

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Penelitian yang Relevan

Penelitian terkait *Automatic Generation Control* (AGC) telah banyak dilakukan dalam lima hingga sepuluh tahun terakhir, terutama dalam konteks sistem tenaga listrik modern yang terintegrasi dengan berbagai jenis pembangkit dan sumber energi terbarukan. Secara umum, penelitian-penelitian tersebut menitikberatkan pada peningkatan kinerja AGC melalui pengembangan strategi kontrol dan optimasi parameter pengendali [2], [10].

Andrean et al. menganalisis pengaruh respons governor pada berbagai tipe pembangkit terhadap keandalan sistem tenaga listrik interkoneksi Kalimantan. Penelitian tersebut menunjukkan bahwa setiap jenis pembangkit memiliki karakteristik respons governor yang berbeda, sehingga kemampuan dalam merespons perubahan frekuensi dan memberikan kontribusi terhadap kestabilan sistem juga tidak sama. Perbedaan karakteristik dinamis governor memengaruhi kecepatan respons pembangkit dalam menyesuaikan perubahan daya, sehingga perlu menjadi salah satu pertimbangan dalam pengoperasian sistem tenaga listrik yang melibatkan berbagai jenis pembangkit. Temuan tersebut menunjukkan bahwa evaluasi terhadap karakteristik sistem pengendalian pembangkit merupakan aspek penting dalam mendukung implementasi pengaturan frekuensi otomatis, termasuk Automatic Generation Control (AGC) [11]

Babu et al. menyajikan tinjauan komprehensif berbagai strategi AGC dan *Load Frequency Control* (LFC) pada sistem tenaga modern, serta menekankan bahwa kinerja AGC sangat dipengaruhi oleh karakteristik dinamis unit pembangkit yang berpartisipasi dalam pengaturan frekuensi [2]. Ullah et al. juga menunjukkan bahwa pada sistem dengan penetrasi energi terbarukan yang tinggi, keterbatasan fleksibilitas unit pembangkit menjadi faktor pembatas utama dalam efektivitas AGC [10].

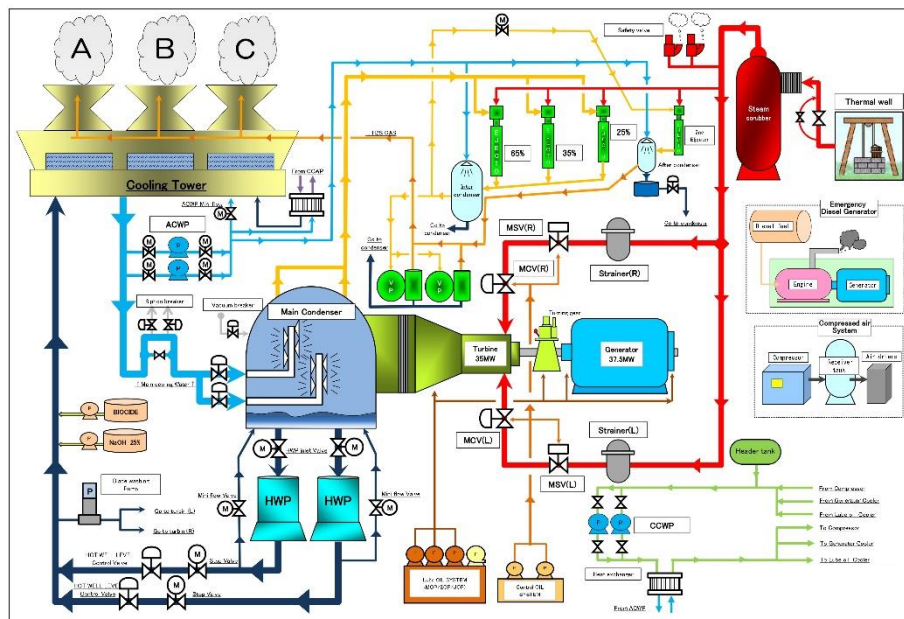
Beberapa penelitian mulai mengkaji integrasi pembangkit panas bumi dalam skema pengaturan frekuensi. Hernandez et al. membahas potensi pembangkit panas bumi sebagai sumber load-following dan layanan bantu sistem, namun menyimpulkan bahwa fleksibilitas PLTP dibatasi oleh karakteristik sistem geothermal dan mekanikal [12]. Studi lain menunjukkan bahwa meskipun PLTP dapat berkontribusi terhadap stabilitas sistem, respon daya yang relatif lambat dapat membatasi perannya dalam pengaturan frekuensi berbasis AGC [13].

Penelitian terbaru oleh Kalyan et al. menganalisis regulasi frekuensi pada sistem tenaga yang terintegrasi PLTP menggunakan pendekatan simulasi dan optimasi pengendali [14]. Hasil penelitian tersebut menunjukkan bahwa kinerja pengaturan frekuensi dapat ditingkatkan melalui pengendali lanjutan. Namun demikian, penelitian tersebut berfokus pada pengembangan algoritma kontrol, bukan pada evaluasi kelayakan teknis sistem pembangkit nyata dari aspek geothermal, mekanikal, dan sistem kontrol internal.

Berdasarkan analisis penelitian terdahulu tersebut, dapat disimpulkan bahwa sebagian besar penelitian masih berfokus pada optimasi AGC dan simulasi sistem, sementara analisis mengenai kelayakan teknis sisi pembangkit PLTP untuk berpartisipasi dalam AGC berdasarkan karakteristik aktual sistem masih relatif terbatas. Oleh karena itu, penelitian ini diarahkan untuk mengisi celah penelitian tersebut melalui analisis kelayakan teknis sistem pembangkit PLTP terhadap implementasi AGC.

