

PERHITUNGAN EKONOMI DAN PENDANAAN PLTN DAN PEMBANGKIT KONVENSIONAL MENGGUNAKAN SPREADSHEET INOVASI

Moch. Djoko Birmano, Imam Bastori

Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) BATAN
Jl. Kuningan Barat, Mampang Prapatan, Jakarta 12710
Telp/Fax: (021)5204243 E-mail: birmano2004@yahoo.com

ABSTRAK

PERHITUNGAN EKONOMI DAN PENDANAAN PLTN DAN PEMBANGKIT KONVENSIONAL MENGGUNAKAN SPREADSHEET INOVASI. Telah dilakukan studi perhitungan ekonomi dan pendanaan PLTN dan pembangkit konvensional dengan menggunakan Spreadsheet INOVASI. Sebagai studi kasus dipilih PLTN tipe PWR kelas 1050 MW, yaitu OPR1000 (Optimized Power Reactor, 1000MWe) dan pembangkit listrik konvensional kelas 600 MW, yaitu PLTU Batubara. Studi ini bertujuan untuk mengetahui tingkat kelayakan ekonomi dan pendanaan OPR1000 dan PLTU Batubara menggunakan Spreadsheet INOVASI. Dari hasil studi dapat disimpulkan bahwa secara ekonomi, PLTN OPR-1000 lebih layak dibandingkan dengan PLTU Batubara karena ongkos pembangkitannya lebih murah. Sementara itu secara finansial, PLTN OPR-1000 lebih menguntungkan dibanding PLTU Batubara karena keuntungan di akhir umur ekonomi (Net Present Value, NPV) lebih besar dan perbandingan antara keuntungan dan ongkos (B/C Ratio) lebih tinggi. Untuk PLTN dan PLTU Batubara, semakin tinggi Tingkat Diskonto (Discount Rate) (%) semakin tidak menguntungkan. PLTN lebih peka/sensitif terhadap perubahan nilai Tingkat Diskonto daripada PLTU Batubara. Sementara itu, PLTU batubara lebih peka/sensitif terhadap perubahan nilai Harga Jual Listrik daripada PLTN.

Kata kunci: spreadsheet INOVASI, kelayakan, ekonomi dan pendanaan

ABSTRACT

CALCULATION OF ECONOMIC AND FINANCING OF NPP AND CONVENTIONAL POWER PLANT USING SPREADSHEET INOVATION. The study for calculating the economic and financing of Nuclear Power Plant (NPP) and conventional power plant using spreadsheet INOVATION has been done. As case study, the NPP of PWR type of class 1050 MWe is represented by OPR1000 (Optimized Power Reactor, 1000MWe) and the conventional plant of class 600 MWe, is coal power plant (Coal PP). The purpose of the study is to assess the economic and financial feasibility level of OPR-1000 and Coal PP. The study result concludes that economically, OPR-1000 is more feasible compared to Coal PP because its generation cost is cheaper. Whereas financially, OPR-1000 is more beneficial compared to Coal PP because the higher benefit at the end of economic lifetime (NPV) and the higher ratio of benefit and cost (B/C Ratio). For NPP and Coal PP, the higher Discount Rate (%) is not beneficial. NPP is more sensitive to the change of discount rate compared to coal PP, whereas Coal PP is more sensitive to the change of power purchasing price than NPP.

Keywords: spreadsheet INOVATION, feasibility, economic and financial

1. PENDAHULUAN

Permasalahan yang paling mendasar dalam membangun sebuah proyek besar dengan biaya yang tinggi adalah masalah ekonomi dan pendanaan. Tidak terkecuali proyek pembangunan pembangkit tenaga listrik khususnya Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN). Sehubungan dengan rencana persiapan pembangunan PLTN pertama di Indonesia yang bersifat multi-dimensi dan padat modal (*capital intensive*), maka diperlukan studi menyeluruh berkaitan dengan kelayakan ekonomi dan pendanaan sehingga diperoleh perhitungan terbaik dan optimal.

