

УДК 621.311

## НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРВИЧНОГО РЕЗЕРВА В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ В СВЕТЕ СОВРЕМЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ

ЮСИФБЕЙЛИ Н. А\*, НАСИБОВ В.Х., АЛИЗАДЕ Р.Р.

*ОАО “Азерэнерджи” \**,

*Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики*

**Ключевые слова:** энергообъединение, резерв, первичное регулирование, переток, параллельная работа.

**Аннотация.** Оценивается качество первичного регулирования частоты и определяется уровень межсистемного перетока при параллельной работе. Исследуется необходимый объем первичного резерва при изолированной работе.

Создание единых национальных энергосистем, соединение на параллельную работу энергосистем соседних стран, формирование мощных межгосударственных энергообъединений характеризуют развитие мировой энергетики в целом.

В программе подготовки энергообъединения стран СНГ и Балтии к включению на параллельную работу с энергообъединением Европы предусмотрена параллельная работа Азербайджанской энергосистемы с энергосистемой Российской Федерации и эта связь осуществляется через межгосударственную линию электропередачи (МГЛЭП) 330 кВ «Яшма-Дербент» с объединенной энергосистемой (ОЭС) Северного Кавказа.

Основной целью параллельной работы энергосистем является возможность покупки или продажи электроэнергии. При этом основной технической проблемой эффективной параллельной работы ЭЭС является регулирование частоты и мощности. При параллельной работе энергосистем, наряду с повышением надежности и экономичности, возможна реализация преимуществ межсистемного эффекта, одним из которых является совмещение резервов мощности, снижением в каждой энергосистеме величины вращающегося резерва, исходя из снижения относительной величины расчетного резерва при росте мощности параллельно работающих энергосистем [1].

Для организации надежной и качественной параллельной работы, субъектам параллельной работы предъявляются жесткие требования по регулированию частоты и активной мощности, среди которых важнейшее место занимает участие энергосистем в нормированном первичном регулировании.

Для нормальной работы энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением Европы – УСТЕ Комиссией по оперативно – технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), действующей при Исполнительном Комитете Электроэнергетического Совета СНГ, разработана и утверждена концепция регулирования частоты и перетоков мощности в энергообъединении [2]. Как известно, для энергообъединения стран СНГ и Балтии необходимый суммарный первичный резерв определен в 1200 МВт, который соответствует наибольшему расчетному небалансу мощности. В этом энергообъединении эта нормированная первичная регулирующая мощность распределяется между параллельно работающими энергосистемами пропорционально их мощности. Для Азербайджанской энергосистемы нормированный первичный резерв мощности определен  $\approx 20$  МВт. Этим резервом Азербайджанская энергосистема должна все время участвовать в

нормированном первичном регулировании частоты при синхронной параллельной работе.

Учитывая вышесказанное, оценивается качество первичного регулирования частоты с указанным резервом при различных нагрузочных и аварийных небалансах в Азербайджанской энергосистеме при параллельной работе и необходимый первичный резерв для поддержания частоты при изолированной работе.

Как известно, статическое отклонение частоты при первичном регулировании в изолированно работающей энергосистеме определяется по формуле [3]:

$$\Delta f = \frac{-(-\Delta P_H)}{\frac{(P_H + P_p)K_{усн}}{K_1 f / 100} + \frac{K_2}{100}(P_H - \Delta P_H) \frac{100}{f}} \quad (1)$$

где

$P_H$  – нагрузка энергосистемы, МВт

$\Delta P_H$  – отклонение нагрузки, МВт

$P_p$  – резерв мощности, МВт

$f$  – частота системы, Гц

$K_1$  – коэффициент суммарной реакции генераторов, %

$K_2$  – коэффициент суммарного эффекта нагрузки, %

$K_{исп}$  – коэффициент использования суммарной мощности генераторов, используемых при первичном регулировании.

На уровень квазиустановившегося значения частоты при первичном регулировании влияют текущая нагрузка энергосистемы, величина самого небаланса, величина эффекта нагрузки и реакция регуляторов скорости агрегатов на отклонение частоты.