2.2. Landasan Teori

2.2.1. Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)

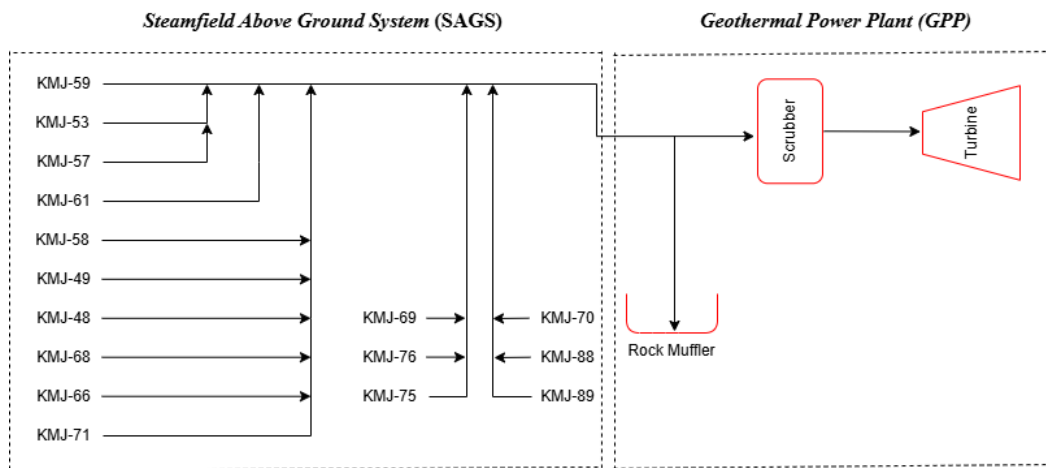


Gambar 2.1. Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)

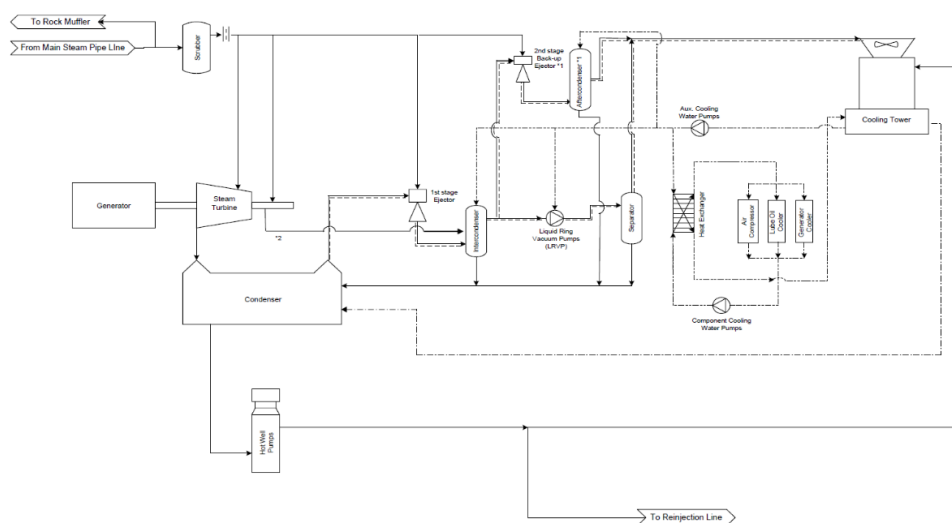
Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) merupakan salah satu jenis pembangkit energi terbarukan yang memanfaatkan energi panas bumi sebagai sumber energi primer untuk menghasilkan energi listrik. Pada penelitian ini, objek yang dikaji adalah PLTP PGE Area Kamojang, yang merupakan salah satu lapangan panas bumi terbesar di Indonesia dan beroperasi dalam sistem interkoneksi Jawa–Bali.

Secara umum, sistem PLTP terdiri atas tiga subsistem utama, yaitu sistem geothermal, sistem konversi energi mekanikal (turbin–generator), serta sistem kontrol dan instrumentasi. Ketiga subsistem tersebut saling berinteraksi dalam menentukan kinerja pembangkit, khususnya dalam hal kestabilan produksi daya serta respons terhadap perubahan beban.

Pada sistem geothermal, energi panas bumi diekstraksi dari reservoir melalui sumur produksi dalam bentuk fluida uap. Uap tersebut dialirkan melalui sistem penyaluran di permukaan (*steamfield*) menuju turbin sebagai penggerak utama. Energi kinetik uap selanjutnya diubah menjadi energi mekanik oleh turbin, kemudian dikonversi menjadi energi listrik oleh generator. Karakteristik ini menyebabkan performa PLTP sangat dipengaruhi oleh ketersediaan dan kestabilan suplai uap dari reservoir.



(a) SAGS dan GPP



(b) Flow Diagram Geothermal Power Plant

Gambar 2.2. Skema Aliran Uap Lapangan Panas Bumi Kamojang.

Secara lebih spesifik, sistem penyaluran uap di PLTP Kamojang menggunakan konfigurasi *Steamfield Above Ground System* (SAGS), seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2 dengan tipe lapangan uap kering (*dry steam field*), yang ditandai dengan tidak adanya separator pada sistem permukaan. Kondisi ini menunjukkan bahwa uap dari sumur produksi langsung dialirkan menuju fasilitas permukaan tanpa proses pemisahan dua fasa sebagaimana pada lapangan *wet steam*.

Berdasarkan Gambar 2.2, uap dari berbagai sumur produksi, seperti KMJ-59, KMJ-53, KMJ-57, KMJ-61, KMJ-58, KMJ-49, KMJ-48, KMJ-68, KMJ-66, KMJ-71 serta sumur lainnya, dikumpulkan melalui jaringan pipa menuju header utama. Dari header tersebut, aliran uap diarahkan menuju unit *scrubber* untuk proses pembersihan sebelum digunakan sebagai fluida kerja turbin.

Pada unit *scrubber*, uap mengalami proses pemisahan dari partikel cair dan kontaminan agar kualitas uap yang dihasilkan tetap kering dan memenuhi spesifikasi operasional turbin. Setelah melalui *scrubber*, uap dialirkan menuju turbin melalui jalur utama untuk dikonversi menjadi energi listrik. Selain itu, sistem juga dilengkapi dengan jalur pembuangan menuju rock muffler, yang berfungsi sebagai sarana pelepasan uap berlebih guna menjaga keamanan dan kestabilan operasi.

