

# Teknologi Daur Kombinasi Gasifikasi Batubara Terintegrasi<sup>1</sup>

Oleh :

Agus Sugiyono

Peneliti, BPP Teknologi

## 1. Pendahuluan

Sumber energi di Indonesia ditandai dengan keterbatasan cadangan minyak bumi, cadangan gas alam yang mencukupi serta cadangan batubara yang melimpah. Sumber daya energi batubara diperkirakan sebesar 36.5 milyar ton, dengan sekitar 5.1 milyar ton dikategorikan sebagai cadangan terukur. Sumber daya ini sebagian besar berada di Kalimantan yaitu sebesar 61 %, di Sumatera sebesar 38 % dan sisanya tersebar di wilayah lain. Menurut jenisnya dapat dibagi menjadi *lignite* sebesar 58.6 %, *sub-bituminous* sebesar 26.6 %, *bituminous* sebesar 14.4 % dan sisanya sebesar 0.4 % adalah *anthracite*. Produksi batubara pada tahun 1995 mencapai sebesar 44 juta ton. Sekitar 33 juta ton diekspor dan sisanya sebesar 11 juta ton untuk konsumsi dalam negeri. Dari jumlah 11 juta ton tersebut 60 % atau sekitar 6.5 juta ton digunakan untuk pembangkit listrik, 30 % untuk industri semen dan sisanya digunakan untuk rumah tangga dan industri kecil.

Selama sepuluh tahun terakhir ini penggunaan batubara dalam negeri terus mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan perekonomian dan industrialisasi. Sektor tenaga listrik merupakan sektor yang mengkonsumsi batubara paling besar. Saat ini sekitar 30 % dari total pembangkitan menggunakan bahan bakar batubara. Diperkirakan konsumsi batubara untuk pembangkit listrik akan mencapai dua kali lipat pada awal abad 21.

Permasalahan utama dalam pemanfaatan batubara adalah wujud batubara yang berupa zat padat sehingga kurang luwes dalam transportasinya. Disamping itu batubara mengandung sulfur, nitrogen dan abu dalam jumlah besar sehingga gas buang hasil pembakaran menghasilkan polutan seperti SO<sub>2</sub> dan NO<sub>2</sub> serta abu terbang. Pembakaran batubara juga menghasilkan CO<sub>2</sub> yang berperan dalam proses pemanasan global. Permasalahan tersebut terus dicari pemecahannya melalui riset-riset yang telah dan sedang dikembangkan saat ini.

Aktivitas riset dalam PLTU batubara saat ini telah melahirkan konsep baru yang menjanjikan dapat menaikkan efisiensi, mengurangi emisi polutan dari gas buang serta menghasilkan limbah yang minimum. Konsep baru tersebut adalah teknologi pembakaran