Если принять, что

$$\frac{1}{R} = \frac{(P_H + P_p)K_{усн}}{K_1 f / 100}$$

$$D = \frac{K_2}{100} \times (P_H - \Delta P_H) \times \frac{100}{f}$$

$$\beta = \frac{1}{R} + D$$

где

$D = D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n$  – изменение электропотребления при изменении частоты (обычно выражается в процентах и находится в пределах 1÷3%) или суммарный эффект нагрузки,

$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n}$  – совместная реакция на изменение частоты всех

генераторов энергосистемы,

то уравнение (1) можно представить в следующем виде:

$$\Delta f = \frac{-(-\Delta P_H)}{\beta}$$

Изменение же мощности агрегатов будет соответствовать формулам:

$$\Delta P_{a21} = \frac{\Delta f}{R_1}, \quad \Delta P_{a22} = \frac{\Delta f}{R_2}, \quad \dots, \quad \Delta P_{a2n} = \frac{\Delta f}{R_n}$$

Если энергоагрегаты энергосистемы представить эквивалентным генератором, то изменение его мощности:

$$\Delta P_{ген} = \frac{\Delta f}{R}$$

Наибольшие трудности поддержания нормированного первичного резерва и, вместе с ним, первичного регулирования частоты связаны с аварийными ситуациями и с пиковыми и резкопеременными частями графика нагрузки. В резкопеременной части графика нагрузки эффект нагрузки может изменяться и для одной энергосистемы. Изменение коэффициента D для Азербайджанской энергосистемы оценено примерно  $2\% \pm 0,5\%$ .

Необходимо отметить, что показатель R характеризует обобщенную реакцию генераторов на изменение частоты и обычно находится в пределах 4÷6% в зависимости от состава работающего оборудования.

Различные значения R обусловлены тем, что в последнее время в Азербайджанской энергосистеме наряду с традиционными электростанциями (ТЭС и ГЭС), введены в действие парогазовые и газотурбинные установки с современными регуляторами скорости.

На рисунках 1-4 представлены зависимости  $\Delta f=f(\Delta P)$  при различных значениях D.

Из графиков видно, что чем выше параметр D, тем лучше поддерживается частота, другими словами, сама нагрузка частично компенсирует небаланс мощности. Графики характеризуются рядом участков. На всех графиках 1-й участок показывает изменение частоты, когда резерв не меньше небаланса, на 2-ом участке небаланс больше чем нормированный первичный резерв. Если на первом графике изменение частоты находится на предельно допустимом уровне, то на втором графике значение частоты оказывается ниже предельно допустимого уровня, чего нельзя допускать. Поэтому нужно предусмотреть участие других агрегатов в общем первичном регулировании и на этих агрегатах нужно поддерживать соответствующий первичный резерв. Третий участок на графиках 3 и 4 соответствует общему первичному регулированию. Четвертый участок на графике 4 показывает, что небаланс оказался больше суммы нормированного и общего первичного резерва и изменение частоты и в этом случае также оказывается больше предельно допустимого значения. Чтобы поддержать частоту на допустимом уровне в этом случае предусматривается автоматическая частотная разгрузка [4].

При параллельной работе энергосистемы «Азеренержи» с энергосистемой Российской Федерации поддержание частоты при первичном регулировании осуществляется в основном генераторами электростанций России. В таблице 1 показана структура генерирующих мощностей Азербайджанской и Российской энергосистемы.

# Структура генерирующих мощностей Азербайджанской и Российской энергосистемы

Таблица 1.

