

STUDI KOMPARASI MODEL PERHITUNGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERARAS PLTN

Nuryanti, Mochamad Nasrullah, Suparman

Pusat Kajian Sistem Energi Nuklir (PKSEN) BATAN
Jl. Kuningan Barat, Mampang Prapatan, Jakarta 12710
Telp./Fax.: (021)5204243, e-mail: nuryanti@batan.go.id

Diterima	Deterima dalam bentuk revisi	Disetujui
02 September 2014	03 Nopember 2014	18 Nopember 2014

ABSTRAK

STUDI KOMPARASI MODEL PERHITUNGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERARAS PLTN. Analisis keekonomian yang umumnya dilakukan melalui perhitungan *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC) merupakan hal yang krusial untuk dilakukan sebelum diambilnya keputusan investasi pada proyek PLTN. Terdapat beberapa model yang dapat digunakan untuk menghitung LUEC, diantaranya adalah: Model Puslitbang PT. PLN (Persero), model Mini G4ECONS dan Model *Levelized Cost*. Tujuan studi adalah untuk melakukan komparasi diantara ketiga model tersebut. Teknik komparasi dilakukan dengan penelusuran formula yang digunakan oleh masing-masing model dan selanjutnya diberikan contoh perhitungan LUEC PLTN SMR 2 x 100 MW menggunakan ketiga model tersebut. Hasil penelitian menunjukkan bahwa model Puslitbang PT. PLN (Persero) mempunyai kesamaan prinsip dengan model Mini G4ECONS, yaitu menggunakan *Capital Recovery Factor* (CRF) untuk mendiskonto biaya investasi menjadi nilai anuitas selama umur pembangkit. LUEC pada kedua model dihitung dengan membagi hasil jumlahan biaya investasi tahunan dan biaya pengoperasian PLTN dengan produksi listrik tahunan. Sedangkan model *Levelized Cost* berbasis pada arus kas tahunan. Total biaya tahunan maupun produksi listrik tahunan semuanya ditarik ke tahun awal konstruksi sehingga diperoleh total biaya tahunan terdiskonto dan total produksi energi tahunan terdiskonto. LUEC diperoleh dengan membagi kedua nilai terdiskonto tersebut. Perhitungan LUEC pada ketiga model menghasilkan nilai LUEC sebesar: 14,5942 cents US\$/kWh pada model Puslitbang PT. PLN (Persero), 15,056 cents US\$/kWh pada model Mini G4ECONS dan 14,240 cents US\$/kWh pada model *Levelized Cost*.

Kata kunci: komparasi, model perhitungan LUEC, PLTN

ABSTRACT

COMPARISON STUDY ON MODELS FOR CALCULATION OF NPP's LEVELIZED UNIT ELECTRICITY COST. Economic analysis that is generally done through the calculation of *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC) is crucial to be done prior to any investment decision on the nuclear power plant (NPP) project. There are several models that can be used to calculate LUEC, which are: R&D PT. PLN (Persero) Model, Mini G4ECONS model and *Levelized Cost* model. This study aimed to perform a comparison between the three models. Comparison technique was done by tracking the persamaan used for each model and then given a case of LUEC calculation for SMR NPP 2 x 100 MW using these models. The result showed that the R&D PT. PLN (Persero) Model have a common principle with Mini G4ECONS model, which use *Capital Recovery Factor* (CRF) to discount the investment cost which eventually become annuity value along the life of plant. LUEC on both models is calculated by dividing the sum of the annual investment cost and the cost for operating NPP with an annual electricity production. While *Levelized Cost* model based on the annual cash flow. Total of annual costs and annual electricity production were discounted to the first year of construction in order to obtain the total discounted annual cost and the total discounted energy generation. LUEC was obtained by dividing both of the discounted values. LUEC calculations on the three models produce LUEC value, which are: 14.5942 cents US\$/kWh for R&D PT. PLN (Persero) Model, 15.056 cents US\$/kWh for Mini G4ECONS model and 14.240 cents US\$/kWh for *Levelized Cost* model.

Keywords: comparison, LUEC calculation models, NPP

1. PENDAHULUAN

Analisis keekonomian proyek menjadi hal yang mutlak untuk dilakukan sebelum diambilnya keputusan investasi pada proyek PLTN. Hal ini mengingat bahwa proyek PLTN merupakan proyek yang padat teknologi dan padat modal sehingga investor harus mendapat informasi yang komprehensif tentang kelayakan ekonomi proyek. Informasi tentang kelayakan ekonomi proyek pembangkit listrik (termasuk PLTN) umumnya dapat diketahui dari nilai biaya pembangkitan listrik teraras (*Levelized Unit Electricity Cost* – LUEC) yang terbentuk pada proyek tersebut. LUEC sering juga disebut sebagai *Levelized Generation Cost* (LGC), yaitu biaya yang diperlukan (dalam mata uang tetap) per kWh yang memperhitungkan semua biaya, meliputi biaya kapital pembangunan pembangkit, biaya operasi dan biaya bahan bakar^[1]. Perhitungan LUEC umumnya dilakukan dengan menggunakan model berbasis *spreadsheet*. Terdapat beberapa model *spreadsheet* yang telah dikembangkan untuk menghitung LUEC, antara lain adalah model *spreadsheet* yang dikembangkan oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan (Puslitbang) PT. PLN (Persero), model Mini G4ECONS (*Generation 4-EXCEL Calculation Of Nuclear Systems*) yang dirilis oleh IAEA dan model *Levelized Cost* yang diperkenalkan oleh *expert* IAEA pada Diklat MESSAGE di Jakarta pada tanggal 1-12 Oktober 2012^{[1],[2]}.