Dalam kondisi operasi normal, sistem produksi uap dirancang dengan konsep *buffer steam* yaitu kondisi dimana suplai uap dari sumur dijaga lebih besar dibandingkan kebutuhan turbin. Buffer ini direpresentasikan dalam bentuk tekanan pada area antarmuka yang dikontrol menggunakan *Pressure Control Valve* (PCV). Keberadaan buffer steam bertujuan untuk menjaga kestabilan suplai uap sehingga pembangkit dapat beroperasi pada beban yang direncanakan.

Namun, kondisi aktual di Lapangan Kamojang menunjukkan adanya penurunan kemampuan produksi sumur. Hal ini menyebabkan sebagian besar sumur dioperasikan pada kondisi bukaan maksimum (*full open*), sehingga fleksibilitas pengaturan suplai uap menjadi terbatas. Kondisi tersebut berdampak langsung terhadap kemampuan sistem dalam merespons perubahan beban, terutama dalam konteks pengoperasian berbasis *Automatic Generation Control* (AGC).

Pengendalian aliran uap menuju turbin dilakukan melalui *Main Control Valve* (MCV) yang bekerja secara otomatis. Terdapat dua metode pengendalian yang digunakan yaitu metode *AC set point* dan metode *initial set pressure*. Metode *AC set point* mengatur bukaan MCV berdasarkan target daya (*MW gross*), namun metode ini

tidak secara langsung mengontrol tekanan inlet turbin sehingga berpotensi menimbulkan fluktuasi tekanan.

Metode yang saat ini diterapkan di PLTP Kamojang adalah metode *initial set pressure*, dimana tekanan inlet turbin dijaga konstan pada nilai sekitar 10,68 barg. Dalam metode ini, bukaan MCV akan menyesuaikan secara dinamis terhadap kondisi suplai uap untuk mempertahankan tekanan tersebut. Apabila tekanan uap setelah *scrubber* melebihi nilai yang ditetapkan, maka kelebihan uap akan secara otomatis dialirkan menuju *rock muffler* untuk dibuang.

Kondisi operasi ini menunjukkan bahwa sistem pengendalian PLTP Kamojang lebih berorientasi pada kestabilan tekanan dibandingkan fleksibilitas daya. Hal ini berimplikasi langsung terhadap kemampuan pembangkit dalam merespons perubahan beban, khususnya dalam implementasi *Automatic Generation Control* (AGC).

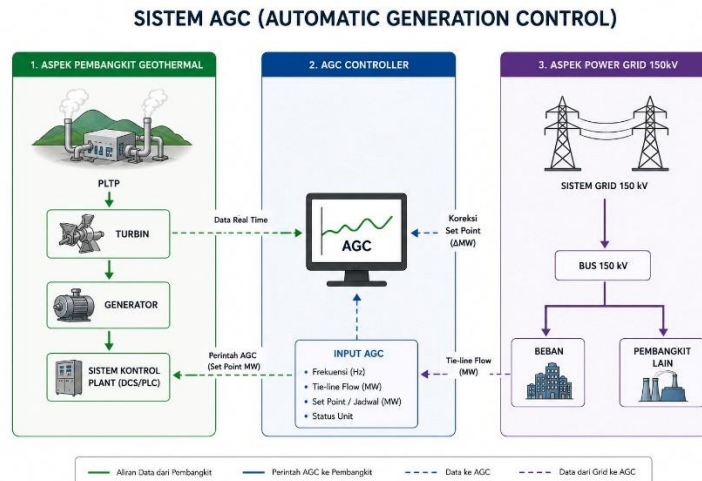
Dalam konteks sistem tenaga listrik, AGC menuntut unit pembangkit untuk mampu melakukan perubahan daya secara cepat, stabil, dan berulang dengan deviasi yang kecil. Namun demikian, keterbatasan pada sistem geothermal, seperti penurunan kapasitas produksi sumur dan operasi pada kondisi *full open*, serta mekanisme kontrol berbasis tekanan konstan, menyebabkan respons daya PLTP Kamojang menjadi terbatas. Kondisi ini ditunjukkan oleh adanya keterbatasan pada laju perubahan daya (*ramp rate*) serta waktu tunda respons (*response delay*).

Oleh karena itu, penting untuk memahami kondisi eksisting sistem pembangkit sebagai dasar dalam melakukan analisis kelayakan teknis terhadap AGC. Dengan mempertimbangkan karakteristik tersebut, maka analisis pada penelitian ini difokuskan pada tiga aspek utama yang mempengaruhi kinerja respons PLTP, yaitu:

1. Aspek geothermal, yang berkaitan dengan ketersediaan dan dinamika suplai energi primer,
2. Aspek mekanikal, yang berkaitan dengan kemampuan turbin dan governor dalam mengubah energi menjadi daya listrik,
3. Aspek kontrol dan instrumentasi, yang berkaitan dengan sistem pengendalian dalam mengatur dan membatasi perubahan daya.

Dengan pendekatan tersebut, diharapkan dapat diidentifikasi faktor - faktor pembatas utama dalam respons dinamis PLTP Kamojang serta potensi perbaikan yang dapat dilakukan untuk meningkatkan kelayakan pembangkit dalam mendukung implementasi AGC.

2.2.2. AGC dalam Sistem Tenaga Listrik Modern



Gambar 2.3. Sistem AGC pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP).

Automatic Generation Control (AGC) merupakan pengendalian sekunder dalam sistem tenaga listrik yang berfungsi mengatur daya keluaran unit pembangkit secara otomatis untuk mengoreksi deviasi frekuensi dan menjaga keseimbangan daya sistem setelah gangguan beban terjadi. AGC bekerja berdasarkan sinyal *Area Control Error* (ACE), yang mengombinasikan deviasi frekuensi dan kesalahan pertukaran daya antar area kontrol. Tujuan utama AGC adalah mengembalikan frekuensi sistem ke nilai nominal, mempertahankan aliran daya tie-line sesuai jadwal operasi, serta menjaga kestabilan sistem tenaga dalam kondisi operasi normal maupun saat terjadi perubahan beban [15], [16].

