

Л. Б. Терешкевич, к. т. н., доц.; В. О. Милосердов, к. е. н., доц.

## АНАЛІЗ СИСТЕМНОЇ АВАРІЇ З ПОРУШЕННЯМ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ

*Проаналізовано аварію в енергосистемі з порушенням динамічної стійкості з метою недопущення або мінімізації її наслідків у результаті прийняття оптимальної стратегії дій в подібних ситуаціях.*

**Ключові слова:** об'єднана електроенергетична система, стійкість системи, небаланс потужності, перехідний процес.

### Постановка проблеми

Проблема стійкості в електроенергетиці набула важливого значення через об'єднання електричних станцій і мереж на паралельну роботу, тобто з моменту створення електричних систем. [1]. Після низки серйозних аварій в енергосистемах розвинених країн (США, Німеччина, СРСР), пов'язаних із порушенням стійкості, дослідження цієї проблеми визнане пріоритетним. У [2] наголошують, що, наприклад, у системах Мосенерго і Лененерго за період з 1932 по 1934 роки було 38 аварій, зумовлених розладом паралельної роботи. Серйозні ускладнення в підтримці стійкості об'єднаної електроенергетичної системи України вносять дефіцит паливноенергетичних ресурсів, що склався на сьогодні на ТЕС, і як наслідок, віялові відключення споживачів. Дефіцит активної потужності, що виникає через нестачу палива на електростанціях, знижує запас стійкості, призводить до неможливості підтримки номінальної частоти й може призвести за несприятливих умов до порушення статичної стійкості системи за критерієм текучості (сповзання) параметрів режиму у формі "лавини частоти".

У літературі з цієї проблеми [1, 3], окрім констатації фактів порушення стійкості, ніде не вдалося знайти аналіз причин, ходу й наслідків аварій. Без такого аналізу неможливі вдосконалення і підвищення рівня кваліфікації чергового й експлуатаційного персоналу електричних станцій і мереж, а також підготовка та навчання студентів-електроенергетиків.

**Мета** статті – виявлення і аналіз причин аварії в об'єднаній енергосистемі; представлення хронології розвитку аварії; аналіз реагування засобів протиаварійної автоматики; оцінка технології відновлення стійкого післяаварійного режиму.

### Результати дослідження

Розглянемо аварію (червень 1997 г.), яка мала місце в енергосистемі з умовною назвою ОЕ і призвела до порушення енергопостачання споживачів більш, ніж на 10 годин, тому є дуже повчальною. Загальна потужність генерації енергосистеми ОЕ може досягати 1655 МВт, але на час початку аварії фактична генерація складала 339 МВт. Це відображено на рис. 1, з якого видно, що загальне навантаження енергосистеми ОЕ  $P_n$  покривалося власною генерацією потужності  $P_r$  і потужністю  $P_t$  по транзитній ЛЕП- 500 від енергосистеми ОЕУ. Зв'язки з іншими енергосистемами НЕ і БЕ були вимкнені.

Нагадаємо, що нормальний режим, що встановився, у будь-якій енергосистемі можливий тільки за умови забезпечення балансу потужності і, насамперед, активної потужності, яка несе "відповідальність" за частоту в системі. З рис. 1 видно, що в системі ОЕ в передаварійному стані баланс активної потужності строго виконувався, потужність небалансу  $P_{нб}$  була відсутня ( $P_{нб} = P_n - P_r - P_t = 779 - 339 - 440 = 0$  (МВт)), що забезпечувало частоту в системі 50 Гц.