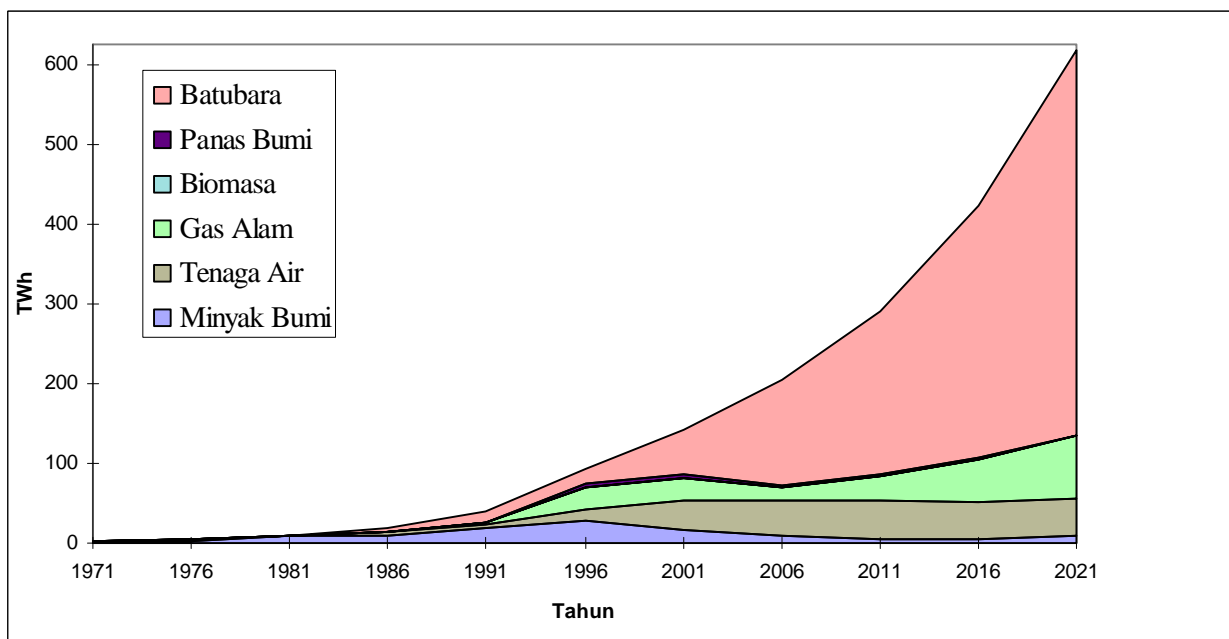
---

<sup>1</sup> Pertamina - KNI-WEC, Hasil-Hasil Lokakarya Energi 1996, hal. 663-675.

*fluidized bed* dan teknologi gasifikasi batubara. Dalam makalah ini akan dibahas teknologi yang kedua yaitu teknologi daur kombinasi gasifikasi batubara sebagai pembangkit listrik di Indonesia.

## 2. Proyeksi Tenaga Listrik

Penggunaan tenaga listrik di Indonesia selama 20 tahun terakhir ini mengalami peningkatan yang cukup pesat, yaitu sebesar 14.5 % per tahun. Pada tahun 1971 penggunaannya baru sebesar 2.5 TWh dan meningkat mencapai 38.6 TWh pada tahun 1991. Penggunaan tenaga listrik ini diperkirakan masih terus berkembang meskipun tingkat pertumbuhannya akan berkurang. Berdasarkan studi MARKAL, kebutuhan tenaga listrik dalam 25 tahun mendatang akan mengalami pertumbuhan sebesar 7.8 % per tahun. Pada Gambar 1 diperlihatkan data historis pemakaian tenaga listrik dan proyeksi penyediaan tenaga listrik untuk tiap jenis bahan bakar sampai tahun 2021.



Gambar 1. Data Historis dan Proyeksi Pembangkit Listrik

(1971-1991 : Data historis dari IEA [7] dan

1996-2021 : Proyeksi studi MARKAL untuk Emission Reduction Case [1])

Saat ini kebutuhan tenaga listrik sebagian besar dipenuhi oleh PLTU berbahan bakar minyak bumi diikuti dengan gas alam dan batubara. Dengan program diversifikasi energi maka prioritas untuk pembangkit listrik adalah yang menggunakan bahan bakar batubara karena cadangan batubara masih sangat melimpah dan harganya kompetitif dibandingkan dengan minyak bumi dan gas alam. Sesuai dengan program tersebut penggunaan batubara untuk pembangkit tenaga listrik terus ditingkatkan. Pada tahun 1996 kebutuhan tenaga listrik diperkirakan sebesar 140.7 TWh dan penggunaan batubara sebagai bahan bakar pangasanya baru

sekitar 21 % dari total pembangkitan, sedangkan pada tahun 2021 kebutuhan mencapai 617.9 TWh dan pangsa penggunaan batubara sudah mencapai 78 %. Pemakaian batubara dalam jumlah besar ini dapat menimbulkan dampak lingkungan bila kurang tepat dalam pemilihan teknologinya. Oleh karena itu pemanfaatan batubara untuk pembangkit listrik di masa mendatang perlu menerapkan teknologi batubara bersih, seperti IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*).