Объединяемые ЭЭС	Максимум нагрузки	Структура установленных мощностей по типам электростанций, МВт/%			
		Всего	ГЭС	ТЭС	АЭС
ЭС Азербайджана	4200	5700	1000/ 18	4700/ 82	-
ЕЭС России*	139570	208000	45000/ 22	140000/ 67	23000 /11

\* Статистика 2002-го года

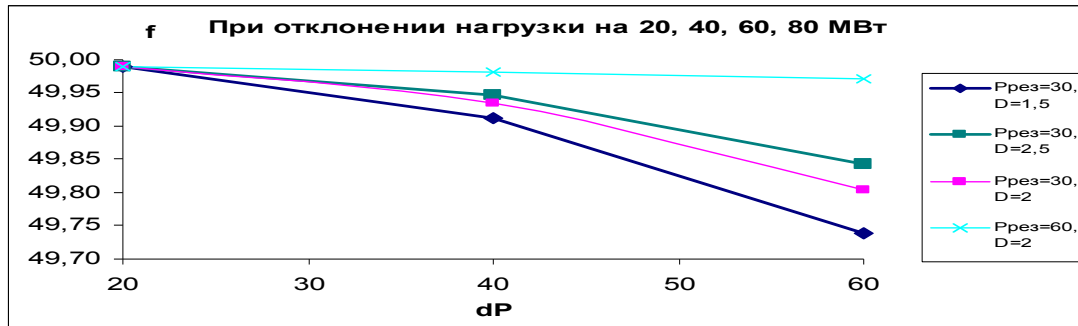


Рис. 1

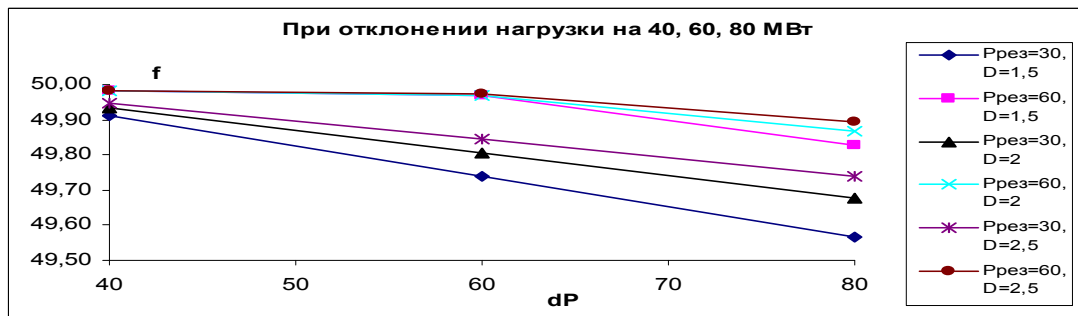


Рис. 2

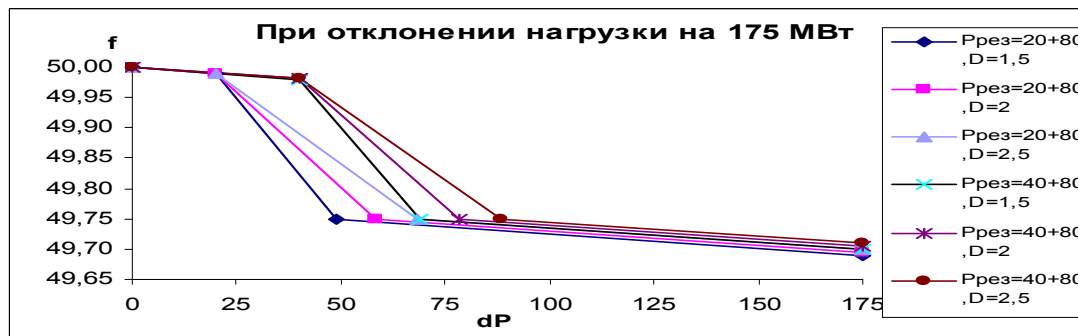


Рис. 3

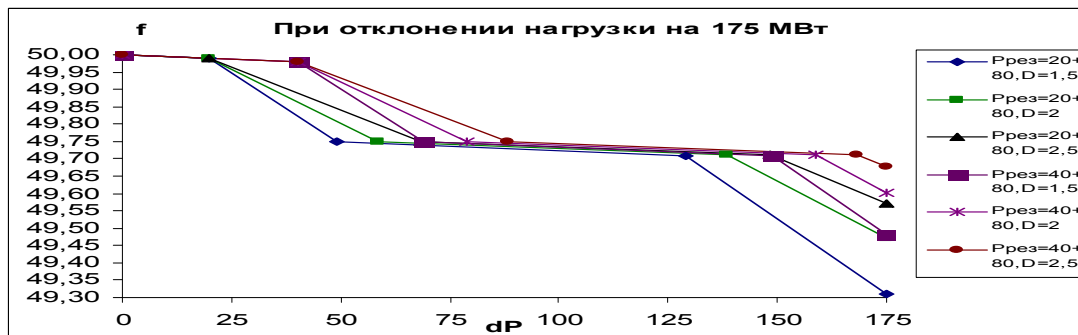


Рис. 4

В этом случае небаланс мощности в Азербайджанской энергосистеме вызывает изменение частоты в энергообъединении и перетока мощности по МГЛЭП. Изменение частоты определяется по формуле [3]:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{Az}}{\left(\frac{1}{R_{Az}} + D_{Az}\right) + \left(\frac{1}{R_{Poc}} + D_{Poc}\right)}$$

$$\beta_1 = \frac{1}{R_{Az}} + D_{Az} \qquad \beta_2 = \frac{1}{R_{Poc}} + D_{Poc}$$

где

$\beta_1, \beta_2$  - совместная реакция потребителей и генераторов системы «Азерэнерджи» и ЭЭС России соответственно.

А переток изменяется на величину:

$$\Delta P_{12} = \frac{-\Delta P_{Az} \cdot \beta_2}{\beta_1 + \beta_2}$$

По представленным формулам при различных небалансах рассчитаны значения изменения частоты и перетока для двух режимов передачи мощности по линии электропередачи «Яшма-Дербент». Для режима получения максимальной мощности, соответствующего вечернему максимуму и режима передачи мощности, соответствующего ночному провалу графика нагрузки «Азерэнерджи». Результаты расчетов показаны на рисунках 5-6 и приведены в таблице 2.

