

## STUDI PERBANDINGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERARAS PADA PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN DAN PLTN

Mochamad Nasrullah, Nuryanti\*)

\*) Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) BATAN  
Jl. Kuningan Barat, Mampang Prapatan, Jakarta 12710  
Telp./Fax: (021)5204243, Email: nasr@batan.go.id, nuryanti@batan.go.id

### ABSTRAK

**STUDI PERBANDINGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERARAS PADA PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN DAN PLTN.** Ketergantungan sektor ketenagalistrikan Indonesia terhadap bahan bakar fosil harus dikurangi, mengingat energi ini merupakan jenis energi yang tak dapat diperbarui. Blue Print Pengelolaan Energi Nasional 2006 – 2025 mengamanatkan pemanfaatan energi baru terbarukan sebesar 17% dalam sasaran energy mix nasional tahun 2025. Informasi tentang biaya pembangkitan listrik teraras (Levelized Unit Electricity Cost – LUEC) dari pembangkit energi baru dan terbarukan tersebut sangat diperlukan guna pengambilan keputusan investasi. Oleh karena itu penelitian ini ditujukan untuk melakukan perhitungan LUEC pada pembangkit energi terbarukan (PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah) dan selanjutnya dibandingkan dengan LUEC PLTN. Hasil penelitian menunjukkan nilai LUEC pada pembangkit energi baru terbarukan tersebut yaitu masing-masing sebesar 5,729 cents US\$/kWh untuk PLT Biomassa, 7,610 cents US\$/kWh untuk PLT Biogas, 7,547 cents US\$/kWh pada PLT sampah Zero Waste, 5,969 cents US\$/kWh pada PLT Sampah Sanitary landfill dan 5,363 cents US\$/kWh pada PLTN. Hasil ini menunjukkan bahwa PLTN mampu bersaing dengan pembangkit energi terbarukan yang dibandingkan tersebut.

**Kata kunci:** PLTN, Pembangkit energi terbarukan, LUEC

### ABSTRACT

**COMPARISON STUDY ON LEVELIZED UNIT ELECTRICITY COST OF RENEWABLE ENERGY POWER PLANT AND NUCLEAR POWER PLANT (NPP).** Indonesian electricity sector dependence on fossil fuels should be reduced, since this type of energy were could not be updated. Blueprint of National Energy Management 2006 - 2025 mandated the target of new renewable energy use about 17% in the national energy mix by 2025. Information on the Levelized Unit Electricity Cost (LUEC) of new and renewable energy plant is very necessary to be acquired in order to make investment decisions. Therefore this study aimed to perform calculation of LUEC in renewable energy power plant (Biomass Power Plant, Biogas Power Plant and Waste Power Plant) and then compared to NPP. The results showed the value of LUEC on new and renewable energy power plant which were: 5.729 cents US\$ / kWh for biomass PP, 7.610 cents US\$/kWh for Biogas PP, 7.547 cents US\$/kWh for Zero Waste PP, 5.969 cents US \$ / kWh on Waste Sanitary landfill PP and 5.363 cents US\$ / kWh on NPP. These results indicated that NPP was competitive to other renewable energy power plant.