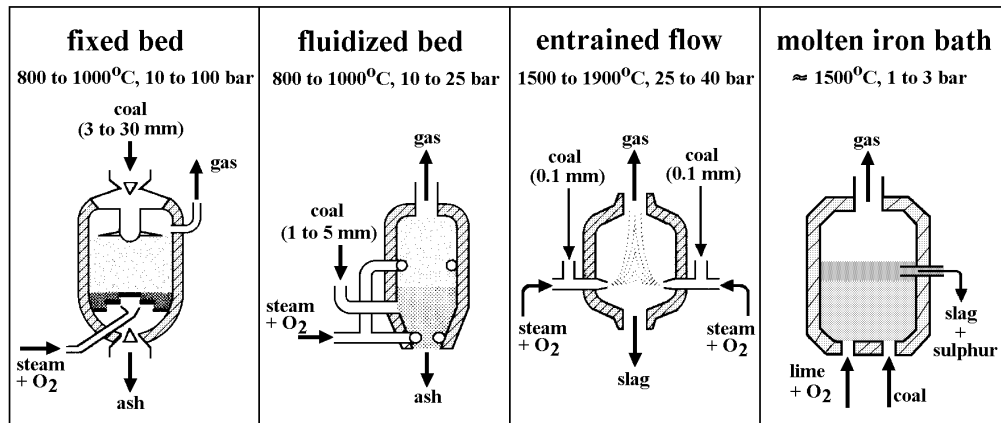
### 3. Teknologi IGCC

Teknologi IGCC merupakan merupakan salah satu teknologi batubara bersih yang sekarang dalam tahap pengembangan. Istilah IGCC ini merupakan istilah yang paling banyak digunakan untuk menyatakan daur kombinasi gasifikasi batubara terintegrasi. Meskipun demikian masih ada beberapa istilah yang digunakan yaitu ICGCC (*Integrated Coal Gasification Combined Cycle*) dan CGCC (*Coal Gasification Combined Cycle*) yang sama artinya. Dalam makalah ini untuk selanjutnya akan digunakan istilah IGCC.

Komponen utama dalam riset IGCC adalah pengembangan teknik gasifikasi batubara. Gasifikasi batubara pada prinsipnya adalah suatu proses perubahan batubara menjadi gas yang mudah terbakar. Proses ini melalui beberapa proses kimia dalam reaktor gasifikasi (*gasifier*). Mula-mula batubara yang sudah diproses secara fisis diumpankan ke dalam reaktor dan akan mengalami proses pemanasan sampai temperatur reaksi serta mengalami proses pirolisa (menjadi bara api). Kecuali bahan pengotor, batubara bersama-sama dengan oksigen dikonversikan menjadi hidrogen, karbon monoksida dan metana. Proses gasifikasi batubara berdasarkan sistem reaksinya dapat dibagi menjadi empat macam yaitu : *fixed bed*, *fluidized bed*, *entrained flow* dan *molten iron bath* (Gambar 2).

Dalam *fixed bed*, serbuk batubara yang berukuran antara 3 - 30 mm diumpankan dari atas reaktor dan akan menumpuk karena gaya beratnya. Uap dan udara ( $O_2$ ) dihembuskan dari bawah berlawanan dengan masukan serbuk batubara akan bereaksi membentuk gas. Reaktor tipe ini dalam prakteknya mempunyai beberapa modifikasi diantaranya adalah proses Lurgi, British Gas dan KILnGas. Sedangkan proses yang menggunakan prinsip *fluidized bed* adalah High-Temperature Winkler, Kellogg Rust Westinghouse dan U-gas. Dalam *fluidized bed* gaya dorong dari uap dan  $O_2$  akan setimbang dengan gaya gravitasi sehingga serbuk batubara dalam keadaan mengambang pada saat terjadi proses gasifikasi. Serbuk batubara yang digunakan lebih halus dan berukuran antara 1 - 5 mm. Dalam *entrained flow* serbuk batubara yang berukuran 0.1 mm dicampur dengan uap dan  $O_2$  sebelum diumpankan ke dalam reaktor. Proses ini telah digunakan untuk memproduksi gas sintesis dengan nama proses Koppers-Totzek. Proses yang sejenis

