

На правах рукописи

Мирошникова Юлия Александровна

МЕТОДИКА ВЫБОРА РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЭС

Специальность 05.14.08 –
энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт – Петербург - 2013 г.

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Научный руководитель – кандидат технических наук, доцент,

Ирина Григорьевна Кудряшева

Официальные оппоненты –

Бальзанников Михаил Иванович

доктор технических наук, ректор ГОУВПО «Самарский государственный архитектурно-строительный университет»;

Кукушкин Виктор Алексеевич

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой "Энергетического и промышленно-гражданского строительства" Санкт-Петербургского энергетического института повышения квалификации

Ведущая организация –

ОАО «Ленинградская областная управляющая электросетевая компания»

Защита состоится «11» июня 2013 г. в 14 часов 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.229.17 в ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул. Д. 29, Гидрокорпус-2, аудитория 411.

С диссертаций можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет».

Автореферат разослан « » 2013 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета

Сидоренко Геннадий Иванович

доктор технических наук

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования определяется:

во-первых, необходимостью повышения надежности работы и степени сбалансированности энергосистемы России;

во-вторых, необходимостью развития и внедрения технологий ВИЭ в энергетический сектор России;

в-третьих, необходимостью совершенствования тарифной политики и нормативной базы в отношении ГАЭС, повышения инвестиционной привлекательности проектов и увеличения доли в структуре энергосистемы.

Увеличение доли ГАЭС в энергосистеме можно рассматривать как:

- один из факторов технологической модернизации тепловой и атомной генерации ОЭС России, сокращения объемов органического топлива, снижения эмиссии CO₂ и уменьшения расходов на природоохранные мероприятия;
- как один из возможных путей по снижению тарифов на электроэнергию и мощность на ОРЭМ;
- как направление стимулирования развития научных кадров России и использования национальных интеллектуальных ресурсов в сфере научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок.

Целью работы является разработка методики выбора рациональных режимов работы ГАЭС с учетом системных эффектов для обеспечения высокого уровня системной надежности, повышения эффективности функционирования и степени сбалансированности энергосистемы.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- классифицированы критерии формирования режимов работы ГАЭС в энергосистеме;
- проведен анализ режимов работы ГАЭС, обеспечивающих системную надежность;
- проанализировано участие ГАЭС в работе энергосистемы, графиках суточной нагрузки, резервов мощности, напряжения и реактивной мощности.
- разработана математическая модель работы ГАЭС в энергосистеме, алгоритм и программный комплекс для обоснования выбора рациональных режимов работы ГАЭС;

- проведена апробация методики для различных условий покрытия потребления электроэнергии в насосном режиме ГАЭС атомными, тепловыми и гидроэлектростанциями;
- разработаны рекомендации по формированию тарифа ГАЭС на услуги по обеспечению системной надежности для повышения ее инвестиционной привлекательности.

Для решения поставленных в данной работе задач использованы: системный подход к вопросу суточного планирования работы ГАЭС в энергосистеме и дискретное имитационное математическое моделирование энергетических, экологических и экономических процессов.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Проведен анализ предшествующих работ и впервые предложена классификация критериев формирования рациональных режимов работы ГАЭС, позволяющая более полно учесть особенности участия данного типа станций в обеспечении системной надежности.
2. Разработаны методика, модель, алгоритм и программный комплекс для выбора рациональных суточных режимов работы ГАЭС по критерию максимальной годовой прибыли, обеспечивающие надежность работы энергосистемы за счет вытеснения неэффективных ТЭС на органическом топливе и экологических эффектов.
3. Апробирован выбор рациональных режимов работы ГАЭС: насосного (НР) и турбинного (ТР); синхронного компенсатора (СК) и автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), а также вращающегося (ВР) и не вращающегося (НВР) резервов в суточном графике нагрузки энергосистемы по критерию максимальной годовой прибыли станции с учетом системных эффектов, обеспечивающих надежность и эффективность работы энергосистемы.
4. Разработаны рекомендации по формированию тарифных надбавок для ГАЭС за оказание вспомогательных услуг и системные эффекты при работе в оперативных режимах, стимулирующие инвестиционную привлекательность данного типа гидроэнергетических установок (ГЭУ).