Dalam struktur pengendalian frekuensi sistem tenaga listrik, AGC berada pada lapisan pengendalian sekunder (*secondary frequency control*). Secara umum, pengendalian frekuensi terdiri atas tiga tingkatan, yaitu primary control, secondary control, dan tertiary control. Primary control dilakukan oleh governor pembangkit yang merespons perubahan frekuensi secara otomatis dalam hitungan detik melalui karakteristik droop. Namun, pengendalian primer tidak mampu mengembalikan frekuensi ke nilai nominal karena masih menyisakan *steady state error*. Oleh karena itu, AGC digunakan sebagai pengendalian sekunder untuk menghilangkan error tersebut dengan mengatur set-point pembangkit yang berpartisipasi dalam layanan pengaturan frekuensi [15], [17].

Seiring dengan perkembangan sistem tenaga menuju *smart grid* serta meningkatnya integrasi pembangkit energi terbarukan, kebutuhan terhadap sistem pengendalian yang mampu mengoordinasikan operasi berbagai unit pembangkit

menjadi semakin penting. Menurut Arifin *et al.*, penerapan teknologi pada sistem tenaga modern berperan dalam meningkatkan fleksibilitas operasi, koordinasi antar unit pembangkit, dan keandalan sistem tenaga listrik. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa sistem pengendalian, termasuk AGC, memiliki peran penting dalam menjaga keseimbangan daya dan kestabilan operasi sistem tenaga yang semakin kompleks [18]

Pada sistem interkoneksi multi-area, AGC bekerja dengan menghitung Area Control Error (ACE) sebagai indikator ketidakseimbangan daya suatu area. ACE diperoleh dari kombinasi deviasi frekuensi sistem dan deviasi aliran daya tie-line terhadap nilai jadwal operasi. Ketika nilai ACE tidak sama dengan nol, sistem AGC akan mengirimkan sinyal koreksi kepada unit-unit pembangkit yang terdaftar sebagai AGC participating units agar meningkatkan atau menurunkan daya keluarannya sesuai kebutuhan sistem. Mekanisme ini memungkinkan keseimbangan daya dapat dipulihkan secara otomatis tanpa intervensi operator secara langsung [15], [19]

Keberhasilan implementasi AGC sangat bergantung pada kemampuan teknis unit pembangkit dalam mengikuti sinyal pengaturan daya yang diberikan oleh pusat pengatur beban. Beberapa parameter operasional yang memengaruhi performa respon AGC antara lain governor deadband, generation rate constraint (GRC), ramp rate, response time, stabilitas sistem kontrol turbin, dan kapasitas cadangan putar (spinning reserve). Adanya keterbatasan pada parameter-parameter tersebut dapat menyebabkan respon pembangkit menjadi lambat sehingga kualitas pengaturan frekuensi sistem menurun [15], [20].

Dalam sistem tenaga listrik modern, peran AGC menjadi semakin penting seiring meningkatnya penetrasi sumber energi terbarukan berbasis inverter seperti pembangkit tenaga surya dan pembangkit tenaga angin. Karakteristik sumber energi tersebut yang bersifat intermiten dan memiliki kontribusi inersia yang relatif rendah menyebabkan frekuensi sistem menjadi lebih sensitif terhadap gangguan daya. Kondisi ini meningkatkan kebutuhan terhadap unit pembangkit yang mampu memberikan respon daya secara cepat dan akurat untuk menjaga kestabilan frekuensi sistem [16], [21].

Selain itu, implementasi AGC pada sistem tenaga modern tidak hanya difokuskan pada pemulihan frekuensi, tetapi juga pada peningkatan fleksibilitas operasi sistem. Unit-unit pembangkit yang berpartisipasi dalam AGC diharapkan mampu melakukan perubahan daya secara berkelanjutan sesuai sinyal dispatch tanpa mengganggu batas operasi peralatan. Oleh karena itu, evaluasi kelayakan teknis suatu

pembangkit untuk berpartisipasi dalam AGC tidak hanya mempertimbangkan kapasitas terpasang, tetapi juga mempertimbangkan karakteristik dinamis governor, kemampuan perubahan beban (*load following capability*), *ramp rate*, kestabilan operasi pada beban parsial, dan keandalan sistem kontrol pembangkit [20], [22].

2.2.3. Respon Dinamis Pembangkit terhadap AGC

Respon dinamis pembangkit terhadap sinyal *Automatic Generation Control* (AGC) ditentukan oleh interaksi antara sistem konversi energi, sistem mekanikal, serta sistem kontrol internal pembangkit. Dalam konteks pengendalian frekuensi sekunder, kemampuan pembangkit untuk mengikuti sinyal AGC sangat bergantung pada karakteristik dinamis masing-masing komponen, yang meliputi waktu tunda (*time delay*), laju perubahan daya (*ramp rate*), serta batas minimum dan maksimum daya operasi [23], [24]. Parameter-parameter tersebut secara langsung mempengaruhi kecepatan dan akurasi respon pembangkit dalam menyesuaikan daya keluaran terhadap perubahan beban sistem.

Selain itu, dinamika sistem pembangkit juga dipengaruhi oleh karakteristik fisik proses energi yang berlangsung di dalamnya, seperti perubahan aliran fluida, tekanan, dan energi mekanik yang kemudian dikonversikan menjadi daya listrik. Pada pembangkit berbasis fluida, respon sistem sering kali dipengaruhi oleh waktu yang dibutuhkan untuk mencapai kondisi keseimbangan baru setelah terjadi perubahan operasi, yang secara praktis menimbulkan fenomena *time delay* pada respon daya [25].

Penelitian terkini menunjukkan bahwa keterbatasan *Generation Rate Constraint* (GRC) serta lambatnya respon mekanikal dapat menghambat efektivitas AGC, khususnya pada pembangkit dengan tingkat fleksibilitas yang rendah [26], [27]. Nilai GRC yang rendah menyebabkan pembangkit tidak mampu meningkatkan atau menurunkan daya secara cepat, sehingga respons terhadap sinyal AGC menjadi terbatas. Selain itu, keterbatasan ini dapat menyebabkan deviasi frekuensi yang lebih besar serta respon sistem yang kurang optimal dalam menjaga keseimbangan daya [28].