**Key words:** NPP, renewable energy power plant, LUEC

## 1. PENDAHULUAN

Salah satu persoalan yang cukup krusial pada sektor kelistrikan di Indonesia adalah masih tergantungnya pembangkitan energi listrik selama ini pada penggunaan bahan bakar konvensional (batubara, gas dan minyak bumi). Data tahun 2011 menunjukkan bahwa batubara telah memasok sekitar 38,5% dari kapasitas total pembangkit sistem Jawa Bali, sedangkan bahan bakar minyak (BBM) dan gas masing-masing memasok sekitar 29,3% dan 22,5% (Statistik PLN, 2011)<sup>[1]</sup>. Sementara itu data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) status per 1 Januari 2011 menunjukkan bahwa cadangan batubara Indonesia tinggal sebesar 24.100,42 juta Ton, minyak bumi sebesar 7,73 Miliar Barel dan gas sebesar 152,89 TSCF. Produksi batubara, minyak bumi dan gas masing-masing sebesar 353.270.937 Ton, 329.265 Ribu Barel dan 3.256.379 MMSCF. Sehingga jika diasumsikan tidak ada penemuan cadangan baru dan produksi energi diasumsikan konstan, maka batubara akan habis dalam waktu 68 tahun, minyak bumi akan habis dalam waktu 23 tahun dan gas akan habis dalam waktu 47 tahun (KESDM, 2011)<sup>[2]</sup>. Gejala ini tentu saja cukup berbahaya bagi keamanan pasokan energi. Oleh karena itu, Perpres No. 5 tahun 2006 tentang *Blueprint* Pengelolaan Energi Nasional (PEN) 2006-2025 diantaranya mengamanatkan pengoptimalan penggunaan bauran energi (*energy mix*) dan mendorong kontribusi energi baru dan terbarukan sebesar 17% dalam sasaran *energy mix* nasional tahun 2025 (KESDM, 2006)<sup>[3]</sup>.

Salah satu informasi yang sangat diperlukan oleh calon investor dalam keputusan berinvestasi pada proyek pembangkit listrik energi baru terbarukan adalah masalah biaya pembangkitan listrik teras atau *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC) dari energi baru dan terbarukan tersebut. Nilai LUEC ini akan menjadi acuan dalam menentukan besarnya tarif listrik. Salah satu mekanisme pembelian energi listrik yang banyak diterapkan dalam proyek pembangkitan listrik dari energi baru terbarukan adalah mekanisme *feed-in tariff*. *Feed-in tariff* didefinisikan sebagai harga yang dibayarkan oleh perusahaan listrik negara ketika membeli listrik dari pembangkit listrik jenis energi baru terbarukan dengan harga yang ditetapkan oleh pemerintah setempat<sup>[4]</sup>. Penelitian ini ditujukan untuk melakukan studi perbandingan biaya pembangkitan listrik teras dari berbagai pembangkit listrik energi terbarukan (biomassa, biogas dan sampah) dan

dibandingkan dengan biaya pembangkitan listrik teras Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN). Hasil studi ini diharapkan dapat menjadi bahan pertimbangan bagi calon investor sebelum keputusan investasi.

## 2. METODOLOGI

### 2.1. PERHITUNGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERAS (LUEC)

Perhitungan biaya pembangkitan listrik teras pada berbagai proyek pembangkitan dari energi baru terbarukan ini dilakukan dengan menggunakan model *spreadsheet* yang dikembangkan oleh PLN Litbang<sup>[5]</sup>. Secara umum, struktur dari biaya pembangkitan listrik (termasuk listrik dari PLTN) terdiri atas tiga komponen, yaitu<sup>[6]</sup>:

- biaya investasi (*investment cost*)
- biaya operasi & pemeliharaan (*operation & maintenance cost*)
- biaya bahan bakar (*fuel cost*).

LUEC atau *Levelized Generation Cost* (LGC) adalah biaya pembangkitan listrik yang di-*levelized* sehingga menjadi *cost/kWh*, yang terdiri dari biaya investasi atau kapital pembangunan pembangkit, *fixed O&M cost*, *variable O&M cost* dan biaya bahan bakar<sup>[5]</sup>. LGC tidak termasuk biaya transmisi, sehingga sering disebut juga busbar cost. Perbandingan keekonomian dari jenis pembangkit yang berbeda biasa dilakukan dengan konsep LUEC atau LGC ini. Tujuan perbandingan LUEC antar jenis pembangkitan adalah untuk membantu pengambil keputusan dalam memilih jenis pembangkit yang akan dikembangkan (*resource allocation*).

