawah:

**Tabel 4.12**  
**Asumsi Biaya Operasional dan Ekonomi Makro**

Jenis variabel	Jumlah	Satuan	Jumlah (Rp)	Jmlh Bln	Jumlah
Gaji Manajer	0	orang	3,500,000	12	-
Gaji Assisten Manajer	0	orang	3,000,000	12	-
Gaji Operator	6	orang	2,500,000	12	180,000,000
Gaji Satpam	0	orang	1,000,000	12	-
Depresiasi bangunan	30	tahun			44,000,000
Depresiasi mesin	30	tahun			229,552,227
Asuransi mesin	3%	persen			6,886,567
Asuransi tenaga kerja	2.25%	persen			4,050,000
Pemeliharaan bangunan	5%	persen dari depresiasi bangunan	2,200,000		2,200,000
Perlengkapan kantor	1,000,000	rupiah			
Biaya Telepon	1,200,000	rupiah			
Biaya Listrik	1,200,000	rupiah			
Inflasi dalam negeri (Indonesia)	5.3%	persen			
Inflasi luar negeri (USA)	2.0%	persen			
Loan Interest rate	12.0%	persen			
Profit margin tariff	100.00%	persen			
Tax	25.0%	persen			
Umur Proyek	30	tahun			

Sumber : Telah Diolah Kembali

PLTS Biaro merupakan jenis pembangkit yang berukuran kecil (di bawah 1 MW), oleh sebab itu operasional harian dapat dijalankan oleh 6 orang operator dengan *shift* 2 kali setiap hari. Satu kali *shift* berjumlah 2 orang dengan lama kerja 12 jam. Umur ekonomis PLTS adalah 30 tahun dengan lama garansi pabrik selama 25 tahun, oleh karena itu depresiasi bangunan dan mesin selama 30 tahun. Asuransi mesin setahun sebesar 3% dari depresiasi mesin, sedangkan asuransi tenaga kerja per tahun sebesar 2,25% dari total gaji karyawan selama setahun. Pemeliharaan bangunan sebesar 5% dari depresiasi bangunan.

Anggaran perlengkapan kantor selama setahun sebesar Rp1.000.000, sedangkan biaya telepon dan listrik masing-masing sebesar Rp 1.200.000. Inflasi dalam negeri diasumsikan sebesar 4.5% berdasarkan target Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) tahun 2009, sedangkan inflasi luar negeri berdasarkan target Federal Reserve di Amerika tahun 2009 sebesar 2%.

Profit margin tarif diasumsikan sebesar 97,47% supaya dapat memenuhi target IRR sebesar 16,5% dimana nilai ini berdasarkan pada kebijakan PLN yang memberikan nilai IRR sebesar 3 sampai 5% di atas bunga pinjaman yang dipakai. Nilai 5% diberikan apabila lokasi proyek berada pada daerah yang berisiko tinggi, seperti daerah di daerah yang terpencil. Target IRR 16,5% berada pada nilai 4,5% di atas bunga pinjaman yang berlaku yaitu 12%. Pajak penghasilan sebesar 25%



mengacu pada UU Nomor 36 tahun 2008 dan mulai efektif berlaku pada tahun 2010.

#### 4.7.6 Asumsi Produksi kWh pada Jam Minimum, Normal dan Persentase Output

Asumsi produksi kWh pada jam minimum digunakan sebagai acuan penentuan harga kontrak, diasumsikan lamanya jam adalah 90% dari jam normal. Rincian asumsi produksi kWh kontrak PLTS Biaro 130 kWp dapat dilihat pada tabel 4.13 di bawah:

**Tabel 4.13**  
**Asumsi Produksi kWh pada Jam Minimum (Kontrak)**

Kontrak (Output kWh 100%)	Jumlah (Januari - Juni)	Jumlah (Juli - Desember)	Satuan	Keterangan
Efektif Jam untuk 1 hari	5.6099	5.6549	Jam	lama jam kontrak 90%
Produksi kWh Aktual	133,015	133,746	kWh	dari jam normal

Sumber : Telah Diolah Kembali

Produksi kWh aktual berdasarkan Tabel 4.13 diasumsikan sebesar 133.015 kWh pada total Januari sampai Juni, dan pada total Juli sampai Desember sebesar 133.746 kWh. Hal ini dimaksudkan sebagai solusi apabila terjadinya risiko penurunan jumlah efektif jam, sehingga perusahaan dapat tetap menjaga aliran arus kas. Adapun asumsi produksi kWh pada jam normal dapat dilihat pada Tabel 4.14 di bawah ini:

**Tabel 4.14**  
**Asumsi Produksi kWh pada Jam Normal**

Normal (Output kWh 100%)	Jumlah (Januari - Juni)	Jumlah (Juli - Desember)	Satuan
Efektif Jam untuk 1 hari	6.2333	6.2833	Jam
Produksi kWh Aktual	147,795	148,607	kWh

Sumber : Telah Diolah Kembali

Asumsi produksi kWh pada jam normal digunakan sebagai acuan perhitungan jumlah pendapatan di dalam laporan laba rugi. Dari tabel 4.14 diketahui jumlah produksi aktual pada total Januari sampai Juni adalah 147.795 kWh. Sedangkan pada total Juli sampai Desember sebesar 148.607 kWh. Asumsi *output* produksi ini tidak 100% selama 30 tahun umur proyek, dimana

akan disalurkan kepada masyarakat. Hal ini dikarenakan terdapat penurunan daya mampu, besarnya *output* yang disalurkan dapat dilihat pada Tabel 4.15.

**Tabel 4.15**  
**Asumsi Persentase *Output* kWh selama 30 Tahun**

Asumsi Output	Jumlah	Satuan
Garansi Output kWh (tahun ke-1 s/d 10)	90%	persen
Garansi Output kWh (tahun ke-11 s/d 20)	80%	persen
Garansi Output kWh (tahun ke-21 s/d 25)	75%	persen
Asumsi Output kWh (tahun ke-26 s/d 30)	70%	persen

Sumber : Telah Diolah Kembali

Tabel 4.15 menjelaskan pabrik penjual PLTS memberikan garansi *output* kWh selama 25 tahun yaitu pada 10 tahun pertama sebesar 90% *ouput*, 10 tahun kedua sebesar 80% *output* dan 5 tahun terakhir sebesar 75%. Apabila di dalam tahun berjalan terdapat penurunan *output* lebih besar dari yang digaransikan dapat ditukar dengan yang baru tanpa dikenakan biaya tambahan. Untuk tahun ke-26 sampai ke-30 diasumsikan PLTS masih dapat beroperasi dengan *output* sebesar 70%.

#### 4.7.7 Asumsi Kebutuhan Baterai PLTS

**Tabel 4.16**  
**Biaya Kebutuhan Baterai**

Jangka waktu penggantian baterai		6	tahun	
Penurunan harga baterai per 4 tahun		10%	persen	
Tahun	Jumlah Baterai	Harga Rp per baterai	Total kebutuhan	Anggaran per Tahun
2010	564	5,198,000		
2011 (Jan-Jul)	564	5,249,980		275,255,941
2011 (Jul-Des)	564	5,302,480		275,255,941
2012 (Jan-Jul)	564	5,355,505		275,255,941
2012 (Jul-Des)	564	5,409,060		275,255,941
2013 (Jan-Jul)	564	5,463,150		275,255,941
2013 (Jul-Des)	564	5,517,782		275,255,941
2014 (Jan-Jul)	564	5,572,960		275,255,941
2014 (Jul-Des)	564	5,628,689		275,255,941
2015 (Jan-Jul)	564	5,684,976		275,255,941
2015 (Jul-Des)	564	5,741,826		275,255,941
2016 (Jan-Jul)	564	5,799,244		275,255,941
2016 (Jul-Des)	564	5,857,237	3,303,071,294	275,255,941
2017 (Jan-Jul)	564	5,915,809		310,165,284
2017 (Jul-Des)	564	5,974,967		310,165,284
2018 (Jan-Jul)	564	6,034,717		310,165,284
2018 (Jul-Des)	564	6,095,064		310,165,284
2019 (Jan-Jul)	564	6,156,014		310,165,284
2019 (Jul-Des)	564	6,217,575		310,165,284
2020 (Jan-Jul)	564	6,279,750		310,165,284
2020 (Jul-Des)	564	6,342,548		310,165,284
2021 (Jan-Jul)	564	6,405,973		310,165,284
2021 (Jul-Des)	564	6,470,033		310,165,284
2022 (Jan-Jul)	564	6,534,733		310,165,284
2022 (Jul-Des)	564	6,600,081	3,721,983,410	310,165,284
2023 (Jan-Jul)	564	6,666,082		349,502,006
2023 (Jul-Des)	564	6,732,742		349,502,006
2024 (Jan-Jul)	564	6,800,070		349,502,006
2024 (Jul-Des)	564	6,868,070		349,502,006
2025 (Jan-Jul)	564	6,936,751		349,502,006
2025 (Jul-Des)	564	7,006,119		349,502,006
2026 (Jan-Jul)	564	7,076,180		349,502,006
2026 (Jul-Des)	564	7,146,942		349,502,006
2027 (Jan-Jul)	564	7,218,411		349,502,006
2027 (Jul-Des)	564	7,290,595		349,502,006
2028 (Jan-Jul)	564	7,363,501		349,502,006
2028 (Jul-Des)	564	7,437,136	4,194,024,069	349,502,006
2029 (Jan-Jul)	564	7,511,507		393,827,608
2029 (Jul-Des)	564	7,586,623		393,827,608
2030 (Jan-Jul)	564	7,662,489		393,827,608
2030 (Jul-Des)	564	7,739,114		393,827,608
2031 (Jan-Jul)	564	7,816,505		393,827,608
2031 (Jul-Des)	564	7,894,670		393,827,608
2032 (Jan-Jul)	564	7,973,617		393,827,608
2032 (Jul-Des)	564	8,053,353		393,827,608
2033 (Jan-Jul)	564	8,133,886		393,827,608
2033 (Jul-Des)	564	8,215,225		393,827,608
2034 (Jan-Jul)	564	8,297,377		393,827,608
2034 (Jul-Des)	564	8,380,351	4,725,931,297	393,827,608
2035 (Jan-Jul)	564	8,464,155		443,774,806
2035 (Jul-Des)	564	8,548,796		443,774,806
2036 (Jan-Jul)	564	8,634,284		443,774,806
2036 (Jul-Des)	564	8,720,627		443,774,806
2037 (Jan-Jul)	564	8,807,833		443,774,806
2037 (Jul-Des)	564	8,895,912		443,774,806
2038 (Jan-Jul)	564	8,984,871		443,774,806
2038 (Jul-Des)	564	9,074,719		443,774,806
2039 (Jan-Jul)	564	9,165,467		443,774,806
2039 (Jul-Des)	564	9,257,121		443,774,806
2040 (Jan-Jul)	564	9,349,693		443,774,806
2040 (Jul-Des)	564	9,443,189	5,325,297,677	443,774,806

