

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГРАФИКА НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

РАМАЗАНОВ К.Н., САЛИМОВА А.К., АЛИЗАДЕ Р.Р.

*Институт Физики НАН Азербайджана
АзНИПИИ Энергетики*

Эффективность работы энергосистемы во многом предопределяется характером суточного графика нагрузки потребителей. В зависимости от характера графика нагрузки, диспетчерам энергосистемы зачастую приходится вынужденно выбирать такой режим работы электростанций, который не всегда соответствует оптимальному (или проектному) режиму агрегатов, особенно тепловых электростанций (ТЭС).

Известно, что более 80 % установленной мощности энергосистемы Азербайджана и более 85 % производства электроэнергии приходится на долю ТЭС, спроектированных для работы преимущественно в базисном и частично в полупиковом режиме. В прошлом, во времена Советского Союза, полупиковые и пиковые мощности частично покрывались за счет собственных гидравлических станций и перетоками со стороны Единой Энергосистемы.

В ночные часы (в период провала нагрузки на территории Азербайджана) энергия базисных станций передавалась в Единую Энергетическую Систему и, тем самым, обеспечивалась общая эффективность работы ТЭС.

Таким образом, агрегаты ТЭС работали почти в проектном режиме, так как базисная часть графика нагрузки была достаточно велика за счет потребления энергии другими регионами Советского Союза в период минимума нагрузки в Азербайджане.

Неслучайно, что, благодаря вышеизложенному, в 1990 году энергосистема Азербайджана обеспечивала выработку электроэнергии в объеме 24,9 млрд. кВт ч [1].

В настоящее время условие работы энергосистемы резко изменилось, т.к. юридическое и административно- хозяйственное управление энергосистемой в условиях рыночной экономики диктуют совершенно новые условия. Энергосистема вынуждена адаптироваться к условиям работы потребителей, которые не всегда совпадают с интересами энергосистемы, заинтересованной работать в стабильном режиме.

Взаимосвязи энергосистемы с энергосистемами соседних стран, также претерпели существенные изменения, адаптируясь к новым юридическим и экономическим условиям по перетоку (или продаже) электроэнергии на контрактной основе.

Вследствие прошедших радикальных перемен в экономической жизни страны вынужденно изменился суточный график нагрузки энергосистемы и, как его следствие, режим работы агрегатов ТЭС. Вынужденная работа в указанном режиме сопровождается следующими нежелательными тенденциями:

- при определении режима работы действующих и проектируемых крупных потребителей практически не учитывается характер работы энергосистемы;
- суточный график нагрузки стал более резкопеременным в период набора мощности от ночного провала к утреннему максимуму. Увеличение абсолютной величины набора мощности сопровождается при одновременном сокращении времени процесса набора мощности;
- энергосистема вынуждена увеличить объем вращающегося резерва, что приводит к дополнительному расходу топлива на ТЭС;

- в часы максимума графика нагрузки энергосистема Азербайджана вынуждена приобретать электроэнергию у Российской Федерации по почти в два раза большей цене, чем продает ее той же стране в часы провала нагрузки;
- из-за ограниченности водных ресурсов энергосистема вынуждена использовать тепловые электростанции для покрытия потребности полупиковой и пиковой мощности.

Работа энергосистемы (хотя и в вынужденном режиме) в конечном счете сопровождается заметным ухудшением ее экономических и технических показателей, а также привлечением значительных финансовых ресурсов для строительства ТЭС, работающих в полупиковом и пиковом режиме.

В условиях рыночной экономики, принимая во внимание резкое подорожание первичных энергоносителей (топочного мазута и природного газа), а также подорожание стоимости энергогенерирующего оборудования, себестоимость электроэнергии имеет тенденцию к росту. В этих условиях режим работы агрегатов ТЭС, отличающийся от их оптимального уровня, как уже отмечалось выше, оборачивается заметным экономическим ущербом для энергосистемы и экономики страны в целом. Естественно, требуется детальное изучение указанного процесса и превентивное применение мероприятий по приостановлению нежелательных тенденций роста себестоимости электроэнергии. Из вышеизложенного следует, что **вопросы регулирования (выравнивания) графика нагрузки потребителей, а также определения оптимального объема вращающего резерва имеют важное научно-практическое значение.**

Решение вышеуказанных задач напрямую связано с проблемами расширения базисной части графика нагрузки энергосистемы, обеспечивающая благоприятные условия для эксплуатации агрегатов ТЭС [3,4,5,6].