kemudian muncul seperti proses PRENFLO, Shell, Texaco dan DOW. Proses *molten iron bath* merupakan pengembangan dalam proses industri baja. Serbuk batubara diumpankan ke dalam reaktor bersama-sama dengan kapur dan O<sub>2</sub>. Kecuali proses *molten iron bath* semua proses telah digunakan untuk keperluan pembangkit listrik.



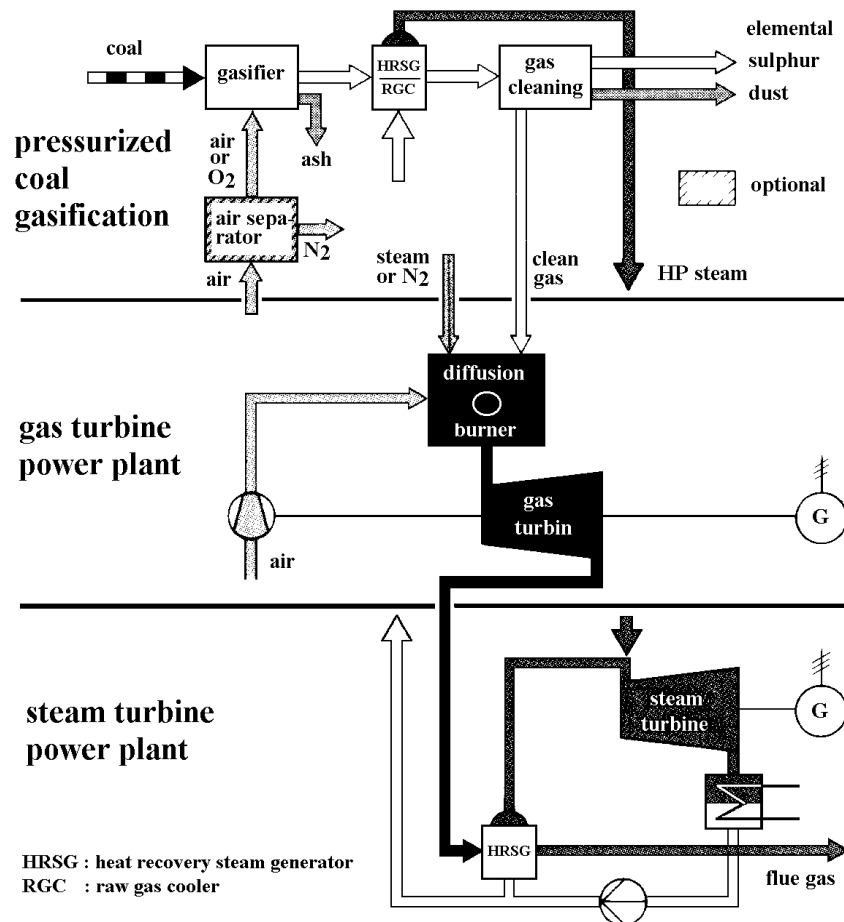
Gambar 2. Tipe Reaktor Gasifikasi [5]

Saat ini teknologi IGCC sedang dikembangkan di seluruh dunia, seperti : Jepang, Belanda, Amerika Serikat dan Spanyol seperti ditunjukkan pada Tabel 1. Di samping proses gasifikasi yang terus mengalami perbaikan, gas turbin jenis baru juga terus dikembangkan. Temperatur masukan gas turbin yang tinggi akan dapat menaikkan efisiensi dan ini dapat dicapai dengan penggunaan material baru dan perbaikan sistem pendinginnya.