Formula yang dipakai untuk menghitung LUEC diberikan pada Pers (1) sebagai berikut<sup>[5]</sup>:

$$LUEC = \frac{I}{\left( E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t} \right)} + \frac{M}{E} + F \quad (1)$$

Keterangan:

- LUEC : *Average Lifetime Levelized generation cost* per kWh  
I : Biaya investasi total yang di-*diskontokan* ke tahun COD (*commercial operation date*)  
M : Biaya operasi dan pemeliharaan per tahun  
F : Biaya bahan bakar

- Er : Produksi listrik yang dibangkitkan per tahun  
r : Tingkat diskonto (*discount rate*), ditetapkan sebesar 10%  
N : Umur pembangkit

Biaya investasi I di-*disburse* selama masa konstruksi dengan prosentase tertentu setiap tahun. Adanya *disbursement* ini menyebabkan total biaya investasi didiskonto dengan *discount rate* tertentu ke saat *Commercial Operation Date (COD)* yaitu saat dimana pembangkit akan beroperasi secara komersial. Tahun *COD* merupakan tahun terakhir masa konstruksi atau tahun ke-0 masa operasi pembangkit<sup>[5]</sup>. Biaya total investasi I pada tahun *COD* dihitung dengan Pers. (2) sebagai berikut<sup>[5]</sup>:

$$I = C + \left( \sum_{t=0}^c S_t K (1+r)^{c-t} \right) \quad (2)$$

dimana:

- I : Biaya investasi total yang di-diskontokan ke tahun *COD* (*commercial operation date*)  
C : Biaya kontingensi  
K : *Investment cost* (tidak termasuk *contingency cost*)  
S<sub>t</sub> : Prosentase *disbursement of investment cost* yang dicairkan pada tahun ke *t* dalam masa konstruksi  
r : Tingkat diskonto (*discount rate*),  
c : masa konstruksi

Mengingat *investment cost* telah terjadi sebelum pembangkit beroperasi, maka dalam perhitungan *LUEC* komponen *investment cost* ini didiskonto selama umur pembangkit dengan *discount rate* tertentu sehingga menjadi nilai annuitasnya. Untuk mendiskonto *investment cost* selama umur proyek digunakan formula Pers (3) sebagai berikut<sup>[7]</sup>:

$$AI = I \left[ \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \quad (3)$$

Dimana:

- AI : Total *Investment Cost* Tahunan  
I : *Total investment cost* pada tahun *COD*  
r : Tingkat diskonto (*discount rate*), dalam studi ini ditetapkan sebesar 10%  
n : Umur pembangkit (40 tahun)

Nilai annuitas *investment cost* ini kemudian dibagi dengan total energi listrik tahunan yang

dibangkitkan sehingga diperoleh biaya investasi teras (*levelized investment cost*) yang dinyatakan dalam US\$/kWh. Komponen biaya pembangkitan yang lain yaitu biaya bahan bakar nuklir (BBN) maupun biaya O&M juga dibuat ke dalam US\$/kWh. Setelah semua komponen biaya pembangkitan teras dijumlahkan, maka terbentuklah suatu biaya pembangkitan listrik teras atau *Levelized Unit Electricity Cost-LUEC*.

#### 2.4. Langkah Penelitian

Studi dilakukan melalui langkah-langkah berikut:

- Mengumpulkan data-data yang diperlukan dalam perhitungan *LUEC* pada pembangkit – pembangkit yang dibandingkan.
- Menetapkan asumsi yang diperlukan dalam perhitungan.
- Memasukkan data teknis dan ekonomi ke dalam model *spreadsheet* yang digunakan untuk menganalisis kelayakan finansial proyek seperti yang dikembangkan oleh PLN Litbang<sup>[5]</sup>.
- Melakukan perhitungan biaya pembangkitan listrik teras (*LUEC*) pada pembangkit-pembangkit yang dibandingkan.
- Melakukan analisis, penilaian dan menarik kesimpulan

### 3. ASUMSI DAN DATA

#### 3.1. PARAMETER TEKNIS

Sebelum dilakukan perhitungan biaya pembangkitan listrik, perlu didefinisikan terlebih dulu beberapa parameter teknis dari pembangkit-pembangkit yang dikaji sehingga dapat dijadikan sebagai basis perhitungan. Beberapa parameter teknis tersebut dapat dilihat pada Tabel 1.

