

## ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МІЖ СИНХРОННИМИ І АСИНХРОНІЗОВАНИМИ ТУРБОГЕНЕРАТОРАМИ

М.С.Сегеда<sup>1</sup>, докт.техн.наук, В.П.Олексин<sup>2</sup>, канд.техн.наук, А.В.Олексин<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> – Національний університет “Львівська політехніка”,  
вул. Степана Бандери, 12, Львів, 79013, Україна,  
mseheda@ukr.net,

<sup>2</sup> – ПАТ “Західенерго”,  
вул. Козельницька, 15, Львів, 79026, Україна,  
oleksyn@gcwe.energy.gov.ua.

*На підставі методу невизначених множників Лагранжа розроблено методику, математичну та цифрову моделі оптимального розподілу реактивного навантаження між синхронними і асинхронізованими (синхронний режим) турбогенераторами ТЕС, які враховують вплив блочних трансформаторів і власних потреб та забезпечують мінімальні втрати активної потужності. Встановлено, що оптимальні значення реактивних потужностей генераторів залежать від їхнього типу, активного навантаження, параметрів блочних трансформаторів та трансформаторів власних потреб, а також від схеми живлення власних потреб блоку. Бібл. 10, рис. 2.*

**Ключові слова:** асинхронізований турбогенератор, математична модель, реактивна потужність.

**Постановка проблеми.** Основною задачею застосування нового типу генераторів, а саме асинхронізованих генераторів, є розширення регулюючих можливостей електростанцій в режимах споживання реактивної потужності з мережі. З теорії та практики асинхронізованих машин відомо, що вони мають суттєві відмінності від традиційних синхронних машин у конструкції ротора, системі збудження і, як наслідок, в режимних можливостях. Аналіз основних проектних показників СТГ і АСТГ показує, що за однакової номінальної потужності вони мають різні значення коефіцієнта корисної дії, а значить і втрат активної потужності. Застосування на електростанціях різного типу генераторів потребує дослідження особливостей їхньої паралельної роботи та розроблення методики, математичної і цифрової моделей оптимального розподілу між ними загального реактивного навантаження в процесі спільного регулювання напруги з метою забезпечення ефективної і економічної роботи.

Теоретичні дослідження [4,5] та досвід експлуатації перших асинхронізованих турбогенераторів [2,5] показують, що вони необхідні на електростанціях з надлишками реактивної потужності, які перевищують регулюючі можливості синхронних турбогенераторів. Їхнє застосування дозволяє забезпечити задані рівні напруг у всіх режимах роботи електростанції за високих рівнів статичної і динамічної стійкостей. Тому доцільними є роботи з покращення техніко-економічних характеристик АСТГ та розширення їхнього застосування на електростанціях.

**Виклад основного матеріалу.** Актуальність та перспективність застосування на електростанціях АСТГ для підтримання на шинах заданих рівнів напруг потребують подальшого вивчення їхньої паралельної роботи з СТГ. Одним з важливих питань спільної роботи СТГ і АСТГ є дослідження порядку застосування СТГ і АСТГ під час спільного регулювання напруги з метою забезпечення мінімальних втрат активної потужності, тобто оптимізація режимів роботи за реактивною потужністю. Проведені згідно з [6,8] розрахунки та аналіз отриманих результатів показують, що залежності втрат активної потужності від реактивної потужності для синхронних турбогенераторів ТГВ-200 і ТГВ-200М та асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 (синхронний режим) мають відмінності як за величиною, так і за формою.

На рис. 1 показана залежність втрати активної потужності в генераторах від  $Q$  за  $P = P_{НОМ}$  для генераторів ТГВ-200 (крива 3), ТГВ-200М (крива 2) та АСТГ-200 (крива 1). Як видно, за однакових активного та реактивного навантажень найменші значення втрат активної потужності має генератор ТГВ-200, найбільші – АСТГ-200, а залежності  $\Delta P(Q)$  мають параболічний характер. Причому, під час зміни активного навантаження змінюється абсолютне значення втрат активної потужності, але форма їхньої зміни для кожного типу турбогенератора залишається незмінною.

