

## Bab IV

### Analisa dan Pembahasan

Analisis dan pembahasan terhadap masalah valuasi dan optimisasi struktur modal PT.Indonesia Power diawali dengan memperhatikan kinerja perusahaan mengacu pada skenario optimasi yang memungkinkan dilakukan oleh perseroan. Meskipun pembahasan mengenai kinerja perusahaan dilakukan pada awal analisis, tetapi kondisi yang diperhitungkan dalam pembahasan pada dasarnya telah mencakup aspek optimisasi struktur modal perusahaan.

Tingkat profibilitas perusahaan rata-rata meningkat setiap tahunnya, kecuali pada tahun 2005 dan 2006. Indikator profitabilitas yang digunakan adalah profit margin, ROA, dan ROE. Dimana ROA (*Return On Asset*) dari perusahaan menurun dari nilai 4,54 pada tahun 2004, ke posisi 4,25 pada tahun 2005, dan ke posisi 3,83 di tahun 2006. sedangkan pada ROE (*Return On Equity*) dilihat terdapat penurunan yang kurang berpengaruh di tahun 2005, dan menurun cukup signifikan di tahun 2006, dimana pada tahun 2004, ROE perusahaan senilai 5,39, pada tahun 2005 ke posisi 5,30 dan pada tahun 2006, berada pada posisi 5,01. hal di atas dikarenakan terdapat penurunan dari jumlah total asset dan total equity, disepanjang periode penurunan ROA dan ROE perusahaan.

Kondisi likuiditas perusahaan menunjukkan kinerja yang semakin membaik, yang tercermin, antara lain peningkatan *current ratio*. Walaupun perusahaan meningkatkan *financial leverage*-nya, tetapi kondisi likuiditas perusahaan tetap terjaga cukup stabil. Kondisi likuiditas yang baik merupakan suatu keuntungan yang memudahkan perusahaan dalam memperoleh kepercayaan dari investor dan kreditur.

Kemampuan perusahaan memenuhi kewajiban jangka panjang (Solvabilitas) mengalami penurunan di tahun 2005 dan 2006. Rasio solvabilitas perusahaan di tahun 2004 senilai 635,42 menurun menjadi 505,60 di tahun 2005, dan 497,25 di tahun 2006. Hal ini terjadi karena penurunan pinjaman jangka panjang yang tidak terlalu besar, diikuti dengan kenaikan dari Hak Minoritas atas Aktiva Bersih Anak Perusahaan, dan penurunan ekuitas perusahaan pada tahun ini 2005 dan 2006. Pinjaman jangka panjang yang meningkat ini, juga diperuntukan untuk membiayai peningkatan *current asset* yang terus meningkat semenjak tahun 2004, namun tidak diikuti dengan peningkatan investasi perusahaan yang justru menurun semenjak tahun 2004 hingga tahun 2006.

Pada tahun 2002, *Debt to Equity ratio* sebesar 0,23 kemudian menurun menjadi 0,22 di tahun 2003 kemudian menurun lagi ke posisi 0,19 dan terakhir meningkat ke posisi 0,25 di tahun 2005 dan 2006. Peningkatan rasio *debt/equity* ini mencerminkan peningkatan *financial leverage* yang dilakukan perusahaan. Sebagai akibat dari peningkatan leverage, maka rasio *interest coverage* akan menurun.

Beberapa indikator performansi keuangan meliputi profitabilitas, likuiditas, dan solvabilitas perusahaan selama periode 2002-2006 tersaji di tabel berikut.

**Tabel 4-1. Rasio Keuangan**

	2002	2003	2004	2005	2006(audited)
<b>Profitabilitas</b>					
ROA	1,74	2,24	4,54	4,25	3,83
ROE	2,14	2,72	5,39	5,30	5,01
Profit Margin	0,08	0,07	0,15	0,11	0,08
TATO	0,26	0,35	0,37	0,44	0,57

<b>Likuiditas</b>	247,26	220,04	332,60	249,70	275,50
Current Ratio	2,47	2,20	3.33	2,50	2,76
Cash Ratio				0,03	0,05
<b>Solvabilitas</b>	527,90	565,30	635,42	505,60	497,25
Debt to Equity	0,23	0,22	0,19	0,25	0,25
Interest Coverage				2,09	2,71

Sumber : diolah dari Annual Report PT.Indonesia Power

Pertumbuhan Profit meningkat sangat signifikan pada tahun 2002 hingga tahun 2004, yaitu pada tahun 2002 sebesar Rp.909.097.000.000. Pada tahun 2003 menjadi sebesar Rp.1.173.678.000.000. Pada tahun 2004 meningkat pesat menjadi Rp.2.405.637.000.000. Pada tahun 2005 kembali mengalami peningkatan ke posisi Rp.2.497.063.000.000. Namun pada tahun 2006, justru mengalami penurunan keuntungan, ke posisi Rp.2.151.822.000.000 saja. Secara rata-rata, peningkatan *profit* setiap tahunnya meningkat sebesar 34,18%. Hal ini juga dikarenakan kenaikan nilai jual listrik per Kwh oleh PLN, membuat harga jual supply listrik dari Indonesia Power kepada PLN juga meningkat.

Di tahun 2003, perusahaan berhasil mencapai pertumbuhan laba operasional sebesar 84,18%, dari hanya sebesar Rp.2.936.018.000.000 di tahun 2002, menjadi sebesar Rp.5.407.542.000.000 di tahun 2003. Kemudian juga meningkat menjadi sebesar Rp.5.775.276.000.000 di tahun 2004. Pada tahun 2005, perusahaan kembali membekukan keuntungan operasional yang signifikan, yaitu sebesar 35,5% menjadi Rp.7.826.243.000.000. Namun pada tahun 2006, mengalami sedikit penurunan sebesar 8,27% ke posisi Rp.7.178.708.000.000. Hal ini juga diikuti kenaikan *net income* perusahaan, seperti pada tahun 2003, peningkatan *net income* sebesar 30%. Dan pada tahun 2004 justru *net income* perusahaan baru meningkat sangat drastis

sebesar 105,7%, dari hanya sebesar Rp.1.173.678.000.000 di tahun 2003, menjadi ke posisi Rp.2.405.637.000.000 di tahun 2004. Pada tahun-tahun berikutnya juga mengalami peningkatan yang sedikit demi sedikit. Hal ini juga dikarenakan kenaikan *operating profit* yang disebabkan kenaikan harga tarif dasar listrik nasional. Pada kenaikan signifikan pada beberapa periode, memang dikarenakan aktivitas rutinitas operasional perusahaan. Jadi secara mendasar, perusahaan menunjukkan kemampuan untuk tumbuh menghasilkan laba dari aktivitas operasional yang baik dan dapat bersifat berkesinambungan. Pada tabel berikut, disajikan tingkat pertumbuhan perusahaan pada periode 2002-2006.

**Tabel 4-2. Pertumbuhan Pendapatan dan Neraca (dalam jutaan Rupiah)**

	2002	2003	2004	2005	2006audited
Revenue	11.928.710	15.704.423	16.536.539	21.937.529	28.410.435
EBIT	1.310.044	1.693.341	3.414.125	3.672.588	3.254.901
EBT	1.307.322	1.694.743	3.413.902	3.667.457	3.259.295
Net Income	909.097	1.173.678	2.405.637	2.497.063	2.151.822
<b>Neraca</b>					
Current Asset	6.531.042	8.603.073	10.861.505	18.149.109	17.884.024
Long Term					
Investment	18.006	62.193	77.882	16.094	13.414
Fixed Asset	45.688.108	43.250.326	41.362.434	39.881.891	38.016.108
Total Asset	52.384.944	52.457.371	52.942.559	58.805.467	56.235.865
Total Liab'l	9.923.213	9.279.525	8.331.877	11.630.725	11.309.471
Total Equity	42.461.731	43.177.846	44.610.682	47.174.742	44.926.394

Total Liab& Equity	52.384.944	52.457.371	52.942.559	58.805.467	56.235.865
--------------------	------------	------------	------------	------------	------------

Nilai aset perusahaan yang tumbuh rata-rata di atas 4% selama tahun 2002-2003, kemudian menurun sebesar 1% per tahun dari tahun 2005-2006, mengakibatkan nilai aset perusahaan menurun rata-rata sebesar 3% per tahun selama periode di atas. Dari sisi aset ini memang kurang terlihat strategi perusahaan yang konsisten meningkatkan kemampuan usaha produktif dalam menyikapi kompetisi di bidang industri tenaga listrikan sekarang ini.

#### 4.1. Valuasi

Pada dasarnya valuasi dilakukan untuk memperoleh nilai pasar perusahaan. mengacu pada nilai pasar tersebut selanjutnya diperhitungkan struktur modal yang optimal bagi perusahaan. Dengan demikian terdapat keterkaitan yang sangat erat antara performa laporan keuangan dan nilai pasar terdapat hal optimisasi struktur modal.

Secara umum, performa laporan keuangan perusahaan menunjukkan bahwa potensi peningkatan kinerja terjadi setelah terdapat keseimbangan antara tarif listrik dengan harga bahan baku, serta adanya peningkatan efisiensi pembangkit. Tahun 2005 merupakan titik balik bagi perusahaan untuk menciptakan nilai pasar yang lebih baik (*value creation*). Dari sisi keseimbangan harga, tarif listrik sebesar US \$ cents 7/KwH, mendorong peningkatan penjualan. Meskipun terjadi penyesuaian harga bahan baku, baik BBM maupun BBG, perusahaan diperhitungkan masih dapat memperoleh peningkatan *profit margin*. Dari sisi teknologi, peningkatan efisiensi

melalui ekspansi pembangkit baru dalam skenario, yang secara lengkap berjalan mulai tahun 2007, diperhitungkan memperkuat terjadinya peningkatan *earning* perusahaan.