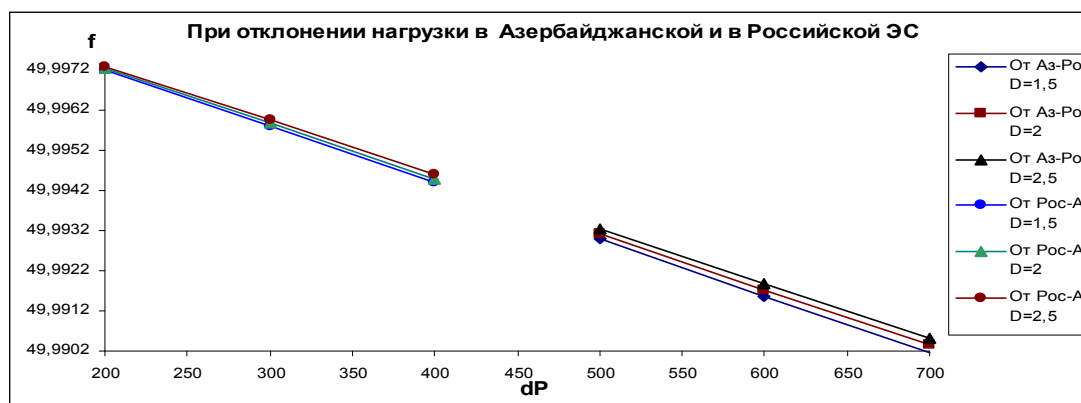


Рис. 5

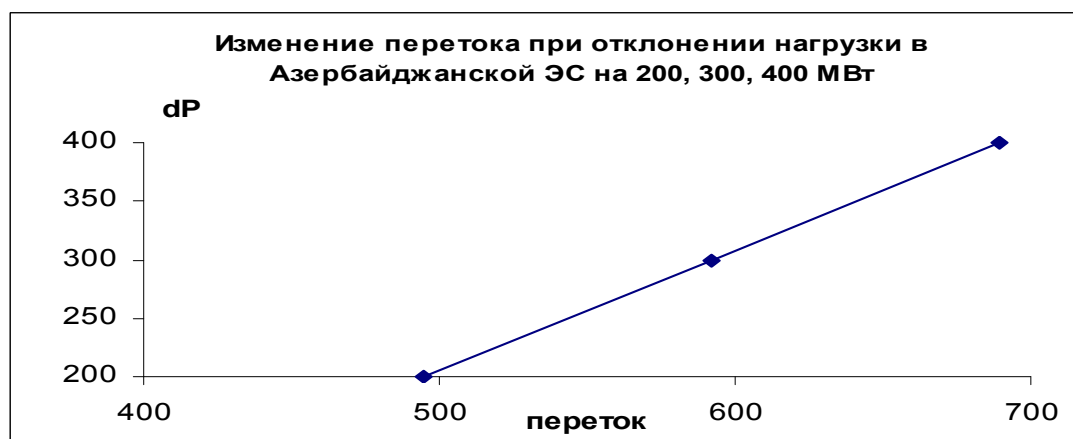


Рис. 6

Из графиков видно, что при совместной параллельной работе энергосистемы «Азеренержи» с ЕЭС России, изменение частоты при первичном регулировании поддерживается на уровне  $\pm 0,04$  Гц, при любых возможных небалансах мощности в системе «Азеренержи», включая отключение самого крупного агрегата в «Азеренержи»-агрегата мощностью 400 МВт на ТЭС «Шимал», что соответствует требованиям УСТЕ к первичному регулированию. Необходимо отметить, что при увеличении перетока мощности до 700 МВт не учитывались пределы по термической и статической устойчивости элементов межгосударственной связи.

При параллельной работе важнее оказываются значения изменения межсистемного перетока, что не во всех небалансах в системе «Азеренержи» находится на допустимом уровне. Например, при отключении блока, мощностью 300 МВт на «Азербайджанской» ТЭС, изменение перетока достигает 292 МВт, а сам переток становится равным 592 МВт, что недопустимо по пропускной способности данной МГЛЭП и это привело бы к отключению МГЛЭП. Поэтому при подобных небалансах мощности в «Азеренержи» приходится ограничивать электропотребление отключением крупных узлов электропотребления управляющим воздействием системной противоаварийной автоматики. Наряду с другими преимуществами для того, чтобы полнее использовать эффект совмещения резервов при параллельной работе, нужно усилить связь между параллельно работающими энергосистемами либо увеличением пропускной способности существующей МГЛЭП, либо построением новой МГЛЭП.

### Выводы

1. Определен уровень нормированного первичного и общего первичного резерва при изолированной работе Азербайджанской ЭС. Показаны возможные изменения частоты при различных небалансах мощности. Построены графики изменения частоты в зависимости от небалансов и первичных резервов мощности, где показаны пороговые значения изменения частоты.

2. Оценено качество первичного регулирования при параллельной работе. Определены значения изменения межсистемного перетока при различных значениях небаланса мощности в параллельно работающих энергосистемах. Показано, что при параллельной работе существенным оказывается не изменение частоты, а уровень перетока мощности по МГЛЭП.

---

1. *Dr. Guseynov A.M., PhD. Yusifbayli N.A.* The questions of opening-up Azerbaijan power system into parallel synchronous operation with Russian and Iranian power systems. Participants of the CIGRE Conference "For Synchronous Operation of the East-West interconnection". St. Petersburg, 17-19 September 2003 y.

2. «Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков». Утверждена решением электроэнергетического Совета СНГ. Протокол № 30 от 13.10.2006, Москва 2006.

3. *P. Kundur* "Power system stability and control", Copyring 1994 by Mc Graw-Hill, USA 1976.