Lebih lanjut, performa respon pembangkit terhadap AGC tidak hanya ditentukan oleh kemampuan sistem kontrol, tetapi juga oleh keterbatasan fisik pada sistem pembangkit itu sendiri. Meskipun sistem kontrol mampu menghasilkan sinyal pengendalian yang optimal, respon aktual pembangkit tetap dibatasi oleh karakteristik mekanikal dan dinamika energi yang tersedia [24], [27]. Oleh karena itu, evaluasi

respon dinamis pembangkit menjadi aspek penting dalam menentukan tingkat kelayakan unit pembangkit untuk berpartisipasi dalam skema AGC.

2.2.4. Karakteristik Operasi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP)

Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) merupakan salah satu jenis pembangkit energi terbarukan yang memanfaatkan energi termal dari reservoir panas bumi melalui proses konversi energi fluida menjadi energi listrik. Berbeda dengan pembangkit termal konvensional berbahan bakar fosil, sistem operasi PLTP sangat bergantung pada karakteristik sumber energi yang berasal dari dalam bumi, sehingga performa pembangkit dipengaruhi oleh kondisi reservoir, sistem produksi fluida, serta konfigurasi sistem konversi energi yang melibatkan aliran uap menuju turbin [29], [30].

Dalam sistem PLTP, proses produksi energi melibatkan beberapa tahapan utama, yaitu pengambilan fluida dari reservoir melalui sumur produksi, pemisahan fase fluida, penyaluran uap menuju turbin, serta konversi energi mekanik menjadi energi listrik. Seluruh proses tersebut membentuk suatu sistem yang bersifat terintegrasi dan memiliki karakteristik dinamis kompleks, khususnya pada bagian aliran fluida dan distribusi tekanan [30], [31]. Akibatnya, perubahan kondisi operasi pada satu bagian sistem akan mempengaruhi bagian lainnya secara bertahap dan tidak instan.

Salah satu karakteristik utama PLTP adalah kecenderungannya untuk beroperasi dalam kondisi stabil dengan beban relatif konstan. Hal ini disebabkan oleh kebutuhan untuk menjaga kestabilan tekanan dan temperatur fluida geothermal, yang sangat berpengaruh terhadap performa reservoir dan keandalan sistem produksi. Perubahan beban yang terjadi secara mendadak atau dalam skala besar berpotensi menyebabkan ketidakseimbangan tekanan, penurunan efisiensi, bahkan gangguan pada sistem produksi fluida [31], [32]. Oleh karena itu, pengaturan daya pada PLTP umumnya dilakukan secara bertahap dengan mempertimbangkan batas operasional sistem.

Dari sisi respons operasional, PLTP memiliki tingkat fleksibilitas yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan pembangkit berbasis gas atau bahan bakar fosil. Keterbatasan ini disebabkan oleh beberapa faktor, antara lain dinamika aliran fluida geothermal, karakteristik turbin uap, serta keterbatasan sistem mekanikal dalam merespons perubahan kondisi operasi [32], [33]. Selain itu, sistem produksi uap yang bergantung pada kondisi reservoir menyebabkan pembangkit tidak dapat dengan cepat meningkatkan atau menurunkan daya sesuai kebutuhan sistem, sehingga respon pembangkit terhadap perubahan beban cenderung berlangsung secara gradual.

Penelitian terkini menunjukkan bahwa keterbatasan fleksibilitas ini menjadi salah satu kendala utama dalam integrasi PLTP ke dalam sistem tenaga listrik modern yang membutuhkan kemampuan respon cepat, seperti pada implementasi *Automatic Generation Control* (AGC) [33], [34]. Dalam skema AGC, pembangkit diharapkan mampu menyesuaikan daya secara real-time untuk menjaga keseimbangan sistem, sehingga pembangkit dengan karakteristik respon lambat akan mengalami keterbatasan dalam memenuhi kebutuhan tersebut.

Berdasarkan karakteristik tersebut, PLTP pada umumnya lebih optimal dioperasikan sebagai pembangkit beban dasar (*base load*) yang beroperasi secara kontinu dengan tingkat variasi daya yang terbatas. Peran ini dinilai lebih sesuai dengan sifat sistem geothermal yang stabil namun kurang fleksibel, dibandingkan dengan peran sebagai pembangkit pengatur beban (*load following unit*) yang memerlukan kemampuan perubahan daya secara cepat dan dinamis [32], [34].

2.2.5. Sistem Geothermal dan Keterbatasan Respons Beban PLTP

Sistem geothermal pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) merupakan suatu sistem terintegrasi yang melibatkan interaksi antara reservoir panas bumi, sumur produksi, sistem pemisahan fluida (*separator*), jaringan pipa uap, serta komponen pengendali aliran seperti katup (*control valve*) sebelum energi fluida dikonversikan menjadi energi mekanik di turbin. Karakteristik utama sistem ini sangat dipengaruhi oleh dinamika fluida geothermal yang mengalir dari reservoir menuju permukaan, yang secara langsung menentukan performa dan respons pembangkit terhadap perubahan kondisi operasi [29], [30].

Dalam proses operasionalnya, perubahan beban pada pembangkit tidak dapat langsung direspons secara instan oleh sistem geothermal. Hal ini disebabkan oleh sifat fisik fluida geothermal yang mengalir melalui media pipa dengan panjang tertentu, serta dipengaruhi oleh tekanan dan temperatur reservoir yang tidak dapat berubah secara cepat. Ketika terjadi perubahan bukaan katup pengatur aliran, perubahan tersebut tidak langsung menghasilkan perubahan laju aliran uap secara proporsional, melainkan melalui proses transien yang memerlukan waktu hingga sistem mencapai kondisi keseimbangan baru [30], [35]. Fenomena ini dikenal sebagai *time delay* atau *dead time*, yang merupakan karakteristik dasar pada sistem berbasis fluida seperti PLTP.