Обзор и анализ соответствующей научно-технической литературы, а также изучение опыта развитых стран показывают, что расширение базисной и полупиковой части графика нагрузки, и вообще регулирование нагрузки, как правило, осуществляется с использованием следующих мероприятий:

- применением дифференцированного тарифа на использованную энергию по различным зонам суток;
- расширением международных связей по параллельной работе и по продаже энергии на контрактной основе, особенно в часы минимума нагрузки энергосистемы;
- использованием потребителей регуляторов и других мероприятий.

Как показывает опыт ведущих стран, в условиях рыночной экономики применение дифференцированного тарифа является весьма эффективным инструментом, способным изменить режим работы потребителей. Алгоритм расчета величины потенциального эффекта от изменения режима работы потребителей в условиях Азербайджана показан в [5]. Однако следует отметить, что определение количества и величины дифференцированного тарифа на использованную энергию для различных групп потребителей в различных зонах суток не является предметом данной статьи.

Как было отмечено выше, другим, не менее эффективным способом регулирования графика нагрузки потребителей, является расширение международных связей энергосистемы.

Следует отметить, что расширение международных связей энергосистемы, наряду с известными преимуществами, обладает также способностью регулирования суточного графика нагрузки, т.к. в этом случае расширяется зона базисной части нагрузки. В принципе, расширение международных связей энергосистемы осуществляется в двух вариантах:

- вхождение в параллельную работу с энергосистемами сопредельных стран,
- прямая продажа электроэнергии на контрактной основе.

Классическая параллельная работа энергосистемы с энергосистемами сопредельных стран имеет свои неоспоримые выгоды. Вместе с тем, в новых экономических условиях возник ряд технических, организационных и экономических проблем для параллельной работы энергосистем [2,3].

Для параллельной работы в классическом виде необходимо решить сложные технические вопросы по учету нерегулярных колебаний нагрузки, возникающих в энергосистемах сопредельных стран. В новых условиях существенно усложнились вопросы выбора и применения технических средств и систем противоаварийной автоматики, усложнились организационные вопросы по созданию и функционированию единого диспетчерского центра и т.п.

Следует отметить, что в последние годы энергосистема Азербайджана активизировала свои усилия и предпринимает ряд мер по вхождению в параллельную работу с энергосистемами России, Ирана, Грузии и Турции.

Не игнорируя достоинства параллельной работы энергосистемы, нужно указать, что, в отличие от варианта классической параллельной работы энергосистем, вариант продажи электроэнергии по прямым контактам для таких стран, как Азербайджан, обладающий избыточными энергоресурсами, имеет некоторые преимущества. В этом случае отпадает необходимость в организации единого диспетчерского центра управления энергосистемами. Кроме того, применяя технологию передачи энергии по схеме **переменный ток – вставка постоянного тока – переменный ток**, можно избежать и части сложных технических вопросов по учету нерегулярных колебаний нагрузки. Можно существенно упростить схему противоаварийной автоматики. Такую схему, как показано в [8], можно было бы использовать и в случае параллельной работы энергосистемы сопредельных стран (детализация технической стороны данного вопроса выходит за рамки данной статьи, поэтому здесь она не приводится).

Наиболее действенным и быстрым решением проблемы регулирования графика нагрузки могло бы быть применение всех вышесказанных способов, включая применение дифференцированного тарифа. В случае полномасштабного использования всех указанных методов можно было бы рассчитывать на большую экономическую выгоду.

В принципе эффект, вызванный регулированием суточного графика нагрузки энергосистемы, может определяться как разность между величинами экономии приведенных затрат за счет регулирования графика нагрузки и дополнительных приведенных затрат, связанных с осуществлением регулировочных мероприятий:

$$\Delta Z_{\text{нх}} = \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{п}} \quad (1)$$

где

$\Delta Z_{\text{э}}$ — величина экономии затрат в энергосистеме, получаемая за счет использования того или иного метода по регулированию графика нагрузки энергосистемы, (тыс. ман),

$\Delta Z_{\text{п}}$ — дополнительные приведенные затраты, связанные с использованием того или иного способа регулирования графика нагрузки энергосистемы, (тыс. ман),