Dalam melakukan valuasi dipergunakan beberapa data, asumsi dan perhitungan sebagaimana diuraikan dalam pembahasan berikut.

#### 4.1.1. Beta

Permasalahan utama dalam penentuan beta untuk industri tenaga listrik di Indonesia adalah keterbatasan data mengenai perusahaan publik yang bergerak di sektor ini. Sebagai pedekatan, maka diambil data dari perusahaan yang bergerak di sektor ketenagalistrikan di Amerika Serikat, diambil dari data *website* Damodaran sebagaimana diberikan pada tabel berikut:

**Tabel 4-3. Rata-rata Beta Berbobot perusahaan listrik di Amerika Serikat**

<b>Jenis Industri</b>	<b>Jumlah Perusahaan</b>	<b>Beta Rata-rata</b>
Electricity Utility (AS bag tengah)	26	0,73
Electricity Uttility (AS bag Timur)	27	0,69
Electricity Utility (AS bag Barat)	17	0,72
	<b>Beta Unlevered Berbobot</b>	0,71

Sumber: website Damodaran<sup>37</sup>

Secara keseluruhan terdapat data dari 70 perusahaan tenaga listrik di Amerika, yang tersebar di Amerika Tengah, Timur, dan Barat. Nilai beta untuk masing-masing bagian relatif berbeda, sehingga diambil beta berbobot untuk mewakili industri tenaga

<sup>37</sup> Dikutip dari website: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/totalbeta.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html)

listrik yaitu sebesar 0,71. Nilai beta berbobot sebesar 0,71 ini diambil sebagai beta yang diaplikasikan untuk Indonesia Power.

Untuk memperhitungkan nilai beta pada kondisi tanpa hutang (*unlevered beta*), digunakan persamaan berikut:

$$\beta_{eu} = \beta / (1 + D(1 - T_x) / E) = 0.71 \quad (4.1)$$

dimana:

$\beta_{eu}$  = *unlevered equity beta*

$\beta$  = Estimasi beta industri listrik, dalam hal ini 0,71.

selanjutnya nilai beta dalam kondisi berhutang (*leveraged beta*) diperhitungkan dengan memakai persamaan berikut:

$$\beta_{ei} = \beta_{eu} * (1 + D(1 - T_x) / E) \quad (4.2)$$

Dalam setiap perubahan struktur modal, maka nilai hutang dan ekuitas akan berubah. selanjutnya perubahan tersebut akan mempengaruhi nilai beta dalam kondisi berhutang.

#### 4.1.2. risk free rate

Nilai suku bunga tanpa resiko (*risk free rate*) diperhitungkan dari SBI 3 bulan<sup>38</sup>, tanggal 16 April 2008, sebesar 8,04% per tahun. Angka yang sama dipergunakan untuk menentukan biaya bunga atas hutang perusahaan, dengan menambahkan tingkat resiko (*spread*).

---

<sup>38</sup> Dikutip dari tesis: “*Valuasi Dan Optimasi Struktur Modal (Studi Kasus PT. Krakatau Daya Listrik)*”. Oleh Wisnu Kuncoro. MM-FEUI.2003. hal:53.

### 4.1.3. Risk Premium

Untuk memperhitungkan premium atas resiko investasi di Indonesia, digunakan data berikut:

- *Country Risk* diperoleh dari website moody (www.moody.com). Indonesia dalam hal ini mendapatkan rating B3<sup>39</sup>.
- *Country Bond Spread* diambil dari www.brandynet.com. Untuk rating B3, maka diperoleh default spread sebesar 850<sup>40</sup>.
- *Risk Premium* untuk pasar yang *mature* diperhitungkan sebesar 4,51%<sup>41</sup>, yang merupakan nilai untuk pasar di Amerika Serikat.
- Faktor konversi resiko ekuitas terhadap resiko hutang diperhitungkan 1,5 kali, diambil dari estimasi Damodaran.

Selanjutnya country risk premium diperhitungkan dengan memakai persamaan berikut,sesuai yang diperhitungkan dalam *website* Damodaran.

$$\begin{aligned} \text{Total Risk Premium} &= 4,51\% + (850/10000) * 1,5 \\ &= 17\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Country Risk Premium} &= 17\% - 4,51\% \\ &= 12,49\% \end{aligned}$$

Hasil selengkapnya berikut perbandingan dengan beberapa tingkat premium risk di negara diberikan dalam tabel 4-4 (sumber *website* Damodaran).

---

<sup>39</sup> Dikutip dari website:  
faculty.insead.edu/peyer/FFE/**Bond**%20ratings%20and%20default%20spreads%20for%20different%20countries.doc

<sup>40</sup> Ibid

<sup>41</sup> Dikutip dari website:  
faculty.insead.edu/peyer/FFE/**Bond**%20ratings%20and%20default%20spreads%20for%20different%20countries.doc



#### 4.1.4. cost of equity

Biaya ekuitas perusahaan diperhitungkan dengan mempergunakan CAPM (persamaan 3.8), dimana faktor beta, *risk free rate*, dan *risk premium* merupakan faktor-faktor utama dalam menentukan nilai biaya ekuitas. Dengan memasukan masing-masing nilai parameter tersebut di atas, dalam persamaan 3.8, maka diperoleh angka *cost of equity* sebesar 23,53%, sesuai perhitungan berikut:

$$\begin{aligned} r_e &= 8,04\% + (1,24 * 12,49\%) \\ &= 23,53\% \end{aligned}$$

Dengan perubahan leverage, nilai beta akan disesuaikan dengan nilai beta sesuai dengan substitusi dalam persamaan 4.2. Sehingga setiap terjadi perubahan struktur modal akan mengakibatkan perubahan nilai *cost of equity*. Pada saat ini, perusahaan dalam posisi Debt dan Equity sebesar Rp.11.309.471.000.000 dan Rp.44.926.394.000.000, atau rasio debt to equity adalah 0,2.

Untuk menentukan nilai beta pada setiap komposisi *debt/equity*, maka digunakan pendekatan formula Hamada sebagai berikut (Suad Husnan, 1996):

$$Beta\ Levered = Beta\ Unlevered * (1 + (Debt(1-tax)/Equity))$$

**Tabel 4-4. Beta Levered untuk tiap rasio hutang terhadap ekuitas**

Debt/ Equity	Beta
0/100	0,71
10/90	0,77
20/80	0,83

30/70	0,92
40/60	1,04
50/50	1,21
60/40	1,46
70/30	1,87
80/20	2,76
90/10	5,60

#### 4.1.5. Cost of Debt

Biaya bunga atas hutang Indonesia Power (*cost of debt*) diperhitungkan dengan memakai metode penilaian *bond-rating* yang mengacu pada *interest coverage ratio* perusahaan. Untuk menyeimbangkan antara biaya ekuitas dan biaya hutang, maka dipilih rating standar yang dipakai oleh Moodys (juga oleh Standard and Poor's) sebagaimana pada tabel 4-4 (rating hutang dan bunga pinjaman sumber moodys.com/Damodaran).

Pada kondisi awal perusahaan sudah memiliki hutang, sehingga nilai *interest coverage ratio* perusahaan cukup tinggi. Dalam kondisi ini, *bond rating* perusahaan adalah AA. Nilai biaya bunga pada saat tersebut diperhitungkan sebesar bunga SBI 3 bulan, sebesar 8,04% per tahun, ditambah *spread* 4,64%, yang menghasilkan angka 12,68% (dengan mencari tabel *rating* hutang dan bunga pinjaman terbaru, kemudian tabel estimasi *spread*, dengan mengurangi *interest rate* pada tabel ini, dengan SBI yg dipakai).

Angka *spread* sebesar 1% diperhitungkan dari estimai damodaran atas *spread* untuk perusahaan non finansial yang berskala sedang sampai besar dengan *rating* hutang jangka panjang AA. Angka tersebut pada dasarnya mengacu pada *rating* dari

S&P. Nilai *spread* selengkapnya untuk tiap-tiap rating diberikan pada tabel 4-5 (estimasi *spread*= sumber S&P/damodaran). Semakin tinggi tingkat hutang jangka panjang perusahaan, akan semakin besar bunga yang harus dibayar perusahaan. Dengan demikian, akan mengakibatkan semakin rendah *rating* atas hutang jangka panjang perusahaan dan semakin tinggi nilai *spread*. *Rating* tertinggi yaitu AAA memiliki *spread* sebesar 0,75%, sementara *rating* terendah adalah D dengan *spread* 14%. Angka *spread* ini dalam prakteknya juga terkait dengan *country rating*, namun dalam pembahasan ini tidak dikaitkan satu sama lain.