Prinsip kerja dari IGCC ditunjukkan pada Gambar 3. IGCC merupakan perpaduan teknologi gasifikasi batubara dan proses pembangkitan uap. Gas hasil gasifikasi batubara mengalami proses pembersihan sulfur dan nitrogen. Sulfur yang masih dalam bentuk H<sub>2</sub>S dan nitrogen dalam bentuk NH<sub>3</sub> lebih mudah dibersihkan sebelum dibakar dari pada sudah dalam bentuk oksida dalam gas buang. Sedangkan abu dibersihkan dalam reaktor gasifikasi. Gas yang sudah bersih ini dibakar di ruang bakar dan kemudian gas hasil pembakaran disalurkan ke dalam turbin gas untuk menggerakkan generator. Gas buang dari turbin gas dimanfaatkan dengan menggunakan HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*) untuk membangkitkan uap. Uap dari HRSG (setelah turbin gas) digabungkan dengan uap dari HRSG (setelah reaktor gasifikasi) digunakan untuk menggerakkan turbin uap yang akan menggerakkan generator.

Tabel 1. Status Riset IGCC [3][4][8][9]

Proyek	Plant Size	Plant Efficiency	Gasification Furnace			Gas Refining	Start-up Date	Developer
			Model	Coal Supply Method	Oxidizing Agent			
200T/Day Jet Bed Coal Gasification Pilot Plant Development (Nakoso, Japan)	Volume of Coal Processed 200 t/day	43.5 % (1,300°C Class GT) Verification Plant Target Value	Two-stage Jet Bed	Dry Coal	Air	Dry Type	1990, now in operation	NEDO (MITI/Companies)
Wabash River IGCC Project (Wabash River, USA)	262 MW	38 % (1,250°C Class GT)	DOW	Slurry	Oxygen	Wet Type	1991, now in operation	DESTEC Energy, PSI Energy
Buggenum IGCC Project (Buggenum, Holland)	252 MW	41.4 % (1,100°C Class GT)	SHELL	Dry Coal	Oxygen	Wet Type	1994, now in operation	DEMKOLEC
Puertollano IGCC Project (Puertollano, Spain)	300 MW	43 % (1,250°C Class GT)	PRENFLO	Dry Coal	Oxygen	Wet Type	1996	ENDESA
Tampa Electric IGCC Project (Polk Country, USA)	250 MW	40 % (1,250°C Class GT)	TEXACO	Slurry	Oxygen	Wet Type	1998	Tampa Electric, Texaco, GE
Finon Pine Power Project (Nevada, USA)	104 MW	42 %	n.a	n.a	n.a	n.a	2000	Siera Pacific Co., DOE



Gambar 3. Prinsip Kerja Pembangkit Listrik IGCC [5]

#### 4. Aspek Ekonomi dan Lingkungan

Secara ekonomi, pembangkit listrik IGCC saat ini mempunyai biaya investasi yang lebih tinggi bila dibandingkan dengan PLTU batubara konvensional seperti terlihat pada Tabel 2. Tetapi peneliti pada perusahaan gasifier Texaco memperkirakan bahwa biaya investasi

pembangkit listrik IGCC dapat bersaing dengan PLTU batubara konvensional karena faktor efisiensi. Untuk IGCC yang mempunyai unit lebih besar dari 400 MW dapat bersaing, sedangkan yang lebih kecil dari 200 MW akan lebih mahal bila dibandingkan dengan PLTU batubara konvensional. Faktor lain yang menjadi pertimbangan penggunaan teknologi IGCC adalah ramah terhadap lingkungan yang akan dibahas di bawah ini.