Fenomena keterlambatan tersebut juga dapat dijelaskan secara kuantitatif melalui pendekatan waktu tempuh aliran fluida dalam sistem perpipaan. Waktu tempuh

ini merepresentasikan waktu yang dibutuhkan oleh uap untuk bergerak dari sumber produksi menuju turbin. Secara umum, waktu tempuh aliran fluida dapat dinyatakan sebagai:

$$t = \frac{L}{v} \quad (2.1)$$

t = waktu tempuh aliran uap (detik)

L = panjang lintasan/pipa (meter)

v = kecepatan aliran uap (meter per detik)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa semakin panjang jalur aliran atau semakin rendah kecepatan fluida, maka waktu tempuh yang dibutuhkan akan semakin besar. Dalam sistem geothermal, kondisi ini berkontribusi terhadap munculnya fenomena *time delay*, sehingga respon energi menuju turbin tidak dapat terjadi secara instan.

Selain fenomena waktu tunda, keterbatasan respons sistem geothermal juga dipengaruhi oleh dinamika tekanan dalam sistem. Perubahan laju aliran uap akan menyebabkan redistribusi tekanan di sepanjang pipa dan sistem produksi, yang tidak terjadi secara simultan. Hal ini menyebabkan respon energi yang tersedia untuk turbin mengalami keterlambatan, sehingga perubahan daya keluaran pembangkit tidak dapat mengikuti perubahan sinyal pengendalian secara langsung [35], [32]. Kondisi ini berbeda dengan pembangkit berbasis gas atau bahan bakar fosil, dimana suplai energi dapat ditingkatkan atau diturunkan secara lebih cepat melalui pengaturan sistem bahan bakar.

Lebih lanjut, karakteristik reservoir juga berperan penting dalam menentukan kemampuan respons beban PLTP. Reservoir geothermal memiliki kapasitas produksi uap yang terbatas dan dikendalikan oleh kondisi geologi serta tekanan fluida di dalamnya. Perubahan ekstraksi uap yang terlalu cepat dapat menyebabkan penurunan tekanan reservoir atau ketidakstabilan produksi, sehingga operasi pembangkit harus dijaga dalam batas tertentu untuk mempertahankan keberlanjutan sumber energi [32], [36]. Oleh karena itu, perubahan daya pada PLTP umumnya dilakukan secara bertahap dengan mempertimbangkan keseimbangan antara kebutuhan sistem tenaga listrik dan kondisi reservoir.

Penelitian dalam satu dekade terakhir menunjukkan bahwa dinamika sistem geothermal, khususnya fenomena *time delay* dan keterbatasan perubahan aliran fluida, merupakan faktor utama yang membatasi kemampuan PLTP dalam beroperasi secara fleksibel dan mengikuti perubahan beban secara cepat [32], [33]. Hal ini berdampak

langsung pada keterbatasan partisipasi PLTP dalam layanan pengaturan frekuensi berbasis *Automatic Generation Control* (AGC), yang menuntut kemampuan respon daya secara cepat dan kontinu.

Sehingga, sistem geothermal menjadi faktor kunci dalam menentukan karakteristik operasional PLTP, khususnya dalam hal respons terhadap perubahan beban. Pemahaman terhadap keterbatasan ini sangat penting dalam mengevaluasi kelayakan teknis pembangkit, serta dalam menentukan strategi pengoperasian yang sesuai dengan karakteristik fisik sistem.

2.2.6. Sistem Mekanikal: Turbin dan Governor pada PLTP

Sistem mekanikal pada Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) meliputi komponen utama berupa turbin uap dan sistem governor yang berfungsi dalam mengatur konversi energi mekanik menjadi energi listrik. Turbin berperan sebagai pengubah energi fluida berupa uap menjadi energi putar, sedangkan governor berfungsi mengatur jumlah energi mekanik yang masuk ke turbin melalui pengendalian bukaan katup uap atau *Main Control Valve* (MCV) sebagai respon terhadap perubahan frekuensi maupun setpoint daya dari sistem *Automatic Generation Control* (AGC) [24], [23].

Dalam sistem pengendalian daya, governor bekerja sebagai bagian dari mekanisme *closed-loop control* yang menerima sinyal pengaturan dari sistem kontrol (DCS) untuk menjaga kestabilan operasi pembangkit. Ketika terjadi perubahan beban atau deviasi frekuensi, governor akan mengatur bukaan katup uap sehingga aliran fluida yang masuk ke turbin berubah, yang kemudian menghasilkan perubahan daya keluaran pembangkit. Kinerja sistem turbin–governor ini sangat berpengaruh terhadap kecepatan dan stabilitas respon daya, terutama dalam mempertahankan keseimbangan sistem tenaga listrik [23], [32].

Karakteristik dinamis turbin uap ditentukan oleh sifat mekanikal sistem, seperti inersia rotor, waktu respon katup, serta interaksi antara aliran uap dan sudu turbin. Ketika terjadi perubahan bukaan katup, peningkatan atau penurunan daya tidak terjadi secara instan, tetapi melalui proses transien yang dipengaruhi oleh dinamika energi fluida dan respon mekanikal turbin. Selain itu, adanya keterbatasan termal pada material turbin juga membatasi kemampuan perubahan daya secara cepat, karena perubahan temperatur yang terlalu cepat dapat menimbulkan tegangan termal yang berpotensi merusak komponen [32], [37].

Beberapa studi menunjukkan bahwa parameter governor dan karakteristik turbin memiliki pengaruh signifikan terhadap stabilitas frekuensi serta respons dinamis pembangkit dalam proses regulasi daya [37], [38]. Selain itu, keterbatasan *Generation Rate Constraint* (GRC) pada sistem mekanikal membatasi laju perubahan daya yang dapat dicapai pembangkit, sehingga respon terhadap sinyal AGC menjadi terbatas, terutama pada pembangkit dengan fleksibilitas rendah [38], [6].

