

# Analisis Komparasi Perhitungan Teori dan Aktual Terhadap Daya Aktif dan Daya Reaktif Steam Turbine Generator 2.0 Pada PT Indonesia Power Semarang

*by* Jaka Windarta

---

**Submission date:** 08-Oct-2020 12:03PM (UTC+0700)

**Submission ID:** 1408805239

**File name:** JEBT.pdf (902.08K)

**Word count:** 4108

**Character count:** 23592

# Analisis Komparasi Perhitungan Teori dan Aktual Terhadap Daya Aktif dan Daya Reaktif Steam Turbine Generator 2.0 Pda PT Indonesia Power Semarang

Ricky dan Jaka Windarta<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Program Magsiter, Sekolah Pascasarjana, Universitas Diponegoro

Email: [ricky12341999@gmail.com](mailto:ricky12341999@gmail.com) (R); [jakawindarta@lecturer.undip.ac.id](mailto:jakawindarta@lecturer.undip.ac.id) (J.W)

**Abstrak.** Generator adalah alat yang digunakan untuk mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Generator terbagi menjadi 2 yakni generator AC dan generator DC. Yang membedakan dari keduanya itu adalah tegangan dan arus yang dihasilkan. Untuk AC bentuk gelombangnya bolak – balik sedangkan untuk DC gelombangnya searah. Generator AC banyak digunakan dalam sistem pembangkit tenaga listrik. Khususnya pada PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok Blok 2 menggunakan generator AC atau nama lainnya generator sinkron untuk menghasilkan energi listrik. Dimana energi mekanik yang digunakan bersumber dari turbin gas dan turbin uap yang dikopel dengan generator. Untuk menghasilkan energi listrik, tentu ada tata perhitungan yang dibutuhkan untuk mengatur nilai daya yang dihasilkan. Dalam penjualan daya yang dihasilkan PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU tentu terdapat ketentuan mendasar seperti nilai daya yang dijual berapa banyak dan mendasar pada data operasi yang ditampilkan dari kombinasi sistem pengukuran daya. Dimana dalam konteks daya tentu ada yang namanya faktor daya. Dalam laporan analisa ini penulis akan membuktikan mengenai kesesuaian hasil perhitungan dengan nilai aktual pada data operasi. Apabila ditemukan perbedaan nilai antara data operasi dengan perhitungan yang disebabkan pengaruh faktor daya maka perlu dilakukan inspeksi peralatan pengukuran seperti pada Steam Turbine 2.0 PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU.

**Kata kunci:** generator sinkron, daya, faktor daya, perbedaan nilai

---

## 1. Pendahuluan

Generator adalah alat yang digunakan untuk mengubah energi mekanik menjadi energi listrik. Generator terbagi menjadi 2 yakni generator AC dan generator DC. Yang membedakan dari keduanya itu adalah tegangan dan arus yang dihasilkan. Untuk AC bentuk gelombangnya bolak – balik sedangkan untuk DC gelombangnya searah.

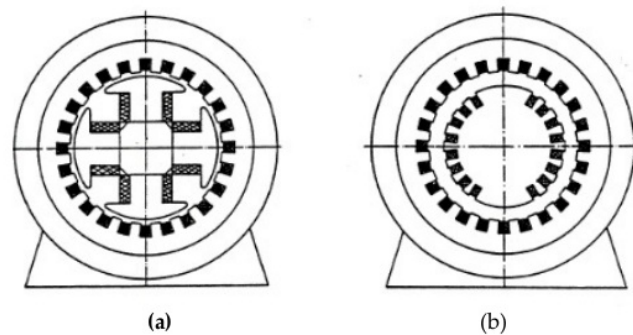
Generator AC banyak digunakan dalam sistem pembangkit tenaga listrik. Khususnya pada PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok 1 & Blok 2 menggunakan generator AC atau nama lainnya generator sinkron untuk menghasilkan energi listrik. Dimana energi mekanik yang digunakan bersumber dari turbin gas dan turbin uap yang dikopel dengan generator.

Untuk menghasilkan energi listrik, tentu ada tata perhitungan yang dibutuhkan untuk mengatur nilai daya yang dihasilkan. Dasar perhitungan nilai daya yang dihasilkan menggunakan metode rangkaian ekuivalen generator sinkron.

## 2. Dasar Teori

### 2.1 Gambaran Umum Generator Sinkron

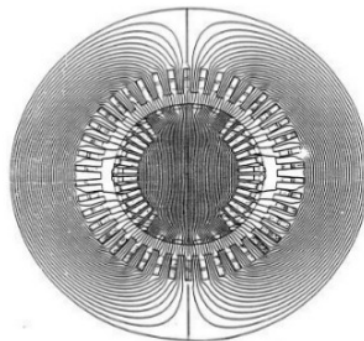
Gambaran umum generator sinkron berikut berdasar pada referensi [1]. Generator yang digunakan pada sistem pembangkit tenaga listrik untuk menghasilkan energi listrik pada umumnya adalah mesin sinkron. Dua tipe desain terbagi atas penggunaannya terhadap kecepatan putar turbin terdiri dari *Turbo-Generators* dan *Salient-Pole Generators*. Untuk *Turbo-Generators* biasa dipakai pada sistem PLTG atau PLTU sebagaimana kerjanya dikopel dengan turbin gas atau turbin uap dengan kecepatan putar 3000 rpm pada frekuensi 50 Hz. Sedangkan pada *Salient-Pole Generators* biasa dipakai pada PLTD atau PLTU dengan kapasitas kecil dimana kerjanya dikopel dengan mesin *diesel* pada kecepatan putar 60 rpm sampai 1500 rpm.