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan komparasi atau perbandingan diantara ketiga model perhitungan LUEC tersebut. Komparasi dilakukan dengan cara penelusuran formula yang digunakan dalam masing-masing model dan dilanjutkan dengan contoh kasus perhitungan LUEC PLTN pada ketiga model perhitungan dengan menggunakan data masukan yang sama. Hasil studi ini diharapkan dapat menjadi masukan bagi calon investor dalam melakukan analisis keekonomian proyek PLTN sehingga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan dalam mengambil keputusan investasi yang lebih baik.

2. METODOLOGI

Metode yang sering digunakan dalam analisis keekonomian pembangkit (termasuk PLTN) adalah perhitungan *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC). LUEC adalah biaya satuan konstan (per kWh) dari aliran pembiayaan yang mempunyai nilai kini (*Present Value-PV*) yang sama dan merupakan jumlahan antara biaya untuk membangun (biaya investasi) dan biaya untuk mengoperasikan pembangkit (*Operating Cost*) selama umur proyek. LUEC sangat efektif untuk membandingkan teknologi dengan karakteristik operasi yang berbeda-beda^[4].

Jika dianalogikan dengan perusahaan yang memproduksi barang X, maka LUEC dapat diistilahkan sebagai Biaya Pokok Produksi (BPP) dari barang X tersebut yang dinyatakan dalam US\$/ unit. Sehingga secara sederhana LUEC dapat dipandang sebagai Biaya Pokok (US\$) yang diperlukan untuk membangkitkan tiap kWh listrik dan dinyatakan dalam US\$/kWh. Nilai LUEC ini akan menjadi pedoman bagi pelaku proyek dalam menentukan tarif listrik yang disepakati dalam *Power Purchase Agreement* (PPA). Karena merupakan biaya pokok produksi listrik, maka LUEC dapat didefinisikan sebagai harga konstan per unit energi yang menyebabkan investasi bernilai impas (*Break Even Point-BEP*)^[5]. Oleh karena itu umumnya pelaku proyek akan menetapkan suatu margin di atas nilai LUEC tersebut untuk penentuan besarnya tarif listrik.

Dengan pendiskontoan tahunan, perhitungan LUEC dimulai dengan persamaan 1) yang menyatakan persamaan antara nilai kini dari jumlahan pendapatan terdiskonto pada sisi kiri dengan nilai kini dari jumlahan biaya-biaya terdiskonto pada sisi kanan. Notasi t menyatakan tahun lamanya penjualan listrik ataupun pengeluaran biaya^[6].

$$\sum_t \left(\frac{Electricity_t * LUEC}{(1+r)^t} \right) = \sum_t \left(\frac{Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Decommissioning_t}{(1+r)^t} \right) \quad 1)$$

Dimana:

$Electricity_t$: Total energi listrik yang diproduksi pada tahun "t"

LUEC : *Levelized Unit Electricity Cost*

$Investment_t$: Biaya investasi pada tahun "t"

$O\&M_t$: Biaya operasi & pemeliharaan pada tahun "t"

$Fuel_t$: Biaya bahan bakar pada tahun "t"

$Decommissioning_t$: Biaya dekomisioning pada tahun "t"

Berdasar persamaan pada persamaan 1) akan diperoleh:

$$LUEC = \frac{\sum_t \left(\frac{Investment_t + O\&M_t + Fuel_t + Decommissioning_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_t \left(\frac{Electricity_t}{(1+r)^t} \right)} \quad 2)$$

Persamaan 2) menunjukkan bahwa pada dasarnya LUEC merupakan hasil bagi antara nilai kini jumlahan biaya-biaya terdiskonto dengan nilai kini jumlahan produksi energi listrik terdiskonto.

Persamaan 3) hingga persamaan 5) merupakan serangkaian persamaan yang dapat pula digunakan untuk menghitung LUEC namun dengan format yang berbeda, yaitu^[5]:

Jika L menyatakan LUEC, qt menyatakan jumlah energi yang diproduksi pada tahun t, Ct menyatakan total biaya pada tahun t, dan r menyatakan tingkat diskonto (*discount rate*), maka akan berlaku persamaan:

$$Lq_0 + \frac{Lq_1}{(1+r)} + \frac{Lq_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Lq_T}{(1+r)^T} = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_T}{(1+r)^T} \quad 3)$$

untuk suatu investasi dengan umur ekspektasi selama T+1 tahun.