Tabel 2. Perbandingan Biaya PLTU Batubara Konvensional dan IGCC [2]

Parameter	Unit	Konvensional		IGCC
		Tanpa Abatement	Dengan Abatement	
Biaya Investasi	\$/kW	1.250	1.520	2.132
Biaya Tetap O&M	\$/kW/tahun	10,6	17,0	62,9
Biaya Tidak Tetap O&M	\$/GJ	0,6	0,8	2,2
Masa Guna	tahun	25	25	25

Biaya investasi sudah termasuk *interest during construction*  
 Sumber : Database studi MARKAL (basis biaya US \$ 1991)

Kadar sulfur batubara Indonesia cukup rendah yaitu sekitar 0.1 % sampai dengan 1.0 %. Sedangkan kadar abu berkisar antara 1.2 % sampai dengan 15 %. Kadar sulfur dan abu ini sangat rendah bila dibandingkan dengan negara lain Akan tetapi penggunaan batubara yang meningkat pesat dan standar lingkungan hidup yang makin baik tetap membutuhkan teknologi batubara bersih. Standar tersebut mengacu kepada Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. KEP-13/MENLH/3/1995 dan khusus untuk PLTU batubara dirangkumkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Baku Mutu Emisi Pembangkit Tenaga Listrik Tenaga Uap Berbahan Bakar Batubara [10]

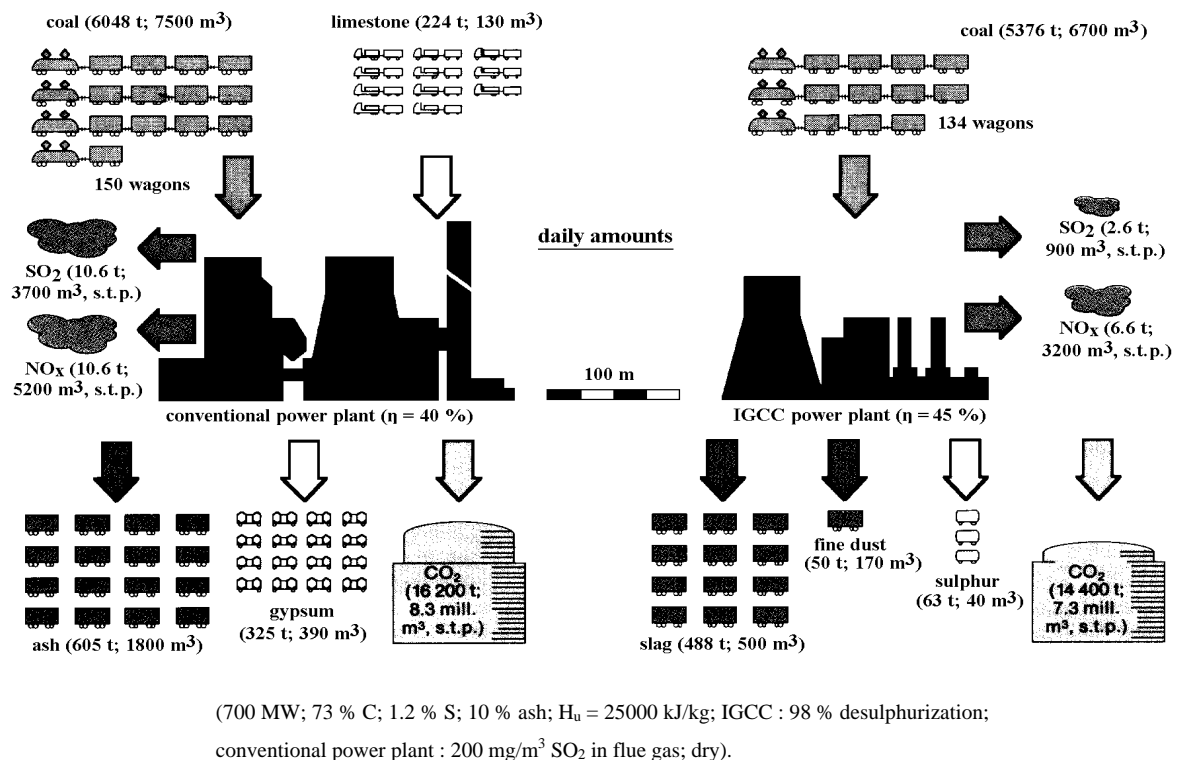
No.	Parameter	Batas Maksimum (mg/m <sup>3</sup> )	
		Berlaku efektif tahun 1995	Berlaku efektif tahun 2000
1.	Total Partikel	300	150
2.	Sulfur Dioksida (SO <sub>2</sub> )	1500	750
3.	Nitrogen Oksida (NO <sub>2</sub> )	1700	850
4.	Opacity	40 %	20 %