Відповідно до [3] за допомогою інтерполяційної формули Лагранжа отримуємо функції втрат активної потужності  $\Delta P = F(Q)$  та їхні зміни під час зміни активного навантаження  $\Delta \Delta P = F(P)$  для кожного з досліджуваних генераторів. Враховуючи те, що криві залежностей втрат активної потужності в генераторах мають однакову форму за різних значень активного навантаження, на підставі залежностей  $\Delta P = F(Q)$  та  $\Delta \Delta P = F(P)$  отримуємо залежності  $\Delta P = F(P, Q) = \Delta P(Q) - \Delta \Delta P(P)$ , що описують всю множину значень втрат активної потужності в генераторі від реактивної потужності для різних значень активної потужності, яку видає генератор

$$\Delta P(P, Q)_{ТГВ-200} = 21 \cdot 10^{-9} P_G^4 - 10^{-5} P_G^3 + (1,84 P_G^2 + 1,76 Q_G^2) \cdot 10^{-2} - (0,148 P_G - 1,713 Q_G) + 1227; \quad (1)$$

$$\Delta P(P, Q)_{ТГВ-200М} = 1,25 \cdot 10^{-6} P_G^3 + (2,32 P_G^2 + 2,47 Q_G^2) \cdot 10^{-2} - (0,0125 P_G - 1,83 Q_G) + 1138; \quad (2)$$

$$\Delta P(P, Q)_{АСТГ-200} = 3,8 \cdot 10^{-6} P_G^3 + (2,7 P_G^2 + 2,93 Q_G^2) \cdot 10^{-2} + (0,0148 P_G + 1,523 Q_G) + 1220. \quad (3)$$

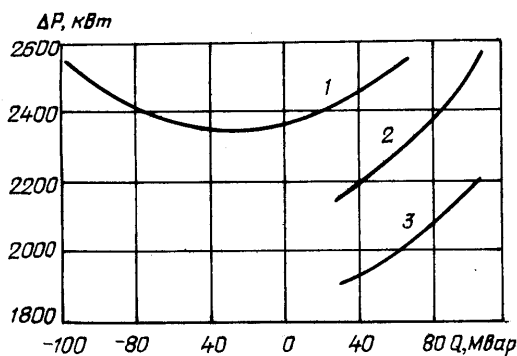


Рис. 1

Аналогічно, для подальшого розрахунку за допомогою інтерполяційної формули Лагранжа встановлено залежності мінімального і максимального значень реактивної потужності, яку можуть видавати досліджувані генератори, від їхньої активної потужності. Максимальні значення реактивної потужності турбогенераторів відповідають максимально допустимим струмам роторів. Мінімальне значення реактивної потужності АСТГ обмежено струмом статора турбогенератора. Для забезпечення надійних режимів роботи турбогенераторів ТГВ-200 та ТГВ-200М в режимах недозбудження мінімальні значення реактивної потужності приймаємо рівними граничним значенням експлуатаційних параметрів генераторів, в межах яких не пошкоджуються крайні пакети сердечників статорів [9].

Під час розподілу реактивної потужності між блоками необхідно враховувати втрати в блочних трансформаторах, оскільки вони залежать від реактивної потужності, яка передається через них, і від конструктивних особливостей кожного генератора. На підставі аналізу паспортних даних однотипних блочних трансформаторів ТЕС виявлено, що реальні значення втрат активної потужності в них відрізняються, що має істотне значення для розподілу реактивної потужності між блоками ТЕС. Відповідно до [10] втрати в блочному трансформаторі визначаються за формулою

$$\Delta P(P, Q)_T = U_{номБТi}^2 g_{БТi} + \frac{P_{Ti}^2 + Q_{Ti}^2}{U_{номБТi}^2} r_{БТi}, \quad (4)$$

де  $P_{Ti}$ ,  $Q_{Ti}$  – активна та реактивна потужності, які пересилаються поздовжніми опорами блочного трансформатора;  $i$  – порядковий номер трансформатора.