**Gambar 1.** (a) Salient-Pole Generators  
(b) Turbo-Generators

Pada Gambar 1 melihat perbedaan mendasar pada bentuk *salient-pole rotor* dengan *turbo rotor* (*non salient pole rotor*). Pada dasarnya untuk konstruksi pada bagian *stator* antara kedua jenis generator tersebut sama. Yang membedakan adalah konstruksi dari *rotor*-nya. Untuk bentuk kumparan pada *salient-pole* bersifat memiliki nilai kumparan medan yang terkonsentrasi tetap dan tanpa ada pelindung lilitan. Sedangkan pada *non salient pole / turbo* bentuk kumparannya bersifat mendistribusikan kumparan medan pada *slots*-nya dimana lilitan dilindungi dengan *wedges* untuk melawan gaya *centrifugal* yang tinggi.

Pada *Turbo-Generator* kumparan medan yang terdapat pada *rotor* dibentuk oleh arus searah (arus eksitasi [ $I_f$ ]). Medan magnet yang dihasilkan *rotor* akan menginduksi *stator* dengan melewati perantara udara.



**Gambar 2.** Konfigurasi Medan Tanpa Beban

Pada **Gambar 2** ditampilkan konfigurasi medan pada *turbo-generator* dalam kondisi hubung buka (*open circuit*) dengan nilai arus pada *stator* bernilai 0. Medan magnet berputar sebagaimana perputaran pada *rotor*. Hal ini menghasilkan medan bolak-balik yang dapat menginduksi tegangan pada kumparan *stator*.

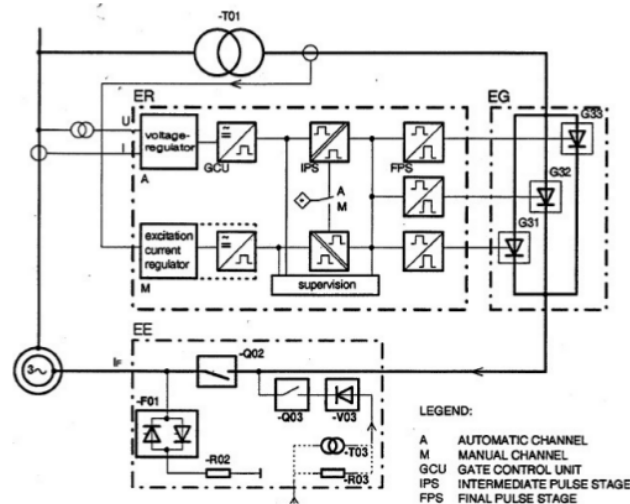
Medan bolak-balik yang terdapat pada *stator* harus terbuat dari inti *stator* yang dilaminasi. Hal ini dilakukan karena kontruksi dengan inti padat dapat menghasilkan induksi arus *eddy*. Jika arus *eddy* ini tidak ditangkal maka hasil produksi dari generator tidak dapat digunakan.

*Stator* mempunyai kumparan 3 fasa. Masing-masing kumparan tiap fasa terpisahkan sebesar  $120^\circ$  supaya medan putar dapat melewati ketiga fasa dengan waktu yang sama. Tegangan yang terinduksi pada kumparan memiliki selisih fasa sebesar  $120^\circ$ .

Kumparan *stator* dilindungi oleh intislot dengan *wedges* jadi gaya *electromagnetic* terjadi dalam batang kumparan dengan tidak memberikan getaran pada tiap-tiap batangnya.

Flux magnetik lebih baik melewati *core teeth* karena resistansi magnetiknya lebih kecil.

## 2.2 Sistem Eksitasi Generator Sinkron



**Gambar 3.** Sistem Eksitasi Generator Sinkron

Sistem eksitasi generator sinkron berikut berdasar pada referensi [2]. Peralatan *static excitation* mengatur tegangan generator (dan / atau daya reaktif selama generator beroperasi paralel dengan sistem) dengan jalan mengontrol secara langsung arus *rotor* menggunakan *thyristor converters*.

Unit eksitasi dapat dipisahkan ke dalam 4 bagian utama :

1. *Excitation transformer* -T01
2. *Control Unit* ER
3. *Converter* EG
4. *Field Flashing and deexcitation equipment* EE

Pada sistem *shunt excitation*, daya eksitasi diambil dari generator *stator*. Arus medan untuk *rotor* mengalir melalui *excitation transformer* -T01, *converter* EG, dan *field circuit breaker* -Q02. *Excitation transformer* menurunkan tegangan generator ke level yang diperlukan oleh *converter*, memberikan isolasi galvanis antara terminal generator dan belitan medan dan bertindak pada saat yang bersamaan seperti *commutating reactance* untuk *converter*. *Converter* EG mengubah arus 3 fasa menjadi arus DC yang teregulasi.

Dalam sistem eksitasi tipe *shunt*, tidak terdapat cukup medan sisa di dalam generator untuk menghasilkan tegangan generator melalui *converter*. Untuk mengatasi masalah ini, diperlukan

special field flashing equipment. Ketika peralatan *field flashing* disuplai oleh daya dari sumber DC (battery), arus *field flashing* dibatasi oleh sebuah resistor. Ketika disuplai dari sistem AC, sebuah transformer beroperasi sebagai *adapter*. Eksitasi generator diaktifkan dengan menutup *field circuit* – Q02 dan *field flashing breaker* Q03. *Breaker* tersebut menyuplai arus ke medan, yang akan mengeksitasi generator sampai dengan 15...30%  $U_g$ . Generator kemudian menyuplai tegangan ke *converter* melalui *excitation transformer*. Mulai dengan 10% tegangan generator, *firing* elektronis dan *converter* dapat meneruskan kenaikan tegangan, sehingga rangkaian *field flashing* dapat mengurangi arus. Saat tegangan mencapai 70% dari  $U_g$ , *field flashing breaker* akan terbuka dan tidak ada lagi arus yang lewat. Dioda bridge pada *input field flashing breaker* mencegah aliran balik dari arus ke sumber *field flashing*. *Redundancies* dalam sistem menjamin *reliability* dan *availability* dari peralatan eksitasi.