Sumber : Telah Diolah Kembali

Jangka waktu penggantian baterai adalah 6 tahun sekali, setiap tahun harga baterai mengalami kenaikan karena inflasi 5,3% per tahun. Penurunan harga baterai terjadi setiap 4 tahun sekali sebesar 10% dari tahun sebelumnya. Penggantian baterai pertama terjadi pada tahun 2016 (Juli-Desember) dengan estimasi kebutuhan dana sebesar Rp 3.303.071.294, oleh sebab itu dianggarkan setiap 6 bulan sekali sebesar 275.255.941 untuk dapat memenuhi kebutuhan tersebut.

#### **4.7.8 Rincian Komponen ABCD**

Didalam negosiasi biaya beli listrik per kWh oleh PLN digunakan komponen ABCD, hal ini bertujuan untuk transparansi biaya perhitungan produksi listrik. Komponen ABCD terdiri atas Komponen A (Capital), Komponen B (Operasional), Komponen C (Biaya Bahan Bakar) dan Komponen D (Gaji). Berikut ini adalah rincian dari tiap komponen:

- Komponen A = interest rate PLTS, pokok pinjaman PLTS, depresiasi mesin PLTS, dan depresiasi bangunan.
- Komponen B = asuransi mesin PLTS, asuransi tenaga kerja, pemeliharaan mesin (baterai), pemeliharaan bangunan, biaya listrik, biaya telepon, dan perlengkapan kantor.
- Komponen C = biaya bahan bakar.
- Komponen D = gaji operator, gaji asisten manajer, gaji satpam dan gaji manajer.

**Tabel 4.17**  
**Rincian Komponen ABCD pada Tahun 2011-2015**

	2011 (Jan-Jun)	2011 (Jul-Des)	2012 (Jan-Jun)	2012 (Jul-Des)	2013 (Jan-Jun)	2013 (Jul-Des)	2014 (Jan-Jun)	2014 (Jul-Des)	2015 (Jan-Jun)	2015 (Jul-Des)
<b>Komponen A (Kapital)</b>										
Interest Rate PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pokok Pinjaman PLTS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depresiasi Mesin PLTS	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114	114,776,114
Depresiasi Bangunan	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000	22,000,000
<b>Total Komponen A</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>	<b>136,776,114</b>
<b>Komponen B (Operasional)</b>										
Asuransi Mesin PLTS	3,443,283	3,477,716	3,512,493	3,547,618	3,583,095	3,618,925	3,655,115	3,691,666	3,728,583	3,765,868
Asuransi Tenaga Kerja	2,025,000	2,078,663	2,133,747	2,190,291	2,248,334	2,307,915	2,369,075	2,431,855	2,496,299	2,562,451
Pemeliharaan Mesin (baterai)	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941	275,255,941
Pemeliharaan Bangunan	1,100,000	1,129,150	1,159,072	1,189,788	1,221,317	1,253,682	1,286,905	1,321,008	1,356,014	1,391,949
Biaya Listrik	600,000	615,900	632,221	648,975	666,173	683,827	701,948	720,550	739,644	759,245
Biaya Telepon	600,000	615,900	632,221	648,975	666,173	683,827	701,948	720,550	739,644	759,245
Perlengkapan Kantor	500,000	513,250	526,851	540,813	555,144	569,856	584,957	600,458	616,370	632,704
<b>Total Komponen B</b>	<b>283,524,225</b>	<b>283,686,520</b>	<b>283,852,548</b>	<b>284,022,402</b>	<b>284,196,177</b>	<b>284,373,973</b>	<b>284,555,888</b>	<b>284,742,027</b>	<b>284,932,496</b>	<b>285,127,403</b>
<b>Komponen C (Bahan Bakar)</b>										
Biaya Bahan Bakar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Komponen C</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Komponen D (Gaji)</b>										
Gaji Operator	90,000,000	92,385,000	94,833,203	97,346,282	99,925,959	102,573,997	105,292,208	108,082,451	110,946,636	113,886,722
Gaji Assiten Manager	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaji Satpam	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaji Manager	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Komponen D</b>	<b>90,000,000</b>	<b>92,385,000</b>	<b>94,833,203</b>	<b>97,346,282</b>	<b>99,925,959</b>	<b>102,573,997</b>	<b>105,292,208</b>	<b>108,082,451</b>	<b>110,946,636</b>	<b>113,886,722</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

Dari tabel 4.17 di atas dapat di atas diketahui bahwa besaran total komponen A adalah Rp 136.776.114 setiap tahunnya, nilai ini akan berjumlah sama sampai umur proyek berakhir di tahun 2030. Komponen B merupakan komponen bernilai terbesar dengan Rp 283.524.225 di 6 bulan awal tahun 2011. Komponen C tidak ada karena tidak mengkonsumsi bahan bakar, sedangkan komponen D hanya terdiri atas gaji operator sebesar Rp 90 juta di 6 bulan awal tahun 2011.

#### 4.7.9 Harga Jual dan Kontrak dengan Jam Minimum

Harga jual dan kontrak didasarkan pada jam minimum dimana sebesar 90% dari jam normal. Hal ini dilakukan untukantisipasi resiko apabila terjadi penurunan jam efektif penyinaran matahari diluar prediksi. Perhitungan harga jual dan kontrak didasarkan pada energi produksi tahunan dan energi jual tahunan.

Harga kontrak mengalami perubahan setiap 4 tahun sekali, dimana mengacu pada prediksi periode harga jual tertinggi pada 4 tahun tersebut. Terdapat 4 periode utama yang mempengaruhi harga kontrak dimana terdapat 4 persentase output yang berbeda, yaitu 10 tahun pertama, 10 tahun kedua, 5 tahun ketiga dan 5 tahun keempat. Rincian periode tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.15. Dibawah ini adalah rumus untuk perhitungan jumlah produksi kWh dan jumlah jual kWh di setiap periode.