**Tabel 4-5 Rating Hutang dan Bunga Pinjaman**

Interest Cov. Atas	Interest Cov. Bawah	Rating	Interest Rate
-100000	0,5	D	24,88%
0,5	0,8	C	23,58%
0,8	1,25	CC	22,38%
1,25	1,5	CCC	20,88%
1,5	2,0	B-	18,88%
2,0	2,5	B	17,38%
2,50	3,0	B+	15,63%
3,00	3,5	BB	14,38%
3,50	4,5	BBB	13,13%
4,50	6,0	A-	12,88%
6,00	7,5	A	12,68%
7,50	9,5	A+	12,38%
9,50	12,50	AA	11,88%

12,50	100000	AAA	11,63%
-------	--------	-----	--------

Dari hasil *rating* hutang dan bunga pinjaman, maka *Spread* dapat diestimasi pada berbagai tingkat *rating* seperti pada tabel berikut:

**Tabel 4-6 Estimasi Spread**

Rating	Spread
AAA	0,75%
AA	1%
A+	1,5%
A	1,8%
A-	2%
BBB	2,25%
BB	3,50%
B+	4,75%
B	6,50%
B-	8,00%
CCC	10,00%
CC	11,50%
C	12,70%
D	14,00%

#### 4.2. Skenario

Skenario yang akan diberikan, merupakan skenario ekspansi pasar yang belum terjamah, pada khususnya mengoptimalisasi kebutuhan *supply* listrik di regional

Jawa-Bali. Dengan ekspansi pasar yang juga sedang dilakukan, yaitu penambahan peningkatan pembangkit dengan kapasitas terpasang sebesar 2x135MW, yang dibangun secara bertahap, mulai tahun 2007, dan direncanakan beroperasi pada tahun 2010-2012. Dengan kebutuhan investasi pada periode kedepan, diharapkan Indonesia Power, dapat mendapatkan kebutuhan struktur modal yang terbaik bagi perusahaan, atas kebutuhan-kebutuhan kedepan, tanpa memberi gangguan yang berarti bagi rencana kinerja keuangan kedepannya. Penambahan pembangkit PLTU Tarahan di Propinsi Lampung ini, akan meningkatkan aset perusahaan sebesar US\$ 236.500.000, setara dengan Rp.2.199.450.000.000 pada kurs Rp.9300/US\$, yang investasinya dilakukan secara bertahap, pada tahun 2007 sebesar 20%, pada tahun 2008 sebesar 40%, dan di tahun 2009 sebesar 40%. Dari sisi pembayaran bunga dan hutang atas presentase hutang sebesar 80% diselesaikan dan diatur melalui periode hingga tahun 2015.

Penambahan pembangkit ini juga diikuti dengan optimasi pembangkit lama, yang mungkin sudah membutuhkan renovasi yang cukup banyak. Pada tahun 2006 misalnya, biaya pemeliharaan tahun itu sebesar Rp. 1.260.099.515.000<sup>42</sup> yang pada tahun 2005, membutuhkan dana sebesar Rp.1.154.418.184.000<sup>43</sup>. Atau mengalami kenaikan sebesar 4%. Sepanjang jalannya waktu dari tahun 2003-2006, maka dapat diprediksi rata-rata kenaikan biaya pemeliharaan sebesar 7% tiap tahun, seperti yang diberikan datanya pada halaman 86 penelitian ini. Dengan kebutuhan investasi dan optimasi ini, perusahaan membutuhkan dana yang tidak dapat dipenuhi dari kegiatan operasional perusahaan, dan harus diisi dari pendanaan dari luar. Pada perhitungan berikut, diberikan data kekurangan dana untuk pemenuhan investasi PLTU Tarahan pada tahun 2007.

---

<sup>42</sup> Dikutip dari buku: *RKAP (Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan) Tahun 2006*. Anggaran Pendapatan dan Biaya Berfungsi. Hal.51

<sup>43</sup> Ibid

Ketersediaan Dana Kas tahun 2006:	Rp. 397.505.000.000
Proyeksi Ketersediaan Kas tahun 2007:	Rp. 520.629.045.600
Kebutuhan Dana Investasi Ind.Power:	Rp. 2.199.450.000.000
Kekurangan Dana Untuk Investasi IP:	(Rp. 1.281.315.954.000)

\*Selengkapnya pada *Balance Sheet Projection* pada lampiran.

Kekurangan dana yang lebih dari 1,2 Triliun Rupiah ini, dicoba dipenuhi menggunakan hutang jangka panjang dengan nilai mengacu pada hasil optimasi struktur modal, dan diterapkan pada tahun 2007 kedepan, dimana untuk investasi ini, perusahaan mengalami kekurangan dana.

**Tabel 4-7 Hasil Perhitungan Valuasi Earning Per Share (EPS)**

Metode Valuasi	Firm Value	Equity Value	Total Equity Value	EPS
FCFF	2272911983000	2272015812000	2277989851000	436.4323974
FCFE	2093059788000	2092234530000	2097735852000	403.7398843
FCFF from FCFE	2272911983000	2272015812000	2277989851000	438.4323974
PE Ratio Model	71815900369	71787584560	71976342854	13.85289778
PBV Model	604718092557	604479662320	606069081310	112.6468412
APV	2416468346000	2415515573000	2421866930000	486.1236414

**Tabel 4-8 Hasil Perhitungan Valuasi Harga Saham**

Metode Valuasi	Firm Value	Equity Value	Total Equity Value	Harga Per lembar saham
FCFF	52728659383965	52707869354846	52846459440980	10171
FCFE	55916162613021	55894115804653	56041083808076	10786
FCFF from FCFE	52728659383965	52707869354846	52846459440980	10171
PE Ratio Model	14662584559231	14656803347201	14695341949941	2828
PBV Model	60447966231800	60424132609010	60583011839860	11660
APV	74478809807853	74449444057941	74645201446561	14367

Hasil valuasi dalam skenario diberikan pada tabel di atas, sementara perhitungan lengkap dengan metode *Adjusted Present Value* (APV) diberikan dalam lampiran 9. Dengan kemudahan yang diberikan program *spread sheet*, maka dilakukan perbandingan perhitungan antara beberapa model valuasi. Metode slide APV, digunakan sebagai perbandingan, sementara metode APV direkomendasikan dipakai sebagai dasar penentuan nilai perusahaan. Hal ini mempertimbangkan kemungkinan perusahaan menerapkan struktur modal yang berubah-ubah, yang cocok dengan penerapan metode APV. Perbedaan yang cukup besar diperoleh antara metode APV dengan metode *relative valuation*, yaitu PE rasio model, untuk residual value, serta *price to book value* (PBV). Faktor yang mempengaruhi perbedaan ini antara lain:

- Pemilihan angka rasio bersifat pendekatan yang memiliki keunggulan dalam hal kecepatan, tetapi memang lemah dalam keakuratan. Dalam perhitungan ini, angka PE rasio diambil dari website Damodaran, yang merupakan data

atas Industri di Amerika Serikat, sementara, dari sumber yang sama, juga diperoleh data PBV.

**Tabel 4-9 berikut, memberikan data hampir sama dengan Beta.**

Jenis Industri	Jumlah Perusahaan	Price/Current EPS	PBV
Electric Utility (Central)	28	13,88	1,24
Electric Utility (East)	29	12,49	1,67
Electric Utility (West)	16	10,05	1,19
	Rata-Rata berbobot	12,5	1,40

Sumber: Website Damodaran

- Metode relative valuation lebih cenderung menggunakan data lampau. Sementara untuk perusahaan seperti Indonesia Power, operasi di masa lampau, masih cenderung belum mewakili kondisi perusahaan yang sebenarnya, akibat krisis moneter di Indonesia, metode ini cenderung menghasilkan penelitian perusahaan yang *under value*. Sebagai contoh, metode PBV, menghitung nilai ekuitas, dengan memakai dasar nilai buku ekuitas pada tahun 2003, sebesar 43 Triliun Rupiah dikalikan dengan angka pengali 1,4 kali, yang menghasilkan angka sebesar 60.4 Triliun Rupiah. Hal serupa terjadi pada metode PER, dimana penghasilan bersih perusahaan pada tahun 2003 sebesar 1,17 Triliun Rupiah hanya menghasilkan *earning per share* sebesar Rp.225,76. Hal ini pada akhirnya hanya menghasilkan nilai ekuitas perusahaan sebesar 14,6 Triliun Rupiah. Table 4-9, memberikan hasil penghitungan untuk PBV dan PER.



**Tabel 4-10 Metode PBV dan PER**

PE Method	Satuan	Nilai
net income	Rp	1173006764738
Jumlah saham	Lembar	5195760770
EPS	Rp/lembar	225.7622736
PE ratio	X	12.5
<b>expected equity value per share</b>	<b>Rp</b>	<b>14662584559231</b>
<b>Price to book value</b>		
Book value	Rp	43177118737000
PBV ratio	X	1.4
<b>Equity value</b>	<b>Rp</b>	<b>60447966231800</b>

Perbedaan nilai yang besar antara *APV/DCF* dengan metode *relative valuation*, juga mengindikasikan bahwa masih terdapat peluang yang prospektif Indonesia Power. Di sisi lain, hal ini sebenarnya juga menyimpan informasi bahwa bila peluang tersebut tidak bisa dimanfaatkan atau tidak muncul, maka nilai perusahaan Indonesia Power bisa menjadi sangat rendah.

Metode APV menghasilkan nilai perusahaan (*firm value*) sebesar Rp.74.449.444.057.941,00. Nilai ini diperoleh dari kontribusi *interest tax shield* atau (ITS) sebesar Rp. 305.775.052.973,00 dan nilai sekarang dari FCF (*Free Cash Flow*) sebesar Rp.74.755.219.110.914,00. Dengan membagi angka total nilai ekuitas dengan jumlah saham, maka diperoleh estimasi harga saham per lembar sebesar Rp.14.367,00.