Для блочного трансформатора, враховуючи власні потреби блоку і втрати в трансформаторі власних потреб, ця формула має вигляд

$$\Delta P(P, Q)_{БТi} = U_{номБТi}^2 g_{БТi} + ((P_{Ti} - P_{ВПi} - \Delta P_{ТВПi} - \Delta P_{БТi})^2 + (Q_{Ti} - Q_{ВПi} - \Delta Q_{ТВПi} - \Delta Q_{БТi})^2) r_{БТi} / U_{номБТi}^2, \quad (5)$$

де  $\Delta P_{БТi}$ ,  $\Delta Q_{БТi}$  та  $\Delta P_{ТВПi}$ ,  $\Delta Q_{ТВПi}$  – втрати активної та реактивної потужностей в поперечних та поздовжніх елементах заступної схеми блочних трансформаторів.

Враховуючи, що для задачі оптимізації розподілу реактивної потужності між блоками невідомими є тільки значення  $Q_{Gi}$ , запишемо формулу (5) у вигляді

$$\Delta P(P, Q)_{БТi} = \frac{r_{БТi}}{U_{номБТi}^2} Q_{Gi}^2 - 2(Q_{ВПi} + \Delta Q_{ТВПi} + \Delta Q_{БТi}) Q_{Gi} \frac{r_{БТi}}{U_{номБТi}^2} + ((P_{Gi} - P_{ВПi} - \Delta P_{ТВПi} - \Delta P_{БТi})^2 + (Q_{ВПi} + \Delta Q_{ТВПi} + \Delta Q_{БТi})^2) r_{БТi} / U_{номБТi}^2 + U_{номБТi}^2 g_{БТi}. \quad (6)$$

Активна потужність власних потреб для кожного блоку ТЕС під час різних режимів роботи різна, через те, що вона залежить від складу працюючого обладнання блоку, а також величини загальностанційних потреб ТЕС. Проте, для кожної ТЕС є відомим середнє значення відсотку активної потужності власних потреб від активної потужності блоку. Враховуючи це, приймаємо

$$P_{ВПi} = k P_{Gi} / 100\%, \quad (7)$$

де  $k$  – середнє відсоткове значення активної потужності власних потреб блоків ТЕС у відношенні до активної потужності, яку видають генератори;  $i$  – порядковий номер блоку.

Також для кожної ТЕС відомим є середнє значення коефіцієнта потужності власних потреб. З врахуванням цього визначається реактивна потужність власних потреб блоку

$$Q_{BPi} = P_{BPi} \operatorname{tg}(\varphi). \quad (8)$$

Втрати активної потужності для кожного працюючого блоку ТЕС залежать від значень активної та реактивної потужностей, які видають генератори, а також від активної потужності власних потреб блоків, тому вони є різні.

Розглянемо умови оптимальності режимів покриття загального реактивного навантаження за допомогою ТЕС, на якій є  $n$  генераторів. У свою чергу ці генератори поділені на  $m$  груп однотипних генераторів. Генератори видають потужність на систему шин через блочні трансформатори. Система шин ТЕС з'єднана з ЕЕС за допомогою ліній електропередавання.

Оптимальний режим видачі реактивного навантаження ТЕС визначається з умови

$$\Delta P_{TEC} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Bi} \rightarrow \min \quad (9)$$

з врахуванням того, що

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_{TEC_{сум}}, \quad (10)$$

де  $Q_{TEC_{сум}}$  – задане сумарне значення реактивного навантаження ТЕС для забезпечення на шинах ТЕС заданої напруги. Реактивна потужність (10) визначається на підставі балансу реактивної потужності всієї енергосистеми.

З викладеного видно, що сумарні втрати кожного блоку ТЕС можуть бути записані у вигляді рівності з двома невідомими  $P_i$  та  $Q_i$ , тобто

$$\Delta P_{Bi} = \Delta P(P_i, Q_i)_{TGi} + \Delta P(P_i, Q_i)_{BTi}, \quad (11)$$

де  $i$  – порядковий номер блоку ТЕС.