Penggunaan teknologi PLTU batubara konvensional saat ini mempunyai kekurangan yaitu efisiensinya rendah yang berkisar antara 33 - 36 %. Efisiensi ini dapat ditingkatkan dengan membangun unit pembangkit yang lebih besar atau dengan menaikkan suhu dan tekanan dalam siklus panasnya. Cara ini mempunyai keterbatasan dan menambah tingkat kerumitan dalam pemilihan materialnya. Disamping itu tuntutan dalam memelihara lingkungan hidup (seperti telah disebutkan di atas) akan menambah biaya pembangkitan karena adanya penambahan peralatan seperti : de-SO<sub>x</sub> (desulfurisasi), de-NO<sub>x</sub> (denitrifikasi) dan penyaring debu (*electrostatic precipitator*). Pemasangan peralatan ini juga akan mengurangi efisiensi total pembangkit listrik.

Teknologi IGCC ini mempunyai kelebihan yaitu dalam hal bahan bakar : tidak ada pembatas untuk tipe, ukuran dan kandungan abu dari batubara yang digunakan. Dalam hal

lingkungan : emisi  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$  serta debu dapat dikurangi tanpa penambahan peralatan tambahan seperti de- $\text{SO}_x$  dan de- $\text{NO}_x$  dan juga limbah cair serta luas tanah yang dibutuhkan juga berkurang. Disamping itu pembangkit listrik IGCC mempunyai produk sampingan yang merupakan komoditi yang mempunyai nilai jual seperti : sulfur, asam sulfat dan gypsum.

Efisiensi pembangkit listrik ICGG berkisar antara 38 - 45 % yang lebih tinggi 5 - 10 % dibandingkan PLTU batubara konvensional. Hal ini dimungkinkan dengan adanya proses gasifikasi sehingga energi yang terkandung dalam batubara dapat digunakan secara efektif dan digunakannya HRSG untuk membentuk suatu daur kombinasi antara turbin gas dan turbin uap.



Gambar 4. Perbandingan Operasional PLTU Batubara Konvensional dengan IGCC [5]

Dalam sistem IGCC, sekitar 95 - 99 % dari kandungan sulfur dalam batubara dapat dihilangkan sebelum pembakaran.  $\text{NO}_x$  dapat dikurangi sebesar 70 - 93 % dan  $\text{CO}_2$  dapat dikurangi sebesar 20 - 35 % (emisinya berkisar antara 0.75 - 0.85  $\text{kg CO}_2/\text{kWh}$ ) dibandingkan dengan PLTU batubara konvensional. Dengan tingkat emisi yang rendah maka dapat untuk mencegah terjadi hujan asam karena emisi polutan  $\text{SO}_2$  dan  $\text{NO}_x$  serta mencegah terjadinya pemanasan global karena emisi  $\text{CO}_2$ .

Salah satu hal yang menarik dalam sistem IGCC adalah pembangunannya dapat dilakukan secara bertahap yaitu :

- tahap pertama : pembangunan turbin gas dan perlengkapan pembangkit listrik

- tahap kedua : pembangunan sistem daur kombinasi, dan
- tahap ketiga : pembangunan unit gasifikasi.

Pembangunan dua tahap yang pertama memerlukan biaya investasi yang relatif kecil dan sudah dapat menghasilkan tenaga listrik. Investasi yang besar hanya dibutuhkan pada saat pembangunan tahap ketiga dan dilaksanakan bila sudah dinilai ekonomis untuk mengganti bahan bakar dari gas alam dengan batubara. Disamping itu sistem IGCC didesain secara modular sehingga mudah untuk dikembangkan menjadi unit yang lebih besar kapasitasnya pada saat kebutuhan tenaga listrik sudah meningkat.