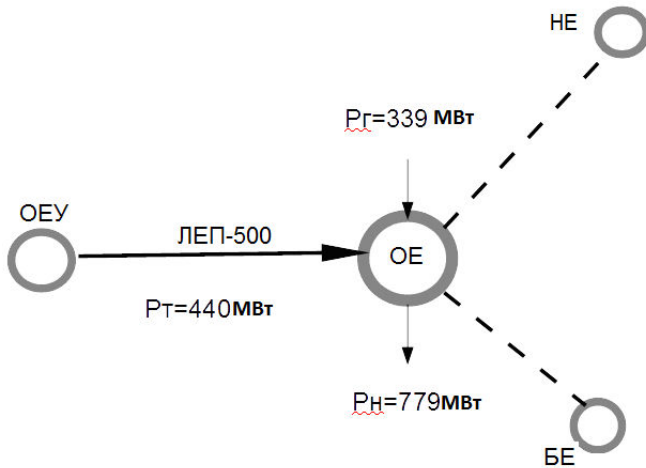


Рис. 1. Принципова схема зв'язку ОЕ з іншими системами

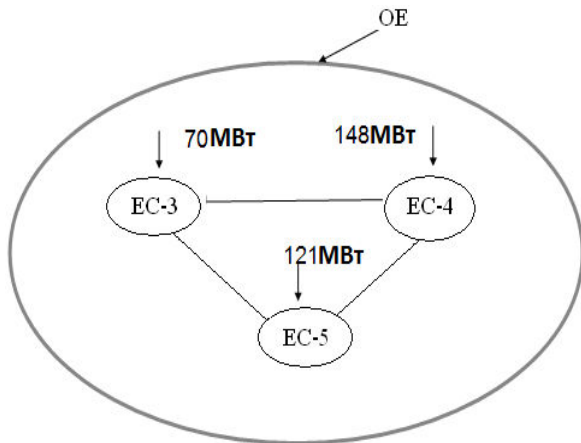


Рис. 2. Розподіл загальної генерації потужності в системі

Загальну генерацію потужності в системі ОЕ в передаварійному режимі забезпечували три паралельно працюючі електростанції ЕС- 3, ЕС- 4 і ЕС- 5 (рис. 2). Зазначимо, що навантаження на шинах цих електростанцій, зважаючи на їхню паралельну роботу, найчастіше не відповідало їхній власній генерації. Початок аварії – 11 год. 56 хв. 40 сек. за місцевим часом, коли сталося вимкнення ЛЕП-500 на живлячому кінці (рис. 1) і енергосистема ОЕ перейшла на ізольовану роботу з потужністю небаланса, яка дорівнює

$$P_{\text{нб}} = P_{\text{н}} - P_{\text{Г}} - P_{\text{Т}} = 779 - 339 = 440 \text{ (МВт)}.$$

Небаланс потужності, що виникає, створює додатковий гальмівний момент для роторів усіх генераторів системи ОЕ. Він залежить від величини небаланса та інерційних характеристик мас, що обертаються. Це призводить до зниження швидкості роторів генераторів і, відповідно, до зменшення частоти.

Потенційна небезпека зниження частоти в системі полягає в тому, що може бути порушена робота механізмів власних потреб електростанцій, таких як: живильні і циркуляційні насоси, дутьєві вентилятори, димососи та ін., привод яких здійснюють електродвигуни. Отже, за умови виникнення небалансу потужності

може розпочатися така низка подій: зниження частоти; зменшення моментів електроприводів, що обертаються; зниження продуктивності механізмів власних потреб і, у гіршому разі, перекидання електродвигунів; повне призупинення роботи електростанцій і припинення енергопостачання споживачів.

Для запобігання такого негативного сценарію в енергосистемах завжди передбачені різноманітні системи автоматики, серед яких автоматичне регулювання швидкості турбін (АРШ), автоматичне частотне розвантаження (АЧР) та інші. АЧР, наприклад, за заздалегідь визначеним алгоритмом забезпечує примусове вимкнення частини споживачів для відновлення балансу активної потужності. Об'єм навантаження, яке вимикають, черговість, тимчасові й частотні уставки АЧР визначають заздалегідь, виходячи з ключової вимоги – збереження стійкості системи. Якщо АЧР забезпечує баланс потужності, можна говорити про сприятливий результат аварії. Інакше неминуче настає порушення стійкості енергосистеми – найтяжчий наслідок аварій.

Розглянемо з цих позицій роботу АЧР на електростанціях системи ОЕ після початку аварії, тобто починаючи з 11 год. 56 хв. 40 с. за місцевим часом. Звернемося до телеметричної інформації і представимо її у вигляді нижченаведеної таблиці 1 і графіків на рис. 3 і рис. 4.