*Converter* EG dibagi menjadi 3 *converter block* yang berdiri sendiri G31, G32,... Jika salah satu *converter block* *fail*, sistem tetap dapat beroperasi dengan menggunakan blok lainnya ( $n-1$  *redundance*).

Setiap *block* tersebut memiliki *final pulse stage*, pendingin dan peralatan monitoring masing-masing. *Redundance* di regulator dijamin oleh 2 channel yang terpisah dengan pengukuran pada *input* dan ekstensive monitoring yang berdiri sendiri ("SUPERVISION").

Channel 1 (*AUTOMATIC channel*) difungsikan sebagai *voltage regulator* dan ON selama operasi normal. Sebagai tambahan pada *voltage regulator*, yang mempunyai algoritma *control* PID (*Proportional, Integral, differential*), *AUTOMATIC channel* juga terdiri dari berbagai *limiters* (pembatas) dan *corrective control circuit* untuk menjamin kestabilan operasi generator sampai batas maksimum yang diijinkan. Channel ini memiliki sebuah *Gate control unit* dengan *intermediate pulse stage* yang membangkitkan *firing pulses* untuk *thyristor converter*. Selama beroperasi normal (*AUTO*), *intermediate pulse stage* dari *AUTOMATIC channel* dalam posisi aktif dan mengirimkan *firing pulses* yang terpisah secara *galvanic* ke *common pulse bus* pada *input* dari *Final pulse stage*. Berbagai fungsi monitoring dari *AUTOMATIC channel* dan *pulse monitoring* pada *common pulse bus* mengirimkan sinyal *automatic switch-over* ke channel 2 pada saat terjadi *malfunction*.

Channel 2 (*MANUAL channel*) difungsikan sebagai *field current regulator* yang sederhana dengan algoritma kontrol PI (*Proportional, Integral*). Peralatan ini berfungsi sebagai *back-up channel* dalam kondisi di mana terjadi *malfunction* pada *AUTOMATIC channel*, dan juga dapat digunakan untuk *commissioning* serta digunakan sebagai alat untuk pengujian khusus. Pada channel ini tidak terdapat *limiter* (pembatas) yang menjamin agar generator tetap beroperasi di dalam batas operasi. Untuk alasan ini maka pengoperasian dengan *field current regulator* memerlukan pengaturan/*adjustment* yang benar pada titik operasi generator dan monitoring yang terus-menerus oleh operator. Bilamana batas operasi generator tercapai, *safety device* merespon segera, dengan jalan mematikan *excitation* and generator.

*MANUAL channel* memiliki *gate control unit* sendiri (*software* untuk *If regulator* juga diaplikasikan di channel ini) dan *intermediate pulse stage* sendiri juga. Selama beroperasi normal (*AUTOMATIC*), *intermediate pulse stage* ini menahan *firing pulse* agar tidak mencapai *pulse bus*. Berbagai monitoring pada *MANUAL channel* dan monitoring pulsa pada *input intermediate pulse stage* akan mengirimkan sebuah alarm dalam kondisi dimana terjadi *malfunction* ketika *MANUAL channel* dalam kondisi *stand-by*. Jika *MANUAL channel* mendeteksi adanya *malfunction* saat *MANUAL channel* tersebut beroperasi, maka sistem eksitasi akan *trip*.

Kedua channel dilengkapi dengan peralatan tracking sehingga channel yang tidak aktif selalu membangkitkan *variable control* yang sama dengan channel yang aktif selama beroperasi dalam kondisi *steady state*. Hal ini dimaksudkan untuk menjamin *switch-over* yang mulus dari *AUTOMATIC channel* ke *MANUAL channel* dan sebaliknya. Untuk menjamin bahwa *MANUAL channel* akan (jika ada *malfunction*) mengambil alih titik operasi sebelum terjadi permasalahan, maka respon tracking dari *MANUAL channel* di set relatif lambat.

Sebagai tambahan untuk *pulse monitor* ("SUPERVISION") seperti yang ditunjukkan dalam basic circuit diagram, sistem eksitasi memiliki sebuah monitoring yang berdiri sendiri. Salah satu fungsinya adalah memantau arus medan apakah masih dalam limit yang bisa diterima. Peralatan tersebut akan mengirimkan *switch-over* ke *MANUAL channel* bilamana arus medan mencapai *preset*

*limit*. Jika (bahkan setelah *switchover*) arus medan tidak turun kembali ke level yang diijinkan, sistem eksitasi akan dimatikan oleh proteksi. Pengukuran yang paling penting pada *input* sistem eksitasi ( $I_f$ , UG, Usyn) memiliki sistem *redundant*. Monitoring sistem eksitasi memeriksa apakah pengukuran tersebut masuk akal atau tidak. Sebuah alarm akan selalu dikirimkan dalam kondisi di mana terjadi *malfunction*. Dalam kasus tertentu, *switch-over* ke *channel* 2 juga diinisiasikan. Sebagai peralatan tambahan, *excitation monitoring* juga terdiri dari monitor arus untuk memeriksa konduktansi arus dalam semua *thyristor*.

Sistem eksitasi terdiri dari sistem proteksi yang berdiri sendiri untuk melindungi *excitation transformer*, *converter*, dan generator. Seperti *monitoring* sistem eksitasi, sistem proteksi ini memeriksa apakah arus medan yang tinggi masih dalam batas yang diijinkan. Sistem proteksi tersebut juga dapat mendeteksi *shortcircuit* di dalam rangkaian eksitasi dan menjaga peralatan dari kerusakan dalam batas operasi melalui *tripping* yang cepat dari sistem eksitasi dan pembukaan generator *breaker*. *Overheating* dari *excitation transformer* akan ditunjukkan oleh alarm (pada preset limit) dan kemudian akan mengirimkan sinyal *protective shut-down* (pada limit yang lebih tinggi). Proteksi *over-voltage* (CROWBAR) dalam peralatan *deexcitation* EE menyediakan fungsi proteksi untuk rotor dan rectifier. Sistem proteksi ini memonitor tegangan medan pada kedua polaritas dan jika perlu *deenergize* medan melalui *deexcitation* resistor.