Практическая ценность работы заключается в том, что:

1. Разработан алгоритм выбора режимов работы ГАЭС с учетом системной эффективности для обеспечения системной надежности.

2. Предложена методика увеличения ресурса гидроагрегатов в режимах СК и АРЧМ за счет корректировки амортизационных отчислений при увеличении количества переходных процессов при регулировании.
3. Созданы рекомендации по расчету снижения выбросов CO₂ при работе ГАЭС в оперативных режимах.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Классификация критериев формирования рациональных режимов работы ГАЭС в энергосистеме в условиях рынка услуг по обеспечению системной надежности.
2. Математическая модель работы ГАЭС в энергосистеме, учитывающая годовую прибыль станции в оперативных режимах ГАЭС с учетом системных эффектов и эксплуатационных затрат.
3. Методика и алгоритм выбора рациональных режимов работы ГАЭС, обеспечивающих повышение надежности работы энергосистемы за счет вытеснения неэффективных ТЭС на органическом топливе, предоставления услуг по обеспечению системной надежности и экологических эффектов.

Апробация и внедрение результатов

Методика увеличения ресурса гидроагрегатов в режимах СК и АРЧМ апробирована при корректировке тарифов на поставки электроэнергии и мощности от Днепровской ГЭС-1. Рекомендации по расчету снижения выбросов CO₂ при работе в оперативных режимах были использованы при обосновании тарифа Днестровской ГАЭС на предоставляемую электроэнергию и мощность и оценке эффективности инвестиционных проектов «Реабилитация ГЭС Украины» и «Строительство Каневской ГАЭС». Алгоритм по назначению режимов работы ГАЭС с учетом системной эффективности показал хорошую сходимость результатов с данными зарубежных электроэнергетических рынков и может быть использован собственниками ГАЭС для увеличения ресурса гидроагрегатов и обоснования тарифа на поставки электроэнергии и мощности в энергосистемах с высокой долей тепловой и атомной генерации.

Основные положения диссертационной работы представлены на конференциях и семинарах, в том числе и международных: XXXVIII, XXXIX, XL международных конференциях «Неделя науки СПбГПУ» в 2009-2011 гг.; «Научные исследования и инновационная деятельность», СПбГПУ – 2010 г.; «Ресурсосбережение и возобновляемые источники энергии: экономика, экология, опыт применения», ЧитГУ – 2010 г., а также на технических

семинарах ОАО «Укрэнерго», Électricité de France (EDF), Международного и Европейского банков реконструкции и развития (МБРР, ЕБРР) в 2009-2011 гг.

Данные исследования выполняются при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 0740.11.0750 от 12 апреля 2010 г.) и гранта Президента РФ по поддержке ведущих научных школ (НШ-4807.2012.8). По теме диссертационной работы опубликовано 9 научных работ, в том числе 4 – в изданиях, входящих в перечень российских рецензируемых научных журналов, а также получено свидетельство о государственной регистрации базы данных «ГАЭС» № 2010620564 от 01.10.2010 г.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, приложений. Она содержит 149 страниц основного текста, 67 рисунков, 20 таблиц и список цитируемой литературы из 136 наименований.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность темы диссертации, сформулирована цель и задачи работы, приведены положения, выносимые на защиту, дана оценка новизны и практической значимости полученных результатов, а также кратко изложено содержание работы.

В первой главе приводится анализ развития методов по выбору режимов работы ГАЭС в энергосистеме.