Sejak beberapa tahun terakhir Badan Tenaga Nuklir Nasional (BATAN) telah melaksanakan kegiatan studi di bidang energi nuklir dalam rangka penyiapan PLTN yang rencananya akan dibangun di Semenanjung Muria, Jepara, Jawa Tengah. Rencana pembangunan tersebut ditujukan untuk memperkuat infrastruktur industri bidang energi khususnya listrik pada sistem jaringan Jawa-Madura-Bali sesuai hasil Studi CADES (*Comprehensive Assessment Different Energy Study*). Studi tersebut merekomendasikan bahwa PLTN sudah harus dikonstruksi pada tahun 2010 dan beroperasi pada tahun 2017^[1].

Salah satu tahap yang terpenting dalam perencanaan pembangunan PLTN adalah studi kelayakan. Pada tahap ini nantinya diharapkan suatu proyek yang dievaluasi dapat dikatakan layak (*feasible*) atau tidak layak untuk dibangun. Banyak aspek yang harus dikaji dan dianalisis dalam studi kelayakan tersebut, diantaranya adalah analisis kelayakan ekonomi dan pendanaan/finansial dengan perhitungan terkini. Analisis pendanaan ini merupakan salah satu analisis yang penting dalam studi kelayakan. Dari analisis ini diharapkan dapat diketahui indikator-indikator kelayakan atau keberhasilan dari suatu proyek yang akan dibangun.

Pada studi ini akan dilakukan perhitungan untuk mengetahui kelayakan ekonomi dan pendanaan PLTN menggunakan *Spreadsheet* INOVASI. Kriteria yang digunakan merupakan kriteria yang sudah umum digunakan dalam menilai suatu proyek, yaitu tingkat pengembalian (*Internal Rate of Return, IRR*), nilai bersih sekarang (*Net Present Value, NPV*) dan waktu pengembalian (*Payback Period*).

Sebagai studi kasus dipilih PLTN tipe PWR klas 1050 MW, yaitu OPR1000 dan pembangkit listrik konvensional klas 600 MW, yaitu PLTU batubara. Studi ini bertujuan untuk mengetahui tingkat kelayakan ekonomi dan pendanaan OPR1000 dan PLTU batubara menggunakan *Spreadsheet* INOVASI, selain itu dilakukan pula analisis kepekaan, kemudian membandingkan hasilnya.

2. KRITERIA KELAYAKAN YANG DIGUNAKAN

Dalam melakukan analisis finansial diperlukan teknik atau kriteria yang dipakai sebagai ukuran kelayakan suatu proyek. Kriteria ini memberikan gambaran mengenai indikator keberhasilan atau kegagalan suatu proyek. Pada umumnya kriteria kelayakan yang sering dipakai sebagai indikator keberhasilan atau kegagalan dari suatu proyek^[2], yaitu:

- a. Nilai bersih sekarang (*Net Present Value, NPV*)
- b. Tingkat pengembalian modal (*Internal Rate of Return, IRR*)
- c. Rasio pendapatan dan hutang (*Debt Service Coverage Rasio, DSC Ratio*)
- d. Lama pengembalian modal (*Payback Period, P*)

2.1. Nilai Bersih Sekarang (*Net Present Value, NPV*)

Secara matematis nilai NPV dapat dituliskan sebagai berikut^[2]:

$$NPV = \sum_{t=1}^n (P_n - C_n) / (1 + d)^n \quad (1)$$

dengan:

- P_n = total pendapatan kotor tahun ke- n
- C_n = total biaya kotor tahun ke- n
- d = tingkat diskonto (*discount rate*)
- $(1+d)^n$ = faktor diskonto (*discount factor*)
- N = umur hidup ekonomi (*economic lifetime*)

Nilai NPV ini dipengaruhi tingkat diskonto yang digunakan. Ada kecenderungan bahwa makin kecil angka faktor diskonto, akan makin besar NPV yang diperoleh. Kriteria kelayakan NPV ini memberikan indikasi sebagai berikut:

- NPV > 0 → proyek layak/dapat diterima, semakin tinggi NPV semakin baik
- NPV < 0 → proyek tidak layak/tidak dapat diterima
- NPV = 0 → *break even point* (impas)

2.2. Tingkat Pengembalian (*Internal Rate of Return, IRR*)

Tingkat pengembalian atau IRR dari suatu investasi dapat didefinisikan sebagai tingkat suku bunga i yang akan menyebabkan nilai ekuivalen biaya atau investasi sama dengan nilai ekuivalen penerimaan (keuntungan).