- a. Efektif jam untuk 1 hari 2011 – 2020 (Januari-Juni) = Efektif Jam untuk 1 hari Januari-Juni x Garansi output kWh (tahun ke-1 s/d tahun ke-10)
- b. Energi tahunan produksi kWh 2011 – 2020 (Januari-Juni) = Produksi aktual Januari - Juni Garansi output kWh (tahun ke-1 s/d tahun ke-10)
- c. Energi tahunan jual kWh 2011 - 2020 (Januari-Juni) = (1- (rugi-rugi jaringan)) x energi tahunan produksi kWh 2011- 2020 (Januari-Juni)

**Tabel 4.18**  
**Efektif Jam, Energi Produksi Tahunan dan Energi Jual Tahunan dalam Jam Minimum pada Tahun 2011 -2030**

Variabel	2011 s/d 2020 (Januari - Juni)	2011 s/d 2020 (Juli - Desember)	2021 s/d 2030 (Januari - Juni)	2021 s/d 2030 (Juli - Desember)
Efektif jam untuk 1 hari (jam)	5.05	5.09	4.49	4.52
Energi tahunan produksi (kWh)	119,714	120,372	106,412	106,997
Energi tahunan jual (kWh)	113,728	114,353	101,092	101,647

Sumber : Telah Diolah Kembali

Berdasarkan tabel 4.18 di atas dapat diketahui bahwa pada periode tahun 2011 sampai 2020 (Juli s/d Desember) merupakan energi tahunan produksi yang terbesar yaitu 120.372 kWh. Selain itu pada periode tersebut juga memiliki energi jual terbesar yaitu sebesar 114.353 kWh. Untuk periode kontrak tahun 2031 sampai 2040 dapat dilihat pada Tabel 4.19 di bawah ini:

**Tabel 4.19**  
**Efektif Jam, Energi Produksi Tahunan dan Energi Jual Tahunan dalam Jam Minimum pada Tahun 2031 -2040**

Variabel	2031 s/d 2035 (Januari - Juni)	2031 s/d 2035 (Juli - Desember)	2036 s/d 2040 (Januari - Juni)	2036 s/d 2040 (Juli - Desember)
Efektif jam untuk 1 hari (jam)	4.21	4.24	3.93	3.96
Energi tahunan produksi (kWh)	99,761	100,310	93,111	93,622
Energi tahunan jual (kWh)	94,773	95,294	88,455	88,941

Sumber : Telah Diolah Kembali

Berdasarkan tabel 4.19 di atas dapat diketahui bahwa pada periode tahun 2036 sampai 2040 (Januari s/d Juni) merupakan energi tahunan produksi yang terkecil yaitu 93.111 kWh. Selain itu pada periode tersebut juga memiliki energi jual terkecil sebesar 88.455 kWh. Nilai energi tahunan produksi dan energi tahunan jual akan menjadi acuan didalam menentukan harga siap jual, dimana akan diuraikan dalam rumus dibawah ini:

- Komponen A (Rp/kWh) = Total Komponen A : Energi tahunan produksi di setiap periode.
- Rumus Komponen A berlaku untuk Komponen B, Komponen C dan Komponen D yaitu dengan memakai total komponen yang sesuai.
- Total Produksi = Komponen A + Komponen B + Komponen C + Komponen D.
- Harga Siap Jual = (Total Komponen A + Total Komponen B + Total Komponen C + Total Komponen D) : Energi tahunan jual (kWh) disetiap periode.

**Tabel 4.20**  
**Harga Rp/kWh dalam Jam Minimum pada Tahun 2011-2013**

Tahun	2011 (Jan-Jun)	2011 (Jul-Des)	2012 (Jan-Jun)	2012 (Jul-Des)	2013 (Jan-Jun)
Komponen A	1,143	1,136	1,143	1,136	1,143
Komponen B	2,368	2,357	2,371	2,360	2,374
Komponen C	-	-	-	-	-
Komponen D	752	767	792	809	835
Total Produksi	4,263	4,261	4,306	4,305	4,351
Harga Siap Jual	4,487	4,485	4,532	4,531	4,580
Profit Margin	4,487	4,485	4,532	4,531	4,580
Harga Jual	8,974	8,970	9,065	9,062	9,160
Harga Kontrak	9,261	9,261	9,261	9,261	9,261

Sumber : Telah Diolah Kembali

Dari Tabel 4.20 di atas dapat diketahui peningkatan biaya komponen akan berpengaruh terhadap kenaikan harga jual di setiap periode. Harga kontrak berlaku setiap 4 tahun sekali, penentuan harga tersebut berdasarkan pada harga jual tertinggi pada setiap periode 4 tahunan. Pada tahun 2011 sampai 2014 memakai acuan harga jual pada tahun 2014 bulan Januari s/d juni yaitu sebesar Rp 9.261 per kWh. Harga kontrak pada Tabel 4.20 mengikuti harga jual pada tahun 2014 bulan Januari s/d juni pada Tabel 4.21 di bawah ini.

**Tabel 4.21**  
**Harga Rp/kWh dalam Jam Minimum pada Tahun 2013-2015**

Tahun	2013 (Jul-Des)	2014 (Jan-Jun)	2014 (Jul-Des)	2015 (Jan-Jun)	2015 (Jul-Des)
Komponen A	1,136	1,143	1,136	1,143	1,136
Komponen B	2,362	2,377	2,366	2,380	2,369
Komponen C	-	-	-	-	-
Komponen D	852	880	898	927	946
Total Produksi	4,351	4,399	4,400	4,449	4,451
Harga Siap Jual	4,580	4,631	4,631	4,684	4,685
Profit Margin	4,580	4,631	4,631	4,684	4,685
Harga Jual	9,160	9,261	9,263	9,367	9,371
Harga Kontrak	9,261	9,261	9,261	10,402	10,402

Sumber : Telah Diolah Kembali

Pada Tabel 4.20 dan Tabel 4.21 dapat diketahui profit margin yang besar sebesar 97,47% dari harga siap jual. Hal ini disebabkan oleh 2 faktor yaitu target IRR sebesar 16,5% oleh perusahaan dan nilai investasi PLTS yang tinggi.

#### 4.7.10 Harga Jual dan Kontrak dengan Jam Normal

Harga kontrak pada jam normal mengacu pada harga jam kontrak pada jam minimum. Harga jual dengan jam normal juga mengalami perubahan setiap 4 tahun sekali, dimana mengacu pada prediksi periode harga jual tertinggi pada 4 tahun tersebut. Terdapat 4 periode utama yang mempengaruhi harga kontrak dimana terdapat 4 persentase output yang berbeda, yaitu 10 tahun pertama, 10 tahun kedua, 5 tahun ketiga dan 5 tahun keempat. Rincian periode tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.15. Di bawah ini adalah rumus untuk perhitungan jumlah produksi kWh dan jumlah jual kWh di setiap periode.



- a. Efektif jam untuk 1 hari 2011 – 2020 (Januari-Juni) = Efektif Jam untuk 1 hari Januari-Juni Normal x Garansi output kWh (tahun ke-1 s/d tahun ke-10).
- b. Energi tahunan produksi kWh 2011 – 2020 (Januari-Juni) = Produksi aktual Januari-Juni x Garansi output kWh (tahun ke-1 s/d tahun ke-10).
- c. Energi tahunan jual kWh 2011 - 2020 (Januari-Juni) = (1- (rugi-rugi jaringan)) x energi tahunan produksi kWh 2011- 2020 (Januari-Juni).

**Tabel 4.22**  
**Efektif Jam, Energi Tahunan Produksi dan Energi Tahunan Jual dalam Jam Normal pada Tahun 2011 - 2030**

	2011 s/d 2020 (Januari - Juni)	2011 s/d 2020 (Juli - Desember)	2021 s/d 2030 (Januari - Juni)	2021 s/d 2030 (Juli - Desember)
Efektif jam untuk 1 hari (jam)	5.61	5.65	4.99	5.03
Energi tahunan produksi (kWh)	133,015	133,746	118,236	118,885
Energi tahunan jual (kWh)	126,365	127,059	112,324	112,941

Sumber : Telah Diolah Kembali

Dari Tabel 4.22 di atas dapat diketahui bahwa pada tahun 2011 s/d 2020 (Juli-Desember) merupakan energi tahunan produksi normal tertinggi dengan 133.746 kWh dan energi tahunan jual tertinggi dengan 127.059 kWh. Hal ini disebabkan karena pengaruh efektif jam untuk 1 hari tertinggi yaitu 5,65 jam. Lanjutan energi tahunan produksi dan jual pada tahun 2031 s/d 2040 dapat dilihat pada Tabel 4.23 di bawah ini:

**Tabel 4.23**  
**Efektif Jam, Energi Tahunan Produksi dan Energi Tahunan Jual PLTS Dalam Jam Normal pada Tahun 2031 - 2040**

	2031 s/d 2035 (Januari - Juni)	2031 s/d 2035 (Juli - Desember)	2036 s/d 2040 (Januari - Juni)	2036 s/d 2040 (Juli - Desember)
Efektif jam untuk 1 hari (jam)	4.67	4.71	4.36	4.40
Energi tahunan produksi (kWh)	110,846	111,455	103,456	104,025
Energi tahunan jual (kWh)	105,304	105,882	98,284	98,824

Sumber : Telah Diolah Kembali

Berdasarkan Tabel 4.23 dapat diketahui bahwa pada tahun 2036 s/d 2040 (Januari-Juni) merupakan energi tahunan produksi normal terendah yaitu sebesar 103.456 kWh dan energi tahunan jual tertinggi dengan 98.284 kWh. Hal ini disebabkan karena pengaruh efektif jam untuk 1 hari terendah yaitu 4,36 jam.