**Tabel 4-11 Komposisi Nilai Perusahaan pada skenario metode APV**

Present Value of Free Cash Flow	<b>74.755.219.110.914</b>
<u>Interest Tax Shield (ITS)</u>	<u><b>305.775.052.973</b></u>
<b>Adjused Present Value (APV)<sup>44</sup></b>	<b>74.449.444.057.941</b>

<sup>44</sup> Selengkapnya, pada lampiran V

Berdasarkan perhitungan dengan metode APV, diperoleh kesimpulan bahwa melalui penempatan hutang jangka panjang dalam struktur modal perusahaan, maka diperoleh penambahan nilai perusahaan sebesar nilai ITS. Nilai ITS diperoleh akibat penempatan bunga atas hutang perusahaan sebagai biaya yang merupakan *tax Deductible*. Hal ini merupakan sisi baik adanya hutang di perusahaan, yang dibahas lebih lanjut dalam optimasi struktur modal.

### **4.3. Strategi Pengembangan Perusahaan**

#### **4.3.1 Proyeksi Cash Flow**

Proyeksi Cash Flow akan terkait dengan strategi perusahaan, dimana mendatang, seperti yang telah dipaparkan di atas. Proyeksi Cash Flow terdiri dari proyeksi pendapatan dan biaya yang diformulasikan dari laporan laba rugi dan neraca tahun 2002-2007. key drivers pertumbuhan pendapatan terbagi dalam 3 (tiga) kelompok yaitu:

1. Pendapatan Usaha dari Operasi. Hasil dari “*core business*” Indonesia Power, yaitu penjualan hasil produksi listrik.
2. Pendapatan usaha lainnya. Antara lain pendapatan dari aktivitas bisnis PT.Cogindo Daya Bersama dan dari PT.Artha Daya Coalindo, serta dari Unit Bisnis Jasa Pemeliharaan, yang kesemuanya merupakan anak perusahaan dan unit bisnis PT.Indonesia Power.

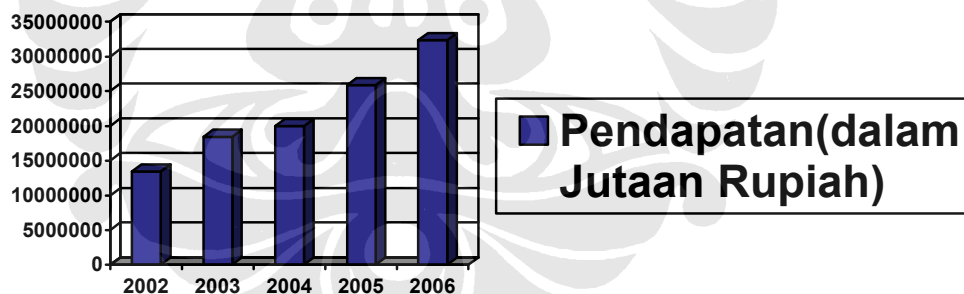
##### **4.3.1.1. Proyeksi Pendapatan**

Pendapatan dari hasil penjualan listrik yang diproduksi oleh Indonesia Power bergantung kepada tarif dasar listrik yang berlaku setiap tahun. Kesemua hasil

produksinya, Indonesia Power menjualnya kepada PT.PLN(Persero), untuk langsung didistribusikan kepada masyarakat melalui sistem jaringan yang dimiliki PLN.

Siklus industri ketenagalistrikan, pada umumnya berada pada siklus *Growth to Mature*. Dimana ketersediaan pasokan tenaga listrik saat ini, masih kurang mencukupi jumlah pelanggan yang ada. Dan masih terdapat 27% dari total seluruh penduduk Indonesia, yang masih belum tersentuh jaringan listrik. Ditambah dengan, 73% jaringan terpasang saat ini juga belum optimal seluruhnya, terutama pada saat beban puncak. Jika telah dapat teratasi, pangsa pasar yang masih dapat diraih sebesar 27% jumlah penduduk nasional tadi, yang belum terjamah listrik. Hingga tahun 2006, semenjak tahun 2002, rata-rata kenaikan pendapatan PT.Indonesia Power sebesar 25% setiap tahunnya. Dan dapat terlihat dari diagram berikut ini<sup>45</sup>:

**Gambar 4-1 Proyeksi Pendapatan Perusahaan**



**Tabel 4-12 Proyeksi Pendapatan Perusahaan**

Pendapatan	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Operasi</b>	13.396.719	18.408.194	19.424.177	25.850.650	31.999.789
<b>Other</b>	(157.965)	(1.010.430)	526.487	(240.534)	334.434
<b>Income</b>					

<sup>45</sup> Dikutip dari Buku: "Annual Report PT.Indonesia Power Year 2006". Hal:17

(Charges)					
-----------	--	--	--	--	--

Sumber : Annual Report PT.Indonesia Power

Sebagai perusahaan yang bergerak dibidang kelistrikan, yang cakupannya sangat spesifik, yaitu Jawa-Bali, Indonesia Power menjual seluruh hasil produksinya kepada PLN, dengan harga yang telah ditentukan, dan masih di atas harga ongkos produksinya. Dengan begitu, market yang dimiliki Indonesia Power cenderung *Captive*, dimana setiap kenaikan produksi yang dimiliki setiap tahunnya, akan semakin membantu PLN untuk mengurangi defisit kelistrikan di wilayah Jawa-Bali, dan keuntungannya juga ikut membantu menutupi defisit hasil produksi PLN untuk wilayah-wilayah lain di sebagian Indonesia Timur dan di daerah-daerah terpencil yang cenderung ongkos produksinya > harga jual ke masyarakat di tempat tersebut oleh PLN, yang juga dikarenakan jumlah penduduk di wilayah tersebut yang cenderung lebih sedikit. Dengan melihat pertumbuhan pendapatan Indonesia Power selama periode di atas, bukan tidak mungkin, Indonesia Power tetap mampu mempertahankan tingkat pertumbuhan Pendapatan sebesar 25% per tahun. Dan juga ditambah dengan proses berkala kenaikan tarif dasar listrik agar sesuai dengan ongkos produksinya, diharapkan dapat lebih menguntungkan PT.Indonesia Power kedepan, dan ikut membantu *cash-flow* dari proyek-proyek yang sedang berjalan.

#### 4.3.1.2. Proyeksi Biaya Operasional

Proyeksi biaya diperkirakan memiliki proporsi tertentu, mengikuti pertumbuhan pendapatan berdasarkan data historis. Dari data yang ada, proporsi kenaikan dari Biaya Operasional Perusahaan jauh lebih kecil dari kenaikan pendapatan pada periode tahun 2002-2004. pada periode 2005-2007, kenaikan dari pendapatan, cenderung

diikuti dengan kenaikan biaya operasional yang lebih kecil ketimbang kenaikan pendapatannya, namun tidak terlalu jauh berbeda dengan kenaikan pendapatan, jadi terlihat penurunan biaya di sini terlihat kurang berarti. Akan tetapi pada tahun 2006, kenaikan pendapatan justru sedikit lebih kecil ketimbang kenaikan biaya operasional pada tahun tersebut. Adapun, kontribusi pendapatan per pembangkit dan jenis pembangkit listrik pada tahun 2006, yaitu sebagai berikut:

#### 4.3.2. Proyeksi Biaya Operasional

Proyeksi biaya diperkirakan memiliki proporsi tertentu mengikuti pertumbuhan berdasarkan data histories pada periode-periode sebelum tahun 2007. biaya bunga pinjaman tahun 2003,2004,2005, dan 2006 adalah sebesar Rp.1.059.169.460.387, Rp.1.241.190.472.553, Rp.1.197.621.662.950, dan Rp.794.725.000.000, dengan rata-rata suku bunga pinjaman di tahun 2006 sebesar 9%. Tingkat pajak perusahaan rata-rata adalah 30%.

**Tabel 4-13 proporsi biaya terhadap pendapatan 2003-2006: (Dalam Ribu Rupiah)**

	2003	2004	2005	2006
Biaya Operasional (%pendapatan)				
Bahan Bakar	8.669.872.338	9.477.603.983	13.980.699.000	20.660.142.000
Depresiasi	2.294.988.970	2.123.139.970	2.070.383.000	2.106.794.000
Pemeliharaan	1.379.561.644	1.264.315.534	1.193.801.000	1.169.154.000
Kepegawaian	474.367.872	583.423.043	565.802.000	663.929.000
Lain-Lain	181.861.281	200.418.466	213.723.000	221.062.000

**Tabel 4-14 persentase biaya terhadap pendapatan 2003-2006**

	2003	2004	2005	2006
Bahan Bakar	55%	57%	64%	73%
Depresiasi	15%	13%	9%	7%
Pemeliharaan	9%	8%	5%	4%
Kepegawaian	3%	4%	3%	2%
Lain-Lain	1%	1%	1%	1%
Profit sebelum beban lain-lain dan pajak	17%	17%	18%	13%
Nett Profit	7%	15%	11%	8%

Besarnya proporsi biaya bahan bakar, depresiasi, pemeliharaan, kepegawaian, dan biaya lain-lain, terhadap pendapatan di tahun 2003-2006 adalah: 63%, 11%, 7%, 3%, dan 1%. Penghitungan proyeksi biaya di tahun 2007-2012 dihitung berdasarkan perkiraan proporsi terhadap pendapatan perusahaan yang disajikan di tabel berikut:

**Tabel 4-15 Proyeksi Pertumbuhan Penjualan dan Biaya**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pertumbuhan Pendapatan	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Biaya Operasional						
Bahan Bakar	63%	63%	63%	63%	63%	63%

Depresiasi	11%	11%	11%	11%	11%	11%
Pemeliharaan	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Kepegawaian	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Lain-Lain	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Tk.Pajak	30%	30%	30%	30%	30%	30%

Proyeksi biaya operasional perusahaan diperkirakan akan bergerak sesuai aktivitas operasional perusahaan yang tercermin dari pendapatan perusahaan.