Untuk mencari IRR diperlukan perhitungan coba-coba (*trial and error*) guna mendapatkan NPV sama dengan nol. Cara yang sering digunakan adalah dengan interpolasi yang didasarkan pada perhitungan faktor diskonto terkecil dan terbesar. Secara matematis rumusnya dapat dituliskan sebagai berikut^[2]:

$$IRR = i_1 + \Delta i (AK_{i_1} / (AK_{i_2} - AK_{i_1})) \quad (2)$$

dimana:

- i_1 = bunga modal terendah
- Δi = selisih bunga modal terendah dan tertinggi
- AK_{i_1} = arus kas pada bunga terendah
- AK_{i_2} = arus kas pada bunga tertinggi

Perhitungan IRR dilakukan dengan mengasumsikan bahwa semua pendapatan dari proyek dianggap diinvestasikan kembali pada tahun berikutnya. Padahal dalam kenyataannya tidaklah demikian. Seringkali keuntungan yang diperoleh selain untuk investasi kembali, sebagian dipakai untuk kepentingan lain seperti untuk pembagian dividen, dan lain-lainnya. Kriteria kelayakan IRR ini memberikan indikasi sebagai berikut:

- IRR > tingkat suku bunga yang dikehendaki (i) → proyek layak/diterima
- IRR < tingkat suku bunga yang dikehendaki (i) → proyek tidak layak/tidak diterima
- IRR = tingkat suku bunga yang dikehendaki (i) → proyek tidak layak/tidak diterima

2.3. Debt Service Coverage Ratio (DSC Ratio)

DSC Rasio didefinisikan sebagai perbandingan antara pendapatan yang dihasilkan dengan pendapatan yang dikehendaki^[3]. Sedangkan menurut Koleco Financial^[4], rasio DSC adalah perbandingan antara pendapatan operasi bersih (*Net Operating Income, NOI*) dengan *total debt service*. Konsep DSC ini biasa diterapkan dalam menganalisis model pembiayaan

suatu proyek properti. Kebanyakan institusi pemilik modal umumnya menghendaki suatu nilai sekitar 1,20 ~ 1,35. Beberapa institusi seperti MIT (Ministry of Industry and Trade) dan OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) biasa menggunakan konsep ini dalam studi pembiayaan proyek PLTN.

Ada tiga kriteria DSC yaitu :

1. $DSC < 1 \rightarrow$ tidak layak. Dalam kondisi ini perusahaan tidak mampu memenuhi semua biaya yang dibutuhkan sehingga besarnya ROR yang telah ditetapkan sudah pasti tidak akan tercapai atau dengan kata lain ROR sesungguhnya lebih rendah dari yang telah ditetapkan.
2. $DSC = 1 \rightarrow$ netral. Dalam kondisi ini perusahaan mampu memenuhi semua biaya yang diperlukan dan ROR yang telah ditetapkan besarnya sama dengan ROR yang sesungguhnya
3. $DSC > 1 \rightarrow$ layak. Dalam kondisi ini perusahaan telah mampu memenuhi seluruh biaya yang diperlukan dan ROR sesungguhnya lebih besar dari ROR yang telah ditetapkan.

2. 4. Waktu pengembalian modal (*Payback Period, P*)

Payback Period (P) adalah jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan modal suatu investasi, dihitung dari aliran kas bersih (*net cash-flow*). Aliran kas bersih adalah selisih pendapatan (*revenue*) terhadap pengeluaran (*expenditures*) per tahun. Periode pengembalian biasanya dinyatakan dalam jangka waktu per tahun. Atau dengan kata lain, *P* adalah suatu indikator yang dinyatakan dengan ukuran waktu, yaitu berapa tahun waktu yang diperlukan oleh proyek itu untuk mampu mengembalikan biaya investasi yang dikeluarkan.

Perhitungan dengan cara *P* ini adalah sebagai berikut^[2]:

$$\sum_{t=1}^{t=p} b = M \quad (3)$$

dengan:

t = waktu

p = waktu yang diperlukan sehingga investasi dapat kembali (*Payback Period*)

b = keuntungan dari proyek

M = modal

Kriteria kelayakan *Payback Period* ini memberikan indikasi atau petunjuk bahwa proyek dengan periode pengembalian lebih cepat akan lebih disukai.