Karena L bernilai konstan, maka solusi atas persamaan 2) adalah dengan cara membagi ruas kanan persamaan dengan:

$$q_0 + \frac{q_1}{(1+r)} + \frac{q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{q_T}{(1+r)^T} \quad 4)$$

Sehingga diperoleh:

$$L = \frac{C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_T}{(1+r)^T}}{q_0 + \frac{q_1}{(1+r)} + \frac{q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{q_T}{(1+r)^T}} = \frac{\sum_{n=0}^T \frac{C_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=0}^T \frac{q_n}{(1+r)^n}} \quad 5)$$

Terlihat adanya kesamaan prinsip antara persamaan 2) dengan persamaan 5) bahwa LUEC (L) merupakan rasio antara nilai kini dari total biaya (C) terdiskonto dengan nilai kini dari produksi listrik tahunan (q) terdiskonto.

3. DATA

Secara umum, struktur biaya pembangkitan listrik (termasuk listrik dari PLTN) terdiri atas tiga komponen, yaitu^[3]:

- a. Biaya investasi (*investment cost*)
- b. Biaya operasi & pemeliharaan (*operation & maintenance cost*)
- c. Biaya bahan bakar (*fuel cost*)

Satu hal yang menjadi kekhususan PLTN adalah biaya pengelolaan limbah radioaktif (*Decommisioning & Decontamination Cost – D&D Cost*). Pada beberapa literatur, biaya ini sering disebutkan tersendiri. Namun, dalam prakteknya biaya ini dapat pula menjadi bagian dari biaya operasi & pemeliharaan, dimana perusahaan PLTN akan menyisihkan sejumlah uang setiap tahun selama masa operasi PLTN sebagai cadangan untuk biaya dekomisioning.

PLTN yang menjadi contoh kasus adalah jenis SMR (*Small Medium Reactor*) berdaya 2x100 MW. Beberapa parameter teknis dari PLTN yang dikaji dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Parameter Teknis PLTN yang Dikaji

No	Parameter	Unit	Nilai
1	Kapasitas Unit	MW	2 x 100
2	Faktor Kapasitas	%	93
3	Produksi Daya tahunan	MWh	1.629.360.000
4	<i>Burn Up</i> ^[1]	MWd per metrik ton U ₂₃₅	60.000
5	Tahun Dasar (<i>Reference year</i>)		2012
6	Tingkat diskonto (<i>discount rate</i>)	%	10
7	Lama waktu konstruksi	Tahun	5
8	Umur Proyek	Tahun	40
9	Nilai Tukar	Rp/ 1 US\$	12.000,-

a. Biaya Investasi (*investment cost*)

Biaya investasi PLTN terdiri atas: *EPC costs (Engineering Procurement Construction)*, *development costs* dan *other costs*^[1], dan sering diistilahkan sebagai *Overnight Cost*. Tabel 2 menyatakan data *Investment cost* SMR dari beberapa studi yang telah ditarik ke tahun dasar.

Tabel 2. Data Investment Cost PLTN Referensi

No	Tahun Estimasi	Referensi	Overnight Cost (US\$/kWe)
1	2010	<i>Electric Power Research Institute: Typical SMR</i> ^[7]	5.000 – 5.400
2	2011	<i>Nuclear Energy Agency: '4 x PWR-335'</i> ^[7]	4.900 – 5.300
3	2011	<i>Nuclear Energy Agency: '5 x PWR-125'</i> ^[7]	6.800 – 8.300
4	2010	SMR Generic Estimated Cost (www.uxc.com) ^[8]	4.979 – 5.393
5	2009	HTR (GIF-INPRO) ^[9]	6.392 – 10.422

Karena nilai *Overnight Cost* pada Tabel 2 berbentuk interval maka diperlukan satu nilai tunggal yang dapat mereferensikan nilai-nilai tersebut. Teknik yang digunakan untuk menentukan nilai tersebut dinamakan teknik estimasi dan diperoleh bahwa nilai estimator bagi *Overnight Cost* PLTN SMR 2 x 100 MWe tersebut adalah sebesar 6.288 US\$/kWe. Untuk memudahkan perhitungan, diasumsikan nilai tersebut dibulatkan ke atas menjadi sebesar 6.300 US\$/kWe. Nilai ini dikalikan dengan kapasitas pembangkit (2 x 100 MWe), sehingga diperoleh biaya *Overnight Cost* sebesar US\$ 1.260.000.000. Diasumsikan sekitar 85% dari nilai tersebut merupakan *EPC Cost*, yaitu sebesar US\$ 1.071.000.000. Dengan pertimbangan kendala infrastruktur (*infrastructure obstacle*) terkait pembangunan PLTN di Indonesia, maka ditambahkan faktor kemahalan sekitar 15% dari nilai *EPC Cost*. Selain faktor kemahalan, diasumsikan pula adanya sejumlah biaya tambahan (*contingency*) untuk mengantisipasi adanya resiko dalam proyek. Besarnya *contingency cost* diasumsikan sebesar 20% dari *EPC Cost*. Dengan adanya dua komponen tersebut maka akhirnya diperoleh total biaya investasi PLTN SMR 2 x 100 MW sebesar US\$ 1.634.850.000.

b. Biaya Operasi & Pemeliharaan (*Operation & Maintenance - O&M Cost*)

O&M *Cost* merupakan biaya yang dibutuhkan untuk menjalankan operasi rutin PLTN. O&M *Cost* dibedakan menjadi dua, yaitu *variable O&M Cost* dan *fixed O&M Cost*. *Fixed O&M Cost* PLTN SMR dinyatakan dalam Tabel 3^{[1],[10]}.

