

PERHITUNGAN EKONOMI GTHTR 300 DENGAN MINI G4ECONS SEBAGAI DASAR MENGHITUNG BIAYA PEMBANGKIT GTHTR 10 MWe

Mochamad Nasrullah, Nurlaila

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

Diterima	Diterima dalam bentuk revisi	Disetujui
18 Januari 2014	01 Mei 2014	20 Mei 2014

ABSTRAK

PERHITUNGAN EKONOMI GTHTR 300 DENGAN MINI G4 ECONS SEBAGAI DASAR MENGHITUNG BIAYA PEMBANGKIT GTHTR 10 MWe. Rencana pemerintah membangun Reaktor Daya Eksperimen (RDE) membutuhkan kajian keekonomian yang terukur. Tujuan penelitian adalah menghitung kembali biaya pembangkit Gas Turbine High Temperature Reactor 300 MWe (GTHTR 300) dan membandingkan hasilnya dengan data referensi. Selanjutnya menghitung biaya pembangkit GTHTR 3, 5, dan 10 MWe yang menggunakan perhitungan factor skala. Metodologi yang digunakan meliputi perhitungan biaya pembangkitan dengan menggunakan model spread sheet Mini G4Econs yang dibuat oleh IAEA. Hasil verifikasi model menunjukkan hasil yang relatif sama, artinya hasil perhitungan model dapat digunakan untuk menghitung kasus lain yang sama. Selanjutnya dengan perhitungan faktor skala dapat dihitung biaya pembangkitan listrik PLTN daya kecil dan menengah (Small Medium Reactor, SMR). Disimpulkan bahwa biaya pembangkitan listrik PLTN SMR tipe HTR menggunakan load factor 90%, dan discount rate 10% untuk daya 3 MWe adalah sebesar 29,5 cents\$/kWh, daya 5 MWe sebesar 22,68 cent\$/kWh dan daya 10 MWe sebesar 16,17 cent\$/kWh. Namun dengan pertimbangan PLTN yang dibangun non komersial daya 10 MWe, maka discount rate yang dapat dipilih adalah sebesar 5% atau 3%, yang masing-masing menghasilkan biaya pembangkit listrik sebesar 10,37 cent\$/kWh dan 8,56 cent\$/kWh. Hasil perhitungan keekonomian reaktor GTHTR dengan daya 10 MWe akan bermanfaat sebagai bahan untuk pengambilan keputusan dalam rencana pembangunan PLTN SMR tipe HTR dengan kapasitas daya maksimal 10 MWe.

Kata kunci: GTHTR, Biaya Pembangkit, Reaktor Daya Eksperimen

ABSTRACT

GTHTR 300 ECONOMIC CALCULATION WITH MINI G4ECONS AS A BASIS FOR GENERATION COST OF GTHTR 10 MWe CALCULATION. The government plan to build Experimental Power Reactor (EPR) requires measurable economic assessment. The purpose of the study was to recalculate Gas Turbine High Temperature Reactor of 300 MWe (GTHTR 300) and compare the results with reference data. Then calculate generation cost of GTHTR 3, 5 and 10 MWe using the scale factor calculation. The methodology used is covered the generation cost calculation using the Mini G4Econs spread sheet models published by IAEA. Result of the verification calculation showed that a relatively similar, which means that the calculation model could be used to calculate for same other cases. Afterward, using scale factor, smaller scale reactor could be calculated. The calculation result show that electricity generation cost of SMR-HTR type with load factor 90% and discount rate 10% for power capacity 3, 5 and 10 MWe are 29.5, 22.68 and 16.17 cents\$/kWh respectively. However, because the EPR is planning to be built as a non-commercial power reactors, then 5 % and 3 % of discount rate could be chosen, each of those discount rate will result electricity generation cost of 10.37 cents\$/kWh and 8.56 cents\$/kWh respectively. These result could be considered by the government for developing SMR type of HTR.