Для кожної ТЕС об'єднаної енергосистеми України на підставі їхніх цінових заявок, а також на підставі попереднього розрахунку режиму роботи ЕЕС, наперед задається значення активної потужності для кожного з блоків ТЕС. Після підстановки заданих значень активної потужності блоку в рівняння (11) отримаємо рівняння втрат активної потужності в залежності від реактивної, тобто

$$\Delta P_{Bi} = \Delta P(Q_i)_{TGi} + \Delta P(Q_i)_{BTi}. \quad (12)$$

Враховуючи задані значення активної потужності, отримуємо мінімальні  $Q_{min} = f(P_i)$  та максимальні  $Q_{max} = f(P_i)$  значення реактивної потужності для кожного з блоків ТЕС. Відповідно до [1] на підставі методу невизначених множників Лагранжа критерій оптимальності режиму ТЕС за генерацією реактивної потужності запишемо у вигляді

$$\frac{\partial \Delta P_{B1}}{\partial Q_1} = \frac{\partial \Delta P_{B2}}{\partial Q_2} = \dots = \frac{\partial \Delta P_{Bi}}{\partial Q_i}. \quad (13)$$

Рівняння (13) також можна записати у вигляді

$$\Delta p_{B1}(Q_1) = \Delta p_{B2}(Q_2) = \dots = \Delta p_{Bi}(Q_i), \quad (14)$$

де  $\Delta p_{Bi}(Q_i)$  – відносний приріст втрат активної потужності на ТЕС.

Для знаходження оптимального значення реактивного навантаження кожного блоку попередньо необхідно визначити для будь-якого з блоків мінімально дозволене реактивне навантаження. Далі для цього блоку визначаємо  $\Delta p_{Bi}(Q_i)$ , підставивши замість  $Q_i$  його мінімально дозволене для даного блоку значення. Отримане значення мінімально дозволеного відносного приросту втрат активної потужності ТЕС позначимо  $\Delta p_{Bi}(Q_i) = c$ . З врахуванням цього вираз (14) можна записати

$$\Delta p_{B1}(Q_1) = \Delta p_{B2}(Q_2) = \dots = \Delta p_{Bi}(Q_i) = c. \quad (15)$$

З рівняння (15) визначаємо попереднє значення реактивної потужності для кожного з блоків.

Обчисливши  $\sum_{i=1}^n Q_i$  і співставивши його з відомим значенням  $Q_{TEC_{сум}}$ , робимо висновок про правильність отриманих результатів.

У випадку, якщо 
$$\sum_{i=1}^n Q_i > Q_{TEC_{\text{сум}}}, \quad (16)$$

$Q_i$  необхідно прийняти рівним  $Q_{i \min}$  через те, що робота генераторів з іншими значеннями реактивної потужності обмежена їхніми експлуатаційними характеристиками.

У випадку, якщо  $\sum_{i=1}^n Q_i$  мало відрізняється (менше 0,5 %) від  $Q_{TEC_{\text{сум}}}$ , тобто

$$\sum_{i=1}^n Q_i \approx Q_{TEC_{\text{сум}}}, \quad (17)$$

обчислені попередні значення реактивної потужності блоку можна вважати оптимальними його значеннями.

Якщо ж 
$$\sum_{i=1}^n Q_i < Q_{TEC_{\text{сум}}}, \quad (18)$$

значення відносного приросту втрат активної потужності ТЕС необхідно збільшити на певне значення  $p$ , таке, що  $p = 0,0001 \times c$ , і повторити розрахунок, тобто

$$\Delta p_{B1}(Q_1) = \Delta p_{B2}(Q_2) = \dots = \Delta p_{Bi}(Q_i) = c + p. \quad (19)$$

Співставивши  $\sum_{i=1}^n Q_i$  з  $Q_{TEC_{\text{сум}}}$ , визначаємо необхідність проведення подальших розрахунків.

У випадку виконання рівності (17) розрахунок завершується. Якщо ж  $\sum_{i=1}^n Q_i < Q_{TEC_{\text{сум}}}$ , аналогічно

продовжуємо розрахунок, поступово збільшуючи значення  $p$ . Розрахунок завершуємо, коли виконується рівність (17). Отримані результати  $Q_i$  порівнюємо з їхніми можливими максимальними значеннями. У випадку, якщо всі  $Q_i < Q_{i \max}$ , розподіл реактивної потужності між блоками ТЕС можна вважати завершеним. Якщо всі  $Q_i > Q_{i \max}$ , необхідно всі  $Q_i$  прийняти рівними  $Q_{i \max}$ , оскільки робота генераторів із значеннями реактивної потужності, більшими за максимально дозволені, обмежена їхніми експлуатаційними характеристиками.