Pada PLTP, keterbatasan mekanikal ini semakin diperkuat oleh karakteristik sistem geothermal yang memiliki *time delay*, sehingga respon governor terhadap perubahan setpoint tidak langsung menghasilkan perubahan daya yang signifikan. Interaksi antara keterbatasan mekanikal turbin dan dinamika fluida geothermal menyebabkan respon keseluruhan pembangkit menjadi lebih lambat dibandingkan dengan pembangkit konvensional berbasis gas atau bahan bakar fosil [32], [38].

2.2.7. Sistem Kontrol dan Instrumentasi

Sistem kontrol dan instrumentasi internal pembangkit merupakan subsistem utama yang berperan dalam menjamin operasi pembangkit berjalan secara aman, stabil, dan sesuai dengan kebutuhan sistem tenaga listrik. Pada pembangkit modern, sistem ini umumnya diimplementasikan dalam bentuk *Distributed Control System* (DCS), yang mengintegrasikan fungsi pengukuran, pengolahan data, serta pengendalian secara terpusat namun terdistribusi. DCS berfungsi sebagai “otak” sistem pembangkit yang menerima sinyal masukan berupa setpoint daya, parameter operasi, serta data kondisi aktual, kemudian memprosesnya melalui algoritma kontrol untuk menghasilkan aksi pengendalian terhadap peralatan seperti governor, katup uap atau *Main Control Valve* (MCV) dan sistem pendukung lainnya [23], [24].

Dalam mekanisme operasionalnya, DCS bekerja berdasarkan prinsip *closed-loop control*, di mana sinyal keluaran sistem (output) dibandingkan dengan nilai referensi (setpoint) yang diinginkan. Selisih antara keduanya, yang dikenal sebagai *error signal*, digunakan untuk menghasilkan aksi koreksi melalui aktuator sehingga sistem dapat mencapai kondisi operasi yang stabil. Dalam konteks pengaturan daya, variabel yang dikendalikan umumnya adalah daya aktif (MW), sedangkan variabel yang dimanipulasi adalah bukaan katup uap atau aliran energi menuju turbin [23], [37].

Selain fungsi pengendalian dasar, DCS juga dilengkapi dengan berbagai logika proteksi dan pembatasan operasi (*limiter*) yang bertujuan untuk menjaga keandalan dan keselamatan sistem pembangkit. Limiter ini mencakup batas daya minimum dan

maksimum, batas laju perubahan daya (*ramp rate*), serta batas parameter operasi seperti tekanan dan temperatur. Dengan adanya limiter tersebut, sistem kontrol tidak hanya berfungsi untuk mengikuti perintah pengendalian, tetapi juga memastikan bahwa setiap perubahan operasi tetap berada dalam batas aman yang dapat diterima oleh peralatan [28], [37].

Selain itu, rentang operasi pembangkit yang menjadi bagian dari limiter dapat dinyatakan sebagai selisih antara daya maksimum dan daya minimum pembangkit. Secara matematis, rentang perubahan daya dirumuskan sebagai:

$$\Delta P = P_{max} - P_{min} \quad (2.2)$$

Dimana :

ΔP : rentang perubahan daya (MW)

P_{max} : daya maksimum pembangkit (MW)

P_{min} : daya minimum pembangkit (MW)

Parameter ΔP ini menggambarkan kapasitas pembangkit dalam melakukan variasi daya dalam batas operasional yang diperbolehkan. Semakin besar nilai ΔP , maka semakin besar pula kemampuan pembangkit dalam menyesuaikan keluaran dayanya.

Untuk mengetahui tingkat fleksibilitas pembangkit secara relatif, nilai rentang operasi tersebut dapat dibandingkan terhadap kapasitas maksimum pembangkit, sehingga diperoleh persentase fleksibilitas sebagai berikut:

$$\text{Fleksibilitas} = \frac{P_{max} - P_{min}}{P_{max}} \times 100\% \quad (2.3)$$

Dimana :

Fleksibilitas : kemampuan relatif pembangkit dalam mengatur daya (%)

P_{max} : daya maksimum pembangkit (MW)

P_{min} : daya minimum pembangkit (MW)

Nilai fleksibilitas ini menunjukkan seberapa besar kemampuan pembangkit dalam mengikuti perubahan beban dibandingkan dengan kapasitas maksimumnya. Pembangkit dengan nilai fleksibilitas rendah umumnya memiliki keterbatasan dalam merespons perubahan daya secara dinamis.

Selain rentang operasi, sistem kontrol juga dibatasi oleh parameter *ramp rate*, yaitu laju perubahan daya terhadap waktu. Parameter ini menunjukkan kemampuan

pembangkit dalam meningkatkan atau menurunkan daya keluaran dalam periode tertentu. Hubungan antara perubahan daya dan waktu dapat dinyatakan sebagai:

$$t = \frac{\Delta P}{\text{ramp rate}} \quad (2.4)$$

Dimana :

t : waktu perubahan daya (menit)

ΔP : perubahan daya (MW)

ramp rate : laju perubahan daya (MW/menit)

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa waktu yang dibutuhkan untuk mencapai perubahan daya tertentu berbanding lurus dengan besar perubahan daya dan berbanding terbalik dengan nilai *ramp rate*. Semakin kecil nilai *ramp rate*, maka semakin lama waktu yang dibutuhkan pembangkit untuk merespons perubahan beban.

Dalam praktiknya, sinyal pengaturan daya yang berasal dari sistem eksternal seperti *Automatic Generation Control* (AGC) tidak selalu dapat langsung diimplementasikan oleh pembangkit. DCS akan memproses sinyal tersebut dengan mempertimbangkan seluruh batasan operasional yang ada, sehingga perubahan daya yang dihasilkan merupakan hasil kompromi antara kebutuhan sistem tenaga listrik dan kemampuan fisik pembangkit. Hal ini menyebabkan respon aktual pembangkit sering kali berbeda dari sinyal perintah, terutama pada kondisi di mana pembangkit memiliki keterbatasan mekanikal maupun dinamika energi [26] [28].