**Tabel 4.24**  
**Harga Rp/ kWh dalam Jam Normal pada Tahun 2011 – 2013**

Tahun	2011 (Jan-Jun)	2011 (Jul-Des)	2012 (Jan-Jun)	2012 (Jul-Des)	2013 (Jan-Jun)
Komponen A	1,028	1,023	1,028	1,023	1,028
Komponen B	2,132	2,121	2,134	2,124	2,137
Komponen C	-	-	-	-	-
Komponen D	677	691	713	728	751
Total Produksi	3,836	3,834	3,875	3,874	3,916
Harga Siap Jual	4,038	4,036	4,079	4,078	4,122
Profit Margin	4,038	4,036	4,079	4,078	4,122
Harga Jual	8,077	8,073	8,158	8,156	8,244
Harga Kontrak	9,261	9,261	9,261	9,261	9,261

Sumber : Telah Diolah Kembali

Berdasarkan Tabel 4.24 dapat diketahui harga kontrak setiap periode jam normal mengikuti harga kontrak pada periode jam kontrak, yaitu Rp 9.261 per kWh untuk periode Tahun 2011 (Januari- Juni). Harga jual dalam jam normal memiliki nilai Rp/kWh yang lebih murah dibandingkan di dalam jam minimum, dimana hal ini disebabkan oleh energi jual tahunan yang lebih besar pada jam normal yang lebih besar. Contohnya pada Januari s/d Juni tahun 2011 untuk jam normal memiliki harga jual sebesar Rp 8.077 per kWh lebih kecil dibandingkan harga jual pada jam minimum yaitu Rp 8.974 per kWh.

**Tabel 4.25**  
**Harga Rp/ kWh dalam Jam Normal pada Tahun 2013-2015**

Tahun	2013 (Jul-Des)	2014 (Jan-Jun)	2014 (Jul-Des)	2015 (Jan-Jun)	2015 (Jul-Des)
Komponen A	1,023	1,028	1,023	1,028	1,023
Komponen B	2,126	2,139	2,129	2,142	2,132
Komponen C	-	-	-	-	-
Komponen D	767	792	808	834	852
Total Produksi	3,916	3,959	3,960	4,004	4,006
Harga Siap Jual	4,145	4,168	4,191	4,215	4,240
Profit Margin	4,145	4,168	4,191	4,215	4,240
Harga Jual	8,289	8,335	8,382	8,430	8,480
Harga Kontrak	9,261	9,261	9,261	10,402	10,402

Sumber : Telah Diolah Kembali

Tabel 4.25 memperlihatkan selisih yang jauh antara harga jual dengan harga kontrak, perbedaan 10% lama jam dapat menyebabkan selisih biaya sebesar Rp 879 per kWh pada tahun 2014 (Juli-Desember). Sehingga dapat disimpulkan semakin besar durasi jam efektif yang dipakai maka akan menyebabkan harga jual mengecil.

#### 4.7.11 Income Statement

Income Statement PLTS Biaro setiap periode selama 30 tahun dapat dilihat di halaman lampiran, dibawah ini adalah *income statement* PLTS Biaro pada periode tahun 2011 s/d 2014.

**Tabel 4.26**  
**Income Statement pada Tahun 2011 - 2014**

Year		2011 (Jan-Jun)	2011 (Jul-Des)	2012 (Jan-Jun)	2012 (Jul-Des)	2013 (Jan-Jun)	2013 (Jul-Des)	2014 (Jan-Jun)
<b>Sales</b>		<b>1,170,276,021</b>	<b>1,176,706,109</b>	<b>1,170,276,021</b>	<b>1,176,715,370</b>	<b>1,170,276,021</b>	<b>1,176,706,109</b>	<b>1,170,276,021</b>
<b>Cost Of Sales</b>								
Fuel Cost		-	-	-	-	-	-	-
Employee Cost	(Gaji Operator)	(90,000,000)	(92,385,000)	(94,833,203)	(97,346,282)	(99,925,959)	(102,573,997)	(105,292,208)
FOH + Depre	(Gaji Ass. Manager)	-	-	-	-	-	-	-
	(Gaji Satpam)	-	-	-	-	-	-	-
	(Depresiasi Mesin)	(114,776,114)	(114,776,114)	(114,776,114)	(114,776,114)	(114,776,114)	(114,776,114)	(114,776,114)
	(Asuransi Mesin PLTS)	(3,443,283)	(3,477,716)	(3,512,493)	(3,547,618)	(3,583,095)	(3,618,925)	(3,655,115)
	(Asuransi Tenaga Kerja)	(2,025,000)	(2,078,663)	(2,133,747)	(2,190,291)	(2,248,334)	(2,307,915)	(2,369,075)
	(Pemeliharaan Mesin)	(275,255,941)	(275,255,941)	(275,255,941)	(275,255,941)	(275,255,941)	(275,255,941)	(275,255,941)
<b>Total Cost of Sales</b>		<b>(485,500,338)</b>	<b>(487,973,434)</b>	<b>(490,511,498)</b>	<b>(493,116,247)</b>	<b>(495,789,442)</b>	<b>(498,532,892)</b>	<b>(501,348,452)</b>
<b>Gross Profit</b>		<b>684,775,683</b>	<b>688,732,675</b>	<b>679,764,523</b>	<b>683,599,123</b>	<b>674,486,579</b>	<b>678,173,217</b>	<b>668,927,569</b>
<b>Operating Expense</b>								
Administration Expense								
	(Pokok Pinjaman PLTS)	-	-	-	-	-	-	-
	(Gaji Manajer)	-	-	-	-	-	-	-
	(Depre. Gedung)	(22,000,000)	(22,000,000)	(22,000,000)	(22,000,000)	(22,000,000)	(22,000,000)	(22,000,000)
	(Biaya Telepon)	(600,000)	(615,900)	(632,221)	(648,975)	(666,173)	(683,827)	(701,948)
	(Perlengkapan Kantor)	(500,000)	(513,250)	(526,851)	(540,813)	(555,144)	(569,856)	(584,957)
	(Biaya Listrik)	(600,000)	(615,900)	(632,221)	(648,975)	(666,173)	(683,827)	(701,948)
	(Pemeliharaan Bangunan)	(1,100,000)	(1,129,150)	(1,159,072)	(1,189,788)	(1,221,317)	(1,253,682)	(1,286,905)
<b>Total Operating Expense</b>		<b>(24,800,000)</b>	<b>(24,874,200)</b>	<b>(24,950,366)</b>	<b>(25,028,551)</b>	<b>(25,108,808)</b>	<b>(25,191,191)</b>	<b>(25,275,758)</b>
<b>EBIT</b>		<b>659,975,683</b>	<b>663,858,475</b>	<b>654,814,157</b>	<b>658,570,572</b>	<b>649,377,771</b>	<b>652,982,026</b>	<b>643,651,812</b>
Interest Expense		-	-	-	-	-	-	-
<b>EBT</b>		<b>659,975,683</b>	<b>663,858,475</b>	<b>654,814,157</b>	<b>658,570,572</b>	<b>649,377,771</b>	<b>652,982,026</b>	<b>643,651,812</b>
Tax Expense		(164,993,921)	(165,964,619)	(163,703,539)	(164,642,643)	(162,344,443)	(163,245,507)	(160,912,953)
<b>EAT (Net Income)</b>		<b>494,981,762</b>	<b>497,893,857</b>	<b>491,110,618</b>	<b>493,927,929</b>	<b>487,033,328</b>	<b>489,736,520</b>	<b>482,738,859</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

#### 4.7.12 Net Present Value (NPV)

Perhitungan NPV dimulai pada menghitung jumlah *cash flow discounted* yang terdiri atas *net income* dan depresiasi, kemudian mengurangi jumlah *cash flow* tersebut dengan *initial investment* Selanjutnya perhitungan NPV akan digunakan melihat besarnya *value* yang diterima perusahaan saat memutuskan berinvestasi (tahun ke-0).