### 2.3 Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Teori rangkaian ekuivalen generator sinkron berikut berdasar pada referensi [3], [4], dan [5]. Dalam model satu-fasa, tegangan terbangkit di kumparan jangkar per fasa adalah  $E_f$ , tegangan di terminal generator adalah  $V$ . Adanya impedansi belitan jangkar membuat  $E_f$  dan  $V$  berbeda fasa. Jika kita ambil tegangan terminal generator sebagai referensi dan beda sudut fasa antara tegangan terminal dan tegangan terbangkit adalah  $\delta$ , maka:

$$V = V \angle 0^\circ \quad \text{dan} \quad E_f = E_f \angle \delta \quad (1)$$

dan  $\delta$  disebut *sudut daya* (*power angle*) Impedansi belitan jangkar tiap fasa adalah

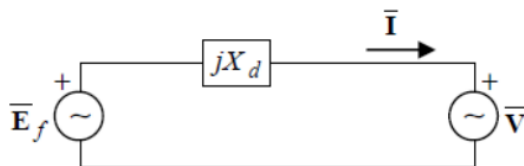
$$Z = R_a + jX_a \quad (2)$$

Karena  $X_a \gg R_a$  maka

$$Z \approx jX_a = jX_d \quad (3)$$

$X_d$  adalah reaktansi jangkar yang disebut *direct axis reactance*.

Kita menganggap generator sinkron terbebani seimbang. Oleh karena itu rangkaian ekuivalen yang kita perlukan hanyalah rangkaian urutan positif. Jika beban generator sinkron kita modelkan sebagai sumber tegangan, kita memperoleh rangkaian ekuivalen generator sinkron dengan bebannya seperti terlihat pada **Gambar 4**.



**Gambar 4.** Rangkaian Ekuivalen Model Satu Fasa Generator Sinkron dengan Beban

Persamaan umum berdasar **Gambar 4** dengan menggunakan metode hukum Kirchoff II (Kirchoff Voltage Law) adalah sebagai berikut :

$$-E_f + I(jX_d) + V = 0 \quad (4a)$$

$$E_f = I(jX_d) + V \quad (4b)$$

#### 2.4 Perhitungan Daya Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Teori perhitungan daya rangkaian ekuivalen generator sinkron berikut berdasar pada referensi [3], [4], dan [5]. Dengan (4.12.b) *daya per fasa* yang keluar dari terminal generator adalah

$$S_i = \bar{V} \bar{I}^* = \bar{V} \left( \frac{E_f - \bar{V}}{jX_d} \right) \quad (5)$$

$$S_i = V \angle 0 \left( \frac{E_f \angle \delta - V \angle 0}{X_d \angle 90^\circ} \right) = \frac{VE_f}{X_d} \angle (90^\circ - \delta) - \frac{V^2}{X_d} \angle 90^\circ = \frac{VE_f}{X_d} \sin \delta + j \left( \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \right) = P_f + jQ_f \quad (6)$$

Dengan

$$P_f = \frac{VE_f}{X_d} \sin \delta \quad \text{dan} \quad Q_f = \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \quad (7)$$

$P_f$  adalah daya nyata dan  $Q_f$  adalah daya reaktif (per fasa).

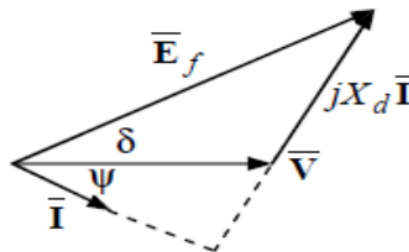
Dengan mengabaikan rugi daya pada gesekan, seluruh daya mekanik dari turbin dikonversi menjadi daya listrik. Turbin hanya memberikan daya nyata, namun generator mengubahnya menjadi daya nyata dan daya reaktif. Hal ini berarti bahwa jika kita menambah daya turbin dengan menambah uap pada turbin uap atau menambah debit air pada turbin air, daya yang bertambah adalah daya nyata,  $P$ . Jika  $E_f$ ,  $V$ ,  $X_d$  tidak berubah maka peningkatan  $P$  berarti bertambahnya sudut daya  $\delta$ . Pertambahan daya nyata ini ada batasnya, yaitu pada saat  $\sin \delta = 1$ , dan inilah *daya nyata maksimum* yang bisa diberikan oleh generator, yang disebut *batas stabilitas keadaan mantap*. Apabila kita teruskan menambah daya turbin dengan menambah uap lagi, mesin akan keluar dari perputaran sinkron. Oleh karena itu generator sinkron dioperasikan pada nilai yang cukup rendah dari daya maksimumnya, sekitar 20%.

Kelebihan pasokan daya nyata mekanis tidak hanya terjadi jika kita menambah daya turbin. Kelebihan tersebut juga terjadi jika dalam operasi normal tiba-tiba beban hilang sebagian (beban keluar dari jaringan). Dalam hal demikian sudut  $\delta$  meningkat untuk sementara, perputaran bertambah, sampai *governor* secara otomatis mengatur masukan uap untuk mengembalikan perputaran turbin ke perputaran semula, dan kondisi operasi kembali normal.

Jika kita perhatikan persamaan untuk  $Q_f$  pada persamaan (7), peningkatan  $\delta$  yang meningkatkan  $P_f$  justru menurunkan  $Q_f$ . Daya reaktif  $Q_f$  bisa meningkat jika  $E_f$  meningkat yaitu dengan menambah arus eksitasi. Dengan kata lain penambahan  $Q_f$  dilakukan dengan menambah arus eksitasi. Sebagaimana telah kita pelajari, daya ini mengalir dari sumber ke beban dalam setengah perioda dan mengalir dari beban ke sumber dalam setengah perioda berikutnya. Nilai rata-ratanya adalah nol; daya reaktif tidak memberikan transfer energi.