Экономический эффект, получаемый энергосистемой от выравнивания графика нагрузки, можно записать в виде

$$\Delta Z_{\text{э}} = (E_{\text{н}} + a_{\text{эс}}) K_{\text{эс}} \cdot \Delta P_{\text{эс}} + \Delta I_{\text{т}} + \Delta I, \quad (2)$$

где

$E_{\text{н}}$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, (ман/год),

$K_{\text{эс}}$ — удельные капиталовложения, требуемые для развития энергосистемы, (ман/кВт),

$a_{\text{эс}}$ — относительные значения постоянных издержек на развитие энергосистемы,

$\Delta P_{\text{эс}}$ — снижение максимальной нагрузки энергосистемы за счет регулирования, (кВт),

$\Delta I_{\text{т}}$ — экономия (изменение) ежегодных издержек на топливо, (тыс. ман),

ΔI — экономия ежегодных издержек на текущий ремонт и зарплату, (тыс. ман).

Перенесение части выработки электроэнергии из одной зоны в другие, кроме экономии приведенных затрат, вычисляемой по формуле (1), приводит и к значительному изменению расходов топлива на электростанциях. Это связано с изменением величины относительного прироста расхода топлива. Экономия затрат на топливо при регулировании графика нагрузки может быть определена в соответствии [9]:

$$\Delta I_T = \frac{b_n \Delta \mathcal{E} \Pi_n}{1 - a_n} - \frac{b_{nn} (1 - S_n) \lambda_{nn} \Delta \mathcal{E} \Pi_{nn}}{1 - a_{nn}} - \frac{b_n S_n \lambda_n \Delta \mathcal{E} \Pi_n}{1 - a_n} \quad (3)$$

где

$\Delta \mathcal{E} = h \Delta P_{\text{эс}}$ — уменьшение выработки электроэнергии в пиковой зоне, тыс. кВт ч,

h — число часов регулирования в году, ч,

b_n — удельный расход топлива пиковой электростанции, кг у.т./кВт ч,

b_{nn}, b_n — удельные приросты расхода топлива агрегатов, компенсирующих в полупиковых и ночных зонах времени, недоотпуск электроэнергии потребителям в пиковой зоне, кг у.т./кВтч,

Π_n, Π_{nn}, Π_n — стоимость сжигаемого топлива в пиковой, полупиковой и ночной зонах времени, ман/кг у.т.,

S_n — доля электропотребления в ночной зоне времени (взамен пикового электропотребления),

λ_n, λ_{nn} — коэффициенты повышения удельного электропотребления на выпускаемую продукцию из-за изменения режима технологического процесса у потребителей-регуляторов в ночной и полупиковой зонах времени,

a_n, a_{nn}, a_n — изменения относительных приростов потерь в сетях соответственно в пиковой, полупиковой и ночной зонах.

Дополнительные приведенные затраты, связанные с осуществлением регулирования графика нагрузки энергосистемы, могут быть определены по формуле

$$\Delta Z_n = (E + a_1) K_{\text{доп}} \cdot \Delta P_{\text{доп}} + \Delta I_{\Pi} \quad (4)$$

$K_{\text{доп}}$ — удельные капитальные вложения на дополнительную мощность у потребителя-регулятора, ман/кВт,

$\Delta P_{\text{доп}}$ — дополнительная мощность для регулирования максимальной нагрузки энергосистемы, кВт,

a_i — норма амортизационных отчислений в долях от капитальных вложений на дополнительную мощность,

ΔI_{Π} — изменение годовых эксплуатационных затрат, связанное с проведением регулировочных мероприятий без учета затрат на амортизацию капитальных вложений на дополнительную мощность, (тыс. ман.).

Общий экономический эффект, получаемый за счет регулирования суточного графика нагрузки, можно рассчитать, подставляя в формулы (1÷4) реальные данные конкретной энергосистемы.

Ниже, анализируя суточные графики нагрузки энергосистемы за 1997 и 2006 годы, можно наглядно проиллюстрировать величину экономической выгоды, за счет использования мероприятий по регулированию графика нагрузки, а также оценить динамику прошедших за последние годы изменений в данном направлении.

На рис.1-3 показаны обычные и упорядоченные суточные графики нагрузки энергосистемы за характерные дни января и июля 1997 и 2006 года. Как видно из рис. 1-3 и таблицы 1, показатели графика нагрузки энергосистемы за указанные годы заметно изменились.