Tabel 3. Fixed O&M Cost PLTN SMR^{[1],[10]}

No	Rincian	Nilai (US\$)
1	<i>Personnel Cost</i>	2.074.517
2	<i>Maintenance Cost</i>	15.804.792
3	<i>Property Tax</i>	10.553
4	<i>Insurance Cost</i>	488.808

Sedangkan *variable O&M Cost* merupakan *consumables material* yang besarnya bergantung pada jam operasi. Nilai *variable O&M cost* mengacu pada rata-rata dari data historis yaitu sekitar 0,6030 US\$/MWh^[11].

c. Biaya bahan bakar (*fuel cost*)

Terdapat 4 komponen yang berkontribusi pada komponen biaya bahan bakar nuklir (BBN), yaitu: harga uranium alam (U_3O_8), biaya konversi, biaya pengkayaan (*separative work unit/SWU*) dan biaya fabrikasi yang dinyatakan dalam Tabel 4^[12].

Tabel 4. Rincian Biaya BBN^[12]

Komponen Biaya BBN	Harga pada <i>reference year</i> (US\$)	Harga pada tahun 2023(US\$)	Total Biaya BBN(US\$)
Harga U_3O_8	130	136,65	1.216
Biaya Konversi (U_3O_8 ke UF6)	11	11,56	87
Pengkayaan	120	126,14	921
Fabrikasi	240	252,27	252
Biaya BBN (US\$/kg U_{235})			2.476

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

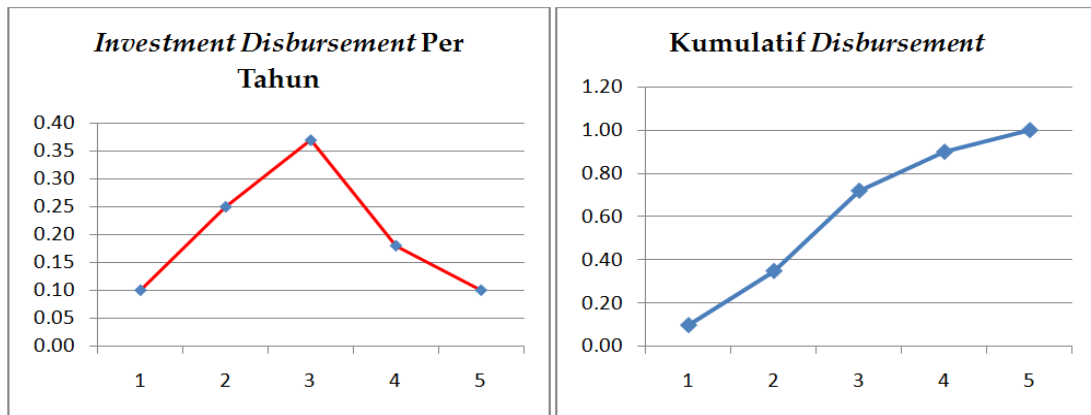
4.1. Komparasi Model

Setelah dilakukan studi komparasi terhadap ketiga model perhitungan LUEC, maka perbedaan dan persamaan diantara ketiga model tersebut dapat dilihat pada Tabel 5. Berdasar Tabel tersebut diketahui bahwa Model Puslitbang PT. PLN (Persero) mempunyai kesamaan dengan model Mini G4ECONS. Biaya investasi pada kedua model sama-sama didiskonto dengan tingkat diskonto tertentu ke tahun COD (*Commercial Operation Date*) yaitu tahun terakhir masa konstruksi atau tahun ke-0 masa operasi, sehingga COD menjadi basis perhitungan pada kedua model. Perbedaan diantara keduanya terletak pada mekanisme *investment disbursement*, dimana pada model Puslitbang PT. PLN (Persero) *investment disbursement* ditentukan oleh peneliti sedangkan pada model Mini G4ECONS diotomatisasi oleh model. Hanya dengan menginputkan lama waktu konstruksi, maka model akan secara otomatis menentukan fraksi kurva-S selama masa konstruksi. Fraksi kurva S berbasis triwulan (*quarter*), sehingga untuk masa konstruksi 5 tahun akan ada 20 triwulan fraksi. Pendiskontoan biaya investasi ke tahun COD juga dilakukan per triwulan. Analog dengan sistem pembayaran angsuran pinjaman, maka tiap triwulan akan ada sejumlah *principal amount* (pokok) dan sejumlah bunga (*interest*) yang dibayarkan. Akumulasi bunga hingga akhir masa konstruksi ini diistilahkan sebagai IDC (*Interest During Construction*), sehingga biaya investasi yang terjadi pada tahun COD telah memasukkan IDC.