#### 3.2. ESTIMASI BIAYA INVESTASI PADA PLT BIOMASSA, PLT BIOGAS DAN PLT SAMPAH DAN PLTN

Biaya investasi dari PLT Biomassa, PLT Biogas, PLT Sampah dan PLTN berupa biaya sesaat (*overnight cost*) yang terdiri dari *EPC costs (Engineering Procurement Construction)*, biaya pengembangan (*development costs*) dan biaya lain-lain (*other costs*).

Tabel 1. Parameter Teknis

No	Item	Satuan	PLT Biomassa	PLT Biogas	PLT Sampah	PLTN
1.	Kapasitas Daya	MWe	10	1	10	2 x 1000
2.	Faktor Kapasitas	%	85	80	85	85
3.	Efisiensi Pembangkit	%	24,7	39	23	32
4.	Pemakaian sendiri	%	5,5	5,5	5,5	5,5
5.	Masa konstruksi	Tahun	2	2	2	5
6.	Umur Ekonomis	Tahun	20	20	20	40

Tabel 2. Rincian *Overnight Cost* Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (US\$)<sup>[8]</sup>

Komponen <i>Overnight Cost</i>	Teknologi <i>Zero Waste</i>	Teknologi <i>Sanitary Landfill</i>
Biaya <i>Landfill Gas Extraction/Recovery System</i>	0	0
Biaya <i>Landfill Gas Treatment/Cleaning System</i>	976.750	751.250
Biaya <i>Power Generation/Interconnect System</i>	17.581.500	13.522.500
Biaya <i>Emission Control System</i>	976.750	751.250
Biaya <i>Heat Recovery System</i>	1.953.500	1.502.500
Biaya EPC total	21.488.500	16.527.500
Biaya pengembangan	3.008.390	2.313.850
Biaya lain-lain	1.504.195	1.156.925
Total Biaya Investasi ( <i>Overnight Cost</i> )	26.001.085	19.998.275

Tabel 3. Rincian *Overnight cost* PLT Biomassa dan Biogas [8]

Komponen <i>Overnight Cost</i>	PLT Biomassa		PLT Biogas	
	(\$)	(\$/kWe)	(\$)	(\$/kWe)
Biaya <i>Gasifier &amp; Feedstock Handling System Capital</i>	5.250.000	525	1.836.000	1.836
Biaya <i>Gas Cleaning System</i>	875.000	88	30.600	31
Biaya <i>Power Generation/Interconnection System</i>	7.875.000	788	413.100	413
Biaya <i>Emission Control System</i>	437.500	44	45.900	46
Biaya <i>Heat Recovery System</i>	875.000	88	153.000	153
Biaya EPC Total	15.312.500	1.531	2.478.600	2.479
Biaya pengembangan	2.143.750	214	347.004	347
Biaya lain-lain	1.071.875	107	173.502	174
Total Biaya Investasi ( <i>Overnight Cost</i> )	18.528.125	1853	2.999.106	3.000

### 3.2.1. Biaya EPC

Biaya EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) PLT Biomassa dan PLT Biogas adalah biaya untuk pekerjaan desain dan enjiniring, biaya untuk pengadaan peralatan seperti biaya *Gasifier and Feedstock Handling System*, biaya *Gas Cleaning System*, biaya

*Power Generation/Interconnection System*, biaya *Emission Control System*, biaya *Heat Recovery System*, biaya barang dan material, serta biaya untuk pekerjaan konstruksi dan pengujian di lapangan.

PLT Sampah yang dikaji dalam penelitian ini terbagi menjadi dua, yaitu:

1. PLT Sampah Kota dengan teknologi *Zero*

*Waste*

2. PLT Sampah dengan teknologi *Sanitary Landfill*.

Biaya EPC untuk PLT Sampah terdiri atas biaya-biaya untuk: *Gas Extraction/Recovery System, Gas Treatment/Cleaning System, Power Generation/Interconnection System, Emission Control System* dan *Heat Recovery System*. Sedangkan biaya EPC untuk PLTN terdiri atas biaya-biaya untuk: *Nuclear Island Equipment, Conventional Island Equipment, Balance of Plant, Construction & Erection Work* serta *biaya Design & Engineering*.