Keywords: GTHTR, Generation Cost, Experimental Power Reactor

1. PENDAHULUAN

Japan Atomic Energy Agency (JAEA) telah merancang reaktor suhu tinggi turbin gas (*Gas Turbine High Temperature Reactor*, GTHTR 300). GTHTR 300 adalah HTR berpendingin gas helium dan bermoderator grafit dengan daya termal 600 MWt dan temperatur keluaran 850°C. GTHTR 300 ini merupakan tipe reaktor yang digunakan untuk penelitian sejak 2003^[1,2] dan bertujuan untuk membangun sistem pembangkit dengan keselamatan yang tinggi dan memberikan keuntungan ekonomis, yang dilakukan dengan penyederhanaan sistem keamanan berdasarkan pengalaman *High Temperatur Testing Reactor* (HTTR) yang telah dibangun dan dioperasikan oleh JAEA sebelumnya.

Saat ini kecenderungan pengembangan reaktor nuklir adalah berdaya kecil, yang didorong oleh dua hal, yakni mahal biaya investasi reaktor berdaya besar dan adanya kebutuhan reaktor daya untuk kapasitas jaringan listrik di bawah 4 GWe (secara umum, kapasitas terpasang suatu unit pembangkit tidak boleh melebihi 15% kapasitas total jaringan). Reaktor daya kecil dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan listrik di daerah dengan tingkat populasi yang rendah atau di daerah terpencil. International Atomic Energy Agency (IAEA) mengklasifikasikan reaktor kecil sebagai reaktor dengan daya di bawah 300 MWe, namun akhir-akhir ini daya 500 MWe dapat diterima sebagai batasan atas untuk reaktor daya kecil^[4].

PLTN daya kecil sebagian besar komponennya didisain dan dipabrikasi dalam bentuk modul-modul (modularisasi) sehingga pekerjaan di tapak lebih sederhana. Hal ini memberikan keuntungan, yakni waktu yang dibutuhkan untuk pembangunan lebih cepat jika dibandingkan dengan reaktor yang tidak termodularisasi^[3]. Margin keselamatan yang tinggi, mudah disesuaikan dengan jaringan yang ada, disain fleksibel (multifungsi), dan biaya modal kecil serta interval pergantian bahan bakar yang panjang (18 sampai 24 bulan) menjadi keunggulan PLTN ini, namun biaya pembangkitan cukup besar bila dibandingkan dengan PLTN berdaya besar^[3]. Dengan menggunakan data referensi GTHTR 300 kapasitas daya 269 MWe akan dilakukan perhitungan ekonomi GTHTR kapasitas daya lebih kecil, yakni 3, 5 dan 10 MWe menggunakan metode perhitungan faktor skala. Studi ini dilakukan untuk menghitung biaya pembangkitan listrik PLTN SMR tipe HTR kapasitas daya 3, 5 dan 10 MWe dalam mills\$/kWh berdasarkan data referensi GTHTR 300 Jepang.

2. METODOLOGI

Tahapan perhitungan biaya pembangkit sebagai berikut:

1. Menghitung biaya pembangkit GTHTR 300 dengan menggunakan *software* Mini G4Econs dan membandingkan hasilnya dengan data referensi, untuk verifikasi.
2. Menghitung biaya pembangkit GTHTR 3, 5 dan 10 MWe menggunakan metode perhitungan faktor skala yang digunakan untuk menghitung GTHTR 300

Power generation cost (PGC) adalah biaya pembangkit per kWh yang di-*levelized*, yang terdiri dari biaya kapital, biaya operasi & pemeliharaan dan biaya bahan bakar^[4]. PGC tidak termasuk biaya transmisi, sehingga sering disebut juga *busbar cost*. Pada beberapa literatur PGC juga disebut *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC). Biaya pembangkitan listrik dari GTHTR 300 di formulasikan sebagai berikut^[5]:

$$PGC = \frac{I}{\left(E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t} \right)} + \frac{M}{E} + F \dots\dots\dots [1]$$

dimana :

PGC : *Power generation cost* (US\$/kWh)