У випадку, якщо для  $s$  блоків  $Q_i < Q_{i \max}$ , а для інших  $h$  блоків  $Q_i > Q_{i \max}$ , розрахунок необхідно продовжити: для блоків, щодо яких справедлива рівність  $Q_i > Q_{i \max}$ , приймаємо  $Q_i = Q_{i \max}$ , а між блоками, для яких  $Q_i < Q_{i \max}$ , повторно проводимо розподіл реактивної потужності згідно з вищеописаною методикою, прийнявши, що

$$\sum_{i=1}^{n-h} Q_i = Q_{TEC_{\text{сум}}} - \sum_{i=1}^{n-s} Q_i, \quad (20)$$

де  $\sum_{i=1}^{n-h} Q_i$  – сума попередньо невідомих значень  $Q_i$  блоків, між якими повторно проводиться розподіл

реактивної потужності;  $\sum_{i=1}^{n-s} Q_i$  – сума значень  $Q_i$  блоків, для яких прийнято  $Q_i = Q_{i \max}$ .

Отримані кінцеві розрахункові значення  $Q_i$  і будуть оптимальними значеннями реактивної потужності кожного з працюючих блоків ТЕС.

На підставі описаного вище алгоритму розроблено цифровий комплекс “Розподіл реактивної потужності між генераторами ТЕС”. Вікно з заповненими вхідними даними і з результатами розрахунку показано на рис. 2.

Як видно з результатів розрахунку, значення реактивної потужності, яку мають видавати генератори ТГВ-200 (№ 1, 4, 6, 8, 11), ТГВ-200М (№ 12) та АСТГ-200 (№ 9), відрізняються між собою. Це пояснюється їхніми різними характеристиками  $\Delta P = f(Q)$ , що описано вище.

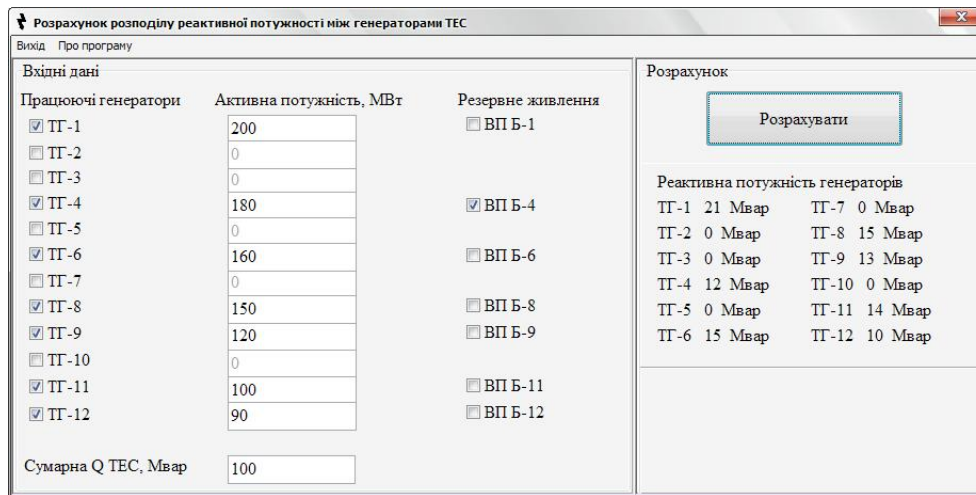


Рис. 2

Також видно, що відрізняються значення реактивної потужності, які мають видавати одностипні генератори ТГВ-200 (№ 1, 4, 6, 8, 11). Відповідно до [7], для першого генератора за активної потужності 200 МВт значення його реактивної потужності повинно становити не менше 21 Мвар. У ході розподілу реактивної потужності програма визначила її оптимальне значення для блоку номер один, після чого порівняла це значення з мінімально дозволеним. Оскільки розраховане значення  $Q$  отримано меншим за мінімальне дозволене значення, то програма прийняла для першого генератора  $Q_1 = Q_{\min}$  і здійснила повторний розрахунок розподілу реактивної потужності між іншими генераторами, врахувавши, що  $Q_{\text{сум}} - Q_1$ .