Вопросам управления и оптимизации режимов работы ГЭУ и, в частности ГАЭС, посвящены труды А.Ю. Александровского, Т.М. Алябышевой, Н.В. Арефьева, Ю.С. Васильева, В.А. Веникова, В.М. Горнштейна, В. В. Елистратова, Т.С. Жаковой, Н.К. Малинина, Л.Г. Парфенова, Т.А. Филипповой, Е.В. Цветкова, В.С. Шарыгина, Д.С. Щавелева и др. За рубежом аналогичные исследования выполнялись А. Вуориненом, М. Дж. Каради, Дж. Раймондом, Дж. Уарноком и другими учеными.

Анализ отечественных и зарубежных теорий и практических решений по управлению режимами работы ГАЭС показал, что вопросы работы ГАЭС в режимах по обеспечению системной надежности недостаточно проработаны с точки зрения системных эффектов.

На основе аналитического обзора литературы определены критерии выбора режимов работы ГАЭС, составлена их классификация (рис.1); изучены

функции ГАЭС в энергосистеме России; проанализированы правила функционирования рынка услуг по обеспечению системной надежности в России и методические рекомендации по расчету тарифа на данные услуги; определены и классифицированы режимы ГАЭС по обеспечению системной надежности; изучен опыт работы зарубежных ГАЭС в рыночных условиях.

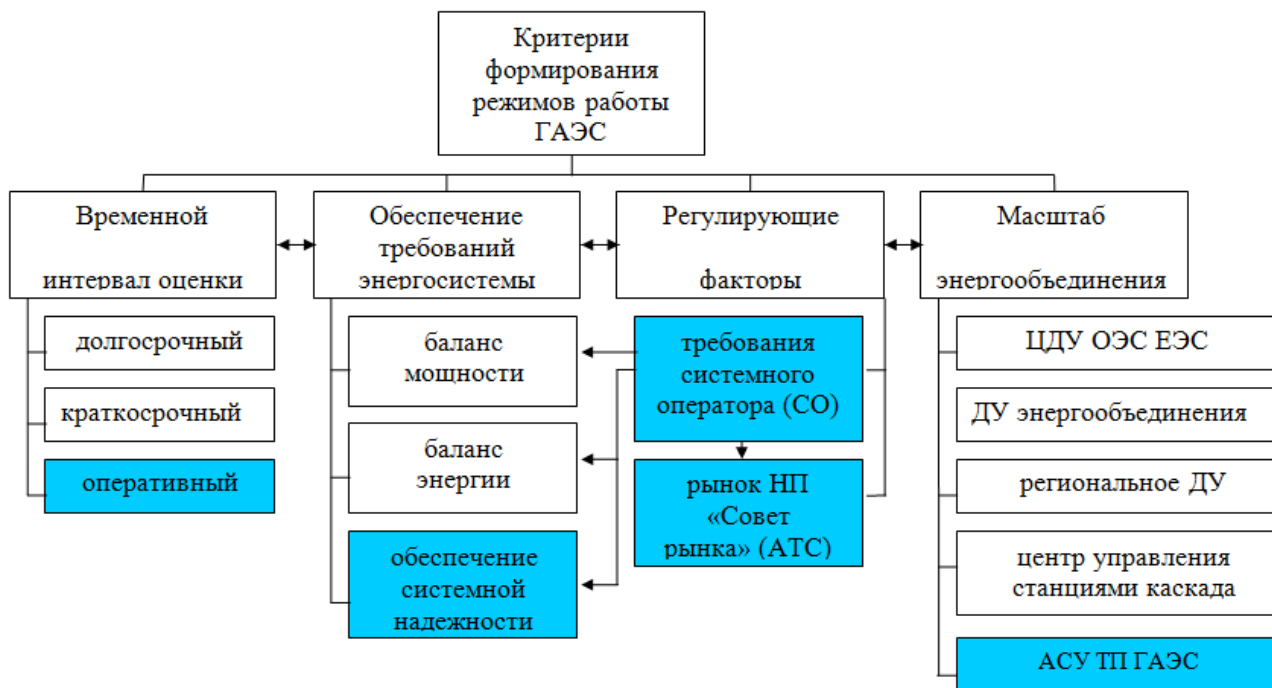


Рисунок 1 – Классификация критериев формирования режимов работы ГАЭС в энергосистеме

По итогам проведенного анализа были сформулированы цели и задачи диссертационного исследования.