Biaya EPC pada PLTN terdiri atas biaya-biaya untuk: Desain dan enjiniring, *Nuclear island, Conventional Island, Balance of Plant, Civil & Pre Supplementary, Erection* dan *Commissioning*.

**3.2.2. Biaya Pengembangan (*Development Cost*)**

Biaya pengembangan mencakup biaya-biaya untuk mobilisasi lapangan dan perolehan lahan serta *fee* profesional dan lain-lain yang berkaitan dengan pengembangan proyek.

**3.2.3. Biaya Lain-lain (*Other Cost*)**

Pada PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah, biaya ini dipergunakan untuk membiayai keperluan internal sponsor proyek

dan pengembangan proyek, yaitu meliputi: biaya konsultasi teknis untuk studi kelayakan, *power purchasing agreement*, AMDAL, enjiniring; biaya jasa keuangan, konsultan pajak dan akuntansi; dan konsultan jasa legal untuk sponsor proyek dan lembaga peminjam. Pada PLTN, *other cost* digunakan untuk biaya *O&M mobilization & training cost, fee* (sertifikasi, konsultan *owner*) dan *start up*.

Tabel 2 dan Tabel 3 masing-masing menunjukkan rincian *overnight cost* dari PLT Sampah, PLT Biomassa dan PLT Biogas. Biaya *overnight cost* diperoleh dari referensi<sup>[8]</sup>, sedangkan biaya pengembangan dan biaya lain-lain merupakan estimasi. *Overnight cost* PLTN yang digunakan dalam studi ini merupakan nilai rata-rata estimasi *overnight cost* PLTN OPR1000 dari beberapa literatur seperti dicantumkan pada Tabel 4.

**3.3. BIAYA BAHAN BAKAR (*FUEL COST*)**

Biaya bahan bakar untuk PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah dapat dilihat pada Tabel 5. Pada PLT Sampah, karena bahan bakar yang digunakan pada pembangkit ini adalah sampah, maka biaya bahan bakar pembangkit ini bukan untuk membeli sampah, tetapi untuk biaya transportasi ke tempat pembuangan akhir sampah. Biaya bahan bakar PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah yang digunakan dalam studi ini merupakan biaya estimasi.

**Tabel 4. *Overnight Cost* PLTN OPR1000 Beberapa Literatur**

No	Kapasitas (MW)	Tahun	<i>Investment Cost</i> (US\$)	<i>Investment Cost</i> (US\$/kWe)	<i>Investment Cost</i> 2010 (US\$)	<i>Investment Cost</i> 2010 (US\$/kWe)	Referensi
1	2300	2005	2,682,865,200		3,110,176,071	1,352	BATAN&KHNP <sup>[9]</sup>
2	995	2007		2,257		2,466	Du & Parson (2009) <sup>[10]</sup>
3	994	2007		2,942		3,215	Du & Parson (2009) <sup>[10]</sup>
4	954	2010		1,876		1,876	IEA <sup>[11]</sup>
<b>Rata-rata <i>Overnight Cost</i></b>						<b>2,227</b>	

**Tabel 5. Biaya Bahan Bakar PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah**

No	Keterangan	Satuan	PLT Biomassa	PLT Biogas	PLT Sampah
1	<i>Biogas Fuel Cost</i>	(US\$/ton)	-	10	-
2	<i>Biomass Fuel Cost</i>	(US\$/ton)	22	-	-
3	<i>Landfill Gas Fuel Cost</i>	(US\$/GJ)	-	-	3

Tabel 6. Estimasi Biaya Bahan Bakar Nuklir (US\$)<sup>[13]</sup>

Deskripsi	Perhitungan	Nilai
Uranium alam	8,9 kg U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> x US\$146	1.300
Konversi	7,5 kg U x US\$13	98
Pengkayaan	7,3 SWU x US\$155	1.132
Fuel fabrication	per kg	240
Total aproksimasi BBN		2.770

