

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА УРОВЕНЬ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

АЛИЗАДЕ Р.Р.

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

Резервирование генерирующих мощностей наряду с другими системными услугами, такими как регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности, межсистемных потоков занимает важнейшее место в процессе обеспечения надежной и экономичной работы энергосистем.

Системные услуги, в том числе резервирование генерирующих мощностей, требуют определенных затрат. В условиях конкурентного рынка электроэнергии эти затраты должны быть оценены и скомпенсированы субъектами энергосистем, являющимися причиной данных затрат [1].

Резервирование генерирующих мощностей ухудшает технико-экономические показатели предприятий генерации мощности. Это в первую очередь проявляется в себестоимости выработанной электроэнергии. Оценка себестоимости электроэнергии на различных электрических станциях, влияния объема резерва активной мощности на величину себестоимости позволяют более обоснованно проводить политику инвестирования в энергосберегающие мероприятия [2].

В данной статье приведены расчеты определения себестоимости электрической энергии на различных электрических станциях с учетом резервирования генерирующих мощностей на различных этапах развития Азербайджанской энергосистемы.

Как известно, себестоимость электрической энергии зависит от ряда факторов: от вида топлива, от расчетной цены топлива, от коэффициента полезного действия электрической станции, от условия и эффективности управления предприятием [3,4].

Учитывая вышесказанное, себестоимость электроэнергии определяется по нижеследующей формуле:

$$C_{эл} = \frac{OKB \cdot \psi}{P \cdot T_{исп}} + \frac{Ц_{мон}}{\eta} + \frac{З_{пост}}{P \cdot T_{исп}} + З_{пер} \quad (1)$$

где:

OKB – общие капиталовложения (сюда входят все текущие расходы по строительству станций, покупка, монтаж, эксплуатация агрегатов),

ψ – годовой процентный фактор, учитывающий уровень инфляции и срок амортизации, который определяет выплату части общего долга, приходящий на один год, определяемый по выражению (2),

P – номинальная мощность, МВт,

$T_{исп}$ – часы использования номинальной мощности, ч/год,

$Ц_{топ}$ – цена топлива, ман/тыс. м³,

η – КПД, %,

$З_{пост}$ – постоянные затраты на управление, эксплуатацию и администрацию, ман/год,

$З_{пер}$ – переменные затраты на управление, эксплуатацию и ремонт, ман/МВтч.

$$\psi = \frac{q-1}{1-q^{-n}} \quad (2)$$

где: $q = 1+z$,
 z – курс инфляции, %
 n – срок амортизации, год

С увеличением срока эксплуатации станции, параметр ОКВ уменьшается на величину амортизационных отчислений и выплачиваемой части долга на каждый год. Поддержание резерва мощности на электростанции влияет на каждую составляющую уравнения (1), увеличивая тем самым себестоимость электроэнергии. В первой и в третьей составляющей это выражается в уменьшении $T_{исп}$, что приводит к уменьшению выработанной электроэнергии, а во второй составляющей это выражается в уменьшении КПД станции. Поддержание резерва и его частое использование приводит к дополнительному износу оборудования электростанции, что приводит к увеличению 4-ой составляющей уравнения (1) – $Z_{пер}$. Из-за сложности расчета 3-ей и 4-ой составляющих уравнения (1) рекомендуется для станций, сданных в текущем году, сумму 3-ей и 4-ой составляющих принять как 10% от суммы первых 2-х составляющих, при поддержании же резерва мощности увеличить еще на 1-2 % (11-12%). Статистика использования резервной мощности показывает, что число часов использования резервной мощности в годовом разрезе находится в пределах 1000-2000 часов.

Учитывая вышесказанное, в таблице 1 приведены исходные данные и результаты расчета себестоимости электроэнергии на основных электростанциях Азербайджанской энергосистемы при поддержании на них различных объемов резервной мощности. Приведенные данные носят оценочный характер и используются для получения показательных результатов по разработанной методике. Из таблицы видно, что себестоимость электроэнергии на ТЭС «Шимал» меньше, чем себестоимость электроэнергии, выработанной на ТЭС «Ширван» и Азербайджанской ЭС. Такая же картина наблюдается при поддержании на этих же станциях различных объемов резервов мощности различной продолжительностью. Поэтому показательным будет являться не абсолютное значение увеличения себестоимости электроэнергии при поддержании резерва, а относительное.