**Tabel 4.27**  
**Net Present Value (NPV)**

Year	Initial Investment	EAT (Net Income)	Depreciation	Cash Flow	Discount Factor	Present Value
2010	(8,647,800,859)	-	-	(8,647,800,859)	1	(8,647,800,859)
2011 (Jan-Jun)		494,981,762	136,776,114	631,757,876	0.9280	586,240,357
2011 (Jul-Des)		497,893,857	136,776,114	634,669,970	0.8611	546,509,914
2012 (Jan-Jun)		491,110,618	136,776,114	627,886,731	0.7991	501,714,263
2012 (Jul-Des)		493,927,929	136,776,114	630,704,043	0.7415	467,655,239
2013 (Jan-Jun)		487,033,328	136,776,114	623,809,442	0.6881	429,217,263
2013 (Jul-Des)		489,736,520	136,776,114	626,512,633	0.6385	400,018,536
2014 (Jan-Jun)		482,738,859	136,776,114	619,514,972	0.5925	367,051,614
2014 (Jul-Des)		485,329,138	136,776,114	622,105,251	0.5498	342,030,036
2015 (Jan-Jun)		586,357,164	136,776,114	723,133,277	0.5102	368,929,831
2015 (Jul-Des)		589,422,669	136,776,114	726,198,783	0.4734	343,800,093
2016 (Jan-Jun)		579,325,340	136,776,114	716,101,453	0.4393	314,593,739
2016 (Jul-Des)		582,197,421	136,776,114	718,973,535	0.4077	293,098,417
2017 (Jan-Jun)		547,982,542	136,776,114	684,758,655	0.3783	259,037,801
2017 (Jul-Des)		550,752,399	136,776,114	687,528,513	0.3510	241,346,706
2018 (Jan-Jun)		542,593,511	136,776,114	679,369,624	0.3257	221,300,214
2018 (Jul-Des)		545,195,942	136,776,114	681,972,055	0.3023	206,142,404
2019 (Jan-Jun)		784,848,330	136,776,114	921,624,443	0.2805	258,511,453
2019 (Jul-Des)		788,663,027	136,776,114	925,439,141	0.2603	240,878,875
2020 (Jan-Jun)		717,151,049	136,776,114	853,927,163	0.2415	206,251,315
2020 (Jul-Des)		720,468,608	136,776,114	857,244,722	0.2241	192,134,682
2021 (Jan-Jun)		580,588,439	136,776,114	717,364,553	0.2080	149,198,998
2021 (Jul-Des)		583,023,766	136,776,114	719,799,880	0.1930	138,919,372
2022 (Jan-Jun)		573,923,208	136,776,114	710,699,321	0.1791	127,280,534
2022 (Jul-Des)		576,182,951	136,776,114	712,959,064	0.1662	118,485,643
2023 (Jan-Jun)		671,911,058	136,776,114	808,687,171	0.1542	124,711,567
2023 (Jul-Des)		674,724,883	136,776,114	811,500,997	0.1431	116,128,893
2024 (Jan-Jun)		664,515,141	136,776,114	801,291,255	0.1328	106,406,138
2024 (Jul-Des)		667,134,063	136,776,114	803,910,176	0.1232	99,062,401
2025 (Jan-Jun)		656,724,263	136,776,114	793,500,376	0.1143	90,734,721
2025 (Jul-Des)		659,137,835	136,776,114	795,913,948	0.1061	84,453,477
2026 (Jan-Jun)		648,517,255	136,776,114	785,293,369	0.0985	77,322,947
2026 (Jul-Des)		650,570,729	136,776,114	787,346,843	0.0914	71,939,531
2027 (Jan-Jun)		802,517,166	136,776,114	939,293,280	0.0848	79,639,363
2027 (Jul-Des)		805,197,819	136,776,114	941,973,933	0.0787	74,112,334
2028 (Jan-Jun)		793,018,375	136,776,114	929,794,489	0.0730	67,883,406
2028 (Jul-Des)		795,409,235	136,776,114	932,185,349	0.0677	63,154,453
2029 (Jan-Jun)		749,683,969	136,776,114	886,460,082	0.0629	55,729,601
2029 (Jul-Des)		751,760,625	136,776,114	888,536,738	0.0583	51,835,487
2030 (Jan-Jun)		738,951,952	136,776,114	875,728,066	0.0541	47,407,397
2030 (Jul-Des)		740,686,702	136,776,114	877,462,816	0.0502	44,078,886
2031 (Jan-Jun)		833,638,397	136,776,114	970,414,511	0.0466	45,236,003
2031 (Jul-Des)		835,983,846	136,776,114	972,759,960	0.0433	42,078,250
2032 (Jan-Jun)		822,301,388	136,776,114	959,077,502	0.0401	38,497,341
2032 (Jul-Des)		824,347,682	136,776,114	961,123,795	0.0372	35,799,867
2033 (Jan-Jun)		810,358,153	136,776,114	947,134,267	0.0346	32,736,985
2033 (Jul-Des)		812,089,251	136,776,114	948,865,365	0.0321	30,433,841
2034 (Jan-Jun)		797,776,188	136,776,114	934,552,302	0.0298	27,815,113
2034 (Jul-Des)		799,175,192	136,776,114	935,951,305	0.0276	25,849,701
2035 (Jan-Jun)		1,059,484,514	136,776,114	1,196,260,627	0.0256	30,658,657
2035 (Jul-Des)		1,062,250,228	136,776,114	1,199,026,342	0.0238	28,515,506
2036 (Jan-Jun)		935,424,852	136,776,114	1,072,200,966	0.0221	23,662,117
2036 (Jul-Des)		937,364,857	136,776,114	1,074,140,971	0.0205	21,997,015
2037 (Jan-Jun)		921,092,181	136,776,114	1,057,868,294	0.0190	20,102,918
2037 (Jul-Des)		922,653,765	136,776,114	1,059,429,879	0.0176	18,682,060
2038 (Jan-Jun)		905,992,653	136,776,114	1,042,768,767	0.0164	17,063,402
2038 (Jul-Des)		907,155,523	136,776,114	1,043,931,636	0.0152	15,851,659
2039 (Jan-Jun)		964,187,008	136,776,114	1,100,963,121	0.0141	15,513,167
2039 (Jul-Des)		965,336,932	136,776,114	1,102,113,046	0.0131	14,410,495
2040 (Jan-Jun)		947,428,185	136,776,114	1,084,204,299	0.0121	13,154,941
2040 (Jul-Des)		948,135,482	136,776,114	1,084,911,595	0.0113	12,215,105
					<b>NPV</b>	<b>437,421,186</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

Berdasarkan Tabel 4.27 dapat diketahui nilai NPV yang didapatkan dari umur proyek selama 30 tahun adalah Rp 437.421.186, dimana nilai tersebut bernilai positif dan memperlihatkan pembangunan PLTS Biaro layak secara investasi. Nilai *discount rate* yang dipakai adalah WACC sebesar 16,13%.

#### 4.7.13 Payback Period (PP)

*Payback period* digunakan untuk melihat jangka waktu pengembalian investasi melalui jumlah *cash flow* yang dihasilkan dari setiap tahun. Di bawah ini adalah perhitungan *payback period* :

*Initial investment* (Io) = Rp 8.647.800.859

Jumlah *cash flow* tahun 2011 s/d 2017 periode Jul-Des (d) = Rp 9.273.655.136

Jumlah *cash flow* tahun 2011 s/d 2017 periode Jan-Jun (c) = Rp 8.586.126.623

Jumlah tahun pada saat nilai c (t)= 6 tahun

$$\begin{aligned} \text{Payback period} &= t + ((I_o - c / d - c) * 6 \text{ bulan}) \\ &= 6,5 + \left[ \frac{(8.647.800.859 - 8.586.126.623) \times 6 \text{ bulan}}{(9.273.655.136 - 8.586.126.623)} \right] \\ &= 6 \text{ tahun } 6,54 \text{ bulan.} \end{aligned}$$

Jangka waktu *payback period* adalah 6 tahun 6,54 bulan, nilai ini cukup menarik apabila perusahaan menilai lama waktu tersebut berada di bawah target maksimal *payback period* investasi.

#### 4.7.14 Internal Rate of Return (IRR)

IRR digunakan untuk memperkirakan minimum *expected rate of return* dari suatu proyek. Proyek akan dinilai layak apabila nilai IRR lebih besar daripada *cost of capitalnya*. Perhitungan IRR dimulai dengan menggabungkan *cash flow* yang berada pada tahun yang sama. Rincian *cash flow* yang dipakai dapat dilihat pada tabel 4.28 di bawah ini.

**Tabel 4.28**  
**Internal Rate of Return**

Tahun	Cash Flow
2010	(8,647,800,859)
2011	1,266,427,846
2012	1,258,590,774
2013	1,250,322,075
2014	1,241,620,224
2015	1,449,332,060
2016	1,435,074,988
2017	1,372,287,168
2018	1,361,341,680
2019	1,847,063,584
2020	1,711,171,884
2021	1,437,164,433
2022	1,423,658,386
2023	1,620,188,168
2024	1,605,201,431
2025	1,589,414,325
2026	1,572,640,212
2027	1,881,267,213
2028	1,861,979,838
2029	1,774,996,821
2030	1,753,190,881
2031	1,943,174,471
2032	1,920,201,297
2033	1,895,999,632
2034	1,870,503,607
2035	2,395,286,969
2036	2,146,341,936
2037	2,117,298,173
2038	2,086,700,403
2039	2,203,076,167
2040	2,169,115,894
<b>IRR</b>	<b>16.30434%</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

Tabel 4.28 di atas menunjukkan bahwa IRR sebesar 16,30%, dimana WACC adalah 16,13%. Proyek PLTS Biaro 130 kWp memberikan tingkat pengembalian diatas WACC, dimana nilai tersebut membuat proyek ini layak dilakukan secara investasi.

#### **4.8 Real Option**

*Real option* bertujuan untuk menilai fleksibilitas *value* dari *options* yang dimiliki oleh perusahaan. Jenis *options* yang dipakai dalam *real option* adalah *option to wait*, dimana perusahaan dapat menunda investasi PLTS. Penundaan ini dapat dilihat pada nilai 0 dalam *decision tree*.