Tabel 7. Fixed O&M Cost PLT Energi Terbarukan

Keterangan	Satuan	PLT Biomassa	PLT Biogas	PLT Sampah Zero Waste	PLT Sampah Sanitary
Labor Cost	(US\$/tahun)	612.100	122.460	1.912.500	1.534.500
Maintenance Cost	(US\$/tahun)	122.420	24.492	212.500	170.500
Waste Treatment/Disposal	(US\$/tahun)	61.210	6.123	85.000	68.200
Insurance/Property Tax	(US\$/tahun)	30.605	6.123	42.500	34.100
Utilities	(US\$/tahun)	30.605	6.123	42.500	34.100
Management/Administration	(US\$/tahun)	30.605	6.123	42.500	34.100
Other Operating Expenses	(US\$/tahun)	1.000	171.444	42.500	34.100
Total Fixed O&M Cost	(US\$/tahun)	888.545	122.460	2.380.000	1.909.600

Pada PLTN, biaya bahan bakar nuklir (BBN) terdiri atas dua bagian yaitu *front-end cost* dan *back-end cost*<sup>[12]</sup>. *Front-end cost* adalah biaya yang berkaitan dengan proses bahan bakar yang terjadi sebelum bahan bakar masuk reaktor, sedangkan *back-end cost* adalah biaya yang berkaitan dengan proses bahan bakar setelah bahan bakar dipakai dalam reaktor hingga penyimpanan lestari. Dalam prakteknya, yang diperhitungkan sebagai biaya BBN adalah *front end cost*, sedangkan *back-end cost* dimasukkan sebagai komponen biaya operasi dan pemeliharaan. Terdapat 4 komponen yang memberi kontribusi pada *front end costs*, yaitu: harga uranium alam (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>), biaya konversi, biaya pengkayaan (*separative work unit/SWU*) dan biaya fabrikasi<sup>[12]</sup>. Komponen *front-end costs* yang digunakan dalam studi adalah data IEA status bulan Maret 2011 seperti dapat dilihat pada Tabel 6<sup>[13]</sup>. Biaya ini pada dasarnya merupakan biaya dalam US\$ untuk mendapatkan 1 kg uranium UO<sub>2</sub> pada harga pasar.

### 3.4. BIAYA OPERASI DAN PEMELIHARAAN (O&M Cost)

Biaya operasi dan pemeliharaan (*Operation & Maintenance - O&M Cost*) merupakan biaya yang diperlukan untuk menjalankan operasi rutin pembangkit. O&M Cost besarnya

bergantung pada teknologi dan kapasitas daya yang terpasang. O&M Cost dibedakan menjadi dua, yaitu *variable O&M Cost* dan *fixed O&M Cost*.

*Fixed O&M Cost* merupakan biaya operasional rutin yang antara lain meliputi *labor cost*, *maintenance cost*, *waste treatment cost*, *insurance/property tax*, *utility cost*, *management/administration cost* dan *other operating expenses cost*. Biaya *fixed O&M* untuk PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah dapat dilihat pada Tabel 7, sedangkan biaya *fixed O&M* untuk PLTN disajikan pada Tabel 8, mengacu pada studi PPE dan PLN Litbang<sup>[5]</sup>.

*Variable O&M cost* terdiri dari biaya-biaya untuk pemeliharaan langsung unit pembangkit, pemeliharaan gedung pembangkit, dan pemeliharaan oleh *outsourcing*. Besarnya biaya *variable O&M* pada PLT Biomassa, PLT Biogas dan PLT Sampah dapat dilihat pada Tabel 9, sedangkan biaya *variable O&M* untuk PLTN mengacu pada Rothwell (2011) yaitu sebesar 0,56 US\$/kWe per tahun<sup>[14]</sup>.

## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil perhitungan biaya pembangkitan listrik teras (*LUEC*) untuk beberapa jenis pembangkit yang dibandingkan tersebut dapat dilihat pada Tabel 10.