Dari uraian di atas dapat dirangkum pada **Tabel 1**, yang menunjukkan kriteria yang digunakan beserta indikator keberhasilan untuk masing-masing kriteria.

Tabel 1. Indikasi Keberhasilan Proyek

Alat ukur	Satuan	Indikasi Keberhasilan
NPV	(US \$)	positif
IRR	%	$> i$ (dimana <i>i</i> merupakan tingkat bunga yang dikehendaki)
DSC Rasio		> 1
<i>Payback Period</i>	tahun	makin cepat makin baik

3. METODOLOGI

3.1. Spreadsheet INOVASI

Dalam studi ini untuk menghitung ekonomi dan pendanaan PLTN dan pembangkit konvensional digunakan *Spreadsheet* INOVASI yang merupakan modifikasi dari beberapa *spreadsheet* yang sudah ada. Modifikasi dilakukan karena selama ini *spreadsheet* untuk menghitung ke-ekonomian PLTN merupakan produk dari luar seperti KHNP, PLN dan Westing House (WH) yang tidak semuanya bisa dipahami dengan mudah. Tujuannya adalah agar ada opini kedua (*second opinion*) dalam masalah ke-ekonomian PLTN yang tentunya harus dapat dipertanggung jawabkan secara ilmiah. Sistem ini dibuat sesederhana mungkin agar mudah memakainya, mudah dipahami dan mudah untuk dikembangkan lagi pada masa mendatang. Berbeda dengan *spreadsheet* yang sudah ada, format *spreadsheet* ini disusun secara sistematis dan sederhana, dan mempertimbangkan kemudahan dalam pengoperasian. Aspek manajemen resiko finansial juga dimasukkan sebagai bagian dalam pengambilan keputusan. Penyederhanaan yang dilakukan dalam *spreadsheet* INOVASI antara lain sebagai berikut :

1. Perhitungan bahan bakar
2. Perhitungan NPV
3. Perhitungan *total capital cost*
4. Perhitungan biaya operasi dan perawatan
5. Perhitungan biaya pembangkitan listrik
6. Format tampilan *spreadsheet*

Spreadsheet INOVASI ini dibuat untuk menghitung ekonomi dan pendanaan pembangkit listrik. Perhitungan ekonomi dilakukan untuk mendapatkan biaya pembangkitan listrik (*electricity generation cost*) sementara perhitungan pendanaan dilakukan untuk mendapatkan kriteria kelayakan pendanaan yang sudah umum dalam menilai suatu proyek, yaitu tingkat pengembalian (*Internal Rate of Return, IRR*), nilai bersih sekarang (*Net Present Value, NPV*), perbandingan keuntungan dan ongkos (*Benefit Cost Rasio, B/C Rasio*), perbandingan antara pendapatan yang dihasilkan dengan pendapatan yang dikehendaki (*Debt Service Coverage Ratio, DSC Rasio*) dan waktu pengembalian (*Payback Period*).

3.2. Asumsi dan Data Masukan

Dalam studi ini, PLTN yang dipilih adalah PLTN jenis PWR (*Pressurized Water Reactor*) tipe OPR-1000 (*Optimized Power Reactor, 1000 MWe Class*) dengan kapasitas 2 x 1050 MWe yang dikembangkan oleh KHNP (*Korea Hydro and Nuclear Power Co. Ltd.*), sementara itu pembangkit konvensional yang dipilih adalah PLTU Batubara dengan kapasitas 4 x 600 MWe.

Asumsi dan data masukan parameter teknis dan ekonomi untuk Kasus Dasar (*Base Case*) yang digunakan dalam studi ini ditunjukkan pada Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2. Data Masukan Parameter Teknis^[5]

No.	Item	Unit	PLTN OPR-1000	PLTU Batubara
1.	Jenis Pembangkit		OPR-1000	Mulut Tambang
2.	Kapasitas (<i>Gross</i>)	MWe	2 x 1.050	4 x 600
3.	Efisiensi Pembangkit	%	35,33	39,35
4.	Faktor Kapasitas	%	85	70
5.	Efisiensi Termal	%	33	34
6.	<i>Overnight Capital Cost</i>	US\$/kWe	1.237	1.189