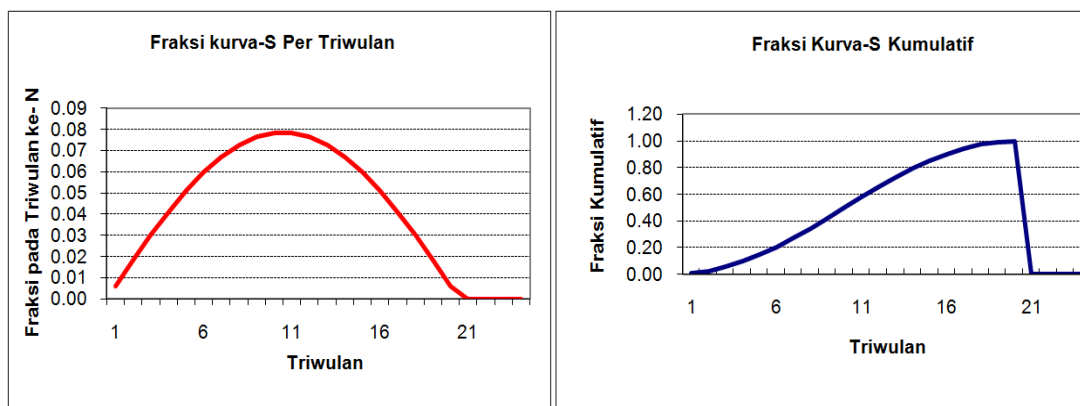
Tabel 5. Hasil Komparasi Model

NO	Komponen	Model Puslitbang PT. PLN (Persero)	Model Mini G4ECONS	Model Levelized Cost
1	Biaya Investasi (<i>investment cost</i>)	Persentase <i>investment disbursement</i> * * ditentukan oleh peneliti. Diasumsikan persentasenya: 10%, 25%, 37%, 18%, 10%.	Persentase <i>investment disbursement</i> di- otomatisasi * oleh model sehingga terbentuk fraksi kurva S.	Persentase <i>investment disbursement</i> ditentukan * oleh peneliti. Diasumsikan persentasenya: 10%, 25%, 37%, 18%, 10%.
		<i>Investment disbursement</i> selama masa * konstruksi didiskonto ke tahun COD * (<i>Commercial Operation Date</i>), sehingga COD * menjadi basis perhitungan.	Fraksi kurva S berbasis triwulan sehingga * <i>investment disbursement</i> per triwulan didiskonto ke * tahun COD dengan suatu <i>interest rate</i> sehingga * terbentuk biaya investasi + IDC. Jadi COD * menjadi basis perhitungan.	<i>Investment disbursement</i> per tahun tidak * didiskonto ke tahun COD, tetapi didiskonto ke * tahun awal konstruksi. Jadi tahun awal * konstruksi menjadi basis perhitungan
		Biaya investasi yang sudah didiskonto ke * tahun COD dianuitaskan selama umur * pembangkit sehingga menjadi nilai * tahunan (anuitas).	Biaya investasi + IDC yang terjadi pada akhir * masa konstruksi (COD) selanjutnya dianuitaskan * selama umur pembangkit sehingga menjadi * nilai tahunan (anuitas)	
		Nilai anuitas biaya investasi terdiskonto * dibagi dengan produksi listrik tahunan * sehingga diperoleh biaya investasi * teraras (US\$/kWh)	Nilai anuitas biaya investasi + IDC dibagi * dengan produksi listrik tahunan sehingga * diperoleh biaya investasi teraras (US\$/kWh)	
2	Biaya Operasi & * Pemeliharaan * (<i>O&M Cost</i>)	<i>O&M cost</i> diasumsikan konstan selama * umur proyek dan dibagi dengan produksi * listrik tahunan sehingga menjadi <i>O&M * cost</i> teraras (US\$/kWh)	<i>O&M cost</i> diasumsikan konstan selama umur * pembangkit dan dibagi dengan produksi listrik * tahunan sehingga menjadi <i>O&M cost</i> teraras * (US\$/kWh)	<i>O&M cost</i> diasumsikan konstan selama masa * konstruksi dan didiskonto ke tahun awal * masa konstruksi
3	Biaya Bahan * Bakar (<i>fuel cost</i>)	<i>Fuel cost</i> diasumsikan konstan selama * umur pembangkit dan dibagi dengan * produksi listrik tahunan sehingga * menjadi <i>fuel cost</i> teraras (US\$/kWh)	<i>Fuel cost</i> diasumsikan konstan selama umur * pembangkit dan dibagi dengan produksi listrik * tahunan sehingga menjadi <i>fuel cost</i> teraras * (US\$/kWh)	<i>Fuel cost</i> diasumsikan konstan selama masa * konstruksi dan didiskonto ke tahun awal * masa konstruksi
4	<i>D&D Cost</i>	Diasumsikan masuk dalam komponen * <i>O&M Cost</i>	Menjadi akun tersendiri	Diasumsikan masuk dalam komponen <i>O&M * Cost</i>
5	LUEC	Penjumlahan dari biaya-biaya teraras * (biaya investasi, <i>O&M Cost</i> dan <i>fuel cost</i>)	Penjumlahan dari biaya-biaya teraras (biaya * investasi, <i>O&M Cost</i> dan <i>fuel cost</i>)	Model berbasis arus kas. Semua biaya dan * produksi listrik dirinci dalam arus kas * tahunan dan didiskonto ke tahun awal * konstruksi, sehingga terbentuk total biaya * tahunan terdiskonto dan total produksi * energi terdiskonto. LUEC adalah rasio antara * keduanya
Catatan:				
<i>D&D Cost = Decommissioning & Decontamination Cost</i>				

Fraksi Kurva-S pada model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan model *Levelized Cost* dapat dilihat pada Gambar 1, sedangkan fraksi kurva-S pada model Mini G4ECONS dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 1. Fraksi Kurva-S *Investment Disbursement* pada Model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan Model *Levelized Cost*.