**Tabel 8. Fixed O&M Cost PLTN OPR1000<sup>[5]</sup>**

Komponen Fixed O&M Cost	US\$
General Affair & Management Cost	2.932.278
O & M Technical Staff, Security - Equivalen	39.063.554
Routine Maintenance Cost	16.576.766
Life Cycle Maintenance (incl. Decommissioning Cost)	27.234
Property Tax	8.451.323
Plant Insurance	32.767.013
Cont. + Water Supply	8.451.323
<b>Total Fixed O &amp; M Cost</b>	<b>108.269.491</b>

**Tabel 9. Variable O&M Cost Pembangkit Listrik Energi Terbarukan**

Keterangan	Satuan	PLT Biomassa	PLT Biogas	PLT Sampah
Variable O&M Cost	(US\$/tahun)	634.925	6.793	59.789

**Tabel 10. Hasil Perhitungan Levelized Unit Electricity Cost (LUEC)**

Keterangan	Satuan	PLT Biomassa	PLT Biogas	PLT Sampah-Zero Waste	PLT Sampah-Sanitary	PLTN
Biaya Investasi	Mills\$/kWh	29,21	47,30	40,99	31,53	39,28
Biaya O&M	Mills\$/kWh	20,46	25,44	32,77	26,45	7,77
Biaya Bahan Bakar	Mills\$/kWh	7,62	3,37	1,71	1,71	6,58
Biaya Pembangkitan teraras (LUEC)		<b>57,29</b>	<b>76,10</b>	<b>75,47</b>	<b>59,69</b>	<b>53,63</b>

Nilai LUEC hasil perhitungan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 10 masing-masing adalah sebesar 57,29 mills US\$/kWh untuk PLT Biomassa, 76,10 mills US\$/kWh untuk PLT Biogas, 75,47 mills US\$/kWh pada PLT sampah Zero Waste, 59,69 mills US\$/kWh pada PLT Sampah Sanitary landfill dan 53,63 mills US\$/kWh pada PLTN. Karena harga beli listrik dalam *Purchasing Power Agreement* biasanya dinyatakan dalam satuan *cents* US\$/kWh, maka nilai-nilai tersebut perlu dikonversi sehingga menjadi sebesar 5,73 *cents* US\$/kWh untuk PLT Biomassa, 7,61 *cents* US\$/kWh untuk PLT Biogas, 7,55 *cents* US\$/kWh pada PLT sampah *Zero Waste*, 5,97 *cents* US\$/kWh pada PLT Sampah *Sanitary landfill* dan 5,36 *cents* US\$/kWh pada PLTN. Hasil ini menunjukkan bahwa LUEC PLTN mampu bersaing dengan pembangkit listrik dari energi terbarukan yang dibandingkan.

Keunggulan PLTN terletak pada porsi biaya O&M dalam struktur LUEC yang terlihat

paling kecil (7,7 mills US\$/kWh) dibandingkan pembangkit energi baru terbarukan lainnya. Pada PLT Sampah, keunggulannya terletak pada porsi biaya bahan bakar dalam struktur LUEC yang terlihat paling kecil (sebesar 1,71 mills US\$/kWh pada kedua jenis teknologi PLT Sampah) dibandingkan pembangkit lainnya, mengingat biaya bahan bakar pada PLT Sampah hanya berupa biaya pengangkutan sampah ke tempat pembuangan akhir sampah. Akan tetapi, karena biaya investasi PLT Sampah cukup besar (40,99 mills US\$/kWh pada PLT Sampah *Zero Waste* dan 31,53 mills US\$/kWh pada PLT Sampah *Sanitary Landfill*), maka nilai LUEC yang terbentuk pada PLT Sampah juga tetap besar. Biaya investasi pada pembangkit listrik dari energi baru terbarukan terlihat cukup tinggi bila dibandingkan dengan biaya investasi pada pembangkit energi konvensional (Misalnya sebesar 1.400 US\$/kWh pada PLTU Batubara). Hal ini disebabkan oleh komponennya yang sebagian besar masih bergantung pada teknologi

impor. Oleh karena itu, diperlukan komitmen pemerintah untuk mendorong pengembangan energi baru terbarukan diantaranya melalui mekanisme pemberian insentif maupun pembebasan bea masuk<sup>[15]</sup>. Selain itu industri dalam negeri juga perlu didorong untuk mampu memasok komponen teknologi pembangkitan listrik energi baru terbarukan sehingga mengurangi ketergantungan terhadap impor. Jika ketergantungan terhadap impor dapat dikurangi maka diharapkan biaya investasi pada pembangkit listrik energi baru terbarukan akan turun dan pada akhirnya nilai biaya pembangkitan listrik teras (LUEC) yang terbentuk juga akan turun.