Известно, что каждая из составляющих уравнения (1) по-разному влияет на значение себестоимости электроэнергии при поддержании резерва. Например, на ТЭС топливная составляющая себестоимости электроэнергии (2-ая составляющая уравнения (1)) превалирует над другими. Доля топливной составляющей в себестоимости может меняться от 50 % до 80 % в зависимости от типа и мощности ТЭС.

На рис. 1 показана зависимость себестоимости на электростанциях Азербайджанской энергосистемы при различных ценах при поддержании резерва мощности 100 МВт и в течение 1000 часов в году на этих станциях. Как видно из рисунка, зависимость себестоимости электроэнергии от цены топлива наибольшим образом зависит на ТЭС «Ширван», наименьшая зависимость себестоимости электроэнергии от цены топлива наблюдается на ТЭС «Шимал» и на модульных газотурбинных станциях. Хотя при цене 70 ман. на т.у.т. себестоимость электроэнергии на Азербайджанской ЭС наименьшая, при небольшом увеличении цены топлива себестоимость электроэнергии на Азербайджанской ЭС становится дороже, чем на ТЭС «Шимал», при цене 160 ман на т.у.т. себестоимость электроэнергии на Азербайджанской ЭС и на модульных станциях приравниваются. Объем резерва мощности и его время поддержания по-разному влияют на значение себестоимости электроэнергии.

Таблица 1

Исходные данные	«Азербайджанская» ЭС				ТЭС «Ширван»				ТЭС «Шимал»				Модульные станции			
	2100	2100	2100	2100	840	840	840	840	400	400	400	400	300	300	300	300
Номинальная мощность P, МВт	2100	2100	2100	2100	840	840	840	840	400	400	400	400	300	300	300	300
Вложения на 1кВт, ман	200	200	200	200	60	60	60	60	800	800	800	800	900	900	900	900
Часы использования номинальной мощности T _{исп} , ч/год	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Кпд станции η	0,341	0,341	0,341	0,341	0,273	0,273	0,273	0,273	0,545	0,545	0,545	0,545	0,46	0,46	0,46	0,46
Эксплуатационные расходы за год, ман/МВтч,	20	20	20	20	10	10	10	10	10	10	10	10	15	15	15	15
Амортизационный срок, год	10	10	10	10	1	1	1	1	20	20	20	20	20	20	20	20
Число использования резерва, ч/год	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Вращающийся резерв мощности на электростанции, МВт	50	100	150	200	50	100	150	200	50	100	150	200	50	100	150	200
Цена топлива, ман/ тыс.м ³	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Цена топлива C _{топ} , коп/ кВтч	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972	0,972
Расчетные данные																
Общее кап. вложение ОКВ, млн.ман	420	420	420	420	50,4	50,4	50,4	50,4	320	320	320	320	270	270	270	270
q=1+z	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Годовой процентный фактор ψ	0,16	0,16	0,16	0,16	1,10	1,10	1,10	1,10	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Годовая выработка эл.эн., млрд.кВтч	8,4	8,4	8,4	8,4	3,36	3,36	3,36	3,36	2,4	2,4	2,4	2,4	1,8	1,8	1,8	1,8
Годовая невыработанная эл.эн. из-за резерва, млрд.кВтч	0,05	0,1	0,15	0,2	0,05	0,1	0,15	0,2	0,05	0,1	0,15	0,2	0,05	0,1	0,15	0,2
Годовая выработка эл.эн с учетом резерва, млрд.кВтч	8,35	8,3	8,25	8,2	3,31	3,26	3,21	3,16	2,35	2,3	2,25	2,2	1,75	1,7	1,65	1,6
Себестоимость 1кВтч, связанные с капвложениями, коп/кВтч	0,81	0,81	0,81	0,81	1,65	1,65	1,65	1,65	1,57	1,57	1,57	1,57	1,76	1,76	1,76	1,76
Себестоимость 1кВтч с учетом резерва, связанные с кап. вложениями, коп/кВтч	0,82	0,82	0,83	0,83	1,67	1,70	1,73	1,75	1,60	1,63	1,67	1,71	1,81	1,87	1,92	1,98
Себестоимость топливной составляющей 1кВтч, коп/кВтч	2,85	2,85	2,85	2,85	3,56	3,56	3,56	3,56	1,78	1,78	1,78	1,78	2,11	2,11	2,11	2,11
Снижение к.п.д. при наличие резерва,	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,05	0,01	0,03	0,04	0,05
К.п.д. с учетом резерва,	0,34	0,34	0,33	0,33	0,27	0,26	0,26	0,26	0,53	0,52	0,51	0,50	0,45	0,43	0,42	0,41
Себестоимость топливной составляющей 1кВтч резерва, коп/кВтч	2,87	2,88	2,90	2,92	3,61	3,67	3,73	3,79	1,82	1,86	1,90	1,95	2,17	2,24	2,30	2,38
Результат																
Цена эл.эн., C _{эл} коп/кВтч	4,03	4,03	4,03	4,03	5,73	5,73	5,73	5,73	3,68	3,68	3,68	3,68	4,26	4,26	4,26	4,26
Цена эл.эн., C _{эл} при наличие резерва, коп/кВтч	4,13	4,15	4,18	4,20	5,92	6,01	6,11	6,20	3,83	3,91	4,00	4,09	4,46	4,59	4,73	4,88