Meskipun saat ini teknologi IGCC ini masih dalam taraf demonstrasi diharapkan sekitar tahun 2000 sudah dapat beroperasi secara komersial. Bahkan Wabash River IGCC Project sudah membuat pernyataan dapat beroperasi secara komersial mulai tahun 1995. Untuk Indonesia sekitar tahun 2015 PLTU batubara konvensional yang digunakan saat ini sudah habis masa gunanya (*life time*) sehingga penggunaan pembangkit listrik IGCC merupakan teknologi alternatif yang patut dipertimbangkan.

## **5. Kesimpulan**

Pemakaian tenaga listrik di Indonesia selama 20 tahun terakhir ini mengalami peningkatan yang cukup pesat yaitu 14.5 % per tahun dan dalam 25 tahun mendatang diperkirakan akan terus mengalami peningkatan dengan pertumbuhan sebesar 7.8 % per tahun. Pada tahun 1996 kebutuhan tenaga listrik diperkirakan sebesar 140.7 TWh dan pada tahun 2021 kebutuhan mencapai 617.9 TWh. Sedangkan pangsa penggunaan batubara untuk pembangkit listrik terus meningkat pesat dari 21 % pada tahun 1996 menjadi 78 % pada tahun 2021. Pemakaian batubara dalam jumlah besar ini harus menerapkan teknologi batubara bersih, salah satunya yaitu IGCC, supaya dampak lingkungannya minimum. IGCC saat ini sedang dalam taraf pengembangan dan diharapkan sudah beroperasi secara komersial dalam waktu dekat ini. Pembangkit listrik IGCC mempunyai keunggulan bila dibandingkan dengan PLTU konvensional dengan tambahan de-SO<sub>x</sub> dan de-NO<sub>x</sub> dalam hal dampak lingkungan. Bagi Indonesia pembangkit listrik IGCC merupakan teknologi alternatif yang patut dipertimbangkan untuk menggantikan PLTU batubara konvensional yang sudah habis masa gunanya dan untuk pembangunan pembangkit listrik yang baru.

## **Daftar Pustaka**

- [1] BPPT-KFA, *Environmental Impacts of Energy Strategies for Indonesia*, Final Summary Report, May 1993.

- [2] BPPT-KFA, *Technology Assessment for Energy Related CO<sub>2</sub> Reduction Strategies for Indonesia*, Final report, July 1995.
- [3] L.O.M. Koenders and P.L. Zuideveld, *The Shell Coal Gasification Process : history, applications, present status and future developments*, Presented at the Indonesia-Netherlands Seminar on Clean Coal Technology, Jakarta, May 1996.
- [4] n.n., *Wabash River Coal Gasification Repowering Project*, Final Public Design Report, Texas, July 1995.
- [5] R. Muller and U. Schiffers, *Pressurized Coal Gasification for the Combined-Cycle Process*, VGB Kraftwerkstechnik 68, Number 10, 1988.
- [6] Soedjoko Tirtosoekotjo and Edi Prasodjo, *Reliability of Coal to Support Electricity Development Program in Indonesia*, Presented at the Indonesia-Netherlands Seminar on Clean Coal Technology, Jakarta, May 1996.
- [7] IEA, *Energy Statistics and Balances*, dalam disket, Paris, 1993.
- [8] Nobuyuki Nishikawa, *Contribution to the Global Measures Through Integrated Gasification Combined Cycle Development*, Preceedings on Clean Coal Day '95 : International Symposium, Tokyo, September 1995.
- [9] URL : <http://www.metc.doe.gov/research/power/igcc.html>.
- [10] Bapedal dan EMDI, *Keputusan Menteri Lingkungan Hidup Nomor : KEP.13/MENLH/3/1995 Tentang Baku Mutu Emisi Sumber Tidak Bergerak*, 1995.