## 5. KESIMPULAN

Berdasar hasil analisis dalam studi ini dapat disimpulkan hal-hal sebagai berikut:

- a. Nilai LUEC hasil perhitungan pada pembangkit-pembangkit yang dibandingkan tersebut masing-masing adalah sebesar: 5,73 cents US\$/kWh pada PLT Biomassa, 7,61 cents US\$/kWh pada PLT Biogas, 7,55 cents US\$/kWh pada PLT sampah *Zero Waste*, 5,97 cents US\$/kWh pada PLT Sampah *Sanitary landfill* dan 5,36 cents US\$/kWh untuk PLTN.
- b. Berdasar nilai LUEC hasil perhitungan, PLTN dinilai mampu bersaing dengan pembangkit energi baru terbarukan lainnya.
- c. Perlu komitmen pemerintah untuk mendorong pengembangan pembangkit listrik dari energi baru terbarukan, misalnya dengan pemberian insentif dan pembebasan bea masuk.

## 6. DAFTAR PUSTAKA

1. **PT PLN (Persero)**, “Statistik PLN 2011” , PT PLN (Persero), Jakarta (2012).
2. **KESDM**, “Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2012”, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM), Jakarta (2012).
3. **KESDM**, “Blue Print Pengelolaan Energi Nasional 2006-2025”, Kementerian Energi

dan Sumber Daya Mineral (KESDM), Jakarta (2006).

4. <http://energisurya.wordpress.com/2008/01/14>, Menanti Program Insentif Pemerintah dalam Memasyarakatkan Sel Surya Bagian 2.
5. **PPEN - PT PLN (Persero) Litbang**, “Studi ekonomi, pendanaan dan struktur “owner” dalam rangka rencana persiapan pembangunan PLTN pertama di Indonesia”, PPEN-PT PLN (Persero) Litbang, Jakarta (2006).
6. **ZUHAL**, “Ketenagalistrikan indonesia”, PT Ganeca Prima, Jakarta (1995)
7. **BLANK & TARQUIN**, “Engineering Economy”, 6th, Mc Graw Hill, Singapore (2008)
8. **DANISH**, “Technology Data for Electricity and Heat generating Plants, Danish Energy Authority et al (March 2005).
9. **BATAN & KHNP**, “Joint Study on the Introduction of the First Nuclear Power Plant in Indonesia”, PPEN-BATAN, Jakarta (2004)
10. **LOCATELLI, G., & MANCINI, M.**, “Small-medium sized nuclear, coal and gas power plant: A Probabilistic analysis of their performances and influence of CO<sub>2</sub> cost”, *Energy Policy*, 38, 6360-6374 (2010)
11. **OECD, IEA, NEA**, “Projected Cost of Generating Electricity (2010 Edition)”, Paris (2010) .
12. **BIRMANO, M. D.**, “Konsep dan Ciri ekonomi daur Bahan Bakar Nuklir”, Couching Perhitungan Ekonomi dan Pendanaan PLTN, PPEN-BATAN Jakarta, 3-21 September 2007
13. **World Nuclear Association** , “The Economics of Nuclear Power” (*Updated 9 March 2011*). Available: <http://www.world-nuclear.org/info/info2.html>
14. **ROTHWELL**, “The economics of future nuclear power: an update of the economic future of nuclear power (2004)”, a study conducted at the University of Chicago, Stanford University(2011).
15. **TEMPO**, “Berpihak ke Energi Terbarukan”, Liputan Khusus Majalah TEMPO Edisi 18, 24 Maret 2013