- I : Total Biaya Investasi yang didiskontokan ke tahun COD (*commercial operation date*)
- M : Biaya operasi dan pemeliharaan per tahun
- F : Biaya bahan bakar
- E : Produksi listrik yang dibangkitkan per tahun
- r : *Discount rate*
- n : Umur pembangkit

Selanjutnya menghitung biaya pembangkit GTHTR 3, 5 dan 10 MWe yang menggunakan perhitungan faktor skala dengan rumus sebagai berikut:^[6]

$$\text{Biaya } (P_1) = \text{Biaya } (P_0) (P_1 / P_0)^n \dots\dots\dots[2]$$

- Biaya (P₁) = Biaya pembangkit listrik untuk satuan ukuran daya P₁,
- Biaya (P₀) = Biaya pembangkit listrik untuk satuan ukuran daya P₀, dan
- n = faktor skala, untuk reaktor ukuran daya 300 sampai 1300 MWe faktor skala berkisar antara 0,4-0,7 untuk seluruh pembangkit^[6]

Rumus di atas menunjukkan fungsi skala yang dapat digunakan untuk menggambarkan pengaruh perubahan dari ukuran unit P₀ ke P₁ untuk desain yang sama tetapi kapasitas yang berbeda. Nilai faktor skala n adalah tidak tetap, dan dapat berbeda pada beberapa pembangkit.

Di Korea Selatan secara umum digunakan faktor skala 0,45 untuk desain OPR-1000 dan APR-1400. Studi lain menunjukkan untuk AP1000 dan AP600 faktor skala n adalah 0,6 untuk *direct cost*^[7]. Pada penelitian lain yang didasarkan pada pengalaman Perancis, memberikan evaluasi yang lebih rinci tentang faktor skala, nilai skala 0,6 untuk biaya langsung dan sekitar 0,3 untuk biaya tidak langsung termasuk kontingensi dan biaya *owners*. Nilai n meningkat dengan peningkatan kapasitas pembangkit. Nilai faktor skala dari rincian biaya investasi *overnight cost* untuk 300 MWe sampai dengan 1350 MWe tipe PWR adalah 0,51^[8].

2.1. Data Parameter Teknis dan Ekonomis PLTN SMR

Sebelum dilakukan perhitungan biaya pembangkitan listrik PLTN SMR, maka perlu ditentukan terlebih dahulu parameter teknis dan ekonomisnya, sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 1. Data parameter teknis dan ekonomis ini selanjutnya akan menjadi masukan untuk menghitung biaya pembangkitan listrik PLTN yaitu dengan *software* mini G4econs yang dirilis oleh IAEA pada tahun 2008.

Tabel 1. Data Parameter Teknis dan Ekonomi PLTN SMR^[5]

No	Keterangan	Satuan	GTHTR 300
1	Kapasitas Pembangkit	MWe net	269
2	Faktor Kapasitas	%	80
3	Efisiensi Pembangkit	%	45
4	Umur Teknis	Tahun	60
5	Umur Ekonomis	Tahun	40
6	Masa Konstruksi	Tahun	6
7	<i>Discount Rate</i>	%	3, 4, 10
8	Rata-rata <i>Burn-up</i>	GWd/ton	120

2.1.1. Biaya Investasi PLTN SMR

Referensi menunjukkan bahwa biaya pembangunan reaktor GTHTR 300 adalah 455.500.000 US\$/unit dan biaya listrik adalah 1.658 US\$/kWe^[5]. Satu unit pembangkit listrik mempunyai kapasitas daya bruto 275 MWe, dan kapasitas daya neto sebesar 269 MWe. Dalam setiap unit reaktor GTHTR 300, komponen reaktor meliputi bejana tekan reaktor (*reactor pressure vessel*), komponen inti (*core components*), sistem kendali reaktivitas (*reactivity control system*), sistem penyimpanan dan penanganan bahan bakar (*fuel handling and storage system*) dan sistem pendingin bejana (*vessel cooling system*). Sistem konversi daya termasuk turbin gas, kompresor, generator, penukar panas utama (*main heat exchangers*), bejana konversi daya (*power conversion vessel*), bejana penukar panas (*heat exchanger vessel*) dan pipa bertekanan. Sistem tambahan mencakup sistem pemurnian helium, penyimpanan helium (*helium storage*) dan sistem pasokan (*supply system*), sistem air pendingin, sistem manajemen radiasi, ventilasi dan pendingin udara sistem. Bangunan pembangkit meliputi (*reactor building housing*) 4 unit reaktor dan bangunan penukar panas umum (*common heat exchanger building*).