Gambar 2. Fraksi Kurva-S *Investment Disbursement* pada Model Mini G4ECONS.

Dapat dilihat dari Gambar 1 dan Gambar 2 bahwa fraksi Kurva-S pada model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan model *Levelized Cost* berbasis tahunan, sedangkan pada model Mini G4ECONS berbasis triwulan.

Pada kedua model, biaya investasi yang sudah didiskonto ke tahun COD kemudian di-*annual*-kan selama umur proyek dengan tingkat diskonto tertentu sehingga terbentuklah biaya investasi teras (dalam US\$/kWh). Persamaan untuk meng-*annual*-kan adalah^[13]:

$$AI = I \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \quad 6)$$

Dimana:

AI : Total *Investment Cost* Tahunan (*Annual Investment*)

I : Total *investment cost* pada tahun COD

r : Tingkat diskonto (*discount rate*)

n : Umur pembangkit

Menurut Black & Veatch, persamaan $\left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right]$ disebut sebagai suatu *Capital Recovery Factor* (CRF)^[5] dan dalam model Mini G4ECONS diistilahkan dengan *Fixed charge rate for capital levelization*^[2]. Komponen biaya yang lain (biaya BBN dan biaya O&M) juga dibuat ke dalam US\$/kWh menjadi biaya BBN teraras dan biaya O&M teraras. Setelah semua komponen biaya pembangkitan teraras dijumlahkan, maka terbentuklah suatu biaya pembangkitan listrik teraras (LUEC).

Perhitungan LUEC dengan model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan Mini G4ECONS ini mengikuti kaidah *shortcut* perhitungan LUEC^[5]:

Jika biaya investasi dan biaya operasi keduanya bernilai konstan selama umur proyek, maka akan lebih mudah menghitung LUEC (L) dengan mengubah biaya investasi (K) ke dalam suatu aliran pembayaran tahunan selama umur proyek. Ini akan ekuivalen dengan menghitung pembayaran angsuran tahunan atas pinjaman investasi dengan suatu bunga (*interest*) selama umur proyek. Pembayaran angsuran tahunan dinyatakan dengan:

$$\text{pmt}(r, T, -K) \tag{7}$$

dan biaya pembangkitan teraras akan dihitung dengan:

$$L = \frac{\text{pmt}(r, T, -K) + O}{q} \tag{8}$$

dimana $\text{Pmt}(r, T, -K)$ merupakan persamaan di *Spreadsheet* untuk menghitung besarnya angsuran tahunan dengan tingkat bunga r atas pinjaman biaya investasi sebesar K selama T tahun umur pembangkit^[5].

Terlihat pada persamaan 8) bahwa jika biaya operasi O (biaya BBN diasumsikan termasuk dalam biaya operasi) dan produksi energi tahunan diasumsikan konstan selama umur proyek, maka perhitungan LUEC dilakukan dengan menjumlahkan biaya investasi tahunan dengan biaya operasi, dan selanjutnya hasil penjumlahannya dibagi dengan produksi energi tahunan. Hal inilah yang menyebabkan dalam model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan model Mini G4ECONS tidak diperlukan arus kas tahunan biaya operasi dan biaya BBN. Arus kas hanya diperlukan selama masa konstruksi untuk menghitung besarnya biaya investasi terdiskonto ke tahun COD.

Model *Levelized Cost* mempunyai konsep yang berbeda dengan dua model sebelumnya. Model ini berbasis arus kas. Total biaya yang dikeluarkan tiap tahun (biaya investasi yang terjadi selama masa konstruksi, biaya operasi dan biaya BBN yang terjadi selama masa operasi) semuanya dirinci dalam arus kas tahunan. Jika masa konstruksi diasumsikan 5 tahun dan umur pembangkit 40 tahun, maka akan ada sebanyak 45 arus kas tahunan. Demikian pula energi yang diproduksi tiap tahun (baru mulai diproduksi pada masa operasi) juga dirinci dalam nilai tahunan, sehingga akan ada sebanyak 40 nilai produksi energi tahunan. Basis perhitungan LUEC pada model ini adalah tahun awal masa konstruksi, bukan tahun COD seperti pada dua model sebelumnya.