Tabel 3. Asumsi dan Data Masukan Parameter Ekonomi^[5]

No	Item	PLTN OPR-1000	PLTU Batubara
1.	Tahun Dasar	2005	2005
2.	Tahun Konstruksi	2009	2008
3.	Tahun Operasi	2019	2011
4.	Lama Konstruksi	10 tahun	3 tahun
5.	Waktu Hidup Ekonomi	60 tahun	30 tahun
6.	Tingkat Diskonto	10%	10%
7.	Operasi Proyek	<i>Turn-key Base</i>	-
8.	Ongkos O&M Tetap	43,57	-
9.	Ongkos O&M Variabel	1,65	1,72
10.	Ongkos Bahan Bakar	5,69	7,73
11.	<i>Overnight Capital Cost</i>	1.237	1.189
12.	Jadwal <i>Disburshment</i> (%)	Th-1: 2% Th-2: 4% Th-3: 6% Th-4: 11% Th-5: 18% Th-6: 20% Th-7: 18% Th-8: 10% Th-9: 7% Th-10: 4%	Th-1: 44% Th-2: 27% Th-3: 29%
13.	Harga Jual Listrik	\$ 7,00 sen/kWh	\$ 7,00 sen/kWh

Sumber pendanaan diasumsikan dengan pola konvensional (*conventional scheme*) yang didanai oleh pemasok (*vendor*) yang berasal dari pinjaman lembaga keuangan dalam negeri (*local loan*) maupun luar negeri (*foreign loan*) dan modal sendiri (*equity*). Sumber pendanaan luar negeri berasal dari Bank A, Bank B dan Bank C. Untuk dalam negeri dibiayai dengan modal sendiri sebesar kekurangan dari pinjaman. Semua pembiayaan baik yang berasal dari luar negeri maupun dalam negeri dalam mata uang dolar Amerika (*US Dollar*).

Pendanaan PLTN OPR-1000

Perbandingan antara hutang (*loan*) dan modal sendiri (*equity*) adalah 70% / 30% dengan rincian sebagai berikut:

Hutang	<u>Bunga (%)</u>	<u>Porsi (%)</u>
Bank A:	6,00	50
Bank B:	6,15	30
Bank C	6,50	20

Equity

Saham Istimewa	7,00	20
Saham Biasa	6,50	10

Pendanaan PLTU Batubara

Perbandingan antara hutang dan modal sendiri adalah 50% / 50% dengan rincian sebagai berikut:

Hutang	<u>Bunga (%)</u>	<u>Porsi (%)</u>
Bank A:	6,00	45
Bank B:	6,15	35
Bank C	6,50	20
Equity		
Saham Istimewa	7,00	30
Saham Biasa	6,50	20

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Perbandingan Kelayakan Ekonomi & Pendanaan

Dari perhitungan kelayakan ekonomi dan pendanaan PLTN OPR-1000 dan PLTU Batubara, diperoleh hasil seperti ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Hasil Kelayakan Ekonomi & Pendanaan OPR-1000 dan PLTU Batubara

No.	Kriteria Kelayakan	Unit	OPR-1000	PLTU Batubara
1.	Biaya Pembangkitan	\$ sen/kWh	4,38	5,30
2.	IRR	%	9,11%	9,99
3.	NPV	US \$	1.812.968.629	1.060.360.296
4.	B/C Ratio		1,60	1,32
5.	DSC Ratio		1,45	1,39
6.	Payback Period	tahun	19	14

Dari Tabel 4 di atas dapat dikatakan bahwa secara ekonomi, PLTN OPR-1000 lebih layak dibandingkan dengan PLTU Batubara karena ongkos pembangkitan PLTN OPR-1000 lebih murah dibandingkan dengan PLTU Batubara. Sementara itu secara finansial, PLTN OPR-1000 lebih menguntungkan dibanding PLTU Batubara karena:

- Keuntungan di akhir umur ekonomi (NPV) lebih besar
- Perbandingan antara keuntungan dan ongkos (B/C Ratio) lebih tinggi

Meskipun demikian durasi pengembalian modalnya (*Payback Period*) lebih lama. Pengembalian modal yang lama ini disebabkan oleh *capital of investment* dari PLTN jauh lebih besar dibandingkan dengan batu bara. Ini merupakan suatu tantangan bagi *stake holder* untuk dapat meminimalkan resiko dari penggunaan modal yang sangat besar.