Во **второй главе** диссертации разработана методика выбора рационального режима работы ГАЭС с учетом системных эффектов. Режимы работы ГАЭС предложено представить в виде следующей математической зависимости (1):

$$N_{\text{ГАЭС}j} = \sum_{k=1}^6 N_{kj}, \quad (1)$$

где $N_{\text{ГАЭС}j}$ – мощности ГАЭС, задействованные в ТР, НР, режимах СК и АРЧМ, ВР и НВР в дискретный промежуток времени j , МВт; j – номер дискретного промежутка времени $\Delta t = 1$ ч, $j = 1, 2, 3 \dots 24$; N_{kj} – мощности ГАЭС, задействованные в режиме k в дискретный промежуток времени j , МВт; k – тип технологического режима работы ГАЭС, $k \in \overline{1:6}$, где $k = 1$ для ТР, $k = 2$ – НР, $k=3$ – АРЧМ, $k = 4$ – СК, $k = 5$ – ВР, $k = 6$ – НВР (рис. 2).

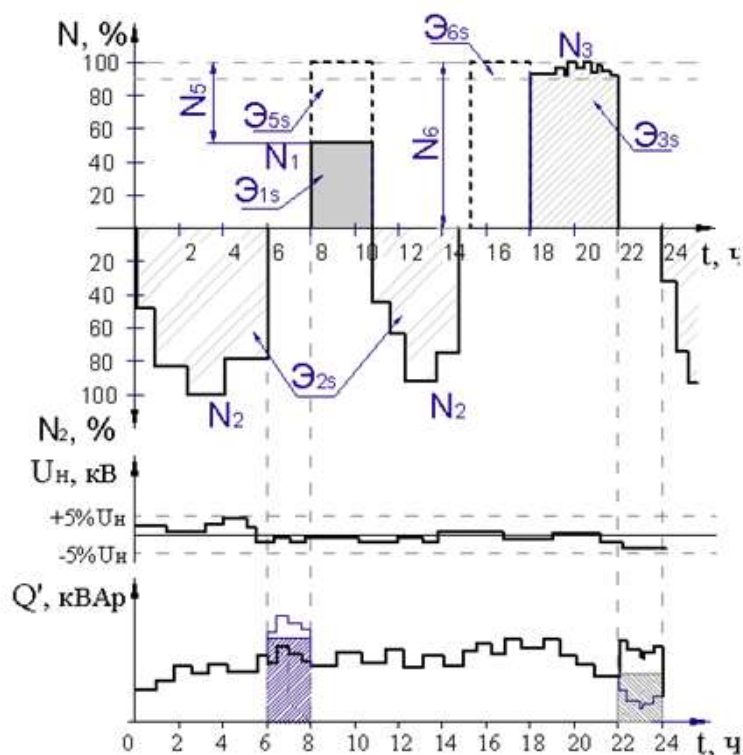


Рисунок 2 – Суточный график работы ГАЭС в режимах ТР, НР, АРЧМ, СК, ВР и НВР

где \mathcal{E}_{1s} – суточная выработка электроэнергии в режиме ТР, (кВт·ч); \mathcal{E}_{2s} – суточное потребление электроэнергии в режиме НР, (кВт·ч); \mathcal{E}_{3s} – суточная выработка электроэнергии в режиме АРЧМ, (кВт·ч); \mathcal{E}_{4s} – суточное потребление электроэнергии при работе в режиме СК, (кВт·ч); \mathcal{E}_{5s} и \mathcal{E}_{6s} – суточная выработка электроэнергии (кВт·ч), которая могла бы быть получена при работе в ТР мощностей, задействованных в режимах ВР и НВР, соответственно.