#### 4.8.1 Volatility

Perhitungan *volatility* menggunakan *logarithmic cash flow return*, dimana dapat dilihat pada Tabel 4.29 di bawah ini.

**Tabel 4.29**  
**Volatility**

Year	Cash Flow	Relative Return	LN (Relative Returns)	Square of (LN relative Returns - Average)
2010				
2011 (Jan-Jul)	631,757,876			
2011 (Jul-Des)	634,669,970	1.00461	0.004599	0.000021
2012 (Jan-Jul)	627,886,731	0.98931	-0.010745	0.000396
2012 (Jul-Des)	630,704,043	1.00449	0.004477	0.000022
2013 (Jan-Jul)	623,809,442	0.98907	-0.010992	0.000406
2013 (Jul-Des)	626,512,633	1.00433	0.004324	0.000023
2014 (Jan-Jul)	619,514,972	0.98883	-0.011232	0.000416
2014 (Jul-Des)	622,105,251	1.00418	0.004172	0.000025
2015 (Jan-Jul)	723,133,277	1.16240	0.150484	0.019971
2015 (Jul-Des)	726,198,783	1.00424	0.004230	0.000024
2016 (Jan-Jul)	716,101,453	0.98610	-0.014002	0.000537
2016 (Jul-Des)	718,973,535	1.00401	0.004003	0.000027
2017 (Jan-Jul)	684,758,655	0.95241	-0.048758	0.003355
2017 (Jul-Des)	687,528,513	1.00405	0.004037	0.000026
2018 (Jan-Jul)	679,369,624	0.98813	-0.011938	0.000445
2018 (Jul-Des)	681,972,055	1.00383	0.003823	0.000029
2019 (Jan-Jul)	921,624,443	1.35141	0.301149	0.085255
2019 (Jul-Des)	925,439,141	1.00414	0.004131	0.000025
2020 (Jan-Jul)	853,927,163	0.92273	-0.080422	0.008026
2020 (Jul-Des)	857,244,722	1.00389	-0.003878	0.000028
2021 (Jan-Jul)	717,364,553	0.83683	-0.178139	0.035083
2021 (Jul-Des)	719,799,880	1.00339	0.003389	0.000033
2022 (Jan-Jul)	710,699,321	0.98736	-0.012724	0.000479
2022 (Jul-Des)	712,959,064	1.00318	0.003175	0.000036
2023 (Jan-Jul)	808,687,171	1.13427	0.125988	0.013648
2023 (Jul-Des)	811,500,997	1.00348	0.003473	0.000032
2024 (Jan-Jul)	801,291,255	0.98742	-0.012661	0.000476
2024 (Jul-Des)	803,910,176	1.00327	0.003263	0.000035
2025 (Jan-Jul)	793,500,376	0.98705	-0.013034	0.000493
2025 (Jul-Des)	795,913,948	1.00304	0.003037	0.000038
2026 (Jan-Jul)	785,293,369	0.98666	-0.013434	0.000511
2026 (Jul-Des)	787,346,843	1.00261	0.002612	0.000043
2027 (Jan-Jul)	939,293,280	1.19299	0.176459	0.027987
2027 (Jul-Des)	941,973,933	1.00285	0.002850	0.000040
2028 (Jan-Jul)	929,794,489	0.98707	-0.013014	0.000492
2028 (Jul-Des)	932,185,349	1.00257	0.002568	0.000044
2029 (Jan-Jul)	886,460,082	0.95095	-0.050296	0.003536
2029 (Jul-Des)	888,536,738	1.00234	0.002340	0.000047
2030 (Jan-Jul)	875,728,066	0.98558	-0.014520	0.000561
2030 (Jul-Des)	877,462,816	1.00198	0.001979	0.000052
2031 (Jan-Jul)	970,414,511	1.10593	0.100689	0.008377
2031 (Jul-Des)	972,759,960	1.00242	0.002414	0.000046
2032 (Jan-Jul)	959,077,502	0.98593	-0.014165	0.000544
2032 (Jul-Des)	961,123,795	1.00213	0.002131	0.000049

Sumber : Telah Diolah Kembali

**Tabel 4.30**  
**Volatility Lanjutan**

Year		Cash Flow	Relative Return	LN (Relative Returns)	Square of (LN relative Returns - Average)
2033	(Jan-Jul)	947,134,267	0.98544	-0.014662	0.000568
2033	(Jul-Des)	948,865,365	1.00183	0.001826	0.000054
2034	(Jan-Jul)	934,552,302	0.98492	-0.015199	0.000594
2034	(Jul-Des)	935,951,305	1.00150	0.001496	0.000059
2035	(Jan-Jul)	1,196,260,627	1.27812	0.245392	0.055803
2035	(Jul-Des)	1,199,026,342	1.00231	0.002309	0.000047
2036	(Jan-Jul)	1,072,200,966	0.89423	-0.111796	0.014632
2036	(Jul-Des)	1,074,140,971	1.00181	0.001808	0.000054
2037	(Jan-Jul)	1,057,868,294	0.98485	-0.015265	0.000597
2037	(Jul-Des)	1,059,429,879	1.00148	0.001475	0.000059
2038	(Jan-Jul)	1,042,768,767	0.98427	-0.015851	0.000626
2038	(Jul-Des)	1,043,931,636	1.00112	0.001115	0.000065
2039	(Jan-Jul)	1,100,963,121	1.05463	0.053191	0.001938
2039	(Jul-Des)	1,102,113,046	1.00104	0.001044	0.000066
2040	(Jan-Jul)	1,084,204,299	0.98375	-0.016383	0.000653
2040	(Jul-Des)	1,084,911,595	1.00065	0.000652	0.000072

Sum of Square (LN Relative Returns - Average)	0.287624
Sum of Square (LN Relative Returns - Average) / N-1	0.004875
Volatility = Square Root of (Sum of Square (LN Relative Return - Average) / N-1)	6.982%
Excel STDEV function on LN (Relative Returns)	7.042%

Sumber : Telah Diolah Kembali

Penggunaan *logarithmic cash flow return* dalam mencari *volatility* dikarenakan *valid* dalam matematika, dan konsisten pada variasi yang diasumsikan untuk setiap *cash flow* didalam menghitung nilai aset. Selain itu tidak terdapat *cash flow* yang negatif dimana dapat berdampak pada *return* yang bernilai negatif, hal ini dikarenakan tidak dapat menghitung *natural logaritma*.

Dari Tabel 4.29 di atas dapat diketahui bahwa *volatility* bernilai 7,042%. Nilai tersebut memiliki tingkat *volatility* yang relatif rendah dan akan menyebabkan jarak fleksibilitas *cash flow* pada situasi *upside decision tree* dan *downside decision tree* relatif dekat. Perhitungan *volatility* mengikuti langkah pada buku Modeling Risk (Mun, 2006). Nilai *volatility* ini akan digunakan untuk perhitungan *real option*.



#### 4.8.2 *Leakage*

*Leakage* adalah potensial kerugian *revenue* setiap tahun, apabila terjadinya penundaan investasi. Penundaan ini terjadi karena PLTS memiliki risiko penyelesaian, risiko kredit, risiko pemasaran, risiko operasional, risiko finansial, dan risiko politik.

Kemungkinan terjadinya *leakage* terbesar adalah pada risiko politik dimana harga kontrak (Rp/kWh) PLTS Biao relatif besar, jauh diatas biaya pokok produksi rata-rata PLN sebesar Rp 1.200 per kWh (Laporan Keuangan PLN Tahun 2009). Penolakan ini dapat berasal dari Manajemen PLN sebagai pembuat Harga Perkiraan Sendiri (HPS) untuk PLTS, Menteri ESDM sebagai penyetuju Peraturan Menteri ESDM tentang pembelian tenaga listrik PLTS oleh PLN, Menteri Keuangan dan Menteri Koordinator Perekonomian untuk pengalokasian subsidi energi listrik dan Dewan Perwakilan Rakyat (DPR) sebagai pengawas kinerja pemerintah dan PLN.

Selain itu *leakage* karena risiko politik juga dapat terjadi pada penolakan perizinan usaha PLTS oleh bupati dan gubernur setempat. Perhitungan *leakage* dapat dilihat pada Tabel 4.30 di bawah ini.