Perhitungan laba-rugi disusun dengan struktur kenaikan jumlah pendapatan seperti yang sudah diprediksikan, karena kondisi internal Indonesia Power sendiri cukup mendukung untuk pencapaian target tersebut. Dan juga dengan penambahan proyek investasi terbarunya, yaitu proyek investasi pembangunan PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap) Tarahan yang berkapasitas 2x135MW(Mega Watt) yang berlokasi di Jl.Trans Sumatera Km.17, Kecamatan Tarahan, Kabupaten Lampung Selatan, Propinsi Lampung, untuk memenuhi kebutuhan listrik di Lampung khususnya, dan memperkuat kapasitas daya listrik di sistem listrik SUMBAGSEL (Sumatera Bagian Selatan).

Tabel 4-16 Proyeksi Laba Rugi Perusahaan (Dalam Juta Rupiah)

	2006*	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pendapatan Usaha							
Penjualan Tenga Listrik	28166892	35208615	44010769	55013460.94	68766826	85958533	107448165.9
Pendapatan Jasa Lainnya	243543	304428.75	380535.9	475669.9219	594587.4	743234.3	929042.8162
Jumlah Pendapatan Usaha	<b>28410435</b>	<b>35513043.75</b>	<b>44391305</b>	<b>55489130.86</b>	<b>69361414</b>	<b>86701767</b>	<b>108377208.7</b>
Beban Usaha							
Bahan Bakar	20660142	22373217.56	27966522	34958152.44	43697691	54622113	68277641.49
Penyusutan Aktiva Tetap	2106794	3906434.813	4883044	6103804.395	7629755	9537194	11921492.96
Pemeliharaan	1169154	2485913.063	3107391	3884239.16	4855299	6069124	7586404.61
Kepegawaian	663929	1065391.313	1331739	1664673.926	2080842	2601053	3251316.261
Lain-Lain	221062	355130.4375	443913	554891.3086	693614.1	867017.7	1083772.087
Jumlah Beban Usaha	<b>24821081</b>	<b>30186087.19</b>	<b>37732609</b>	<b>47165761.23</b>	<b>58957202</b>	<b>73696502</b>	<b>92120627.4</b>
Penghasilan(beban lain2)							
Bunga atas hutang pajak	715284	454205.34	288420.4	183146.9482	116298.3	73849.43	46894.3869
Penghasilan Bunga	28755	39106.8	53185.25	72331.93728	98371.43	133785.2	181947.8056
Penghasilan Denda	7973	13129.1391	21619.75	35601.24785	58624.57	96537.09	158967.6218
Keuntungan kurs mata uang	51265	3756	3756	3756	3756	3756	3756
Beban Bunga	-794725	-635780	-508624	-406899.2	-325519	-260415	-208332.39
Lain-Lain Bersih	-343005	-402447.7665	-472192	-554022.8319	-650035	-762686	-894859.545
Beban Lain-Lain Bersih	<b>-334453</b>	<b>-528030.4874</b>	<b>-613835</b>	<b>-666085.8985</b>	<b>-698504</b>	<b>-715174</b>	<b>-711626.121</b>
laba sebelum pajak	3254901	4798926.075	6044861	7657283.73	9705708	12290091	15544955.19
Beban Pajak	1106666.34	1535656.344	1934356	2450330.794	3105827	3932829	4974385.659
Laba Sebelum hak minoritas	2148234.66	3263269.731	4110506	5206952.937	6599881	8357262	10570569.53
Hak Minoritas	-4394	-4387.270357	-5526.33	-7000.435806	-8873.14	-11235.8	-14211.4965
Laba Bersih	<b>2143840.66</b>	<b>3258882.461</b>	<b>4104979</b>	<b>5199952.501</b>	<b>6591008</b>	<b>8346026</b>	<b>10556358.03</b>
Laba Bersih Per Lembar Saham	414	626.7081655	789.4191	999.9908655	1267.502	1605.005	2030.068852



#### 4.4. Optimasi Struktur Modal

Struktur modal yang optimal untuk pembangkit listrik diperoleh dari kebiasaan industri ini, dengan mengacu pada pembahasan dalam bab dua. Perusahaan-perusahaan *utility* di Amerika Serikat, umumnya memiliki *leverage* sekitar 30% sampai 60%. Sementara Ross (1999: 416) menyatakan bahwa banyak studi mengenai struktur modal yang menyimpulkan aturan umum bahwa *cost of capital* akan minimum dalam komposisi hutang dan ekuitas berbanding 1:2.

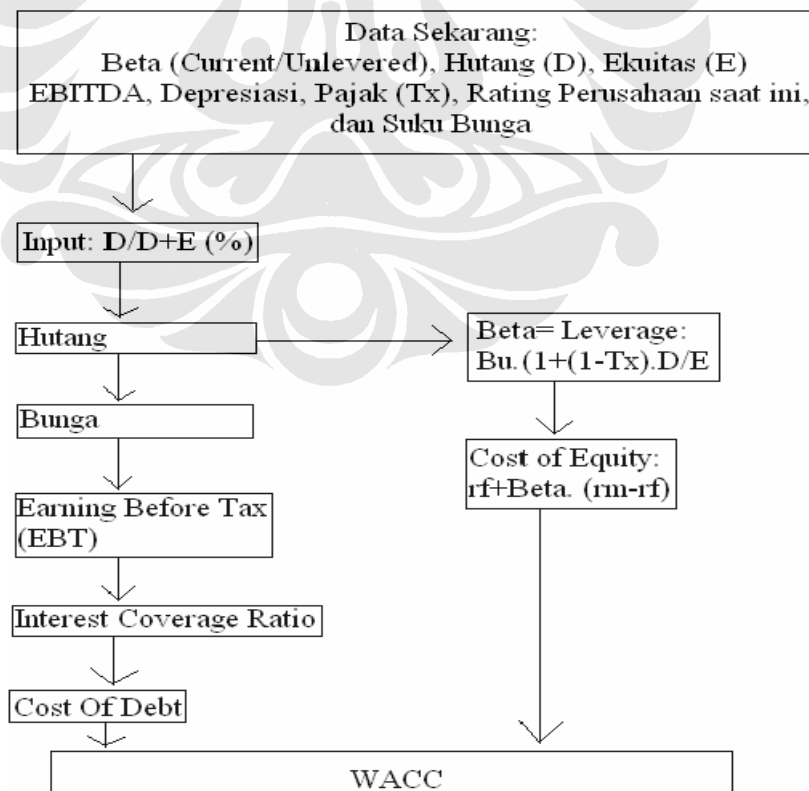
Secara teori, struktur modal yang optimal akan dicapai bila *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* perusahaan minimal. Nilai *WACC* bergantung pada *cost of equity* dan *cost of debt*. Sementara nilai *cost of equity* dan *cost of debt* bergantung pada tingkat hutang perusahaan. Oleh karena itu, proses optimasi dilakukan dengan memilih *WACC* sebagai fungsi tingkat hutang. Nilai *WACC* ini berada diantara nilai *cost of equity* dan *cost of debt*. mekanisme ini digambarkan sebagai berikut:

- Nilai hutang jangka panjang pada awalnya tidak nol, sehingga  $D/D+E$  juga tidak nol, yaitu 0,20.
- Dalam kondisi tersebut, nilai beta adalah 0,83, dimana merupakan *leverage beta*.
- *Cost of equity* diperhitungkan dengan metode *CAPM* sebesar 18,41% dan *risk free rate* dan *risk premium* masing-masing: 8.04% dan 12.49%.
- Berdasarkan *Interest Coverage Ratio*, diperoleh rating perusahaan adalah AA, dengan *cost of debt* sebesar 12,68% (T-bond 11,68+default spread 1%).
- *Cost of Capital* dalam kondisi tanpa hutang sama dengan *cost of equity* sebesar 16,91%, dengan menggunakan hutang, menjadi bernilai 16,35%.

Perhitungan di atas diulangi untuk nilai  $D/D+E$  yang bervariasi dari 10% sampai 90%. Setiap kali komposisi hutang berubah, maka beta *leverage* akan berubah. Hal ini selanjutnya mempengaruhi nilai *cost of equity*.

Disisi hutang pun demikian, perubahan komposisi hutang akan mengubah angka *interest coverage ratio*, yang mempengaruhi *rating* perusahaan. Penurunan *rating* perusahaan akan mengakibatkan kenaikan *cost of debt*. akhirnya, setiap perubahan *cost of equity*, *cost of debt* dan komposisi hutang akan langsung berdampak pada nilai *WACC*. Hal ini yang menjadi kunci perhitungan optimasi struktur modal. Hasil perhitungan optimasi ini diberikan pada lampiran. Sementara proses perhitungan optimasi selengkapnya pada gambar 4-2 berikut:

**Gambar 4-2. Proses Optimasi Struktur Modal**



Pada dasarnya, data yang digunakan untuk optimasi struktur modal diperoleh dari proforma laporan keuangan dan hasil perhitungan valuasi perusahaan. Secara keseluruhan beberapa data pokok yang digunakan untuk perhitungan diberikan pada table 4-10. Angka EBITDA dalam tabel tersebut diperhitungkan dari rata-rata EBITDA dalam hasil perhitungan valuasi dengan metode *APV* pada kurun waktu 2007 sampai 2012. Harga pasar atas saham perusahaan (*market price per share*) diestimasi dari hasil valuasi dengan metode yang sama pada skenario. Hal ini dilakukan hanya sebagai ilustrasi secara sederhana mengenai dampak perubahan struktur modal terhadap nilai perusahaan. Data selebihnya mengacu pada asumsi dalam valuasi.