Tabel 2. Data Referensi GTHTR 300^[5]

GTHTR300	Units	unit 1	unit 1	unit 1	unit 1
<i>Net Electrical Capacity</i>	MWe	269	3	5	10
<i>Balance of Plant Structures</i>	\$ M	15	1,5	1,9	2,7
Bangunan Reaktor	\$ M	37	3,7	4,8	6,8
<i>Non-reactor Structures</i>	\$ M	22	2,2	2,9	4,1
Total Site Improvements and Structures	\$ M	73	7	10	14
Reaktor dan <i>Steam Generator</i>	\$ M	183	18,5	24,0	34,1
<i>Turbine Generator dan Kondensor</i>	\$ M	55	5,5	7,2	10,2
<i>Transformer and Elec. Equipment</i>	\$ M	37	3,7	4,8	6,8
<i>Cooling System and Misc. Equip.</i>	\$ M	18	1,8	2,4	3,4
Power Unit Equipment	\$ M	293	30	38	55
Direct Costs	\$ M	366	37	48	68
<i>Indirect Costs (7% of direct costs)</i>	\$ M	37	3,7	4,8	6,8
<i>First Core Costs</i>	\$ M	17	1,7	2,2	3,2
<i>DD&E Expenses</i>	\$ M	0	0	0	0
<i>Owner's Cost</i>	\$ M	37	3,7	4,8	6,8
<i>Overnight Cost</i>	\$ M	456	46	60	85
<i>Contingency 13%</i>	\$ M	68	6,9	9,0	12,8
Total Overnight Cost	\$ M	524	52,9	68,7	97,8
Total Overnight Cost per kW	\$/kW	1950	17647	13739	9783

Tabel 2 menunjukkan rincian dari *overnight cost*, dengan data kapasitas daya listrik bersih 269 MWe untuk GTHTR 300^[5], sementara format parameter biaya investasi menggunakan referensi yang susunan parameternya mengacu pada SMR tipe HTR disain Amerika Serikat^[9]. Hasil perhitungan GTHTR dengan daya 269 MWe berdasarkan data tahun 2007, menggunakan *discount rate* 3%, menunjukkan hasil perhitungan biaya lebih murah jika dibandingkan dengan negara berkembang seperti Indonesia yang menggunakan *discount rate* 10%. Pada Tabel 2 kolom kapasitas daya bersih (*Net Electrical Capacity*) 3, 5, dan 10 MWe merupakan hasil perhitungan dengan rumus (2) dan faktor skala 0,51. Hasil perhitungan tersebut kemudian dihitung dengan menggunakan *software Mini G4Econs* dari IAEA yang selanjutnya dimasukkan ke dalam format sesuai dengan referensi^[10].

2.1.2. Biaya Bahan Bakar PLTN SMR

PLTN dioperasikan untuk menghasilkan energi listrik selama waktu hidupnya (*life time*). Daur bahan bakar nuklir (*nuclear fuel cycle*) mencakup seluruh aktivitas mulai dari eksplorasi, penambangan, penggilingan, pemurnian, pengkayaan dan kemudian dilanjutkan dengan fabrikasi menjadi elemen bakar nuklir untuk siap digunakan dalam reaktor dan akhirnya menjadi bahan bakar bekas (*spent fuel*). *Back-end cost* merupakan biaya penanganan bahan bakar bekas sesudah dipakai dan keluar dari reaktor, berupa biaya penyimpanan sementara *on-site* di PLTN dan biaya penyimpanan lestari (*permanent storage*). *Burn-up* bahan bakar nuklir merupakan besaran energi yang dihasilkan oleh reaktor untuk setiap metrik ton U^{235} . Besarnya *burn-up* U^{235} tergantung pada teknologi reaktor yang dari tahun ke tahun terus meningkat^[11]. Data nilai *burn-up* yang pada studi ini adalah 120.000 MWd per metrik ton uranium, sesuai dengan spesifikasi pembangkit acuan (*reference plant*). Secara rinci unit harga dari bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Unit Harga dari Bahan Bakar^[5]