Із таблиці 1 і рис. 3, 4 видно, що:

- система АЧР вступила в роботу через декілька секунд після початку аварії;
- за перші 30 секунд аварії АЧР виробила майже 80 % загального ресурсу вимкнення навантаження;
- надалі робота АЧР характеризується меншою інтенсивністю вимкнення навантаження;
- із початку аварії і до вичерпання закладеного ресурсу АЧР частота в системі спочатку швидко знижувалася, потім дещо стабілізувалася на низькому рівні, а далі монотонно погіршувалася;
- загальний ресурс АЧР, яке вимикають, 280 МВт, що становить близько 36% від навантаження системи в 779 МВт, у цій аварії виявився малим.

Таблиця 1

**Телеметрична інформація про стан електричної системи**

Час, г. м..	Частота, Гц	Р вимкн., МВт
11.56.4	50.00	0.00
11.56.5	47.52	52.80
11.57.0	48.44	76.00
11.57.1	48.28	92.6
11.57.2	47.96	32.4
11.57.3	47.88	14.00
11.57.4	47.80	0.00
11.57.5	47.80	0.00
11.58.0	47.80	0.00
11.58.1	47.80	0.00
11.58.2	47.80	0.00
11.58.3	47.52	5.10
11.58.4	47.20	1.20
11.58.5	47.08	0.00
11.59.0	47.00	6.00
Всього	Р <sub>вим.</sub> , МВт	280.1



Рис. 3. Перехідний процес зміни частоти в системі ОЕ

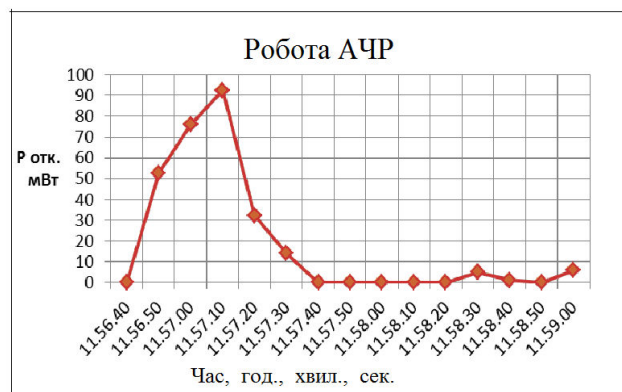


Рис. 4. Динаміка навантаження, яке вимкнено засобами АЧР

З огляду на те, що можливості АЧР виявилися вже вичерпаними, а частота продовжувала зменшуватися, завдяки засобам автоматики і втручанню

диспетчерського персоналу система ОЕ стала розділятися на несинхронні частини. Розвиток подій відбувався в такій послідовності:

- 1) об 11 год. 59 хв. 29 с. автоматично виділилася на ізольовану роботу ЕС-3;
- 2) о 12 год. 01 хв. 06 с. повністю скинула навантаження ЕС-4 (на професійному жаргоні "сіла на 0") унаслідок втрати власних потреб;
- 3) о 12 год. 00 хв. 07 с. вимкнено блок № 2 ЕС-5, виділений на навантаження власних потреб;
- 4) о 12 год. 05 хв. 43 с. блок № 5 ЕС-5 вимкнено через низьку частоту.

У результаті цих подій було вимкнено навантаження загальною потужністю 711 МВт,

тобто мав місце повний розлад енергопостачання споживачів через порушення динамічної стійкості системи. Нижче на рис. 5, 6 приведені фрагменти стрічок самописців потужності й частоти ЕС-5, що реєструють телевимірювання на всьому часовому діапазоні аварії в системі.

Видно, що потужність генерації (вертикальна вісь) на рис. 5 зазнає сильної зміни: від нормальної величини 121 МВт (див. рис. 2) до різкого підйому, падіння й подальшої стабілізації на рівні, який забезпечує навантаження власних потреб. Таку зміну потужності треба розглядати разом зі зміною частоти на рис. 6. Як можна пояснити такий великий сплеск генерації на початковому етапі перехідного процесу?