Perhitungan pengaruh *WACC* terhadap *value* perusahaan dilakukan dengan bantuan persamaan valuasi yang diturunkan sebagai berikut:

$$VoF_1 = VoF_0 * (wacc_0 - g) / (wacc_1 - g) \quad (4-1)$$

$$g = (VoF * wacc - CF) / (VoF + CF) \quad (4-2)$$

Dimana (*g*) adalah pertumbuhan perusahaan, *CF* (*Cash Flow*) adalah arus kas perusahaan, indeks (<sub>0</sub>) dan (<sub>1</sub>) mengindikasikan waktu yang berbeda.

Pokok-pokok hasil optimasi struktur modal diberikan pada table 4-15 dan lampiran VI dan VII untuk skenario. Berdasarkan hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa skenario diperoleh nilai rasio hutang terhadap nilai pasar perusahaan (*debt ratio*) sebesar 30% yang menghasilkan *WACC* minimum yaitu 16,35%.

**Tabel 4-17 Optimasi Struktur Modal Indonesia Power**

Debt ratio	Beta	Cost of equity	Bond rating	Interest rate on debt	Cost of debt (after tax)	WACC	Firm value (Juta Rp)
0%	0.71	16.91%	AAA	11.63%	7.91%	16.91%	44855329
10%	0.77	17.66%	AAA	11.63%	7.91%	16.68%	45461622
20%	0.83	18.41%	A	12.68%	8.62%	16.55%	46104342
<b>30%</b>	<b>0.92</b>	<b>19.53%</b>	<b>BBB</b>	<b>13.13%</b>	<b>8.93%</b>	<b>16.35%</b>	<b>48460418</b>
40%	1.04	21.03%	B	17.38%	11.82%	17.35%	45680382
50%	1.21	23.15%	B-	18.88%	12.84%	18.00%	44029069
60%	1.46	26.28%	CC	22.38%	15.22%	19.64%	40340290
70%	1.87	31.40%	CC	22.38%	15.22%	20.07%	39474930
80%	2.76	42.51%	CC	22.38%	15.22%	20.68%	38319101
90%	5.60	77.98%	C	23.58%	16.03%	22.23%	35643478

Sumber : hasil perhitungan optimasi struktur modal PT.Indonesia Power

Kondisi struktur modal yang optimal dapat memberikan peningkatan atas nilai perusahaan. Bila pada skenario nilai ekuitas perusahaan dengan kondisi tanpa hutang (*unlevered*) sebesar 44855,3 milyar, maka dengan optimasi struktur modal menghasilkan nilai ekuitas sebesar 48460,4 milyar, meningkat sebesar 3605,10 milyar atau sekitar 8%. Dalam kondisi struktur modal yang dialami saat ini, Indonesia Power memiliki rasio hutang sebesar 20% ketimbang ekuitas yang sebesar 80%. Jika dilihat dari metode serupa, pada rasio 20% memiliki optimasi modal sebesar 46104,3 Milyar, dan jika ditingkatkan rasio hutangnya menjadi 30%, membuat optimasi struktur modal menjadi sebesar 48460,4 Milyar, atau terdapat kenaikan sebesar 2356,1 Milyar atau sekitar 5%.

Jika dibandingkan dengan menggunakan metode *Adjusted Present Value (APV)*, pada kondisi tanpa berhutang, menghasilkan *value* perusahaan yang dihitung pada lampiran sebesar 72872,5 Milyar, maka dengan optimasi struktur modal, menghasilkan

nilai ekuitas sebesar 78254 Milyar, meningkat sebesar 5381,5 Milyar atau meningkat sekitar 7%. Jika dilihat dari metode serupa, pada rasio 20% memiliki optimasi modal sebesar 74449,4 Milyar, dan jika ditingkatkan rasio hutangnya menjadi 30%, membuat optimasi struktur modal menjadi sebesar 78254 Milyar, atau terdapat kenaikan sebesar 1723,9 Milyar atau sekitar 5%.

Walaupun persentase kenaikan terlihat kecil, namun dengan proyeksi perusahaan kedepan, dan didukung dengan performa perusahaan kedepan yang lebih efisien dan diprediksi akan tetap mempertahankan tingkat kenaikan keuntungannya kedepan, kenaikan nilai perusahaan dari proyeksi optimasi struktur modal yang dilakukan dalam penelitian ini, dapat sangat berarti dalam penggunaannya dalam aktivitas operasi maupun investasi perusahaan kedepan, untuk semakin mendukung prospek perusahaan kedepan yang masih diprediksi dapat meningkat berkisar 20% sampai 25% setiap tahunnya.

#### **4.5. Strategi Pendanaan Proyek Investasi PLTU(Pembangkit Listrik Tenaga Uap) Tarahan. Rencana Usaha dan Kebutuhan Investasi.**

##### **4.5.1. Rencana Usaha**

Perseroan berencana untuk membangun serta mengoperasikan PLTU yang berlokasi di Jalan Trans Sumatera Km.17, Kecamatan Tarahan, Kabupaten Lampung Selatan, Propinsi Lampung. Listrik yang akan dihasilkan dari PLTU tersebut direncanakan akan dijual untuk memasok listrik di wilayah Propinsi Lampung pada khususnya, dan Sumatera Bagian Selatan (Sumbagsel) pada umumnya.

#### 4.5.2. Rencana Kebutuhan Investasi

Untuk merealisasikan rencana usaha tersebut, Perseroan membutuhkan anggaran biaya investasi sebesar **USD 272.215.169**, termasuk bunga selama masa pembangunan (interest during construction/IDC), dengan perincian sebagai berikut<sup>46</sup>:

**Tabel 4-18 Rincian Alokasi Biaya Investasi Proyek PLTU Tarahan**

(Dalam USD)

No	Uraian	COP	Bobot (%)
<b>I</b>	<b>Pra Operation (Insurance Premium)</b>	<b>8.868.750</b>	<b>3,26%</b>
<b>II</b>	<b>Coal Fired Steam Power Plant</b>	<b>236.500.000</b>	<b>86,88%</b>
<b>III</b>	<b>Development Cost</b>		
	Mobilization Works	3.547.500	1,30%
	Site Preparation	1.011.236	0,37%
	Profesional Fee (FS,Amdal,Spv,Eng,etc)	2.150.000	0,79%
	<b>Sub total Development Cost</b>	<b>6.708.736</b>	<b>2,46%</b>
<b>IV</b>	<b>Interest During Construction (IDC)</b>	<b>20.137.683</b>	<b>7,40%</b>
	<b>Total Investment</b>	<b>272.215.169</b>	<b>100%</b>

Pembangunan PLTU tersebut direncanakan akan memakan waktu selama 2,5 tahun, dimana dimulai pada awal bulan Juli 2007, dan diperkirakan akan selesai pada akhir bulan Desember 2009, sehingga pada awal bulan Januari 2010 Perseroan telah dapat memulai penjualan listrik ke PLN.

<sup>46</sup> Dikutip dari: “*Studi Kelayakan Pembangunan PLTU Tarahan*”, Indonesia Power, 2006. hal:45

#### 4.5.3. Rencana Sumber Pembiayaan Investasi

Perseroan merencanakan pembangunan PLTU dengan kapasitas maksimum sebesar 270MW dengan mengajukan kredit investasi (KI) kepada pihak perbankan dengan rencana komposisi pinjaman sebesar 80% dan modal sendiri sebesar 20% dari seluruh total investasi, yang seluruhnya akan diajukan dalam mata uang Dollar(\$) Amerika Serikat (USD). Komposisi tersebut juga akan diajukan sebagai dasar pembiayaan IDC. Modal kerja pada tahun pertama operasional sepenuhnya ditanggung oleh Perseroan.

Adapun perincian kebutuhan modal kerja pada tahun pertama operasional, yaitu tahun 2010 direncanakan sebagai berikut<sup>47</sup>:

**Tabel 4-19 Rencana Alokasi Sumber Pendanaan Proyek PLTU Tarahan**

<b>Keterangan</b>	<b>Total (Rp)</b>	<b>Pinjaman (Rp)</b>	<b>Modal Sendiri</b>
Biaya Investasi (Biaya Pra Operasi)	82479375000	-	82479375000
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>		<i>100%</i>
Biaya Investasi PLTU	2261841244800	1809472997700	452368247100
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>	<i>80%</i>	<i>20%</i>
Interest During Construction (IDC)	187280451900	149824367100	37456094100
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>	<i>80%</i>	<i>20%</i>
Modal Kerja	235271344200	0	235271344200
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>	<i>0%</i>	<i>100%</i>
<b>Total</b>	<b>2766872415900</b>	<b>1959297355500</b>	<b>807575060400</b>
<i>Komposisi Pembiayaan Total</i>	<i>100%</i>	<i>70,81%</i>	<i>29,19%</i>

Bagian modal sendiri untuk, baik untuk pembiayaan investasi maupun modal kerja, direncanakan berasal dari ekuitas Perseroan.

Periode proyeksi ditetapkan selama 33 tahun, termasuk masa pembangunan selama 2,5 tahun yang dimulai pada awal bulan Juli 2007. perkiraan masa penggunaan PLTU adalah selama 30 tahun.

<sup>47</sup> Dikutip dari: "Studi Kelayakan Pembangunan PLTU Tarahan", Indonesia Power, 2006. hal:47

Dalam hutang kredit investasi, merupakan hutang kepada pihak perbankan dalam mata uang Dollar Amerika Serikat, dengan asumsi tingkat bunga dalam valuta asing yang sama, sebesar 9,00% per tahun.