Unit Harga	GTHTR 300	Unit	Loss Factor
Pembelian Uranium, Konversi	50	US\$/kg-U	
Pengkayaan	108	Kg-SWU	0,5%
Fabrikasi	4683	US\$/kg-U	1,0%
Penyimpanan	1467	US\$/kg-HM	
Olah Ulang (<i>Reprocessing</i>)	8858	US\$/kg-HM	2,0%
Pembuangan Limbah	8208	US\$/kg-HM	
Fabrikasi Bahan bakar MOX	-	US\$/kg-HM	
<i>Cadangan Uranium (U-inventory)</i>	7,1 t-U		
Pengkayaan bahan bakar	14 wt%		
<i>Tails assay</i> Pengkayaan Uranium	0,25wt%		

Biaya Operasi dan Perawatan

Biaya operasi dan pemeliharaan (*O&M Cost*) adalah biaya yang dibutuhkan untuk mengoperasikan dan merawat PLTN. *O&M Cost* besarnya bergantung pada teknologi dan kapasitas daya yang terpasang^[12]. *O&M Cost* dibedakan menjadi dua, yaitu *variable O&M Cost* dan *fixed O&M Cost*. *Fixed O&M Cost* merupakan biaya operasional rutin, meliputi biaya pegawai, *property tax*, *plant insurance*, dan *life-cycle maintenance*. Variabel *O&M costs* mencakup biaya bahan bakar, *consumables materials*, pemeliharaan langsung unit pembangkit, pemeliharaan gedung pembangkit, dan pemeliharaan oleh *outsourcing*. Variabel *O&M cost* merupakan biaya yang bergantung pada fungsi produksi artinya biaya yang dikeluarkan tergantung dari produksi listrik yang dihasilkan dari PLTN SMR. Total biaya *O&M* dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Total Biaya O&M (cent\$/kWh)^[5]

No	Deskripsi	GTHTR 300	GTHTR 3	GTHTR 5	GTHTR 10
1	Biaya <i>Fixed</i> O&M	0,6391	4,3940	2,8550	1,7007
2	Biaya <i>Variable</i> O&M	0,3258	0,3355	0,3355	0,3355
	Total Biaya O&M	0,9649	4,7296	3,1905	2,0363

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Tabel 5 menunjukkan perbandingan total biaya pembangkit antara referensi dan hasil perhitungan menunjukkan angka yang relatif hampir sama, untuk *load factor* 80% dengan

discount rate 3% diperoleh selisih antara hasil referensi dengan perhitungan sebesar 0,06 cent\$/kWh, untuk *load factor* 80% dengan *discount rate* 4% diperoleh selisih antara hasil referensi dengan perhitungan sebesar 0,05 cent\$/kWh.

Pada kondisi *load factor* 90% dengan *discount rate* 3% diperoleh selisih antara hasil referensi dengan perhitungan sebesar 0,02 cent\$/kWh, sedangkan *discount rate* 4% dengan *load factor* 90% diperoleh selisih antara hasil referensi dengan perhitungan sebesar 0,06 cent\$/kWh (Tabel 5). Referensi dan hasil perhitungan diperoleh hasil yang relatif sama, sehingga dapat dikatakan bahwa alat yang digunakan untuk menghitung (*software*)^[10] biaya pembangkit GTHTR 300 dapat diterima kebenarannya.