Total biaya yang dirinci dalam arus kas tahunan tersebut didiskonto ke tahun awal masa konstruksi sehingga hasil jumlahnya disebut sebagai total biaya tahunan terdiskonto. Demikian pula produksi energi tahunan juga didiskonto ke tahun awal konstruksi sehingga hasil jumlahnya disebut sebagai total produksi energy tahunan terdiskonto. LUEC merupakan rasio antara total biaya tahunan terdiskonto dengan total produksi energi tahunan terdiskonto. Hal ini sejalan dengan prinsip pada persamaan 2) dan persamaan 5).

4.2. Hasil Perhitungan LUEC Menggunakan Ketiga Model Perhitungan

Berdasar parameter dan data masukan yang terdapat di bagian 3 selanjutnya dilakukan perhitungan besarnya LUEC PLTN SMR 2 x 100 MW dengan menggunakan tiga model perhitungan tersebut. Hasil perhitungan komponen biaya pembangkitan dalam satuan juta US\$ dinyatakan pada Tabel 6.

Tabel 6. Hasil Perhitungan Komponen Biaya Pembangkitan (US\$)

No	Komponen	Nilai (juta US\$)		
		Model Puslitbang PT. PLN (Persero)	Model Mini G4ECONS	Model <i>Levelized Cost</i>
1	<i>Investment cost</i>	1.634,85	1.634,85	1.634,85
	<i>IDC*</i>	413,36	490,66	-
2	<i>O&M Cost</i>	19,36	19,34	19,36
3	<i>Fuel Cost</i>	8,49	8,49	8,49
4	<i>D&D Cost</i>	-	0,025013	-
	Total	2.076,06	2.153,36	1.662,70

Catatan:

*) Untuk tujuan keseragaman, nilai pendiskontoan biaya investasi ke tahun COD pada model Puslitbang PT (PLN) Persero juga diistilahkan sebagai IDC.

Beberapa hal yang perlu menjadi catatan dari Tabel 6 antara lain adalah:

- Pada Model *Levelized Cost* tidak ada komponen IDC karena model ini menggunakan tahun awal masa konstruksi sebagai basis perhitungan.
- Pada model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan model *Levelized Cost* biaya *D&D* dikosongkan karena biaya ini telah masuk dalam komponen *O&M cost*, sedangkan pada model Mini G4ECONS *D&D cost* menjadi akun tersendiri.

Hasil perhitungan LUEC dalam US\$/kWh pada model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan model Mini G4ECONS dapat dilihat pada Tabel 7, sedangkan hasil perhitungan LUEC (dalam US\$/kWh) pada model *Levelized Cost* dapat dilihat pada Tabel 8. Hasil perhitungan LUEC pada model *Levelized Cost* perlu dinyatakan tersendiri karena mekanismenya agak berbeda dari dua model sebelumnya.

Tabel 7. Hasil Perhitungan LUEC pada Model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan Model Mini G4ECONS

No	Komponen	LUEC (Cents US\$/kWh)	
		Model PLN Litbang	Model Mini G4ECONS
1	<i>Investment cost</i>	12,8546	13,3400
2	<i>O&M Cost</i>	1,1280	1,1870
3	<i>Fuel Cost</i>	0,5513	0,5280
4	<i>D&D Cost</i>	-	0,0015
	Total LUEC	14,5942	15,0560

Tabel 8. Hasil Perhitungan LUEC pada Model *Levelized Cost*(US\$/kWh)

No	Komponen	Unit	Nilai
1	Total biaya tahunan terdiskonto	juta US\$	1.549,40
2	Total produksi energi terdiskonto	MWh	10.882.859
	LUEC	cents US\$/kWh	14,240

Berdasar Tabel 7 dan Tabel 8 diketahui bahwa perhitungan LUEC PLTN SMR 2 x 100 MW menggunakan ketiga model tersebut menghasilkan nilai LUEC yang berbeda, yaitu sebesar: 14,5942 cents US\$/kWh pada model Puslitbang PT. PLN (Persero), 15,056 cents US\$/kWh pada model Mini G4ECONS dan 14,240 cents US\$/kWh pada model *Levelized Cost*. Nilai LUEC pada model Mini G4ECONS terlihat lebih besar dibanding model Puslitbang PT. PLN (Persero). Hal ini disebabkan oleh nilai IDC hasil perhitungan dengan model Mini G4ECONS (Tabel 6) yang terlihat cukup besar. Perlu diperhatikan bahwa dalam model G4ECONS fraksi *investment disbursement*-nya (kurva S) berbasis triwulan, sehingga tingkat diskonto yang digunakan untuk mendiskonto biaya investasi ke tahun COD bukanlah *annual interest* yang sebesar 10%. Nilai *annual interest* tersebut harus dikonversi menjadi *interest* per triwulan dengan persamaan 9)², sehingga diperoleh nilai *quarterly interest* sebesar 10,381% dan terjadi apa yang disebut sebagai bunga majemuk (*compound interest*).

$$r_{quarterly} = (1 + \frac{r}{n})^{n-1} \quad 9)$$

Dimana:

- $r_{quarterly}$: *Interest rate* per triwulan
- r : *Annual interest rate*
- n : Jumlah triwulan per tahun ($n = 4$)

Karena nilai *quarterly interest* lebih besar daripada *annual interest*, maka dapat dipahami jika nilai IDC yang terbentuk pada model Mini G4ECONS lebih besar dibandingkan pada model Puslitbang PT. PLN (Persero).