**Tabel 4.31**  
**Leakage**

Year	Cash Flow	Initial Investment	Leakage
2011 (Jan-Jul)	631,757,876	8,647,800,859	7.31%
2011 (Jul-Des)	634,669,970	8,647,800,859	7.34%
2012 (Jan-Jul)	627,886,731	8,647,800,859	7.26%
2012 (Jul-Des)	630,704,043	8,647,800,859	7.29%
2013 (Jan-Jul)	623,809,442	8,647,800,859	7.21%
2013 (Jul-Des)	626,512,633	8,647,800,859	7.24%
2014 (Jan-Jul)	619,514,972	8,647,800,859	7.16%
2014 (Jul-Des)	622,105,251	8,647,800,859	7.19%
2015 (Jan-Jul)	723,133,277	8,647,800,859	8.36%
2015 (Jul-Des)	726,198,783	8,647,800,859	8.40%
2016 (Jan-Jul)	716,101,453	8,647,800,859	8.28%
2016 (Jul-Des)	718,973,535	8,647,800,859	8.31%
2017 (Jan-Jul)	684,758,655	8,647,800,859	7.92%
2017 (Jul-Des)	687,528,513	8,647,800,859	7.95%
2018 (Jan-Jul)	679,369,624	8,647,800,859	7.86%
2018 (Jul-Des)	681,972,055	8,647,800,859	7.89%
2019 (Jan-Jul)	921,624,443	8,647,800,859	10.66%
2019 (Jul-Des)	925,439,141	8,647,800,859	10.70%
2020 (Jan-Jul)	853,927,163	8,647,800,859	9.87%
2020 (Jul-Des)	857,244,722	8,647,800,859	9.91%
2021 (Jan-Jul)	717,364,553	8,647,800,859	8.30%
2021 (Jul-Des)	719,799,880	8,647,800,859	8.32%
2022 (Jan-Jul)	710,699,321	8,647,800,859	8.22%
2022 (Jul-Des)	712,959,064	8,647,800,859	8.24%
2023 (Jan-Jul)	808,687,171	8,647,800,859	9.35%
2023 (Jul-Des)	811,500,997	8,647,800,859	9.38%
2024 (Jan-Jul)	801,291,255	8,647,800,859	9.27%
2024 (Jul-Des)	803,910,176	8,647,800,859	9.30%
2025 (Jan-Jul)	793,500,376	8,647,800,859	9.18%
2025 (Jul-Des)	795,913,948	8,647,800,859	9.20%
2026 (Jan-Jul)	785,293,369	8,647,800,859	9.08%
2026 (Jul-Des)	787,346,843	8,647,800,859	9.10%
2027 (Jan-Jul)	939,293,280	8,647,800,859	10.86%
2027 (Jul-Des)	941,973,933	8,647,800,859	10.89%
2028 (Jan-Jul)	929,794,489	8,647,800,859	10.75%
2028 (Jul-Des)	932,185,349	8,647,800,859	10.78%
2029 (Jan-Jul)	886,460,082	8,647,800,859	10.25%
2029 (Jul-Des)	888,536,738	8,647,800,859	10.27%
2030 (Jan-Jul)	875,728,066	8,647,800,859	10.13%
2030 (Jul-Des)	877,462,816	8,647,800,859	10.15%
2031 (Jan-Jul)	970,414,511	8,647,800,859	11.22%
2031 (Jul-Des)	972,759,960	8,647,800,859	11.25%
2032 (Jan-Jul)	959,077,502	8,647,800,859	11.09%
2032 (Jul-Des)	961,123,795	8,647,800,859	11.11%
2033 (Jan-Jul)	947,134,267	8,647,800,859	10.95%
2033 (Jul-Des)	948,865,365	8,647,800,859	10.97%
2034 (Jan-Jul)	934,552,302	8,647,800,859	10.81%
2034 (Jul-Des)	935,951,305	8,647,800,859	10.82%
2035 (Jan-Jul)	1,196,260,627	8,647,800,859	13.83%
2035 (Jul-Des)	1,199,026,342	8,647,800,859	13.87%
2036 (Jan-Jul)	1,072,200,966	8,647,800,859	12.40%
2036 (Jul-Des)	1,074,140,971	8,647,800,859	12.42%
2037 (Jan-Jul)	1,057,868,294	8,647,800,859	12.23%
2037 (Jul-Des)	1,059,429,879	8,647,800,859	12.25%
2038 (Jan-Jul)	1,042,768,767	8,647,800,859	12.06%
2038 (Jul-Des)	1,043,931,636	8,647,800,859	12.07%
2039 (Jan-Jul)	1,100,963,121	8,647,800,859	12.73%
2039 (Jul-Des)	1,102,113,046	8,647,800,859	12.74%
2040 (Jan-Jul)	1,084,204,299	8,647,800,859	12.54%
2040 (Jul-Des)	1,084,911,595	8,647,800,859	12.55%
<b>Leakage Average</b>			<b>9.92%</b>

Sumber : Telah Diolah Kembali

Nilai *leakage* didapatkan sebesar 10,28% dan akan dipergunakan dalam perhitungan *decision tree*.

### 4.8.3 Decision Tree

Tahap pertama membangun *decision tree* adalah membuat asumsi *decision tree*, adapun jenis *decision tree* yang dipakai adalah *binomial tree*.

**Tabel 4.32**  
**Asumsi Decision Tree**

step size	$\delta t$	0.5
volatility	$\sigma$	6.982%
upside	$u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}}$	1.0506100
downside	$d = e^{-\sigma\sqrt{\delta t}} = 1/u$	0.9518280
risk free	rf	10.50%
	$e^{rf(\delta t)} - d$	0.0747696
	$u - d$	0.0987820
	p	0.7569149
	1	9.9179%
	X	8,647,800,859
risk neutral	$\frac{e^{rf(\delta t)} - d}{u - d}$	0.5171683

Sumber : Telah Diolah Kembali

Asumsi penjelasan Tabel 4.31 di atas adalah *decision tree* dibuat sepanjang 30 tahun dengan satu tahun adalah 6 bulan, oleh karena itu nilai *step size* adalah 0,5. *Volatility* 6,982% didapatkan dari Tabel 4.29. *Risk free* yang dipakai adalah obligasi Indonesia yaitu Surat Utang Negara (SUN) FR 50 yang jatuh tempo pada tahun 2038 dengan nilai *coupon* sebesar 10,5%. Nilai *risk neutral* yang digunakan adalah 0,517.

*Salvage value* di dalam *decision tree* diasumsikan tidak bernilai pada akhir tahun ke-30. Nilai maksimum dari proyek adalah nilai maksimum dari fleksibilitas *cash revenue* dan fleksibilitas *cash cost*. Rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$\text{Max value} = \text{Max} (0, \text{fleksibilitas cash revenue} - \text{fleksibilitas cash cost})$$

Contoh:

$$\text{Max value } S_0 u^{60} = \text{Max} (0, [(PV \text{ Cash Revenue} + PV \text{ Salvage Value}) * u^{60}] - PV \text{ Cash Cost})$$

$$\text{Max value } S_{0u}^{59} = \text{Max} (0, [(PV \text{ Cash Revenue} + PV \text{ Salvage Value}) * u^{59} d] - PV \text{ Cash Cost})$$

PV cash revenue adalah jumlah *discounted cash revenue* dan *discounted salvage* pada tahun 2011 periode Januari s/d Juni, sedangkan PV cash cost adalah jumlah *discounted cash cost* pada tahun 2011 periode Januari s/d Juni.

**Tabel 4.33**  
**Discounted Cash Revenue & Salvage Value pada Tahun 2011**

Year	Cash Revenue	Salvage Value	Discount Rate	PV (Cash Revenue + Salvage Value)
2011 (Jan-Jun)	1,170,276,021	5,187,337,778	0.9280	5,899,554,125

Sumber : Telah Diolah Kembali

Nilai fleksibilitas *cash revenue* dapat dilihat pada Tabel 4.32 diatas, di mana nilai tersebut didapatkan dari nilai *discounted cash revenue* pada tahun 2011 periode Januari s/d Juni sebesar Rp 1.170.276.021 ditambah dengan *discounted salvage value* (menggunakan *straight line depreciation*) sebesar Rp 5.187.337.778. Sehingga didapatkan nilai fleksibilitas *cash revenue* sebesar Rp 5.899.554.125. Nilai fleksibilitas *cash revenue* pada node  $S_{0u}^{60}$  didapatkan sebesar Rp 114.106.734.405.