Мощности ГАЭС, задействованные в режиме k в дискретный промежуток времени j , определяются по формуле (2):

$$N_{kj} = \sum_{i=1}^m \bar{N}_{ikj}, \quad (2)$$

где i – номер гидроагрегата, участвующего в режиме k , $i = 1, 2, 3, \dots, m$; \bar{N}_{ikj} – среднее значение мощности агрегата i , работающего в режиме k , в дискретный промежуток времени j , определяемое по зависимости (3):

$$\bar{N}_{ikj} = \frac{\int_{t=(j-1)\cdot\Delta t}^{j\cdot\Delta t} N_{ikt} dt}{\Delta t} \quad (3)$$

В методике принято следующее допущение: режим работы агрегата остается неизменным в течение часа. Мощности, задействованные в режимах ТР, НР, АРЧМ и СК, определяются по зависимостям (4)-(6):

$$\text{для } k = 1; 3; 5; 6: N_{kj} = 9,81 \cdot Q_{kj} \cdot H_{kj} \cdot \eta_{тj} \cdot \eta_{гj} \cdot \theta_{kj} \quad (4)$$

$$N_{2j} = \frac{9,81 \cdot Q_{2j} \cdot H_{2j}}{\eta_{нj} \cdot \eta_{дj}} \cdot \theta_{2j} \quad (5)$$

$$N_{4j} = \theta_{4j} \cdot N_{\text{арп}}, \quad (6)$$

где Q_{kj} – расход агрегата, работающего в режиме k ($\text{м}^3/\text{с}$); H_k – напор, при работе ГАЭС в режиме k (м); θ_{kj} – количество агрегатов, задействованных в режимах k ; $1 \leq \theta_k \leq m$, где m – количество агрегатов ГАЭС; $N_{\text{арп}}$ – паспортная мощность агрегата ГАЭС в ТР, (МВт); $\eta_{т}$ и $\eta_{г}$ – КПД турбины и генератора, соответственно. Все указанные параметры определяются для дискретного промежутка времени j . Мощности, задействованные в режимах ВР и НВР, определяются Системным Оператором по условиям работы энергосистемы. Годовая выработка (для $k = 2; 4$ – потребление) электроэнергии в режимах k определяется по формулам (7) - (10).

$$\text{для } k = 1; 3; 5; 6: \mathcal{E}_k = \sum_{s=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} N_{kjs} \cdot (1 - k_{\text{СН}}) \quad (7)$$

$$\mathcal{E}_2 = \sum_{s=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} N_{2js} \cdot (1 + k_{\text{СН}}) \quad (8)$$

$$\mathcal{E}_4 = 0,04 \cdot \sum_{s=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} N_{4js}, \quad (9)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_5, \quad (10)$$

где $k_{\text{СН}}$ – коэффициент собственных нужд ГАЭС; s – сутки; 0,04 – часть номинальной мощности гидроагрегата, которая идет на потребление активной мощности из сети, для возмещения потерь в стали, меди, на возбуждение, механических и вентиляционных от вращения колеса турбины в воздухе.

Предложенная модель по выбору рациональных режимов ГАЭС с учетом системных эффектов основывается на определении мощностей ГАЭС (N_{kj}), участвующих в работе в различных технологических режимах в каждый дискретный промежуток времени j с учетом ограничений, таких как: режимные, системные и ограничения со стороны смежных водопользователей ЭВХК.

Выбор рациональных режимов работы ГАЭС в энергосистеме осуществляется по критерию получения максимальной годовой прибыли станции:

$$\Pi_{\text{ГАЭС}} = \sum_{s=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} (f_1(\sum_{k=1}^6 N_{kjs}, U_{js}, P_{js})) \rightarrow \max, \quad (11)$$

где U_{js} – напряжение в контрольном пункте энергосистемы, определяемое в зависимости от значений реактивной мощности, являющейся функцией тока возбуждения $Q'_{\text{СК}} = f_2(I_{\text{возб}})$, (кВ); P_{js} – потребление в энергосистеме (МВт). Все указанные параметры определяются для дискретного промежутка времени j суток s .