Tabel 5. Biaya Pembangkit GTHTR 300 (cent\$/kWh)

<i>Load Factor</i>	80%				90%			
	Ref.	Perh.	Ref.	Perh.	Ref.	Perh.	Ref.	Perh.
<i>Discount Rate</i>	3%	3%	4%	4%	3%	3%	4%	4%
<i>Capital recovery</i>	1,31	1,22	1,45	1,44	1,16	1,09	1,30	1,28
O&M	0,92	1,01	0,92	1,01	0,82	0,93	0,82	0,93
Bahan bakar	1,22	1,16	1,20	1,07	1,22	1,16	1,20	1,07
Total Biaya Pembangkit	3,45	3,39	3,57	3,52	3,20	3,18	3,32	3,28

Keterangan: Ref = Referensi, Perh = Perhitungan

Biaya perhitungan pembangkit GTHTR Jepang (Tabel 5), menggunakan *discount rate* 3% dan 4%. Jika biaya pembangkit dihitung dengan kondisi Indonesia yang menggunakan asumsi *discount rate* 10%, maka hasil perhitungan menggunakan *load factor* 80% dan 90% dengan *discount rate* 10% hasilnya ditunjukkan pada Tabel 6. Terlihat bahwa biaya kapital mendominasi biaya pembangkitan kurang lebih sebesar 62%, selanjutnya diikuti biaya operasi dan perawatan sebesar 21% dan sisanya biaya bahan bakar dengan rata-rata sebesar 17%.

Tabel 6. Biaya Pembangkit GTHTR 300 *discount rate* 10% (cent\$/kWh)

<i>Load Factor</i>	80%	90%
<i>Capital recovery</i>	3,01	2,67
O&M	1,01	0,93
Bahan bakar	0,81	0,81
Total	4,83	4,41

Berdasarkan hasil perhitungan pada Tabel 5 dan 6 yang menunjukkan nilai hasil sama antara referensi dengan hasil hitungan, maka alat yang digunakan untuk menghitung (*software*) biaya pembangkit GTHTR 300 dapat digunakan untuk menghitung biaya pembangkit dengan kapasitas daya yang lebih kecil. Perhitungan biaya pembangkit dengan menggunakan kapasitas daya 10, 5, dan 3 MWe, menggunakan rumus perhitungan skala, ditunjukkan pada Tabel 7.

Tujuan setiap proyek adalah mendapatkan keuntungan, dalam perencanaannya pihak manajemen biasanya mematok *discount rate* untuk keuntungan proyek tersebut. *Discount rate* satu proyek bisa berbeda dengan proyek yang lain, karena pertimbangan tertentu. *Discount rate* di negara maju biasanya lebih kecil dibandingkan negara berkembang. Pada penelitian ini ada tiga pilihan *discount rate* yaitu 3%, 5% dan 10%, agar bisa diperlihatkan gambaran yang lebih banyak dalam mengambil keputusan, sehingga keputusan menjadi lebih mendekati kebenaran.

Tabel 7 menunjukkan bahwa semakin besar kapasitas daya semakin murah biaya

pembangkit listriknya, dan semakin besar *discount rate* serta semakin mahal biaya pembangkit listriknya. Dengan demikian jika pemerintah ingin membangun PLTN 10 MWe dengan menggunakan *discount rate* 10%, maka biaya pembangkit listrik sebesar 16,17 cents\$/kWh. Namun dengan pertimbangan PLTN 10 MWe tersebut merupakan non komersial, maka *discount rate* bisa dipilih *discount rate* 5% atau 3% yang masing-masing menghasilkan biaya pembangkit listrik sebesar 10,37 cent\$/kWh dan 8,56 cent\$/kWh.

