

Estimasi biaya operasi optimal pembangkit termal dengan metode unit kombinasi dan pembebanan ekonomis pada subsistem II wilayah Banten = Estimated optimum operational cost of thermal power plant using unit combination and economic dispatch method on subsystem II Banten

Pina Hariyanti, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20472308&lokasi=lokal>

Abstrak

Pada operasi sistem pembangkitan tenaga listrik, biaya bahan bakar merupakan biaya yang terbesar dari biaya operasi secara keseluruhan [1]. Besarnya biaya bahan bakar yang diperlukan unit pembangkit termal sebagai masukan terhadap keluaran daya pembangkit, sehingga besarnya masukan secara optimal akan menghasilkan keluaran yang optimal. Penjadwalan operasional pembangkit dan pembebanan ekonomis merupakan langkah operasi ekonomis pada pengoperasian PLTU Labuan dan PLTGU Cilegon pada Subsistem II Wilayah Banten untuk memperoleh estimasi biaya operasi optimal. Penjadwalan yang dilakukan dengan menentukan unit pembangkit yang hidup on dan mati off yang disebut dengan komitmen unit unit commitment. Setelah melakukan penjadwalan operasional unit pembangkit, maka dapat dilakukan pembebanan ekonomis untuk membagi daya yang dapat dibangkitkan oleh masing-masing pembangkit untuk memenuhi estimasi permintaan beban pada Subsistem II Wilayah Banten. Estimasi biaya operasi optimal yang didapatkan yaitu sebesar Rp 376.030.525.349 sehingga dapat menghemat 29.5 hingga 32.5 dari total biaya operasi yang dibutuhkan selama sebulan periode Januari 2018 dengan biaya bahan bakar sebesar Rp 604,17/kWh. Selain itu, untuk memenuhi estimasi beban puncak sebesar 952 MW dibutuhkan biaya operasi optimal sebesar Rp 733.762.467 dan biaya operasi optimal beban minimum sebesar 629 MW adalah Rp 378.422.653.

.....In the operation of power generation systems, fuel cost represents the largest of operating cost in the operation of power generation system 1 . The fuel cost of the thermal power plants as input to the generator power and output of the generator is the power generated by each generator, so that optimal input determination optimal output. Operational economic of PLTU Labuan and PLTGU Cilegon in subsystem II Banten can be subdivided into two parts. Those are economic dispatch and unit commitment. The unit commitment problem is to find the minimum cost option to schedule generator startups and shutdowns while meeting forecasted loads, satisfying all plant and system constraints such as generating capacity constraints and power balance constraints. Furthermore, economic dispatch is the method of allocating the load demand between the available power plant units and finds the minimum operating cost of generation for each hour. Estimated optimal operating cost is Rp 376.030.525.349 so that it can save 29.5 to 32.5 of total operating costs required during the month of January 2018 with fuel costs of Rp 604.17 kWh. In addition, estimated operating optimal cost for peak load of 952 MW is Rp 733.762.467 and the optimal operating cost for the minimum load of 629 MW is Rp 378.422.653.