Adapun model *Levelized Cost* (Tabel 8), mekanismenya agak berbeda dibanding dua model sebelumnya. Karena model ini berbasis arus kas dimana total biaya tahunan maupun produksi energi tahunan didiskonto ke tahun awal masa konstruksi, maka tidak dapat diperoleh masing-masing komponen biaya teraras pembentuk LUEC (biaya investasi teraras, *O&M Cost* teraras maupun biaya BBN teraras). Yang terbentuk pada model perhitungan ini adalah total biaya tahunan terdiskonto (sebesar 1.549,4 juta US\$) dan total produksi energi terdiskonto (sebesar 10.882.859 MWh). Selanjutnya rasio diantara keduanya menghasilkan nilai LUEC sebesar 14,240 cents US\$/kWh. Nilai LUEC pada model *Levelized Cost* terlihat paling kecil diantara ketiga model karena yang menjadi basis perhitungan adalah tahun awal masa konstruksi, bukan tahun COD seperti pada model Puslitbang PT. PLN (Persero) dan model Mini G4ECONS.

5. KESIMPULAN

Berdasar hasil studi komparasi model perhitungan LUEC dapat disimpulkan bahwa model Puslitbang PT. PLN (Persero) mempunyai kesamaan prinsip dengan model Mini G4ECONS, yaitu sama-sama menggunakan *Capital Recovery Factor* (CRF) untuk menganuitaskan biaya investasi yang sudah didiskonto ke tahun *Commercial Operation Date* (COD). Selain itu keduanya mengikuti kaidah *shortcut* perhitungan LUEC dimana jika biaya investasi tahunan, biaya operasi serta produksi energi listrik tahunan bernilai konstan maka perhitungan LUEC dilakukan dengan membagi jumlahan biaya investasi tahunan dan biaya operasi dengan produksi energi listrik tahunan. Adapun perhitungan LUEC dengan model *Levelized Cost* berbasis pada arus kas tahunan. Biaya-biaya anuitas (baik biaya investasi maupun biaya operasi) maupun produksi energi listrik tahunan semuanya ditarik ke tahun awal masa konstruksi sehingga diperoleh total biaya tahunan terdiskonto dan total produksi energi terdiskonto. LUEC diperoleh dengan membagi kedua nilai terdiskonto tersebut.

Hasil perhitungan LUEC menggunakan ketiga model tersebut menghasilkan nilai LUEC masing-masing sebesar: 14,5942 cents US\$/kWh pada model Puslitbang PT. PLN (Persero), 15,056 cents US\$/kWh pada model Mini G4ECONs dan sebesar 14,240 cents US\$/kWh pada model *Levelized Cost*.

REFERENSI

- [1]. PPEN-BATAN & PT PLN (Persero) Litbang, "Studi Ekonomi, Pendanaan dan Struktur "owner" dalam Rangka Rencana Persiapan Pembangunan PLTN Pertama di Indonesia", PLN, Jakarta, 2006.
- [2]. IAEA, "Mini G4 Econs Software", Vienna 2008.
- [3]. ZUHAL, "Ketenagalistrikan Indonesia", PT Ganeca Prima, Jakarta, 1995.
- [4]. BLACK & VEATCH, "Levelized Cost of Energy Calculation, Methodology and Sensitivity", [http://csep.efchina.org/Levelized Cost of Energy Calculation_BV_EN.pdf](http://csep.efchina.org/Levelized%20Cost%20of%20Energy%20Calculation_BV_EN.pdf), diakses 18 Februari 2014.
- [5]. "_____", "Notes on Levelized Cost of Energy", [http://www.iser.uaa.alaska.edu/people/berman/personel/Econ394/Levelized_Cost.htm](http://www.iser.uaa.alaska.edu/people/berman/personel/Econ394/Levelized_Cost.html) l, diakses 14 Oktober 2014
- [6]. IEA, NEA, OECD, Projected Cost of Generating Electricity 2010 Edition, Perancis, 2010.
- [7]. ABDULLA, A. & AZEVEDO, I. L., "Developing a Range of Levelized Cost Estimates for Integral Light Water Small Modular Reactor", www.andrew.cmu.edu, diakses 27 Juni 2014.
- [8]. US DEPARTMENT OF ENERGY, "SMR Financing and Economics, The Nuclear Option: Is Small Scale Nuclear Energy an Option for Alaska?", December 2010.
- [9]. ONO, K., "Generation IV International Forum Economics Assessment Methodology and Application", GIF-INPRO Interface Meeting, Vienna, March 1, 2013.
- [10]. PT. PLN (Persero), PT LAPI ITB & JAPC, "Feasibility Study for Bangka Nuclear Power Plant Project – Non Site aspect", Jakarta, 2013.
- [11]. 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.
- [12]. "_____", "The Economics of Nuclear Power, Updated August 2013", <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>, diakses 15 Desember 2013.
- [13]. BLANK & TARQUIN, "Engineering Economy", 6th, Mc Graw Hill, Singapore, 2008.