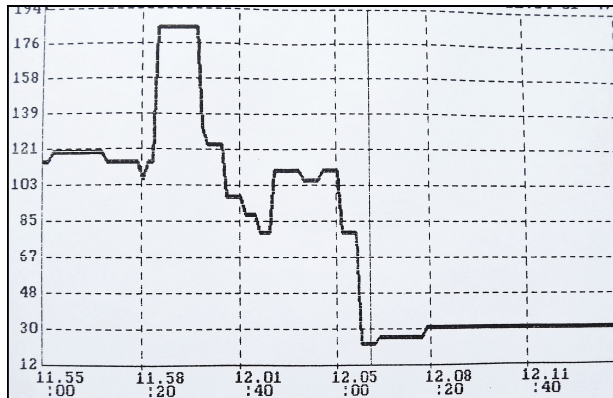


Рис. 5. Динаміка зміни потужності (МВт) ЕС-5 під час аварії

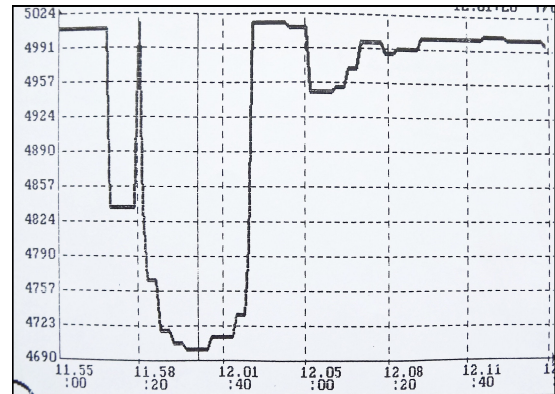


Рис. 6. Динаміка зміни частоти (Гц) ЕС-5 під час аварії

Зазначимо ще раз, що у відновленні балансу потужності в системі беруть участь системи (АЧР) і (АРШ). Перша здійснює примусове зниження навантаження, а друга – збільшення потужності генерації. Як зазначалося раніше, за паралельної роботи станцій їхнє фактичне навантаження, як правило, незбалансоване з потужністю генерації. Під час вимкнення ЛЕП-500 накид навантаження на окремі станції буде не однаковим. Ці два чинники призводять до того, що і гальмівні моменти на генераторах паралельно працюючих станцій будуть різними (на професійному жаргоні – вони отримають різні "поштовхи"). Неоднакові гальмівні моменти разом із різними інерційними характеристиками станцій створюють неоднакові зміни швидкості роторів генераторів і, відповідно, частот, що розрізняються, на різних станціях. Тоді і вступає в дію система АРШ з підвищення генерації потужності. Так можна пояснити зростання потужності генерації (рис. 5) і падіння частоти (рис. 6) на початковому етапі перехідного процесу.

Після розділення системи на несинхронні працюючі частини й вимкнення ЕС-4 перехідний аварійний процес фактично закінчився з край тяжкими наслідками. Далі починається робота з відновлення нормальної схеми системи ОЕ, яка проходить у такій послідовності:

- 1) о 12 год. 48 хв. за місцевим часом було подано напругу на шини ЕС-4 по лінії зв'язку із системою НЕ (див. рис. 1);
- 2) о 13 год. 36 хв. була ввімкнена ЛЕП-500 і почалося її завантаження;
- 3) о 13 год. 37 хв. була зроблена синхронізація ЕС-3 із системою;
- 4) о 16 год. 24 хв. була здійснена синхронізація ЕС-5 із системою;
- 5) о 17 год. 30 хв. був запущений у роботу блок № 5 на ЕС-5;
- 6) о 20 год. 40 хв. був запущений у роботу один із турбогенераторів ЕС-4;
- 7) о 22 год. 10 хв. були зняті всі обмеження за системою ОЕ.

## Висновки

Проведений аналіз причин, ходу й наслідків аварії дозволяє зробити деякі висновки і припущення, які могли б допомогти уникнути або пом'якшити подібні явища надалі в системі ОЕ.

1. Необхідно збільшити власну встановлену генерувальну потужність.
2. Необхідно збільшити частку потужності, яка резервується для відпрацювання системи АЧР, порівняно із загальним об'ємом навантаження.
3. Корисно розглянути складніші алгоритми управління АЧР порівняно з наявним правилом роботи з відхилення частоти, наприклад, з відхилення небаланса потужності, її швидкості і навіть прискорення.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / Веников В. А. – М. : Высшая школа, 1985. – 472 с.
2. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / Жданов П. С. – М. : Энергия, 1979. – 456 с.
3. Маркович И. М. Режимы энергетических систем / Маркович И. М. – М. : Энергия, 1969. – 394 с.