ΔP_y $P_{ум} - P_{н.мин} = 591 \text{ МВт}$
 $W_{сут}$ $39,17 \text{ млн. кВтч}$
 W_{max} $P_{max} * 24 = 51,7 \text{ млн. кВтч}$
 K_3 $W_{сут} / W_{max} = 0.76$
 Δt 5 часов

Рис.1 а



ΔP_y $P_{ум} - P_{н.мин} = 900 \text{ МВт}$
 $W_{сут}$ $55,42 \text{ млн. кВтч}$
 W_{max} $P_{max} * 24 = 72,86 \text{ млн. кВтч}$
 K_3 $W_{сут} / W_{max} = 0.76$
 Δt 6 часов

Рис.1 б



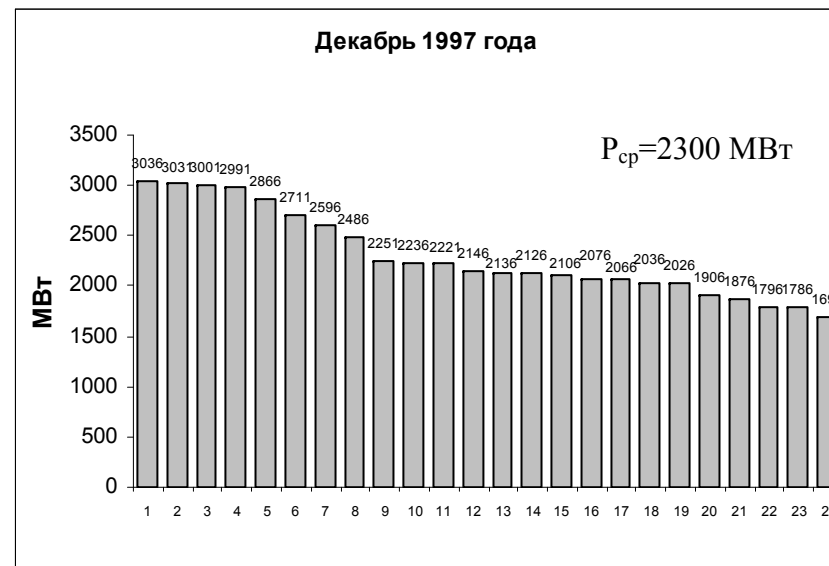
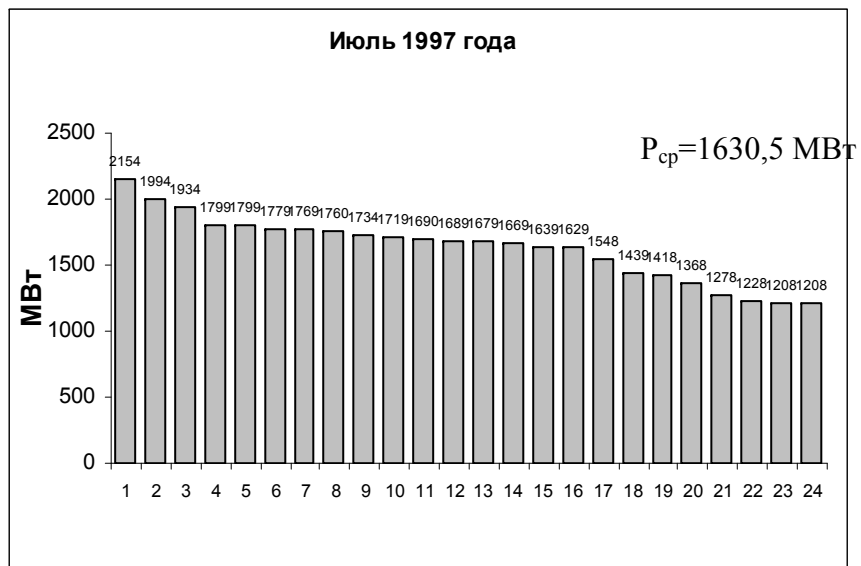
ΔP_y $P_{ум} - P_{н.мин} = 1007$ МВт
 $W_{сут}$ 53,01 млн.кВтч
 $W_{мах}$ $P_{мах} * 24 = 73,13$ млн.кВтч
 K_3 $W_{сут} / W_{мах} = 0.72$
 Δt 3 часа