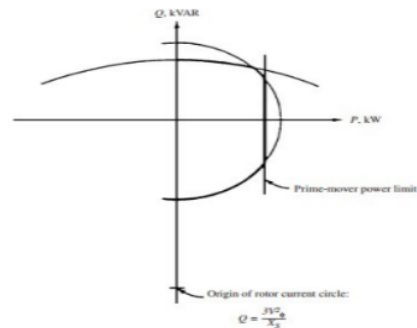
#### 2.5 Diagram Fasor Rangkaian Ekuivalen Generator Sinkron

Diagram fasor rangkaian ekuivalen generator sinkron berikut berdasar pada referensi [3], [4], dan [5]. Sesuai dengan persamaan rangkaian ekuivalen generator sinkron yang terdapat pada persamaan (4a) dapat digambarkan diagram fasor seperti berikut ini:



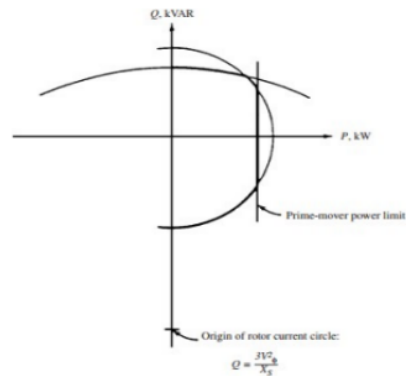
**Gambar 5.** Diagram Fasor Rangkaian Ekuivalen Satu Fasa Generator Sinkron dengan Beban

## 2.6 Curve Capability Generator Sinkron



**Gambar 6.** Capability Curve Generator Sinkron

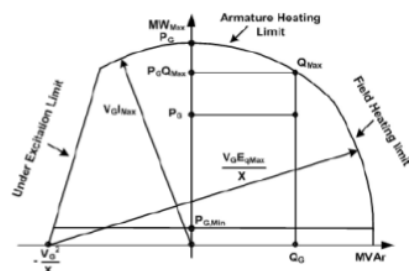
Teori *capability curve* generator sinkron berikut berdasar pada referensi [6] dan [7]. Dari **Gambar 6** dapat dilihat dimana terdapat batasan arus pada rotor dan batasan arus pada stator. Hal ini mempengaruhi kinerja generator dalam menjaga kondisi generator supaya tetap layak pakai. Ketika arus eksitasi melebihi batas maksimum pada arus rotor yang disebabkan oleh lebihnya daya reaktif yang dihasilkan maka menyebabkan eksitasi berlebihan yang dapat merusak rotor. Kemudian ketika arus eksitasi kurang dari nilai yang ditentukan pada kurva kapabilitas yang disebabkan oleh menyerap daya reaktif terlalu besar maka akan menyebabkan kerusakan pada stator generator atau biasa disebut dengan *under excitation*.



**Gambar 7.** Capability Curve Generator Sinkron dengan Batas Daya Turbin

Pada **Gambar 7** dapat dilihat nilai batasan daya yang bisa dilakukan oleh turbin supaya tetap dalam kondisi sinkron dengan jaringan. Apabila hal ini dilanggar maka hal yang disebabkan adalah generator akan kehilangan kecepatan sinkron atau *over speed*.

Berikut penulis sertakan gambaran kurva kapabilitas dengan tanpa batas daya turbin pada **Gambar 8**.