Для четвертого генератора значення реактивної потужності різниться від інших тому, що власні потреби блоку живляться через резервний трансформатор власних потреб.

Під час розподілу реактивної потужності між однотипними блоками різниця в отриманих вихідних значеннях реактивної потужності може бути зумовлена також різними паспортними даними блочних трансформаторів та трансформаторів власних потреб.

**Висновки.** Розроблено методику та математичну модель оптимального розподілу реактивного навантаження між синхронними і асинхронізованими турбогенераторами (синхронний режим) з використанням методу невизначених множників Лагранжа. Вони базуються на забезпеченні мінімальних втрат активної потужності в генераторах, блочних трансформаторах і трансформаторах власних потреб та враховують всі існуючі обмеження режимних параметрів генераторів.

Проведені розрахунки та аналіз отриманих результатів показують, що оптимальні значення реактивних потужностей генераторів залежать від їхнього типу і активного навантаження, а також від параметрів блочних трансформаторів, трансформаторів власних потреб та схеми живлення власних потреб блоку.

Розроблено цифровий комплекс «Розподіл реактивної потужності між генераторами ТЕС», що проходить апробацію на ТЕС та дозволяє оперативно визначати оптимальні значення реактивних потужностей, які забезпечать мінімальні втрати активної потужності в генераторах, блочних трансформаторах і трансформаторах власних потреб.

1. Веніков В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с.

2. Здановский В.Г., Миняйло А.С., Кривый В.В. и др. Опыт эксплуатации асинхронизированного турбогенератора АСТГ-200 // Электрические станции. – 1993. – № 1. – С. 37–41.

3. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2010. – 608 с.

4. Кривушкин Л.Ф., Чевычелов В.А. О целесообразной области применения асинхронизированных турбогенераторов // Электрические станции. – 1983. – № 10. – С. 38–41.

5. Лабунец И.А., Сокур П.В., Пинчук Н.Д. и др. Асинхронизированные турбогенераторы как средство повышения устойчивости и регулирования напряжения в электрических сетях // Электрические станции. – 2004. – № 8. – С. 26–32.

6. Постников И.М., Асанбаев В.Н., Финк А.Ф. и др. Исследование параметров и характеристик мощных асинхронизированных турбогенераторов в синхронном режиме / Препринт 400. – ИЭД АН УССР, 1984. – 51 с.

7. Росман Л.В. Составление и расчет системы группового управления возбуждения синхронных генераторов. – М.: Энергия, 1986. – 71 с.

8. Руководящие технические материалы. Турбогенераторы. Расчеты электромагнитные и тепловые. ОАА.682.007. – 69. – М.: Минэлектротехпром, 1970. – 87 с.

9. Сегеда М.С., Олексин В.П., Олексин А.В. Забезпечення надійної роботи синхронних турбогенераторів ТГВ-200 в режимах недозбудження // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – 2011. – Ч 1. – С. 162–165.

10. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.

УДК 621.313.322-81.621.311.22

ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ МЕЖДУ СИНХРОННЫМИ И АСИНХРОНИЗОВАННЫМИ ТУРБОГЕНЕРАТОРАМИ

М.С.Сегеда<sup>1</sup>, докт.техн.наук, В.П.Олексин<sup>2</sup>, канд.техн.наук, А.В.Олексин<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> – Национальный университет “Львовская политехника”,

ул. Степана Бандеры, 12, Львов, 79013, Украина,

mseheda@ukr.net,

<sup>2</sup> – ПАТ “Захиденерго”,

ул. Козельницькая, 15, Львов, 79026, Украина,

oleksyn@gcwe.energy.gov.ua.