Рис.2 а



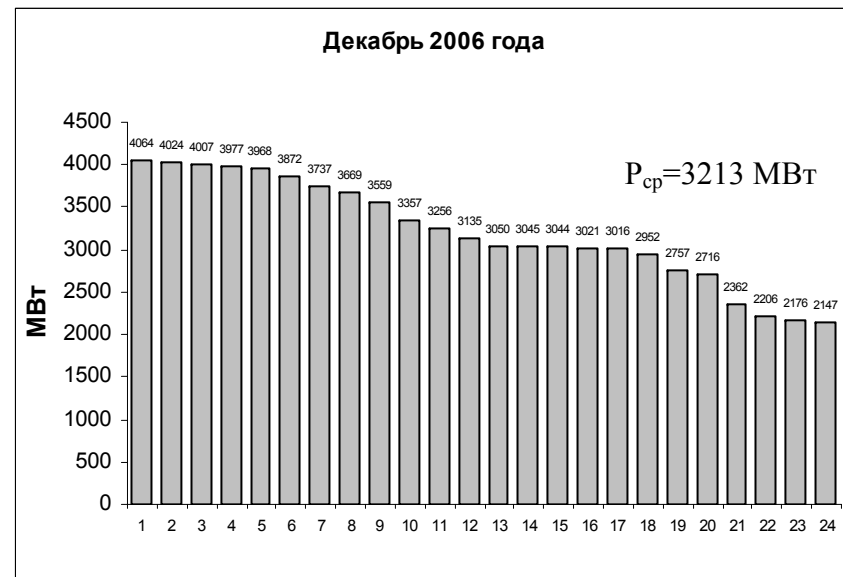
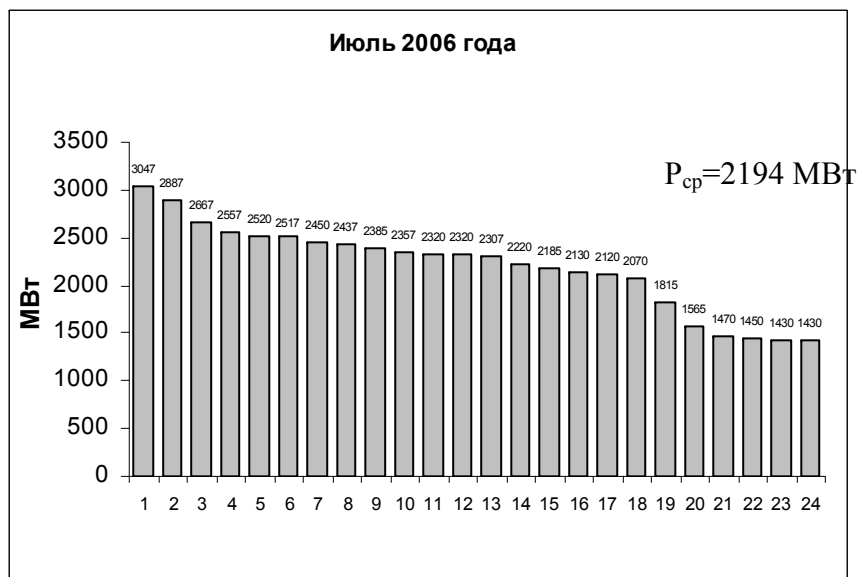
ΔP_y $P_{ум} - P_{н.мин} = 1590$ МВт
 $W_{сут}$ 77,52 млн.кВтч
 $W_{мах}$ $P_{мах} * 24 = 97,54$ млн.кВтч
 K_3 $W_{сут} / W_{мах} = 0.79$
 Δt 3 часа

Рис.2 б



a

b



c

d

Упорядоченные суточные графики нагрузки

Примечание: Деление абсциссы на 24 часа не означает последовательность часов суток

Рис. 3

Характеристики суточного графика нагрузки - коэффициент неравномерности (K_n), величина вечернего максимума (P_{\max}), величина утреннего максимума ($P_{\text{ум}}$), средняя нагрузка ($P_{\text{ср}}$), величина ночного минимума ($P_{\text{мин}}$), а также коэффициент заполнения (K_3) существенно изменились. Заметно изменился как объем набора мощности ($P_{\text{вр}}$), так и скорость ввода в действие требуемой мощности ($\Delta P_{\text{вр}} / \text{мин}$).