**Gambar 8.** Gambaran Capability Curve Generator Sinkron tanpa Batas Daya Turbin

### 3. Hasil dan Analisis

#### 3.1 Technical Data STG 2.0

| ESTIMATED GENERATOR DATA                                      |                         |                       |                      |                 |
|---------------------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------|
| REACTANCE DATA (Per Unit)                                     |                         | DIRECT AXIS           |                      | QUADRATURE AXIS |
| Saturated Synchronous                                         | (X <sub>d</sub> )       | 1.750                 | (X <sub>q</sub> )    | 1.684           |
| Unsaturated Synchronous                                       | (X <sub>u</sub> )       | 1.750                 | (X <sub>qu</sub> )   | 1.684           |
| Saturated Transient                                           | (X' <sub>d</sub> )      | 0.225                 | (X' <sub>q</sub> )   | 0.485           |
| Unsaturated Transient                                         | (X' <sub>u</sub> )      | 0.299                 | (X' <sub>qu</sub> )  | 0.159           |
| Saturated Subtransient                                        | (X'' <sub>d</sub> )     | 0.162                 | (X'' <sub>q</sub> )  | 0.159           |
| Unsaturated Subtransient                                      | (X'' <sub>u</sub> )     | 0.214                 | (X'' <sub>qu</sub> ) | 0.211           |
| Saturated Negative Sequence                                   | (X <sub>2</sub> )       | 0.155                 |                      |                 |
| Unsaturated Negative Sequence                                 | (X <sub>2u</sub> )      | 0.205                 |                      |                 |
| Saturated Zero Sequence                                       | (X <sub>0</sub> )       | 0.061                 |                      |                 |
| Unsaturated Zero Sequence                                     | (X <sub>0u</sub> )      | 0.121                 |                      |                 |
| Leakage Reactance, Overexcited                                | (X <sub>LM</sub> , OEX) | 0.175                 |                      |                 |
| Leakage Reactance, Underexcited                               | (X <sub>LM</sub> , UEX) | 0.175                 |                      |                 |
| FIELD TIME CONSTANT DATA (Sec. at 120°C)                      |                         |                       |                      |                 |
| Open Circuit                                                  | (T <sub>do</sub> )      | 4.839                 | (T' <sub>qo</sub> )  | 0.359           |
| Three Phase Short Circuit Transient                           | (T' <sub>d1</sub> )     | 0.622                 | (T' <sub>q1</sub> )  | 0.359           |
| Line to Line Short Circuit Transient                          | (T' <sub>d2</sub> )     | 0.965                 |                      |                 |
| Line to Neutral Short Circuit Transient                       | (T' <sub>d11</sub> )    | 1.146                 |                      |                 |
| Short Circuit Subtransient                                    | (T'' <sub>d</sub> )     | 0.023                 | (T'' <sub>q</sub> )  | 0.023           |
| Open Circuit Subtransient                                     | (T'' <sub>do</sub> )    | 0.032                 | (T'' <sub>qo</sub> ) | 0.070           |
| ARMATURE DC COMPONENT TIME CONSTANT DATA (Sec. at 100°C)      |                         |                       |                      |                 |
| Three Phase Short Circuit                                     | (T <sub>d3</sub> )      | 0.374                 |                      |                 |
| Line to Line Short Circuit                                    | (T <sub>d2</sub> )      | 0.374                 |                      |                 |
| Line to Neutral Short Circuit                                 | (T <sub>d1</sub> )      | 0.324                 |                      |                 |
| ARMATURE WINDING SEQUENCE RESISTANCE DATA (Per Unit)          |                         |                       |                      |                 |
| Positive                                                      | (R <sub>1</sub> )       | 0.002                 |                      |                 |
| Negative                                                      | (R <sub>2</sub> )       | 0.014                 |                      |                 |
| Zero                                                          | (R <sub>0</sub> )       | 0.007                 |                      |                 |
| Rotor Short-Time Thermal Capacity, I <sup>2</sup> T           |                         |                       |                      |                 |
| Turbine-Generator Combined Inertia Constant, H                |                         | 3.968 kW SECS/VA      |                      |                 |
| Three Phase Armature Winding Capacitance                      |                         | 1.731 Microseconds    |                      |                 |
| Armature Winding dc Resistance (Per Phase)                    |                         | 0.00025 Ohms at 100°C |                      |                 |
| Field Winding dc Resistance                                   |                         | 0.320 Ohms at 120°C   |                      |                 |
| Field Current at Rated kVA, Armature Voltage, and PF          |                         | 1471.1 Amps           |                      |                 |
| Field Current at Rated kVA and Armature Voltage, 0 PF Lagging |                         | 1728.8 Amps           |                      |                 |
| (FOR SYSTEMS STUDY ONLY — NOT ALLOWABLE OPERATING POINT)      |                         |                       |                      |                 |

**Gambar 9.** Technical Data Steam Turbine Generator PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok 2 Unit 2.0

Technical Data STG 2.0 ini penulis dapatkan dari referensi [8]. Dari data pada **Gambar 9** yang digunakan untuk pembahasan dan analisa pada laporan analisa ini adalah nilai *Direct-axis synchronous reactance (unsat.)* dengan simbol  $X_d$ . Nilai  $X_d$  dari steam turbine generator ini adalah 1.750 p.u.

#### 3.2 Data Operasi STG 2.0



**Gambar 10.** Data Operasi Steam Turbine Generator PLTGU Blok 2 Unit 2.0



**Gambar 11.** Data Operasi Steam Turbine Generator PLTGU Blok 2 Unit 2.0

Dari data pada **Gambar 11** yang digunakan untuk pembahasan dan analisa pada laporan analisa ini adalah nilai parameter yang tertera pada **Tabel 1**.

**Tabel 1.** Nilai Parameter Data Operasi *Steam Turbine Generator* PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU Blok 2 Unit 2.0

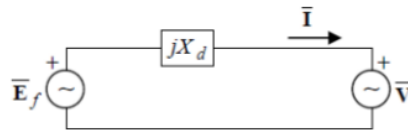
| No. | Parameter                                                        | Nilai            |
|-----|------------------------------------------------------------------|------------------|
| 1.  | $V_{L1-L2}$<br>(Tegangan Terminal /<br>Tegangan Suplai ke Beban) | 15.085 volt      |
| 2.  | $I_{Armature (L1)}$<br>(Arus pada Stator)                        | 5047 ampere      |
| 3.  | $\cos \phi$<br>(Faktor Daya Suplai ke Beban)                     | 0.97             |
| 4.  | $P_f 3\phi$<br>(Daya Aktif Suplai ke Beban)                      | 127.100.000 watt |
| 5.  | $Q_f 3\phi$<br>(Daya Reaktif Suplai ke Beban)                    | 30.100 MVAR      |

### 3.3 Perhitungan STG 2.0 Daya Aktif dan Reaktif dengan Cos Phi

Sesuai dengan tujuan penulisan dari laporan analisa ini, penulis akan membuktikan kesamaan nilai perhitungan dengan nilai aktual pengukuran yang tertera pada layar data operasi seperti pada Gambar 10 dan Gambar 11 sesuai dengan dasar perhitungan rangkaian ekuivalen generator sinkron.

Sesuai pada dasar perhitungan daya aktif yang terdapat pada dasar teori khususnya pada persamaan (1-7), dapat dihitung ketepatan hasil pengukuran peralatan dengan perhitungan.

#### 1. Perhitungan STG 2.0 Daya Aktif dan Reaktif dengan Cos Phi



**Gambar 12.** Rangkaian Ekuivalen Model Satu Fasa Generator Sinkron dengan Beban

$$V_{L1-L2} = 15085 \text{ V} = V_{L1} = \frac{V_{L1-L2}}{\sqrt{3}} = \frac{15085}{\sqrt{3}} = 8709.3$$

$$V_{L1} = 8709.3 \angle 0^\circ \text{ V} = 8709.3$$

$$\phi = \arccos 0.97 = 14.07^\circ$$

$$\bar{I}_{Armature (L1)} = I_{Armature (L1)} \angle -\phi \rightarrow (-) = \text{lagging}$$

$$= 5047 \angle -14.07^\circ \text{ A}$$

$$= 4895.59 - 1226.96 j \text{ A}$$

$$X_d = 1.750 \text{ p.u.}$$

Ditanya : Berapa nilai  $P$  dan  $S$ ?