4. *Мамедяров О.С., Насибов В.Х.* «Процессы регулирования частоты и межсистемных перетоков мощности в энергосистеме», Сборник трудов Международной конференции «Физика-2005», Баку 2005, с. 481-484.

**AZƏRBAYCAN ENERJİ SİSTEMİNDƏ MÜASİR TƏLƏBLƏR  
ÇƏRÇİVƏSİNDƏ İLKİN GÜC EHTİYATININ TƏYİN  
OLUNMASININ BƏZİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ**

**YUSİFBƏYLİ N.A., NƏSİBOV V.X., ƏLİZADƏ R.R.**

Parallel işləmə şəraitində tezliyin ilkin tənzimlənməsinin keyfiyyəti qiymətləndirilir və sistemlərarası axının səviyyəsi təyin edilir. Enerji sisteminin avtonom iş rejimində tələb olunan ilkin güc ehtiyatı araşdırılır.

**SOME PECULIARITIES OF DETERMINATION THE PRIMARY RESERVE IN  
AZERBAIJAN POWER SYSTEM IN THE LIGHT  
OF MODERN REQUIREMENTS**

**YUSIFBEYLI N.A., NASIBOV V.X., ALIZADE R.R.**

The quality of the primary regulation of the frequency is evaluated and the level of intersystem cross-flow at parallel operation is defined. The necessary primary reserve at isolated work is investigated.

Отклонение частоты при разных отклонениях нагрузки при изолированной работе

Таблица 2.

$\Delta P_H$	20 МВт	40 МВт	60 МВт	$P_{рез}$ , МВт	D
f	49,9901	49,9125	49,7389	30	1,5
f	49,9902	49,9804	49,9707	60	
f	49,9903	49,9344	49,8042	30	2,5
f	49,9904	49,9808	49,9712	60	
f	49,9905	49,9475	49,8433	30	2,5
f	49,9906	49,9811	49,9717	60	

$\Delta P_H$	40 МВт	60 МВт	80 МВт	$P_{рез}$ , МВт	D
f	49,9125	49,7389	49,5671	30	1,5
f	49,9804	49,9707	49,8255	60	
f	49,9344	49,8042	49,6753	30	2,5
f	49,9808	49,9712	49,8691	60	
f	49,9475	49,8433	49,7403	30	2,5
f	49,9811	49,9717	49,8953	60	

$\Delta P_H$	20 МВт	50 МВт	175 МВт	$P_{рез}=20+80$ МВт	D=1,5
f	49,9901	49,7500	49,6886		
f	20 МВт	60 МВт	175 МВт		
f	49,9903	49,7500	49,6944		
f	20 МВт	70 МВт	175 МВт		
f	49,9905	49,7500	49,7000		
$\Delta P_H$	40 МВт	70 МВт	175 МВт	$P_{рез}=40+80$ МВт	D=1,5
f	49,9803	49,7500	49,6983		
f	40 МВт	80 МВт	175 МВт		
f	49,9807	49,7500	49,7039		
f	40 МВт	90 МВт	175 МВт		
f	49,9811	49,7500	49,7093		

$\Delta P_H$	20 МВт	50 МВт	130 МВт	175 МВт	$P_{рез}=20+80$ МВт D=1,5
f	49,9901	49,7485	49,7096	49,3100	
$\Delta P_H$	20 МВт	60 МВт	140 МВт	175 МВт	
f	49,9903	49,7485	49,7103	49,4732	
$\Delta P_H$	20 МВт	70 МВт	150 МВт	175 МВт	
f	49,9905	49,7484	49,7109	49,5720	
$\Delta P_H$	40 МВт	70 МВт	150 МВт	175 МВт	$P_{рез}=40+80$ МВт D=1,5
f	49,9803	49,7485	49,7096	49,4821	
$\Delta P_H$	40 МВт	80 МВт	160 МВт	175 МВт	
f	49,9807	49,7485	49,7103	49,6030	
$\Delta P_H$	40 МВт	90 МВт	170 МВт	175 МВт	
f	49,9811	49,7484	49,7109	49,6763	