Как видно из таблицы 1, количественные характеристики суточного графика нагрузки имели устойчивую тенденцию в направлении утяжеления режима работы агрегатов ТЭС. Например, по сравнению с 1997 годом к 2006-му году заметно снизился коэффициент заполнения (K_3) и коэффициент неравномерности (K_n) графика нагрузки. Резко изменился характер формирования утреннего максимума. К 2006 году величина утреннего максимума заметно выросла и стала практически сопоставимым с вечерним максимумом. В тоже время, почти в 2 раза сократилось время набора мощности от ночного минимума до утреннего максимума за единицу времени (МВт/минута).

Одновременно увеличился объем вводимой мощности (от ночного минимума к утреннему максимуму) за единицу времени почти в 3÷3,5 раза. Если в 1997 году набор мощности составлял 2,5 МВт/мин (в зимнее время) и 1,97 МВт/мин в летнее время, то к 2006 году набор мощности соответственно составлял 8,8 МВт/мин и 6,0 МВт/мин.

Таблица 1.

Показатели суточного графика нагрузки	1997 год		2006 год		Разница 2006-1997	
	июль	декабрь	июль	декабрь	июль	декабрь
Максимальная нагрузка (P_{\max}), МВт	2154	3036	3047	4064	893	1028
Минимальная нагрузка ($P_{\text{мин}}$), МВт	1208	1696	1430	2147	222	451
Утренний максимум ($P_{\text{ум}}$), МВт	1799	2596	2437	3737	638	1141
Средняя нагрузка ($P_{\text{ср}}$), МВт	1630,5	2300	2194	3213	564	913
Коэффициент неравномерности $K_n = P_{\text{мин}}/P_{\max}$	0,56	0,56	0,47	0,53	-0,09	-0,03
Коэффициент заполнения (K_3)	0,76	0,76	0,72	0,79	-0,04	0,03
Разность между ($P_{\max} - P_{\text{ср}}$), МВт	523,5	736	853	851	329,5	115
Разность между ($P_{\max} - P_{\text{мин}}$), МВт	591	908	1090	1590	499	682
Отношение ($P_{\text{мин}}/P_{\text{ум}}$)	0,67	0,65	0,58	0,57	-0,1	-0,08
Время для перехода из ночного минимума к утреннему максимуму, часы	5	6	3	3	2	3
Мощность, вводимая за каждую минуту для перехода из ночного минимума к утреннему максимуму, МВт	1,97	2,5	6,0	8,8	2,3 раза увеличилась	3,52 раза увеличилась

Принимая во внимание недостаточность фактической мощности гидростанций для покрытия растущей потребности в полупиковой и пиковой мощности энергосистемы, пришлось существенно увеличивать к 2006 году объем вращающегося резерва по сравнению с 1997 годом. Объем реального вращающегося резерва намного превышает нормативно-расчетный уровень, рекомендуемый в [7].

Увеличение объема вращающегося резерва в несколько сот мегаватт, при удельном расходе в среднем 375 грамм у.т./кВтчас в течение года составляет внушительную сумму, которая ложится на экономику энергосистемы и через нее на экономику страны.

Как видно из графиков 1÷3, суточные потребления энергии в июле 2006 года составляют примерно 53 млн. кВт часов, а в декабре 77,5 млн. кВт часов. При этом, требуемая максимальная мощность составляет в июле 3047 МВт, а в декабре 4064 МВт.

Анализ проведенных расчетов показывает, что в идеальном случае (гипотетически ровном графике нагрузки) для производства указанных объемов электроэнергии требовалось бы в июле примерно 2150 МВт, а в декабре 3220 МВт. Таким образом, по сравнению с идеальным (гипотетическим) вариантом в реальности потребовалось иметь (или использовать) примерно на 850 МВт больше генерирующей мощности ТЭС

Естественно, в реальности требуемая мощность будет несколько больше средней нагрузки, но это разница могла бы быть гораздо ниже 850 МВт.

Определение оптимального уровня вращающегося резерва мощности, а также разницы между средней величиной и величиной вечернего максимума нагрузки, требует проведения сложных алгоритмов принятия решения, к тому же с учетом неопределенности исходной информации. Решение указанной задачи выходит за рамки данной статьи.