Tabel 7. Perhitungan Biaya Pembangkit dengan Load Factor 90%

Kapasitas Daya PLTN	Discount Rate	Capital recovery (cent\$/kWh)	O&M (cent\$/kWh)	Bahan bakar (cent\$/kWh)	Biaya Pembangkit (cent\$/kWh)
GTHTR 300 MWe	3%	1,09	0,93	1,16	3,18
	5%	1,48	0,93	1,00	3,41
	10%	2,67	0,93	0,81	4,41
GTHTR 10 MWe	3%	5,45	1,94	1,16	8,56
	5%	7,42	1,94	0,99	10,37
	10%	13,42	1,94	0,81	16,17
GTHTR 5 MWe	3%	7,66	3,03	1,16	11,85
	5%	10,43	3,03	1,00	14,46
	10%	18,84	3,03	0,81	22,68
GTHTR 3 MWe	3%	9,84	4,49	1,16	15,48
	5%	13,39	4,49	0,99	18,81
	10%	24,20	4,49	0,81	29,50

4. KESIMPULAN

Biaya pembangkitan listrik PLTN SMR tipe HTR menggunakan *load factor* 90%, dan *discount rate* 10% untuk daya 3 MWe adalah sebesar 29,5 cents\$/kWh, daya 5 MWe sebesar 22,68 cent\$/kWh dan daya 10 MWe sebesar 16,17 cent\$/kWh. Namun dengan pertimbangan PLTN yang dibangun non komersial daya 10 MWe, maka *discount rate* yang dapat dipilih adalah sebesar 5% atau 3%, yang masing-masing menghasilkan biaya pembangkit listrik sebesar 10,37 cent\$/kWh dan 8,56 cent\$/kWh. Hasil perhitungan keekonomian reaktor GTHTR dengan daya 10 MWe akan bermanfaat sebagai bahan untuk perbandingan dalam mengambil keputusan dalam rencana pembangunan PLTN SMR tipe HTR dengan kapasitas daya maksimal 10 MWe.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] X. YAN, K. KUNITOMI, *et al.*, "GTHTR300 Design and Development," *Nuclear Engineering and Design*, JAERI, Japan, 2003. 222, 2-3, 247-262.
- [2] K. KUNITOMI, S. KATANISHI *et al.*, "Japan's future HTR – the GTHTR300," *Nuclear Engineering and Design*, Japan, 2004, 233, 1-3, 309-327.
- [3] JAEA, Status report 101 - Gas Turbine High Temperature Reactor (GTHTR300C), Tokyo, 2011
- [4] MOCHAMAD NASRULLAH, "Perhitungan Ekonomi dan Pendanaan PLTN SMR 100 MWe", Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi Nuklir, Pontianak, Kalbar, Juni 2014 Jakarta, Oktober 2014.
- [5] K. KUNITOMI, *et al.*, "Japan Atomic Energy Agency, Basic Design and Economical Evaluation of Gas Turbine High Temperature Reactor 300 (GTHTR300)," Japan, 2007.
- [6] NEA, OECD, Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear

- Reactors. NEA, OECD, 2011.
- [7] PAULSON, C.K., "Westinghouse AP 1000 advanced plant simplification results, measures, and benefits", ICONE-10, (Proc, 10th Int. Conf. on Nuclear Engineering). Arlington VA. 2006.
 - [8] ROILLARD, J., J.L. ROUYER. "Commissariat a l' energie atomique", contributor to IAEA-TECDOC 666, Technical and Economic Evaluation of Prtable Water Production Through Desalination of Sea Water by Using Nuclear Energy and Other Means. 1992.
 - [9] ROBERT ROSNER, STEPHEN GOLDBERG, "Small Modular Reactors – Key to Future Nuclear Power Generation in the U.S.", The University of Chicago EPIC, Chicago, 2011.
 - [10] K WILLIAM, "Software MiniG4Econs", USA, 2007.
 - [11] PT. PLN (Persero) Litbang. "Studi Ekonomi, Pendanaan dan Struktur *Owner* dalam rangka rencana persiapan pembangunan PLTN pertama di Indonesia", Jakarta. 2006.
 - [12] MOCHAMAD NASRULLAH, "Perbandingan Harga Keekonomian dan Tarif Listrik Sebagai Masukan Bagi Pembangunan PLTN di Indonesia" Presentasi Ilmiah tanggal 17 Agustus 2009 di Pusat Pengembangan Energi Nuklir, BATAN, Jakarta. 2009.