*На основе метода неопределенных множителей Лагранжа разработана методика, математическая и цифровая модели оптимального распределения реактивной нагрузки между синхронными и асинхронизованными (синхронный режим) турбогенераторами ТЭС, которые учитывают влияние блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд и обеспечивают минимальные потери активной мощности. Установлено, что оптимальные значения реактивных мощностей генераторов зависят от их типа, активной нагрузки, параметров блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, а также от схемы питания собственных нужд блока. Библ. 10, рис. 2.*

**Ключевые слова:** асинхронизированный турбогенератор, математическая модель, реактивная мощность.

**OPTIMAL VAR DISPATCH BETWEEN SYNCHRONOUS AND ASYNCHRONIZED TURBO GENERATOR**

M.S. Sehed<sup>1</sup>, V.P. Oleksyn<sup>2</sup>, A.V. Oleksyn<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> – Lviv Politechnic National University,

Stepan Bandera St.12, Lviv, 79013, Ukraine, email: [mseheda@ukr.net](mailto:mseheda@ukr.net),

<sup>2</sup> – Private Joint Stock Company “Zakhidenergo”,

Kozelnytska St. 15, Lviv, 79026, Ukraine, email: [a.oleksyn@mail.ru](mailto:a.oleksyn@mail.ru).

*Based on the Lagrange multiplier method, methodology, mathematical and digital models of optimal var dispatch between synchronous and asynchronous (synchronous operation) turbo generators at TPS were developed; these take into account the influence of generator transformers and auxiliary service transformers, as well as secure the active power minimum losses. It was determined that generators reactive power optimum values depend on their types, their active load, generator transformers and auxiliary service transformers parameters, and the unit auxiliaries power circuit. References 10, figures 2.*

**Key words:** asynchronous turbo generator, mathematical model, reactive power.

1. Venikov V.A., Zhuravlev V.G., Filippova T.A. Power stations' and power systems' modes optimization: Coursebook for higher educational institutions. – Moskva: Energoizdat, 1981. – 464 p. (Rus)

2. Zdanovskii V.G., Miniailo A.S., Kryvyi V.V et al. Asynchronous turbo generator ASTG-200 exploitation experience // Elektricheskie stantsii. – 1993. – № 1. – Pp. 37–41. (Rus)

3. Kyrylenko O.V., Sehed M.S., Butkevych O.F., Mazur T.A. Mathematical modelling in electric power industry. – Lviv: Vydavnytstvo Lvivskoho natsionalnoho universytetu “Lvivska Politekhnik”. – 2010. – 608 p. (Ukr)

4. Kryvushkin L.F., Chevychelov V.A. On the rational area of application of asynchronous turbo generators // Elektricheskie stantsii. – 1983. – № 10. – Pp. 38–41. (Rus)

5. Labunets I.A., Sokur P.V., Pinchuk N.D. et al. Asynchronous turbo generators as a means of stability improvement and voltage control in electric grids // Elektricheskie stantsii. – 2004. – № 8. – Pp. 26–32. (Rus)

6. Postnikov I.M., Asanbaev V.N., Fink A.F. Parameters and characteristics analysis of powerful asynchronous turbogenerators in synchronous operation / Preprint, 400. – IED AN USSR, 1984. – 51 p. (Rus)

7. Rosman L.V. Synchronous generators excitation group control system construction and calculation. – Moskva: Energiia, 1986. – 71 p. (Rus)

8. Guiding engineering materials. Turbo generators. Electromagnetic and heat calculations. ОАА.682. 007. – 69. – Moskva: Minelektrotekhprom, 1970. – 87 p. (Rus)

9. Sehed M.S., Oleksyn V.P., Oleksyn A.V. Synchronous turbo generators TGV-200 safe operation securing within under-excitation modes // Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy. Spetsialnyi vypusk. – 2011. – Vol.1. – Pp. 162–165. (Ukr)

10. Sehed M.S. Power networks and systems: Coursebook. – 2<sup>nd</sup> ed. – Lviv: Vydavnytstvo Lvivskoho natsionalnoho universytetu “Lvivska Politekhnik”. – 2009. – 488 p. (Ukr)

Надійшла 08.12.2011

Received 08.12.2011