Sistem instrumentasi berperan sebagai penyedia data umpan balik (*feedback*) yang digunakan dalam proses pengambilan keputusan oleh DCS. Instrumentasi meliputi berbagai sensor yang mengukur parameter penting seperti daya keluaran, tekanan uap, temperatur, aliran fluida, serta posisi katup. Keakuratan dan kestabilan data yang dihasilkan oleh sistem instrumentasi sangat menentukan kinerja sistem kontrol, karena kesalahan pengukuran dapat menyebabkan kesalahan dalam pengendalian yang berpotensi menurunkan performa atau bahkan mengganggu stabilitas operasi pembangkit [26], [34].

Kajian literatur menunjukkan bahwa sistem kontrol dan instrumentasi memiliki peranan penting dalam mendukung respons pembangkit terhadap perubahan beban, terutama dalam sistem tenaga listrik modern yang membutuhkan koordinasi cepat antar unit pembangkit [23], [28]. Namun demikian, performa sistem kontrol tidak dapat dipisahkan dari keterbatasan fisik pembangkit. Meskipun sistem kontrol mampu menghasilkan sinyal pengendalian yang akurat dan responsif, respon aktual pembangkit

tetap dibatasi oleh dinamika sistem mekanikal dan geothermal, sehingga tidak semua perintah dapat direalisasikan secara instan [26] [37].

2.2.8. Konsep Kelayakan Teknis PLTP terhadap AGC

Kelayakan teknis Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) terhadap *Automatic Generation Control* (AGC) dapat didefinisikan sebagai kemampuan sistem pembangkit dalam menerima, memproses, dan merespons perintah perubahan daya yang berasal dari sistem AGC secara aman, stabil, dan berkelanjutan tanpa melampaui batas operasional yang ditetapkan oleh sistem geothermal, mekanikal, maupun sistem kontrol internal. Kelayakan ini mencerminkan tingkat kemampuan pembangkit dalam berpartisipasi dalam pengaturan daya secara dinamis dalam sistem tenaga listrik modern, khususnya dalam menjaga keseimbangan antara pembangkitan dan beban serta mempertahankan stabilitas frekuensi sistem [23] [24].

Dalam lingkungan sistem tenaga listrik modern, implementasi AGC menuntut unit pembangkit memiliki kemampuan respons yang cepat, fleksibel, dan akurat terhadap perubahan sinyal pengaturan daya. Namun, pada praktiknya, kemampuan tersebut tidak hanya ditentukan oleh sistem kontrol, tetapi juga sangat dipengaruhi oleh karakteristik fisik pembangkit itu sendiri. Oleh karena itu, kelayakan teknis PLTP harus dievaluasi secara komprehensif dengan mempertimbangkan interaksi antara sistem geothermal, sistem mekanikal, serta sistem kontrol dan instrumentasi sebagai satu kesatuan sistem yang terintegrasi [23], [33].

Kajian literatur menunjukkan bahwa pembangkit dengan fleksibilitas rendah, seperti PLTP, memiliki keterbatasan dalam memenuhi kebutuhan respon dinamis yang tinggi akibat adanya keterbatasan *ramp rate*, dinamika sistem fluida, serta batasan operasional lainnya [32][33]. Hal ini menyebabkan tidak semua pembangkit dapat berpartisipasi secara optimal dalam skema AGC, sehingga diperlukan evaluasi kelayakan teknis untuk menentukan tingkat kontribusi pembangkit dalam sistem pengaturan daya.

Secara umum, kelayakan teknis PLTP terhadap AGC dapat diklasifikasikan ke dalam tiga aspek utama yang saling berkaitan, yaitu kelayakan sistem geothermal, kelayakan sistem mekanikal, serta kelayakan sistem kontrol dan instrumentasi, yang masing-masing memiliki peran penting dalam menentukan kemampuan respons pembangkit.

1. Kelayakan sistem geothermal, yaitu kemampuan sistem reservoir dan aliran fluida dalam merespons perubahan laju produksi uap tanpa menimbulkan gangguan pada tekanan, temperatur, serta kestabilan reservoir. Keterbatasan utama pada aspek ini adalah adanya fenomena *time delay* yang menyebabkan respon energi menuju turbin tidak terjadi secara instan [32], [35].
2. Kelayakan sistem mekanikal, yaitu kemampuan turbin dan governor dalam mengubah energi fluida menjadi energi mekanik serta menyesuaikan daya keluaran sesuai sinyal pengendalian. Kinerja sistem ini dipengaruhi oleh inersia mekanikal, keterbatasan termal, serta nilai *Generation Rate Constraint* (GRC) yang membatasi laju perubahan daya pembangkit [27], [33].
3. Kelayakan sistem kontrol dan instrumentasi, yaitu kemampuan sistem *Distributed Control System* (DCS) dan perangkat instrumentasi dalam menerjemahkan sinyal AGC menjadi aksi pengendalian yang akurat dan konsisten, serta menyediakan data umpan balik yang andal. Aspek ini sangat bergantung pada logika kontrol, keberadaan limiter, serta akurasi sistem pengukuran [23], [35].

Ketiga aspek tersebut harus dipenuhi secara simultan untuk mencapai tingkat kelayakan teknis yang optimal. Keterbatasan pada salah satu aspek akan berdampak langsung terhadap performa keseluruhan pembangkit dalam merespons perubahan daya. Sebagai contoh, meskipun sistem kontrol bekerja dengan baik, keterbatasan pada sistem geothermal atau mekanikal tetap akan membatasi respon aktual pembangkit terhadap sinyal AGC [32], [33].

Konsep kelayakan teknis ini juga berkaitan dengan penentuan peran pembangkit dalam sistem tenaga listrik. Pembangkit dengan tingkat kelayakan tinggi dapat berperan aktif dalam pengaturan beban dinamis (*load following*), sedangkan pembangkit dengan keterbatasan respon lebih cenderung dioperasikan sebagai pembangkit beban dasar (*base load*) yang beroperasi secara stabil dengan variasi daya yang terbatas [27], [32].