Целью данной работы является предварительный анализ существующих тенденций формирования суточного графика нагрузки и акцентирование внимания научной общественности и специалистов на необходимости регулирования суточного графика нагрузки.

Решение данной задачи позволило бы значительно улучшить экономические показатели энергосистемы.

Предварительные расчеты показывают, что каждый МВт мощности, переведенный из пиковой части суточного графика нагрузки на ночные часы, или на другие зоны суток, в среднем позволяет сэкономить на строительстве 1 МВт пиковой мощности по цене более 1 млн. манат/МВт. Кроме того, перенесение 1 МВт мощности из пиковой зоны в другие зоны суток, позволит сэкономить в течении года порядка 2-х млн. м³ природного газа, что при цене 1000 м³/110 \$ составит 220 тыс. манат в год.

ВЫВОДЫ

- Вследствие прошедших радикальных перемен в экономической жизни страны изменился суточный график нагрузки и, как его следствие, режим работы ТЭС.
- Суточный график нагрузки стал более резкопеременным в период набора мощности от ночного провала к утреннему максимуму.
- Увеличение абсолютной величины (в 2÷3 раза) набора мощности сопровождается резким сокращением времени процесса набора мощности.
- В условиях рыночной экономики вопросы регулирования графика нагрузки и снижения объема вращающегося резерва имеют важное научно-практическое значение.
- В целях регулирования графика нагрузки энергосистемы предлагается использование дифференцированного тарифа на использованную энергию по зонам суток.
- В качестве действенных мер по расширению зоны базисной части суточного графика нагрузки может быть заключение прямых контрактов по экспорту электроэнергии в сопредельные страны. При этом предлагается использование **схемы переменный ток-вставка постоянного тока - переменный ток.**

-
1. Azərbaycanın statistik göstəriciləri 2006. Azərbaycan Dövlət Statistika Komitəsi, səh. 453,

2. *Воропай Н.Н., Решетов В.И.* «Принципы организации Противоуправления электроэнергетическими системами в рыночных условиях», Электрические станции, №6, 2005г.,
3. *Бондаренко А.Ф., Лященко В.С., Мозирев В.В., Утц Н.Н.* «От параллельной работы отдельных электростанций к параллельной работе межгосударственных объединений», Электрические станции №1, 2005 г.,
4. *Рене Пелисье* «Энергетические системы», Москва, Высшая школа, 1982 г.,
5. *Рамазанов К.Н., Салимова А.К.* «Анализ процесса потребления электроэнергии и рассмотрение возможностей управления ими», Проблемы энергетики, №1, 2007 г.,
6. *Короткевич А.М.* «О величине вращающегося резерва мощности в энергосистемах, имеющих значительную долю тепловых электростанций в парке генерирующего оборудования», РУП «ОДУ» концерна Белэнерго.
7. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. Электроэнергетический Совет СНГ, Москва, 2006 г.,
8. Исследование возможностей объединения энергосистем Кавказских стран с энергосистемой Турции. TACIS, проект EREG 9401, 1997 г.,
9. *Доржпурев Ж.* «Эффективность регулирования графика нагрузки энергосистемы».

YÜK QRAFİKİNİN TƏNZİMLƏNMƏSİ VASİTƏSİLƏ ENERJİSİSTEMİN İŞİNİN EFFEKTİVLİYİNİN ARTIRILMASI

RAMAZANOV K.N., SƏLİMOVA A.K., ƏLİZADƏ R.R.

Enerjisisteminin gündəlik yük qrafikinin tənzimlənməsi vasitəsilə fırlanan rezerv güclərin azaldılması və pik saatlarında tələb olunan generasiya gücünün azaldılması üsulları təhlil olunur.

Enerjisisteminin yük qrafikinin bazis hissənin artırılması yönündə bazar iqtisadiyyatında müvafiq üsulların tətbiqi təklif olunur.

IMPROVEMENT OF POWER SYSTEM EFFECTIVENESS BY REGULATING LOAD-GRAPHS

RAMAZANOV K.N., SALIMOVA A.K., ALIZADE R.R.

Consider reduction methods of generation capacities demand during peak hours also reduction of revolving reserve capacities by regulating power system load-graph. Propose to use proper methods in market economy to improve power system load-graph basic parts.