**Терешкевич Леонід Борисович** – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електротехнічних систем електроспоживання і енергетичного менеджменту, тел. 46-53-57, lbter@meta.ua.

**Милосердов Валерій Олександрович** – кандидат економічних наук, доцент кафедри електротехнічних систем електроспоживання і енергетичного менеджменту, тел. 57-48-03, valeriy\_miloserdov@mail.ru.

Вінницький національний технічний університет.

**L. Tereshkevych, Cand. Sc. (Eng.); V. Miloserdov, Cand. Sc. (Economics), Assist. Professor**

## **ANALYSIS OF SYSTEM FAILURE WITH DISTURBANCE OF DYNAMIC STABILITY**

*Failure in power system causing the disturbance of dynamic stability is analyzed in order to prevent or minimize its consequences as a result of applying optimal strategy of operation in similar situations.*

*Key words: unified power system, system stability, power imbalance, transient process.*

### **Problem set up**

The problem of stability in electric power engineering became very important when electric stations and electric grids were united for parallel operation, i.e., since the time of creation of electric systems [1]. After a number of serious accidents in energy systems of the developed countries (USA, Germany, USSR), caused by the disturbance of stability, the investigation of this problem is considered to be of great importance. In [2] it is stressed that, for instance, in the systems of Mosenegro and Lenenergo in the period of 1932 -1934 38 accidents, caused by the disturbance of parallel operation, took place. The deficit of fuel energy resources, present nowadays at thermal power plants ( TPP) of Ukraine and, as a consequence, rolling blackouts of the consumers greatly complicates the stability of unified electric energy system of Ukraine. Lack of fuel at electric power stations and active power shortage decreases the stability margin, it becomes impossible to maintain nominal frequency and may lead, under unfavourable conditions, to the disturbance of system stability by the criterion of mode parameters flow (drift) in the form of “frequency avalanche”.

In the literature, on this problem [1, 3] except statement of the facts of stability disturbance, it is not possible to find the analysis of the reasons, course and consequences of the accidents. Without such analysis improvement and increase of qualification level of operating and duty staff of electric stations and grids as well as training of the students in electrical power engineering is not possible.

### **Aim of the paper**

- revealing and analysis of the reasons of the accident in the unified energy system;
- submission of the chronology of accident development;
- analysis of protective automatic devices reaction
- evaluation of the technology of stable after accident mode recovery.

### **Results of the study**

The given accident (June 1997), that took place in energy system with the convectional name UE, led to the disturbance of power supply of the consumers for more than 10 hours and that is why, it is very instructive. Total generation power of UE energy system may reach 1655 MW, but at the moment of time prior to the start of the accident, actual generation was 339 MW. This is shown in Fig. 1, it is seen from this Fig. that total load of UE energy system  $P_l$  was covered by its own generation of power  $P_g$  and power  $P_t$  by transit over-head transmission line – 500 from UEU energy system. Links with other energy systems – NE and BE were disconnected.

It should be noted that normal mode, that was established, is possible in any energy system only when power balance and active power, “responsible” for the frequency in the system are provided. It is seen from Fig. 1, that in UE system in prefault state the balance of active power was strictly executed, imbalance power  $P_{im}$  was absent,  $P_{im} = P_g - P_t - P_t = 779 - 339 - 440 = 0$  (MW) that

provided system frequency 50 Hz.

Total generation of power in OE system in prefault -mode was provided by three parallelly operated power stations ES- 3, ES- 4 i ES- 5 ( Fig. 2).