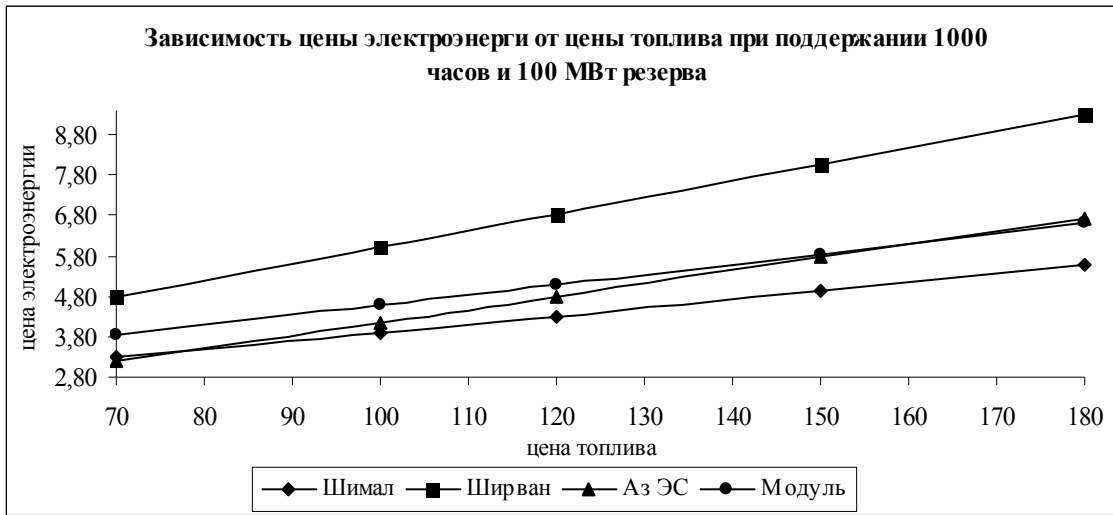


Рис.1

Ниже представлен рисунок, где показана зависимость себестоимости электроэнергии и от объема резервной мощности и от времени поддержания этого резерва. Как видно из графика, угол наклона кривой, соответствующий поддержанию резерва на ТЭС «Шимал» в течение 2000 часов больше углов кривых, соответствующих 1000 и 1500 часов.