Jawab:

$$\bar{E}_f = \bar{I}_{Armature (L1)}(jX_d) + \bar{V}_{L1}$$

$$\bar{E}_f = (4895.59 - 1226.96 j)(j 1.750) + 8709.3$$

$$\bar{E}_f = 10856.48 + 8567.28 j$$

$$\bar{E}_f = 13829.73 \angle 38.28^\circ \text{ V}$$

$$\bar{E}_f = 13829.73 \text{ V} ; \delta = 38.28^\circ$$

$$P_i = \frac{VE_f}{X_d} \sin \delta$$

$$P_i = \frac{(8709,3)(13829,73)}{1,750} \sin 38,28$$

$$P_i = 42.638.680,64 \text{ W}$$

$$P_f 3\phi = 3 P_f$$

$$P_f 3\phi = 3 (42.638.680,64)$$

$$P_f 3\phi = 127.916.041,9 \text{ W}$$

$$P_f 3\phi = 127,9 \text{ MW}$$

$$Q_i = \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d}$$

$$Q_i = \frac{(8709,3)(1382,73)}{1,750} \cos 38,28 - \frac{(8709,3)^2}{1,750}$$

$$Q_i = 10.684.751,53 \text{ VAR}$$

$$Q_f 3\phi = 3 Q_f$$

$$Q_f 3\phi = 3 (10.684.751,53)$$

$$Q_f 3\phi = 32.054.254,59 \text{ VAR}$$

$$Q_f 3\phi = 32,05 \text{ MVAR}$$

### 3.4 Perbandingan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif Perhitungan dengan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif Aktual pada Data Operasi STG 2.0 PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU

**Tabel 2.** Perbandingan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif Perhitungan dengan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif Aktual pada Data Operasi STG 2.0 dan ST 3.3 PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU

| No | Parameter                                             | Nilai Aktual | Nilai Perhitungan | Selisih (Aktual - Perhitungan) | Deviasi |
|----|-------------------------------------------------------|--------------|-------------------|--------------------------------|---------|
| 1  | $P_f 3\phi$ STG 2.0<br>(Daya Aktif Suplai ke Beban)   | 127,1 MW     | 127,9,7 MW        | 0,8 MW                         | 0.625%  |
| 2  | $Q_f 3\phi$ STG 2.0<br>(Daya Reaktif Suplai ke Beban) | 30,1 MVAR    | 32,05 MVAR        | 1,95 MVAR                      | 6.08%   |

Sesuai dengan data pada **Tabel 2** terdapat selisih nilai hasil perhitungan dengan nilai aktual pada perhitungan daya aktif dan reaktif yang disuplai generator sinkron STG 2.0. Untuk selisih yang terjadi pada STG 2.0 tergolong kecil karena bernilai 0,8 MW untuk daya aktif dan 1,95 MVAR untuk daya reaktifnya. Hal ini terjadi karena adanya kondisi tidak seimbang pada aliran daya 3 fasa yang dihasilkan oleh STG 2.0. Dimana tidak seimbang itu maksudnya adalah adanya selisih nilai antara fasa 1, fasa 2, dan fasa 3 baik pada arus maupun tegangan yang disuplai ke jaringan oleh generator STG 2.0. Hal itu tidak dijadikan pertimbangan oleh penulis untuk melibatkan perhitungan ketidakseimbangan jaringan dengan hanya mengambil sampel salah satu *line* untuk menghitung daya total aktif dan reaktif yang dihasilkan. Karena ketika penulis menghitung dengan menggunakan metode segitiga daya biasa untuk nilai  $\cos \phi$  aktual pada STG 2.0, dihasilkan nilai  $\cos \phi$  sebesar 0,97001. Hal ini tidak jauh berbeda dengan pembacaan aktual yang bernilai 0,97.

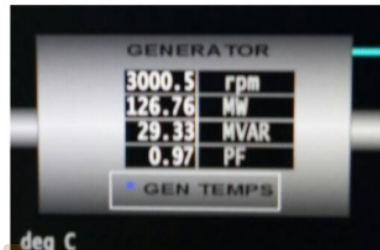
### 3.5 Analisis Kesalahan Pembacaan Alat Ukur Cos Phi pada PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU STG 2.0

Sesuai dengan yang telah diamati oleh penulis khususnya mengenai daya aktif dan daya reaktif yang dihasilkan dari STG 2.0 saat dilihat dari monitor data operasi memiliki galat yang sangat kecil karena adanya perbedaan waktu pengambilan data dengan nilai pada monitor PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU.

Berikut penulis tampilkan pada **Gambar 13** dan **Gambar 14** hasil pengamatan dari kedua komponen penampil nilai daya aktif dan reaktif yakni monitor 1 dan monitor 2 data operasi diwaktu yang sedikit berbeda yakni pada hari Rabu, 22 Januari 2020 pukul 15.23 WIB untuk pengambilan data pada monitor data operasi. Dan pada hari Rabu, 22 Januari 2020 pukul 15.19 WIB.



**Gambar 13.** Tampilan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif STG 2.0 pada Monitor 1

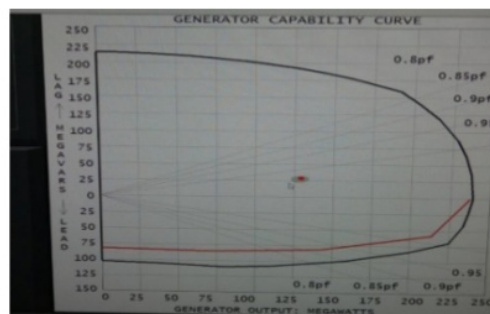


**Gambar 14.** Tampilan Nilai Daya Aktif dan Daya Reaktif STG 2.0 pada Monitor 2 Data Operasi

Sesuai dengan data pada **Gambar 4.5** dan **Gambar 4.6** dapat dikatakan bahwa kesalahan yang menyebabkan perbedaan nilai perhitungan dengan aktual daya aktif dan daya reaktif PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU STG 2.0 terletak pada ketidakseimbangan aliran daya 3 fasa.