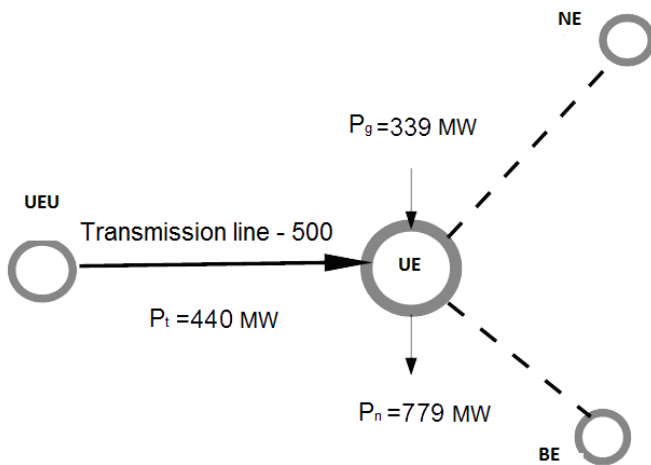


Fig. 1 Schematic diagram of UE connection with other systems

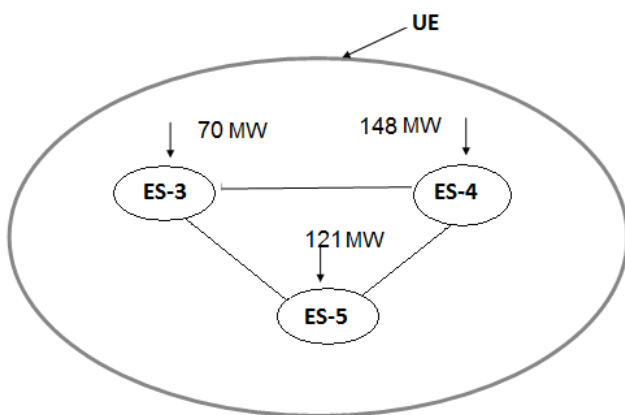


Fig. 2 Distribution of total generation of power in the system

We should note that loading on the buses of these power stations, taking into consideration their parallel operation, as a rule, does not correspond to their own generation. Start of the accident is referred to 11 hr. 56min. 40 sec. of local time, when disconnection of line – 500 took place on supplying end (Fig. 1) and energy system OE started to operate in isolated mode, the imbalance power equals

$$P_{im} = P_n - P_g - P_t = 779 - 339 = 440 \text{ (MW)}.$$

The emerging power imbalance creates additional braking torque for the rotors of all generators of UE system. It depends on imbalance value and inertia characteristics of rotating masses. This leads to the decrease of generators rotors speed and, thus, to frequency drop. Potential danger of frequency drop in the system is that the operation of the station auxiliary needs mechanisms such as supply pumps, circulating pumps, flow fans, smoke exhausters, etc., drive of which is performed by electric motors may be violated.

Thus, in case of power imbalance the following series of events may occur: frequency drop – decrease of the moments of rotating electric drives – reduction of auxiliary mechanisms performance and, in worse case – changeover of electric motors – complete shut-down of electric stations and outage of energy supply.

To avoid this negative scenario, various automatic means are provided in energy systems, namely, automatic regulation of turbine speed (ARTS), automatic frequency off-loading (AFL) and others. For instance, AFL, according to preset algorithm, provides forced disconnection of the part of consumers to restore active power balance. Volume of disconnected load, order of priority, temporary of frequency AFL settings are determined apriori, proceeding from the key demand – maintaining of system stability. If AFL provides power balance we may speak about positive result of the accident. Otherwise, energy stability violation becomes inevitable ---it is the worst result of the accident.

From these positions we will consider the operation of AFL at power stations of UE system after the start of the accident that is, beginning from 11 h. 56 min. 40 sec. of local time. Let us study the telemetric information and present it in the form of the table 1, given below and graphs in Fig. 3 and



Fig. 4.

It is seen from the Table 1 and Figs. 3 and 4 that:

- AFL system started operation only several seconds after the start-up of the accident;
- during first 30 seconds of the accident AFLS worked almost 80 % of the total resource of load shedding;
- further AFL operation is characterized by less intensity of load shedding;
- from the beginning of the accident and to the depletion of AFL resource, frequency in the system first dropped rapidly, then stabilized at low level, and further monotonously worsened;
- total AFL resource being shedded, is 280 MW, that was approximately 36 % of the system load in 779 MW, in the given accident turned out to be small.