Proyek pembangunan PLTN merupakan bisnis padat modal dengan nilai kapital yang sangat besar, tentu hal ini mempunyai resiko yang besar juga. Dari hasil analisis yang dilakukan oleh *Scully Capital*^[6] yang diperuntukkan bagi Departemen Energi Amerika, menunjukkan bahwa bisnis PLTN baru mempunyai resiko terbesar pada bagian komisioning dengan rating sekitar 4,3. Sedangkan bagian lain seperti operasi, teknologi PLTN maupun resiko terjadinya gempa ratingnya tidak lebih dari 2.

Resiko yang muncul akibat kemunduran waktu komisioning, seperti kesulitan dalam mendapatkan lisensi dan kemunduran waktu penyelesaian konstruksi PLTN, akan menyebabkan pembengkakan pada ongkos modal (*capital cost*). Hal ini dikarenakan dengan bertambahnya lama konstruksi akan meningkatkan bunga selama pembangunan (*interest during construction, IDC*). Menurut hasil studi yang dilakukan oleh University of Chicago^[7], pada pembangunan PLTN dengan teknologi reaktor yang sudah mapan, kemunduran penyelesaian proyek selama 2 tahun dari 5 tahun menjadi 7 tahun akan menyebabkan terjadinya kenaikan biaya produksi listrik (*electricity generation cost*) sebesar \$6 per MWh atau setara 19,4% dari total biaya produksi listrik dan 33% dari *capital cost*. Dalam skema

pembiayaan *Build-Own-Transfer* (BOT) resiko seperti ini tidak akan menjadi masalah bagi pemilik karena menjadi tanggung jawab pihak sponsor, sebaliknya untuk skema pembiayaan konvensional menjadi masalah besar karena akibat kenaikan biaya ini harus ditanggung sendiri oleh pemilik. Pada model konsorsium perubahan *capital cost* ini masih dapat ditutup karena model ini memungkinkan kenaikan *capital cost* hingga 53%. Sedangkan untuk model amortisasi hutang 15 dan 30 tahun pembengkakan biaya ini tidak akan mampu ditutup karena batas toleransi kenaikan *capital cost* hanya sekitar 10% dan 20%. Oleh karena itu pada kedua model pembiayaan ini harus dijaga agar pembangunan PLTN tidak mengalami kemunduran waktu sampai dua tahun.

4.2. Analisis Sensitivitas^[8]

Untuk membuat analisis ekonomi ke depan, seperti perkiraan arus kas (*cashflow*) di masa datang, dihadapkan dengan ketidakpastian karena adanya estimasi yang tidak selamanya benar pada beberapa derajat tertentu dan ketidak-akuratan proyeksi. Akibatnya, hasil perhitungan di atas kertas itu dapat menyimpang jauh dari kenyataan. Ketidakpastian ini bisa menyebabkan berkurangnya kemampuan suatu proyek bisnis dalam beroperasi untuk menghasilkan laba bagi perusahaan. Oleh karena itu perlu dilakukan analisis sensitivitas untuk mengetahui sejauh mana arus kas terpengaruh oleh perubahan berbagai macam parameter biaya dan pendapatan.

Prosedur untuk melakukan analisis sensitivitas adalah sebagai berikut :

1. Ditentukan semua parameter yang berpengaruh pada perubahan biaya dan pendapatan perusahaan.
2. Dipilih jangkauan yang paling mungkin dari suatu kenaikan variasi untuk masing-masing parameter.
3. Dipilih ukuran nilai
4. Dihitung hasil untuk masing-masing perubahan parameter menggunakan ukuran nilai sebagai basis.

Dengan analisis sensitivitas ini, dapat ditentukan batas toleransi perubahan parameter yang menyebabkan biaya dan pendapatan menjadi kritis. Pada studi ini dilakukan analisis sensitivitas/kepekaan parameter ekonomi terhadap kelayakan ekonomi dan pendanaan PLTN OPR-1000 dan PLTU Batubara. Parameter ekonomi yang digunakan untuk analisis sensitivitas adalah Tingkat Diskon (*Discount Rate*) dan Harga Jual Listrik.