### 3.6 Dampak yang Diakibatkan karena Ketidaksamaan Nilai Daya Aktif dan Reaktif Perhitungan dengan Aktual

Sesuai dengan dasar teori kurva kapabilitas generator sinkron, nilai cos phi menjadi acuan dalam menentukan titik kerja generator. Apabila hal ini sampai terjadi kesalahan antisipasi maka akan menyebabkan kerusakan pada peralatan pembangkit khususnya pada komponen rotor atau stator generator sinkron. Berikut contoh gambar kurva kapabilitas yang ada di salah satu unit PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU terdapat pada **Gambar 15**.



**Gambar 15.** Kurva Kapabilitas pada Unit PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU

#### 4. Kesimpulan

1. Selisih yang terjadi pada STG 2.0 PLTGU PT. Indonesia Power Semarang PGU tergolong kecil karena bernilai 0,8 MW untuk daya aktif dan 1,95 MVAR untuk daya reaktifnya. Hal ini terjadi karena adanya kondisi tidak seimbang pada aliran daya 3 fasa yang dihasilkan oleh STG 2.0. Dimana tidak seimbang itu maksudnya adalah adanya selisih nilai antara fasa 1, fasa 2, dan fasa 3 baik pada arus maupun tegangan yang disuplai ke jaringan oleh STG 2.0. Hal itu tidak dijadikan pertimbangan oleh penulis untuk melibatkan perhitungan ketidakseimbangan jaringan dengan hanya mengambil sampel salah satu *line* untuk menghitung daya total aktif dan reaktif yang dihasilkan. Karena ketika penulis menghitung dengan menggunakan metode segitiga daya biasa untuk nilai  $\cos \phi$  aktual pada ST 3.3, dihasilkan nilai  $\cos \phi$  sebesar 0,97001. Hal ini tidak jauh berbeda dengan pembacaan aktual yang bernilai 0,97.
2. Dampak yang diakibatkan apabila ada perbedaan nilai daya aktif dan daya reaktif perhitungan dan aktual generator sinkron adalah sangat dimungkinkan adanya kesalahan tindakan operator saat mengoperasikan kinerja generator sinkron berdasar pada kurva kapabilitas dan juga bisa menyebabkan kesalahan pemahaman terhadap teori faktor daya.

#### Daftar Pustaka

1. *Company Profile of PT. Indonesia Power*, 2019. <https://www.indonesiapower.co.id/> (diakses 30 Januari 21.23)
2. A. K. Raja, Amit Prakash Srivastava, Manish Dwivedi, *Power Plant Engineering*. New Delhi, India: New Age International (P) Limited, Publishers, 2006.
3. Sudaryatno Sudirham, "Mesin Sinkron," dalam *Analisis Sistem Tenaga*, vol. 1, Bandung, Indonesia: Darpublic, 2012, hal 161-185.
4. Zuhail, "Mesin Sinkron," dalam *Dasar Teknik Tenaga Listrik dan Elektronika Daya*, vol. 6, Ipong Purnama Sidhi (ed), Jakarta, Indonesia: PT. Gramedia, 2000, hal 130-139.
5. Theodore Wildi, "Synchronous Generators," dalam *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, vol. 5, Stephen Helba (ed), Upper Saddle River, New Jersey: Pearson Education, 2002, hal 335-364.
6. *IEEE Guide for Operation and Maintenance of Turbine Generators*, IEEE Standard 67-1990.
7. *Steam Turbine Generator Characteristics Semarang PGU*, S1.01 General Electric Company., Semarang, Indonesia, 1997.
8. Philip Kiamah, "Synchronous Generators," dalam *Power Generation Handbook*, 1st ed., New York, USA: McGraw-Hill Professional, 2002, hal 31.29-31.30.

# Analisis Komparasi Perhitungan Teori dan Aktual Terhadap Daya Aktif dan Daya Reaktif Steam Turbine Generator 2.0 Pada PT Indonesia Power Semarang

## ORIGINALITY REPORT

3%

SIMILARITY INDEX

3%

INTERNET SOURCES

1%

PUBLICATIONS

2%

STUDENT PAPERS

## PRIMARY SOURCES

1

Submitted to Universitas Andalas

Student Paper

1%

2

duniaelektronika26.blogspot.com

Internet Source

1%

3

Bahman Zohuri, Patrick McDaniel.  
"Thermodynamics in Nuclear Power Plant  
Systems", Springer Science and Business  
Media LLC, 2019

Publication

<1%

4

www.padamu.net

Internet Source

<1%

5

duepublico.uni-duisburg-essen.de:443

Internet Source

<1%

6

www.jurnal.unsyiah.ac.id

Internet Source

<1%

7

pt.scribd.com

Internet Source

<1%

8

text-id.123dok.com

Internet Source

<1 %

9

edoc.site

Internet Source

<1 %

10

em-ridho.blogspot.com

Internet Source

<1 %

Exclude quotes Off

Exclude matches Off

Exclude bibliography On

# Analisis Komparasi Perhitungan Teori dan Aktual Terhadap Daya Aktif dan Daya Reaktif Steam Turbine Generator 2.0 Pada PT Indonesia Power Semarang

## GRADEMARK REPORT

FINAL GRADE

/0

GENERAL COMMENTS

Instructor

PAGE 1

PAGE 2

PAGE 3

PAGE 4

PAGE 5

PAGE 6

PAGE 7

PAGE 8

PAGE 9

PAGE 10

PAGE 11

PAGE 12