Penarikan hutang direncanakan disesuaikan dengan jadwal pelaksanaan pembangunan PLTU serta rencana kesepakatan dengan pihak pelaksana, dimana rencana tersebut sampai dengan saat ini masih dalam proses penyusunan. Adapun rencana penarikan hutang dilakukan dalam tiga tahap, yaitu penarikan pertama sebesar 20% akan dilakukan sebelum pekerjaan dimulai, yaitu pada akhir triwulan II tahun 2007. rencana penarikan kedua akan dilakukan pada akhir triwulan IV tahun 2008 dan penarikan ketiga akan dilakukan pada akhir triwulan IV tahun 2009.

Pelunasan hutang direncanakan akan dilakukan dalam jangka waktu selama 8,5 tahun sejak saat penarikan pertama, yaitu akhir triwulan II tahun 2007. Pelunasan hutang akan dilakukan secara bertahap, dimulai pada triwulan III tahun 2010, dan pelunasan terakhir akan direncanakan dilakukan pada akhir triwulan IV tahun 2015.

#### **4.5.4. Analisis Investasi**

Dalam menentukan faktor diskonto yang sesuai untuk digunakan pada proyeksi arus kas, dipertimbangkan nilai imbal balik hipotesis yang diharapkan oleh investor sebelum dilakukan penyesuaian terhadap faktor risiko yang terkait dengan investasi.

Perusahaan menetapkan tingkat diskonto pada proyek investasi ini sebesar 7,55% terhadap arus kas bebas (*Free cash flow*) yang diperoleh, dimana faktor diskonto tersebut diperoleh dengan menggunakan *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* sesuai dengan struktur modal pembiayaan proyek PLTU.



*Cost of Equity* terdiri dari *risk free rate* sebesar 6,55%, menggunakan Surat Utang Negara (SUN) Pemerintah Republik Indonesia SUN INDO35, yang jatuh tempo pada bulan Oktober 2035, ditambah dengan *market risk premium* sebesar 6,00%<sup>48</sup> yang terdiri dari *unsystematic risk* sebesar 3,00% ditambah *expected return* sebesar 3,00%. Maka diperoleh:

Risk Free Rate	6,55%
<u>Market Risk Premium</u>	<u>6,00%</u>
<b>Build Up Model Cost of Equity</b>	<b>12,55%</b>

Dengan struktur permodalan yang direncanakan 80% hutang dan 20% ekuitas perusahaan, hutang dengan tingkat bunga sebesar 9,00%, maka WACC dihitung sebagai berikut<sup>49</sup>:

**Tabel 4-20 Ekspektasi WACC Proyek PLTU Tarahan bagi Perusahaan**

	<b>Proportions</b>	<b>Rate</b>	<b>Weighted Factor</b>
After Tax Cost of Debt	80,00%	6,30%	5,04%
Cost of Preferred	0,00%	0,00%	0,00%
<u>Cost of Equity</u>	<u>20,00%</u>	<u>12,55%</u>	<u>2,51%</u>
<b>Weighted Average Cost of Capital</b>			<b>7,55%</b>

<sup>48</sup> Dikutip dari: “*Studi Kelayakan Pembangunan PLTU Tarahan*”, Indonesia Power, 2006. hal:51

<sup>49</sup> Ibid

#### 4.5.5. NPV dan IRR

Kriteria *Net Present Value (NPV)* untuk menentukan tingkat keuntungan proyek adalah jika  $NPV > 0$  maka investasi proyek diterima, dan jika  $NPV < 0$ , maka investasi proyek tidak diterima. Berdasarkan analisis proyeksi yang direncanakan, NPV adalah sebesar positif USD 254.313.792 pada tingkat diskonto 7,55%, sehingga investasi proyek layak untuk dilaksanakan.

Internal Rate of Return (IRR) yang diperoleh dari rencana investasi proyek adalah 15,70%<sup>50</sup>, yang berarti lebih besar dari tingkat diskonto yang ditetapkan, yaitu 7,55%<sup>51</sup>, sehingga investasi proyek layak untuk dilaksanakan.

#### 4.6. Analisis Pendanaan Proyek PLTU Tarahan

Pada dasarnya, pendanaan proyek harus dilakukan oleh internal perusahaan itu sendiri, sesuai dengan kemampuannya, akan tetapi, nilai proyek yang lebih dari dua triliun tersebut, tidak dapat sepenuhnya dipenuhi oleh pendanaan internal perusahaan. Walaupun kondisi perusahaan dalam kategori baik, namun sebuah investasi baru demi keuntungan masa mendatang pastinya diikuti dengan *set up cost* dari investasi tersebut dengan nilai yang tentunya tidak sedikit.

Perusahaan pada awalnya memprediksikan pendanaan akan proyek investasi PLTU Tarahan ini dengan menetapkan 20 persen dari total investasi didanai dari internal perusahaan, dan 80 persen didanai dengan hutang jangka panjang, dengan tempo pembayaran hutang hingga 5 tahun setelah mulai beroperasi, atau ditargetkan pelunasan

---

<sup>50</sup> Dikutip dari: “*Studi Kelayakan Pembangunan PLTU Tarahan*”, Indonesia Power, 2006. hal:52

<sup>51</sup> Ibid

biaya hutang beserta bunga hutang pada tahun 2015, dan diprediksikan PLTU Tarahan dapat mulai beroperasi pada tahun 2010.

#### 4.6.1. Proyeksi Cash Flow Terhadap Proyek PLTU Tarahan

Proyek Investasi PLTU Tarahan direndanakan akan dimulai pada tahun 2007, dan proses pembangunan PLTU ini membutuhkan waktu selama tiga tahun. Dalam proyeksi *Cash Flow* yang dilakukan seperti pada lampiran, jika proyek investasi PLTU ini dilakukan dengan mengalokasikan seluruhnya dengan keuangan perusahaan sendiri, maka investasi ini akan dilakukan pengeluaran dana setiap tahun sebesar Rp. 816.373.898.900, atau 1/3 dari total nilai proyek, dibagi kedalam tiga tahun. Jika total nilai tersebut di atas dimasukkan ke dalam periode tiga tahun, maka terdapat defisit cash flow sebesar berikut setiap tahunnya, dimulai tahun 2007 hingga tahun 2009:

**Tabel 4-21 Komposisi Proyeksi Cash Flow Perusahaan terhadap Investasi PLTU Tarahan**

	2007	2008	2009
<b>Kas Bersih diperoleh dari aktivitas Operasi</b>	544439897651	726163799923	894756211074
<b>Kas Bersih digunakan untuk aktivitas investasi</b>	1040738240507	1057813803542	1078051636033
<b>Kas Bersih digunakan untuk aktivitas pendanaan</b>	-20677892577	-23949520158	-27738780133
<b>Kas dan Setara Kas Awal Tahun</b>	350526000000	0	0
<b>Kas dan Setara Kas Akhir Tahun</b>	-166805145013	-356011160411	-211511635762
<b>Debt Untuk kekurangan kas akibat Proyek Investasi</b>	166805145013	356011160411	211511635762
<b>Kas dan Setara Kas Akhir Tahun dengan kebutuhan Debt</b>	0	0	0

\* Selengkapnya pada lampiran III.

**Tabel 4-22 Komposisi Proyeksi Cash Flow Perusahaan tanpa Investasi PLTU Tarahan**

	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>Kas Bersih diperoleh dari aktivitas Operasi</b>	544439897651	726163799923	894756211074
<b>Kas Bersih digunakan untuk aktivitas investasi</b>	-224364341607	-241439904642	-261677737133
<b>Kas Bersih digunakan untuk aktivitas pendanaan</b>	-20677892577	-23949520158	-27738780133
<b>Kas dan Setara Kas Awal Tahun</b>	350526000000	649923663468	1110698038591
<b>Kas dan Setara Kas Akhir Tahun</b>	649923663468	1110698038591	1716037732399
<b>Debt Untuk kekurangan kas akibat Proyek Investasi</b>	0	0	0
<b>Kas dan Setara Kas Akhir Tahun dengan kebutuhan Debt</b>	0	0	0

Pada dasarnya, defisit yang dimulai pada tahun 2007 hingga tahun 2009 dikarenakan terdapat investasi pada pelaksanaan setiap tahunnya, senilai Rp. 816.373.898.900 setiap tahunnya, ditambah proyeksi nilai investasi dalam pelaksanaan setiap tahunnya jika tanpa investasi PLTU tersebut. Dari nilai *cash flow* pada ketiga tahun di atas, dapat terlihat bahwa total *deficit cash flow* pada ketiga tahun tersebut sebesar Rp. 730.496.549.725 yang diakibatkan pemasukan proyek investasi PLTU Tarahan dengan kombinasi 100% menggunakan ekuitas perusahaan. Untuk itu, kekurangan ini sebesar 30% dari total nilai proyek total investasi PLTU Tarahan itu sendiri, yang tergambar pada table di bawah ini:

**Tabel 4-23 Proyeksi Kekurangan Dana Investasi PLTU Berdasarkan Cash Flow<sup>52</sup>**

<b>Total Investasi PLTU Tarahan</b>	<b>2449121696700</b>
<b>Kekurangan Cash selama periode pembangunan</b>	<b>-734327941185</b>
<b>Total Kas tersedia untuk selama periode pembangunan</b>	<b>1714793755515</b>
<b>Persentase Debt Ideal Untuk Proyek PLTU Tarahan</b>	<b>30%</b>
<b>Persentase Equity Ideal Untuk Proyek PLTU Tarahan</b>	<b>70%</b>

\* Dalam Rupiah

<sup>52</sup> Slengkapnya pada Lampiran III

#### 4.6.2. Proyeksi Weighted Average Cost of Capital Proyek

Perusahaan ingin melakukan investasi proyek PLTU Tarahan dengan dibantu proyeksi keuangan yang menurut perusahaan ideal dalam investasi itu sendiri. Seperti yang terdapat pada lampiran, perusahaan memproyeksikan *WACC* yang ideal senilai 7,55% yang tergabung dari nilai *After Tax Cost of Debt* senilai 5.04% (setelah disesuaikan dengan proporsi *debt* senilai 80%) dan *Cost of Equity* senilai 2,51% (setelah disesuaikan dengan proporsi *equity* senilai 20%).