4.2.1. Sensitivitas *Discount Rate*

Sensitivitas *Discount Rate* terhadap kelayakan ekonomi dan pendanaan PLTN OPR-1000 dan PLTU Batubara masing-masing ditunjukkan pada **Tabel 5**.

Tabel 5. Sensitivitas *Discount Rate* thd Kelayakan Ekonomi & Pendanaan

No.	Kriteria Kelayakan Ekonomi & Pendanaan	Base Case (DR 10%)		Low Case (DR 9%)		High Case (DR 11%)	
		PLTN	PLTU	PLTN	PLTU	PLTN	PLTU
1.	Biaya Pembangkitan (\$ sen/kWh)	4,38	5,30	4,27	5,28	4,50	5,31
2.	IRR (%)	9,11	9,99	10,03	10,18	8,24	9,79
3.	NPV (juta \$)	1.812,97	1.060,36	2.298,63	1.113,24	1.301,42	1.007,10
4.	B/C Ratio	1,60	1,32	1,64	1,33	1,55	1,32
5.	DSC Ratio	1,45	1,39	1,51	1,39	1,39	1,38
6.	Payback Period ^{*)} (tahun)	19	14	16	14	24	15

^{*)}Dengan memperhitungkan nilai uang

Dari Tabel 5 terlihat bahwa:

1. Baik untuk PLTN dan PLTU Batubara, semakin tinggi *Discount Rate (%)* semakin tidak menguntungkan karena:
 - Biaya pembangkitan semakin besar
 - Tingkat pengembalian modal (IRR) semakin kecil
 - Nilai keuntungan di akhir operasi (NPV) semakin rendah
 - B/C ratio dan DSC ratio semakin kecil, dan
 - Waktu pengembalian modal (*Payback Period*) semakin lama

Discount rate yang lebih tinggi menyebabkan *cost of money* dari modal investasi menjadi lebih besar sehingga nilai investasi meningkat tinggi. Hal ini tentu sangat berpengaruh pada perubahan parameter finansial seperti disebutkan di atas.

2. PLTN lebih peka/sensitif terhadap perubahan nilai *discount rate* daripada PLTU Batubara. Pada perubahan angka *discount rate* yang sama, perubahan nilai kriteria kelayakan ekonomi & pendanaan pada PLTN lebih besar daripada PLTU Batubara, hal ini disebabkan karena nilai modal investasi yang tinggi dan periode pengembalian yang lebih panjang dari PLTN. Untuk PLTN dengan umur hidup sekitar 60 tahun dengan *discount rate* yang tinggi dan adanya tambahan biaya resiko kecelakaan, biaya pembangkitan listrik PLTN menjadi sangat mahal dibandingkan dengan pembangkit berbahan bakar fosil seperti batu bara dan gas, karena itu dengan nilai *discount rate* yang tinggi PLTN menjadi tidak layak. Pada kenyataannya PLTN dibangun untuk penggunaan jangka panjang dengan umur ekonomi sekitar 60 tahun. Pada banyak studi, untuk nilai *discount rate* tidak lebih dari 10%, PLTN sangat kompetitif terhadap pembangkit batu bara dan gas. Hal ini terjadi karena nilai ongkos modal yang sangat besar dapat terkompensasi dengan umur PLTN yang panjang sehingga porsi ongkos modal dalam biaya pembangkitan listrik menjadi cukup kecil. Namun demikian biaya pembangkitan listrik PLTN menjadi tidak kompetitif pada *discount rate* lebih dari 10%.

4.2.2. Sensitivitas Harga Jual Listrik

Sensitivitas Harga Jual Listrik terhadap kelayakan ekonomi dan pendanaan PLTN OPR-1000 dan PLTU Batubara masing-masing ditunjukkan pada **Tabel 6**.