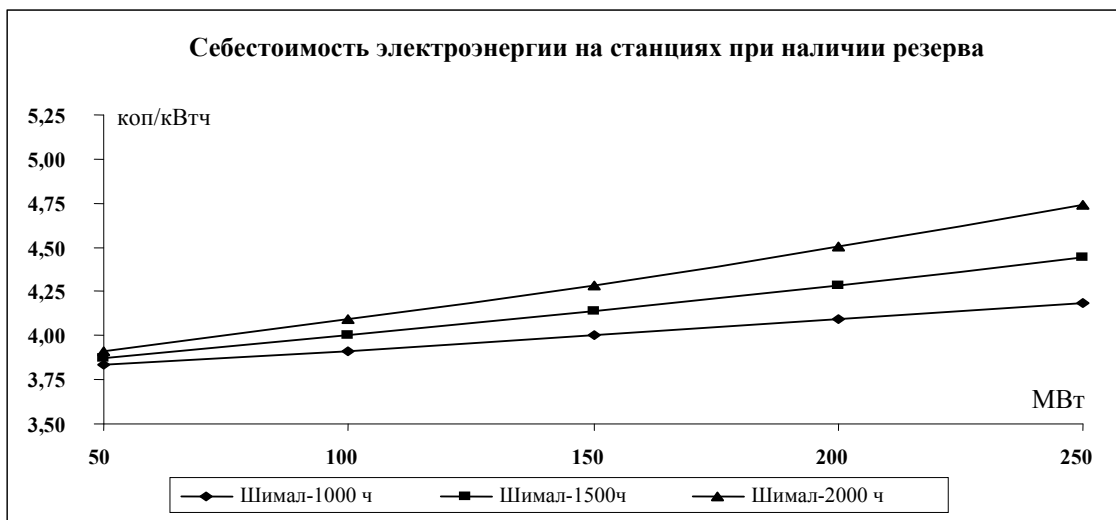


Рис.2

Для сравнения эффективности поддержания резервной мощности на той или иной электростанции увеличение относительных значений себестоимости электроэнергии является более показательным. На рис. 3 представлены графики увеличения себестоимости электроэнергии на вышеуказанных электростанциях в относительных единицах.

Как видно из рисунка, все эти характеристики с небольшой погрешностью можно аппроксимировать и заменить усредненной линейной зависимостью. Тангенс углов наклона соответствующих зависимостей в данном случае представляет собой скорость увеличения себестоимости в зависимости от резервной мощности и однозначно показывает сравнительную эффективность поддержания резерва.

$$tg \alpha = \frac{\Delta C_{эл}}{\Delta P}$$

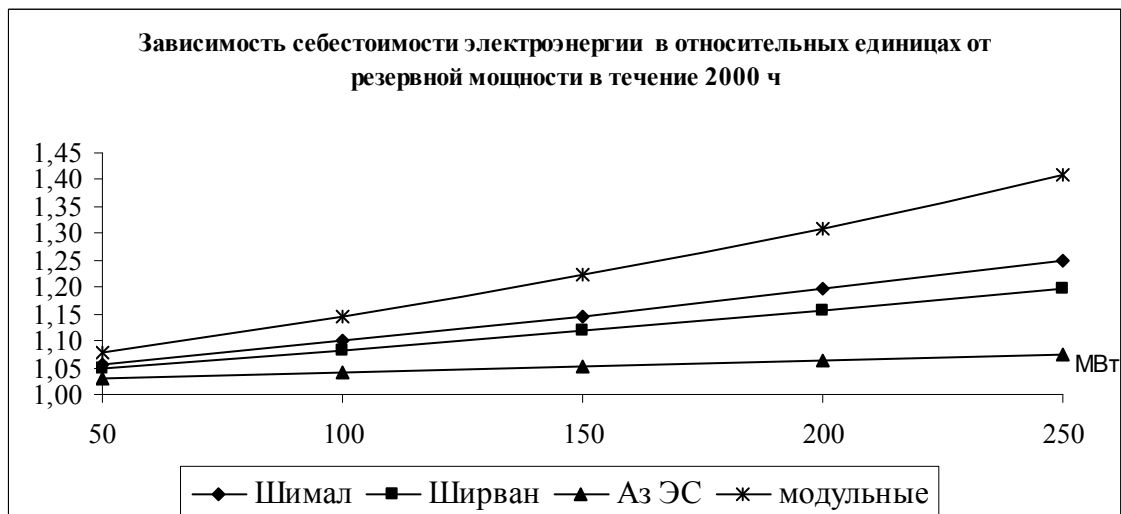


Рис.3

Ниже представлены аппроксимирующие зависимости себестоимости электроэнергии в относительных единицах от резервной мощности, а также соответствующие значения скорости увеличения себестоимости электроэнергии:

для модульных ЭС

$$C_{эл}^* = 0,985 + 1,652 \cdot 10^{-3} P$$

$$tg = \frac{0,331}{200} = 0,001655$$

для ТЭС «Шимал»

$$C_{эл}^* = 1,017 + 2,26 \cdot 10^{-4} P$$

$$tg = \frac{0,192}{200} = 0,00096$$

для ТЭС «Ширван»

$$C_{эл}^* = 1,01 + 7,36 \cdot 10^{-4} P$$

$$tg = \frac{0,147}{200} = 0,000735$$

для «Азербайджанской» ЭС

$$C_{эл}^* = 1,017 + 2,26 \cdot 10^{-4} P$$

$$tg = \frac{0,045}{200} = 0,000225$$

Сравнительный анализ скорости увеличения себестоимости электроэнергии на соответствующих электростанциях от резервной мощности показал, что наибольшее увеличение себестоимости электроэнергии наблюдается на модульных электростанциях и на ТЭС «Шимал». Следует отметить, что чем больше резерв мощности, тем больше отличаются себестоимости электроэнергии на этих электростанциях. Наименьшее влияние поддержания резерва на себестоимость электроэнергии получается на ТЭС «Ширван» и на Азербайджанской ЭС, что указывает на целесообразность поддержания резервной мощности на этих двух станциях. Так, например при поддержании резервной мощности 150 МВт в течение 2000 часов себестоимость электроэнергии увеличивается: на Азербайджанской ЭС –на

5%, на ТЭС «Ширван»- на 11,8%, на ТЭС «Шимал»- на 14,5%, на модульных электростанциях – на 22%.

Выводы:

1. Проведены расчеты для оценки влияния поддержания резерва мощности на себестоимость электроэнергии на различных электростанциях Азербайджанской энергосистемы.
2. Для определения влияния объема резерва на себестоимость электроэнергии вычислены скорости увеличения себестоимости от резерва мощности на указанных электростанциях.
3. Определено, что поддержание резерва приводит к увеличению себестоимости в относительных единицах на ТЭС «Шимал» и на модульных станциях больше остальных. Поддержание резервной мощности 150 МВт в течение 2000 часов приводит к увеличению себестоимости электроэнергии на Азербайджанской ЭС на 5%, на ТЭС «Ширван» на 11,8%, на ТЭС «Шимал» на 14,5%, а на модульных электростанциях на 22%.

-
1. Гусейнов А.М., Юсифов Н.А. «Экономические принципы экономического управления электроэнергетической системой», Проблемы энергетики 2000- № 2
 2. Дмитриев А. Н., Ковалев И. Н., Табунщиков Ю. А., Шилкин Н. В. Руководство по оценке эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2005
 3. R. Kehlhofer, R. Bachmann, H. Nielsen, J. Warner “Combined-cycle gas & steam turbine power plant”. Tulsa, Oklahoma 1999.
 4. Ковалев И.Н. «Оценка уровня перспективной себестоимости электроэнергии», Энергосбережение 2007- №6

AZƏRBAYCAN ENERJİ SİSTEMİNDƏ ELEKTRİK ENERJİSİNİNİN MAYA DƏYƏRİNİN SƏVİYYƏSİNƏ EHTİYAT GENERASIYA GÜCLƏRİNİN TƏSİRİ

ƏLİZADƏ R.R.

Məqalədə Azərbaycan enerjisisteminin müxtəlif elektrik stansiyalarında ehtiyat generasiya gücünün saxlanılmasını nəzərə almaqla elektrik enerjisinin maya dəyərinin hesabları verilmişdir. Müxtəlif həcmli ehtiyat gücdən asılı olaraq elektrik enerjisinin maya dəyərinin artma sürəti qiymətləndirilmişdir.

INFLUENCE OF THE RESERVATION GENERATING POWERS ON THE LEVEL OF THE PRIME COST TO ELECTRIC POWERS IN AZERBAIJAN POWER SYSTEM

ALIZADE R.R.

In given article are brought calculations of the determination to prime cost to electric energy with provision for reservation generating powers on different electric station of the Azerbaijan power system. It is valued velocity of the increase to prime cost under different volume of the reserve to powers.