Dari proporsi di atas, maka perusahaan merencanakan untuk melakukan pendanaan seperti berikut:

**Tabel 4-24 Rencana Pembiayaan Perusahaan terhadap Proyek PLTU Tarahan**

<b>Book Capitalization at closing</b>	<b>(Dalam Rupiah)</b>	
<b>Total Debt</b>	1.959.297.357.360	80%
<b>Total Equity</b>	489.824.339.340	20%
<b>Total Book Capitalization</b>	2.449.121.696.700	100%

Berdasarkan analisis yang dilakukan penulis menyangkut kombinasi *debt* dan *equity* yang ideal serta *WACC* terbaik untuk optimasi pendanaan proyek, penulis menemukan komposisi yang cukup mewakili kebutuhan perusahaan dalam menentukan pendanaan akan proyek PLTU Tarahan tersebut. Berdasarkan analisis proyeksi cash flow yang penulis lakukan, dalam estimasi pendanaan proyek PLTU Tarahan terhadap keuangan perusahaan, selama tiga tahun dari tahun 2007 hingga tahun 2009, terdapat total kekurangan dana sebesar Rp.734.327.941.185 yang diakibatkan dari proyeksi pendanaan

proyek investasi PLTU Tarahan dengan 100% dengan internal keuangan perusahaan, atau sebesar 30% dari total nilai proyek investasi PLTU Tarahan tersebut.

Dalam analisis kombinasi *debt* dan *equity ratio* serta struktur pendanaan proyek yang paling optimal, penulis menemukan kombinasi tersebut seperti berikut:

**Tabel 4-25 Komposisi Debt Equity dan WACC Optimal Proyek Investasi PLTU Tarahan**

Debt Ratio	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
Cost of equity	8.09%	8.22%	8.35%	<b>8.55%</b>	8.81%	9.18%	9.72%	10.61%	12.54%	18.70%
Cost of debt	3.26%	3.26%	3.55%	<b>3.68%</b>	4.87%	5.29%	6.27%	6.27%	6.27%	6.60%
Cost of Capital	8.09%	7.72%	7.39%	<b>7.09%</b>	7.23%	7.23%	7.65%	7.60%	7.55%	7.81%

\* selengkapnya pada lampiran VIII

Dari hasil penelitian yang penulis lakukan, dengan metode serupa terhadap proses penelitian optimasi struktur modal perusahaan, penulis menemukan bahwa komposisi hutang yang dirasa tepat dan sesuai dengan kebutuhan perusahaan atas proyek investasi PLTU Tarahan adalah 30% *Debt* dan 70% *Equity*. Hasil ini sesuai dengan analisis *Cash Flow* yang penulis lakukan pada bagian sebelumnya, yang menemukan defisit pada periode 3 tahun pembangunan proyek dari tahun 2007 hingga tahun 2009, jika perusahaan mendanai investasi ini sepenuhnya dengan ekuitas perusahaan.

Dari nilai diskonto perusahaan, yang ideal menjadi 7,09% yang masih lebih kecil dari nilai IRR perusahaan yang sebesar 15,70%<sup>53</sup>, yang berarti lebih besar dari tingkat

<sup>53</sup> Dikutip dari: “*Studi Kelayakan Pembangunan PLTU Tarahan*”, Indonesia Power, 2006. hal:52

diskonto yang ditetapkan, yaitu 7,09%<sup>54</sup>, sehingga investasi proyek layak untuk dilaksanakan.

Dengan begitu, komposisi nilai investasi yang ideal bagi proyek ini yaitu seperti berikut:

**Tabel 4-26 Proporsi Pendanaan Ideal Untuk Proyek PLTU Tarahan**

<b>Book Capitalization at closing</b>	<b>(Dalam Rupiah)</b>	<b>Persentase</b>
<b>Total Debt</b>	Rp. 734.327.941.185	30%
<b>Total Equity</b>	Rp. 1.714.793.755.515	70%
<b>Total Book Capitalization</b>	Rp. 2.449.121.696.700	100%

Dari hasil perhitungan optimasi struktur pendanaan proyek, penulis juga menemukan nilai *WACC* yang lebih ideal dari proyeksi yang dilakukan perusahaan. Perusahaan menargetkan nilai *WACC* sebesar 7,55% pada 80% *Debt* dan 20% *Equity*. Namun penelitian *WACC* yang penulis lakukan mendapati bahwa nilai *WACC* yang ideal yaitu senilai 7,09% pada tingkat *Debt* sebesar 30% dan *Equity* sebesar 70%. Yang jumlah dan kombinasi ini merupakan nilai yang sesuai akan kekurangan dana perusahaan terhadap proyek investasi PLTU Tarahan berdasarkan perhitungan yang penulis lakukan.

Tentunya hasil ini terlepas dari strategi perusahaan yang mungkin memiliki strategi lain selain dari proyeksi keuangan perusahaan terhadap investasi PLTU tersebut, yang lebih bersifat non keuangan. Namun berdasarkan penilaian yang penulis lakukan, nilai-nilai tersebut di atas jauh lebih ideal dibanding yang direncanakan oleh perusahaan.

<sup>54</sup> Dikutip dari: “*Studi Kelayakan Pembangunan PLTU Tarahan*”, Indonesia Power, 2006. hal:52

Dengan lebih kecilnya nilai hutang yang perusahaan butuhkan terhadap proyek PLTU Tarahan ini, akan lebih mudah dan ringan tentunya bagi perusahaan untuk melunasi hutang beserta bunga atas proyek investasi ini pada periode yang telah ditentukan, yaitu direncanakan pelunasan hingga tahun 2015, dan bukan tidak mungkin pelunasan dilakukan dan diatur dengan periode lebih singkat dari tahun 2015. Seperti yang diberikan pada lampiran X dan XI, diberikan periode pembayaran yang sama untuk jumlah *debt* yang berbeda (80% dan 30%), memberikan pembayaran bunga dan hutang lebih ringan dan murah bagi perusahaan jika pada *debt* 30% pada periode pembayaran tahun 2010 sampai 2015 setiap periodenya. Pada lampiran XII, diberikan proyeksi pembayaran bunga dan hutang sebesar 30% dari total nilai proyek Investasi PLTU tadi, pada kemampuan total perusahaan seperti jumlah uang yang dibayarkan oleh perusahaan untuk bunga dan hutang pada jumlah *debt* pada proyek sebesar 80%, pada periode ini, perusahaan mengeluarkan biaya atas bunga dan hutang lebih besar atau sama seperti jumlah hutang sebesar 80% atas proyek, namun memiliki periode pembayaran yang akan selesai lebih singkat, dimulai pembayaran pada tahun 2010, namun dapat selesai hanya pada tahun 2012 saja, atau dapat lebih singkat 3 tahun dari proyeksi ekspektasi perusahaan sebelumnya. Tentunya hal ini dapat dipilih sesuai dengan kebutuhan dan strategi perusahaan yang diperkirakan dapat lebih menguntungkan.

Pada tabel di bawah ini, diberikan tabel proyeksi komposisi pinjaman serta modal sendiri perusahaan terhadap proyek Investasi PLTU Tarahan yang ideal. Jumlah pinjaman yang sebesar 30% sebelumnya, pembobotan total pada tabel di bawah ini hanya sebesar 26,54% dari total investasi. Yang membedakan adalah pada tabel di bawah ini diprediksi kebutuhan dana hingga pada waktu PLTU selesai dan siap dioperasikan, untuk itu



terdapat biaya tambahan, yaitu Modal Kerja sebesar Rp.235.271.344.200,- yang dikeluarkan pada tahun 2010 yang merupakan tahun dimana diperkirakan proyek Investasi PLTU Tarahan ini selesai dan siap dioperasikan. Dengan begitu, biaya ini diluar dari proyeksi pada tiga tahun berturut-turut sebelumnya, dari tahun 2007 hingga tahun 2009.

**Tabel 4-27 Perincian Kebutuhan Modal Kerja Ideal pada tahun pertama operasional**

<b>Keterangan</b>	<b>Total (Rp)</b>	<b>Pinjaman (Rp)</b>	<b>Modal Sendiri</b>
Biaya Investasi (Biaya Pra Operasi)	82479375000	-	82479375000
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>		<i>100%</i>
Biaya Investasi PLTU	2261841244800	678143805615	1583697439185
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>	<i>30%</i>	<i>70%</i>
Interest During Construction (IDC)	187280451900	56184135570	131096316330
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>	<i>30%</i>	<i>70%</i>
Modal Kerja	235271344200	0	235271344200
<i>Komposisi Pembiayaan</i>	<i>100%</i>	<i>0%</i>	<i>100%</i>
<b>Total</b>	<b>2766872415900</b>	<b>734327941185</b>	<b>2032544474715</b>
<i>Komposisi Pembiayaan Total</i>	<i>100%</i>	<i>26.54%</i>	<i>73.46%</i>