**Tabel 4.34**  
**Discounted Cash Cost Pada Tahun 2011**

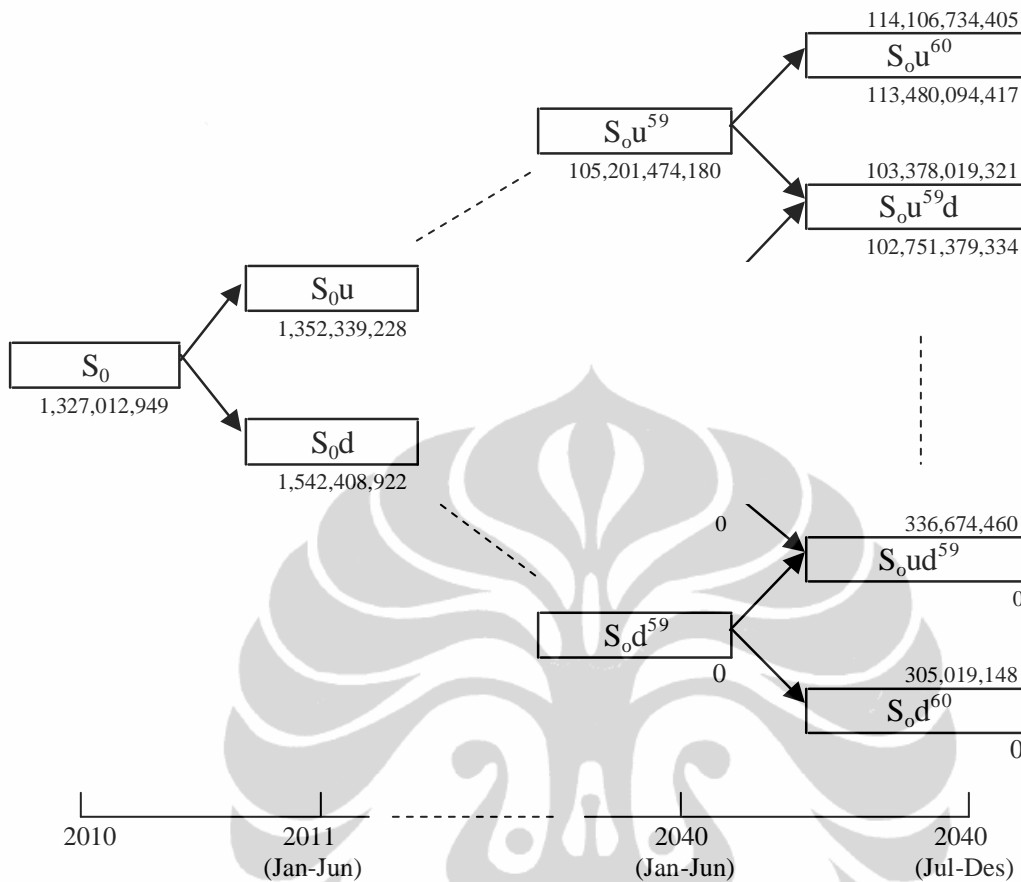
Year	Cash Cost	Discount Rate	PV Cash Cost
2011 (Jan-Jun)	675,294,258.90	0.6881	626,639,987

Sumber : Telah Diolah Kembali

Nilai fleksibilitas *cash cost* untuk  $S_{0u}^{60}$  dapat dilihat pada Tabel 4.33 yaitu sebesar Rp 626.639.987, dimana merupakan *discounted cash cost* pada tahun 2011 periode Januari s/d Juni. Sehingga untuk *max value node*  $S_{0u}^{60}$  adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Max value node } S_{0u}^{60} &= \text{Max} (0, \text{fleksibilitas } \text{cash revenue} - \text{fleksibilitas } \text{cash cost}) \\ &= \text{Max} (0, 114.106.734.405 - 626.639.987) \\ &= \text{Rp } 113.480.094.417 \end{aligned}$$

Decision tree PLTS Biaro dapat dilihat pada Gambar 4.1 di bawah ini :



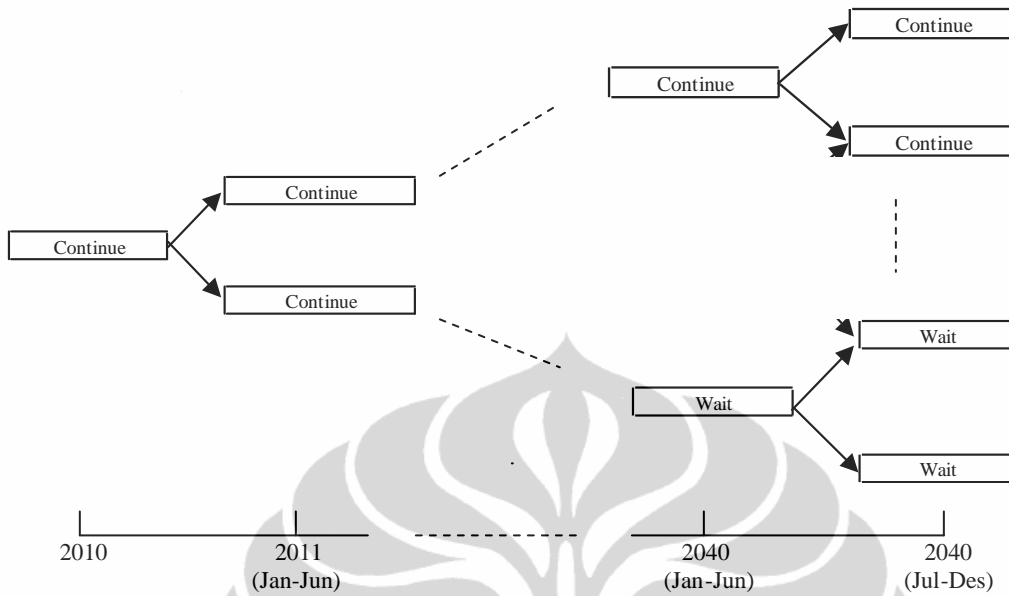
**Gambar 4.1**  
**Decision Tree PLTS Biaro 130 kWp Pada Tahun 2010 sampai Tahun 2040**

Sumber : Telah Diolah Kembali

Gambar 4.1 merupakan ringkasan dari *decision tree* secara keseluruhan, dengan langkah pertama dimulai dari kanan atas *decision tree* yaitu pada node  $S_{0u}^{60}$ . Perhitungan untuk *node*  $S_{0u}^{59}$  adalah menggunakan rumus:

$$\begin{aligned} \text{Max value node } S_{0u}^{59} &= [p(S_{0u}^{60}) + (1 - p)(S_{0u}^{59d})] \times \exp(-r \times \delta t) \\ &= [0,756(113.480.094.417) + (1 - 0,756) (102.751.379.334)] \times \exp(-10,5\% \times 0,5) \\ &= 105.201.474.180. \end{aligned}$$

Nilai *max value node* yang positif akan diambil keputusan *continue*, sedangkan nilai *max value node* yang bernilai 0 akan diambil keputusan *wait*. *Decision tree* dengan *option to wait* dapat dilihat pada Gambar 4.2.

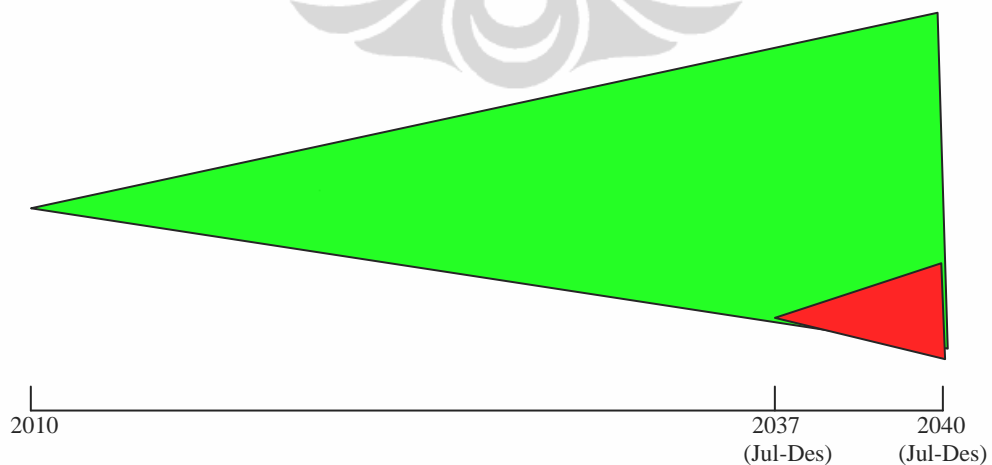


**Gambar 4.2**

***Decision Tree* untuk *Option to Wait* pada Periode 2010 - 2040**

Sumber : Telah Diolah Kembali

Pada Gambar 4.2 diatas dapat diketahui keputusan yang diambil dari fleksibilitas proyek dalam *option to wait*. Pada node  $S_{ou}^{60}$  diambil keputusan *continue*, sedangkan pada node  $S_{od}^{60}$  diambil keputusan *wait*.



**Gambar 4.3**

**Wilayah *Continue* dan *Wait* pada *Decision Tree* pada Tahun 2010 - 2040**

Sumber : Telah Diolah Kembali

Pada Gambar 4.3 di atas dapat diketahui wilayah keputusan *continue* dan *wait* pada *decision tree*, yaitu warna hijau untuk keputusan *continue* dan warna merah untuk keputusan *wait*. Perusahaan dapat melakukan keputusan *continue* untuk investasi dimulai dari tahun 2010 sampai tahun 2037 periode Januari s/d Juni dimana mencapai sebesar 88,52% dari 30 tahun umur proyek. Keputusan *wait* dimulai pada tahun 2038 periode Juli s/d Desember. Dengan hasil ini maka dapat disimpulkan bahwa studi kelayakan investasi PLTS Biaro 130 kWp memiliki fleksibilitas *value* yang baik.