Выбранный критерий определяется следующей целевой функцией (12):

$$\Pi_{\text{ГАЭС}} = \sum_{s=1}^{365} \sum_{j=1}^{24} (D_{js} - Z_{js}), \quad (12)$$

где D_j – доход ГАЭС (млн. руб./ч); Z_j – эксплуатационные затраты ГАЭС (млн. руб./ч).

$$D_j = \sum_{k=1}^6 (T'_{kj} \cdot N_{kj}), \quad (13)$$

где T'_{kj} – тарифы на работу ГАЭС в режиме k , (руб./МВт/ч).

$$Z_j = \sum_{k=1}^6 (z_{kj} \cdot N_{kj}), \quad (14)$$

где z_{kj} – удельные эксплуатационные затраты на единицу установленной мощности в режиме k (тыс. руб./МВт/ч).

Тарифы за работу ГАЭС в различных режимах предлагается рассчитывать согласно зависимости (15):

$$T'_{kj} = T'_k + \Delta T_{kj}^{\text{Сэф}} + \Delta T_{kj}^{\text{маржа}} \quad (15)$$

где T'_k – тариф за работу в режиме k (коп./МВт/ч), рассчитанный согласно существующей нормативной документации; $\Delta T_{kj}^{\text{Сэф}}$ – тарифная надбавка за системный эффект ГАЭС при работе в режиме k , определяемая по зависимости (16) (коп./МВт/ч); $\Delta T_{kj}^{\text{марж}}$ – разница между рыночным значением тарифа и тарифом ГАЭС за работу в режиме k с учетом системных эффектов (коп./МВт/ч).

$$\Delta T_k^{\text{Сэф}} = 0,03 \cdot \Delta Z_{\text{ТЭС}k} = f_3(\mathcal{E}_k; k_{\text{АЭС}}; k_{\text{ТЭС}}), \quad (16)$$

где $\Delta Z_{ТЭС_k}$ – годовой системный эффект вследствие работы ГАЭС в режиме k (млн. руб.); 0,03 – надбавка за системный эффект; $k_{АЭС}$ – коэффициент покрытия АЭС, равный отношению сгенерированной атомными станциями электроэнергии, которую потребила гидроаккумулирующая электростанция в режиме НР, к полному потреблению ГАЭС в насосном режиме в ночное время; $k_{ТЭС}$ – коэффициент участия ТЭС в покрытии насосного режима ГАЭС в дневное время, равный отношению сгенерированной ТЭС электроэнергии, которую потребила гидроаккумулирующая электростанция в режиме НР, к полному потреблению ГАЭС в насосном режиме в дневное время.

В модели приняты следующие ограничения, представленные в табл.1:

Таблица 1 – Основные ограничения, принятые в модели

Ограничения по режиму	Системные ограничения	Ограничения по водопользованию
$\begin{cases} \sum_{k=1}^6 N_{k,j} \leq N_{ГАЭС}^{уст.} \\ T_2 \cdot N_2^{уст.} \geq \mathcal{E}_2 \geq \mathcal{E}_2^{\min} \\ \mathcal{E}_{ГАЭС}^{\min} \leq \mathcal{E}_{ГАЭС} \leq (T_1 + T_3 + T_5) \cdot N_{ГАЭС}^{уст.} \\ N_{ГАЭС}^{уст.} \geq N_{k,j} \geq 0 \\ N_2^{уст.} \geq N_{2,j} \geq 0 \end{cases}$	$\begin{cases} \sum_{\mu} N_{\mu,j} = P_j + P'_j \\ \sum_{\mu} N_{\mu,j}^{рез.} \geq N_j^{рез.необх} \\ U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max} \end{cases}$	$\begin{cases} Q_{\min} \leq Q_j \leq Q_{\max} \\ W_{\min} \leq W_j \leq W_{\max} \\ t_{\min}^o \leq t_{j,вод.}^o \leq t_{\max}^o \\ \frac{dZ}{dt} \leq \delta_{\max} \end{cases}$