Analisis sensitivitas Harga Jual Listrik terhadap kelayakan ekonomi & pendanaan PLTN OPR-1000 dan PLTU Batubara yang terlihat pada Tabel 6 dapat dikatakan bahwa:

1. Untuk PLTN dan PLTU Batubara, semakin tinggi Harga Jual Listrik (sen/kWh) semakin menguntungkan karena:
 - IRR semakin besar
 - Nilai keuntungan pada akhir operasi (NPV) semakin besar
 - B/C ratio dan DSC ratio semakin besar, dan
 - Waktu pengembalian modal (*Payback Period*) semakin singkat/pendek
2. PLTU batubara lebih peka/sensitif terhadap perubahan nilai Harga Jual Listrik daripada PLTN. Pada tingkat perubahan Harga Jual Listrik yang sama, perubahan nilai kriteria kelayakan ekonomi & pendanaan pada PLTU Batubara lebih besar daripada PLTN terutama untuk tingkat pengembalian modal (IRR) dan nilai keuntungan pada akhir operasi (NPV).

Tabel 6. Sensitivitas Harga Jual Listrik thd Kelayakan Ekonomi & Pendanaan

No.	Kriteria Kelayakan Ekonomi & Pendanaan	Base Case (DR 10%)		Low Case (DR 9%)		High Case (DR 11%)	
		PLTN	PLTU	PLTN	PLTU	PLTN	PLTU
1.	Biaya Pembangunan (\$ sen/kWh)	4,38	5,30	4,28	5,20	4,48	5,40
2.	IRR (%)	9,11	9,99	7,75	7,70	10,45	12,16
3.	NPV (juta \$)	1.812,97	1.060,36	910,04	336,61	2.715,86	1.784,11
4.	B/C Ratio	1,60	1,32	1,52	1,25	1,67	1,39
5.	DSC Ratio	1,45	1,39	1,35	1,29	1,55	1,49
6.	Payback Period ^{*)} (tahun)	19	14	27	22	15	11

^{*)}Dengan memperhitungkan nilai uang

5. KESIMPULAN

1. Analisis kelayakan ekonomi dan pendanaan menggunakan kriteria kelayakan yang umum digunakan, yaitu IRR, NPV dan *Payback Period* ini merupakan faktor penting dalam mempertimbangkan kelayakan proyek pembangunan pembangkit listrik baik PLTN maupun PLTU Batubara.
2. Secara ekonomi, PLTN OPR-1000 lebih layak dibandingkan dengan PLTU Batubara karena ongkos pembangkitannya lebih murah. Secara finansialpun PLTN OPR-1000 lebih menguntungkan dibanding PLTU Batubara karena keuntungan pada akhir umur ekonomi (NPV) lebih besar dan perbandingan antara keuntungan dan ongkos (*B/C Ratio*) lebih tinggi.
3. Untuk PLTN dan PLTU Batubara, semakin tinggi *Discount Rate* (%) semakin tidak menguntungkan. Namun, PLTN relatif lebih peka/sensitif terhadap perubahan nilai *discount rate* daripada PLTU Batubara.
4. Secara umum, baik untuk PLTN maupun PLTU Batubara, semakin tinggi Harga Jual Listrik (sen/kWh) akan semakin menguntungkan. Namun begitu, PLTU batubara relatif lebih peka/sensitif terhadap perubahan nilai Harga Jual Listrik daripada PLTN.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] THE IAEA UNDER TC PROJECT INS/0/016, Comprehensive Assessment of Different Energy Source for Electricity Generation in Indonesia: Energy Demand and Supply Analysis (Phase I), May 2002
- [2] SOEKARTAWI, Dasar Penyusunan Evaluasi Proyek, Pustaka Sinar Harapan, Jakarta, 1995
- [3] KADAK, A.C., et.al., Nuclear Power Plant Design Project, A Response to The Environment and Economic Challenge of Global Warming, MIT, 1998, hal.39 – 40,
- [4] <http://www.koleco.net/DSCR.pdf>, 2004
- [5] BATAN & KHNP, Report on the Joint Study for Program Preparation & Planning of the NPP Development in Indonesia (Phase I), Seoul, Korea, 2004
- [6] SCULLY CAPITAL, Business Case for New Nuclear Power Plant, Bringing Public and Private Resources Together for Nuclear Energy, Briefing for NERAC, October 1, 2002
- [7] UNIVERSITY OF CHICAGO, The Economic Future of Nuclear Power, A Study Conducted at University of Chicago, August 2004
- [8] LELAND, B., ANTHONY, T., Engineering Economy, Fifth Edition, McGraw-Hill, 2002