Table 1

**Telemetering information about the state of electric power system**

Hr, hr. month..	Frequency, Hz	P shed., MW
11.56.4	50.00	0.00
11.56.5	47.52	52.80
11.57.0	48.44	76.00
11.57.1	48.28	92.6
11.57.2	47.96	32.4
11.57.3	47.88	14.00
11.57.4	47.80	0.00
11.57.5	47.80	0.00
11.58.0	47.80	0.00
11.58.1	47.80	0.00
11.58.2	47.80	0.00
11.58.3	47.52	5.10
11.58.4	47.20	1.20
11.58.5	47.08	0.00
11.59.0	47.00	6.00
Total	P <sub>shed.</sub> , MW	280.1

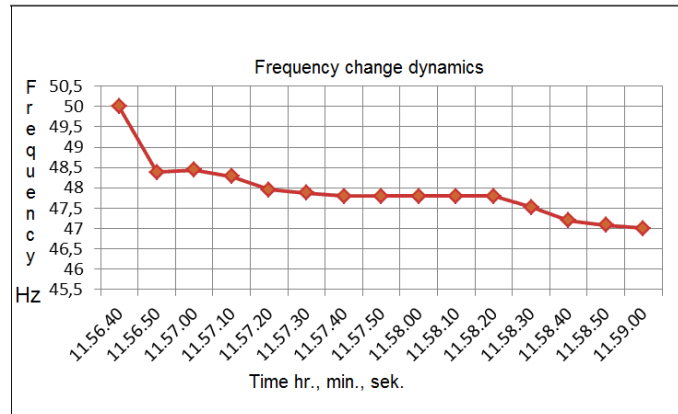


Fig. 3. Transient process of frequency change in UE system

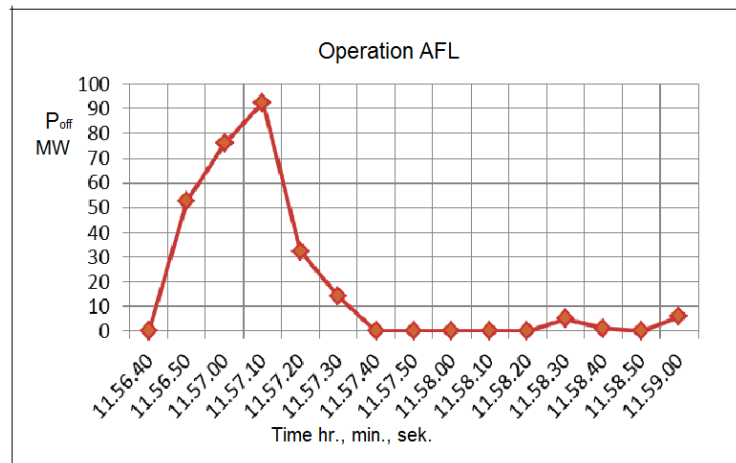


Fig. 4. Dynamics of loading, shedded by AFL

Taking into account the fact that the possibilities of AFL turned out to be exhausted and the frequency continued to decrease, system OE became to be divided into asynchronous parts by means of automation facilities and actions taken by dispatching staff. The events took place in the following sequence:

- at 11.59.29 EC- 3 automatically allocated for isolated operation;
- at 12.01.06 EC- 4 completely shedded the load (in professional slang – “sat on 0”) as a result of auxiliary power losses;
- at 12.00. 07 unit №2 of EC- 5 was disconnected, and was allocated for auxiliary power loading;
- at 12.05.43 unit №5 of EC- 5 is disconnected due to low frequency.

As a result of such events loading of total power 711 MW was disconnected, that is, the complete disorganization of energy supply took place, as a result of violation of dynamic stability of the



system. Below, in Fig. 5 and 6, fragments of recorder charts of EC- 5 power and frequency are shown. They record telemeterings in all time range of the accident in the system.

It is seen, that generation power (vertical axis), Fig. 5 undergoes considerable change – from normal value of 121 MW (see Fig. 2) to sharp increase, drop and further stabilization on the level, that provides loading of auxiliary power. Such change of power must be considered together with frequency change in Fig. 6. How could such great surge of generation at the initial stage of transient process be explained?

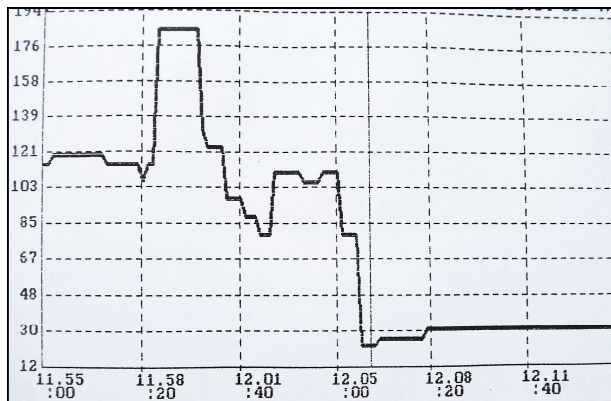


Fig. 5. Dynamics of EC- 5 power change (MW) during the accident

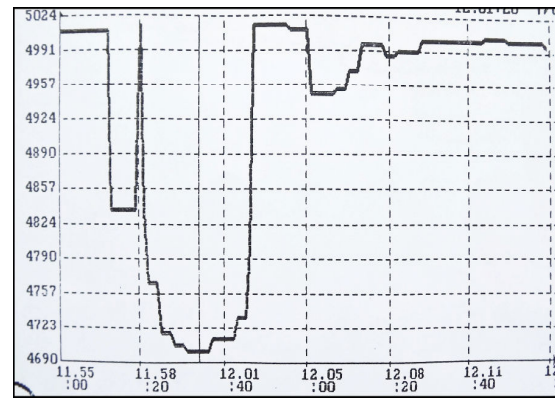


Fig. 6. Dynamics of EC- 5 frequency change during the accident

It should be noted, that systems of AFL and ARTS take part in restoration of power balance in the system. The first system performs force decrease of loading, and the second system performs the increase of generation power. As it was mentioned before, in parallel operation of power plants their real loading is not, as a rule, balanced with generation power. In case of transmission line-- 500 disconnection load surge on separate power station will not be the same. As a result of these two factors braking moments on the generators of parallelly operating power station will be different (in professional language – they will get different “kicks”). Different braking moments along with various inertia characteristics of power stations create different changes of generators rotors speed and, hence, frequencies, that differ, at various power stations. In this case, ARTS system for generation power increase, starts to operate. In such a way the increase of generation power (Fig. 5) and frequency drop (Fig. 6) at the initial stage of transient process can be explained.

After the division of the system into nonsynchronous operating parts and EC- 4 disconnection transient emergency process was cover with very serious results. Further, the work, aimed at restoration of normal circuit of UE system started, it was performed in the following sequence:

- at 12.48, local time, the voltage was supplied to buses of EC- 4 along communication line with system NE (see Fig. 1);
- at 13.36 transmission line-500 was connected and its loading began;
- at 13.37 synchronization of ES- 3 with the system was performed ;
- at 16.24 synchronization of ES- 5 with the system was performed;
- at 17.30, unit №5 at ES- 5 was put into operation;
- at 20.40 one of turbogenerators of ES- 4 was put into operation;
- at 22.10 all the limitations from UE system were removed.

### Conclusions

The analysis of reasons, course and consequences of the accident allows to make certain conclusions and assumptions that would help to avoid or soften similar phenomena in UE system.

It is necessary to increase auxiliary installed generating power.

It is necessary to increase the portion of the power, reserved for AFL systems, as compared with

total volume of loading.

It is expedient to consider more complex algorithms of AFL control as compared with the existing rules of work; for instance, regarding deviation of power imbalance, its speed and even acceleration.

#### REFERENCES

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / Веников В. А. – М. : Высшая школа, 1985. – 472 с.
2. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / Жданов П. С. – М. : Энергия, 1979. – 456 с.
3. Маркович И. М. Режимы энергетических систем / Маркович И. М. – М. : Энергия, 1969. – 394 с.

***Tereshkevych Leonid*** – Cand. Sc. (Eng.), Assist. Professor, Head of the Chair of Electric Engineering Systems of Energy Supply and Energy Management, lbter@meta.ua.

***Miloserdov Valeriy*** – Cand. Sc. (Economics), Assist. Professor, with the Department of Electric Engineering Systems of Energy Supply and Energy Management, valeriy\_miloserdov@mail.ru.  
Vinnytsia National Technical University.