где $N_{ГАЭС}^{уст.}$ – установленная мощность станции в ТР (МВт); $N_2^{уст.}$ – установленная мощность станции в НР (МВт); \mathcal{E}_2^{\min} – минимальное потребление электроэнергии в насосном режиме, требуемое для выравнивания графика нагрузки системы в часы прохождения минимума нагрузки, определяется Системным Оператором по условиям работы базисных ТЭС и АЭС, (ГВт·ч); $\mathcal{E}_{ГАЭС}^{\min}$ – выработка электроэнергии ГАЭС, необходимая для обеспечения условий минимального ночного потребления электроэнергии \mathcal{E}_2^{\min} (ГВт·ч); T_1, T_2, T_3 и T_5 – число часов в году работы станции в ТР, НР, АРЧМ, ВР, соответственно (ч); $N_{\mu,j}$ – мощность станции μ (МВт); P'_j – мощность сальдо-перетоков (МВт); $N_{\mu,j}^{рез.}$ – мощность станции μ , задействованная в режимах вращающегося или не вращающегося резерва (МВт); $N_j^{рез.необх}$ – необходимая мощность резерва (вращающегося и не вращающегося), определяемая СО по

условиям работы энергосистемы (МВт); U_{\min} , U_{\max} – соответственно минимально и максимально допустимые значения напряжения в контрольном пункте энергосистемы, кВ; Q_{\min} и Q_{\max} – соответственно максимально и минимально допустимые расходы станции по условиям требований участников ЭВХК ($\text{м}^3/\text{с}$), W_j – объем водоема ГАЭС (тыс. м^3), W_{\min} и W_{\max} – соответственно максимально и минимально допустимые объемы водоема ГАЭС по условиям требований участников ЭВХК (тыс. м^3); t_{\min}^0 , t_{\max}^0 , $t_{j\text{вод.}}^0$ – соответственно минимальное, максимальное по условиям требований участников ЭВХК и текущее (на момент j суточного графика нагрузки) значение температуры воды в водохранилище, C^0 ; $\frac{dZ}{dt}$ – скорость изменения уровня в водохранилище, мм/мин.; δ_{\max} – максимальная скорость изменения уровня в водохранилище по условиям требований участников ЭВХК.

Денежный эквивалент годового системного эффекта вследствие работы ГАЭС в режиме k ($\Delta Z_{\text{ТЭС}k}$) определяется по следующим показателям:

- снижению затрат на топливо ТЭС (тыс. руб./год);
- дополнительной прибыли от снижения эмиссии парниковых газов в атмосферу (тыс.руб./год);
- уменьшению расходов на ремонты оборудования ТЭС (тыс.руб./год);
- для режимов СК и АРЧМ - дополнительной прибыли при превышении количества переходов в процессе регулирования нормативных значений за счет увеличения амортизационных отчислений (тыс.руб./год).

Количество вариантов работы ГАЭС в режимах по обеспечению системной надежности ν может быть различным и определяется лицом, принимающим решение (ЛПР), проводящим расчеты по определению рациональной стратегии управления работой станции. Алгоритм выбора рационального режима работы ГАЭС представлен на рис. 3. Для генерирования значений мощностей ГАЭС в режимах k для каждого из вариантов ν возможно использование метода ЛП_т поиска. При формировании вариантов ν работы ГАЭС также учитываются основные метрологические и гидрологические параметры: среднемесячная температура воздуха региона t^0 ($^{\circ}\text{C}$), характерная влажность воздуха f (%), значения характерных скоростей ветра региона $V_{\text{ветра}}$ (м/с), площадь водосбора $S_{\text{вдхр}}$ (тыс. км^2), объем водохранилища $W_{\text{вдхр}}$ (тыс. м^3), расходные характеристики внутригодового стока $Q_{\text{водотока}}$ ($\text{м}^3/\text{с}$).

На основе методики выбора режимов работы ГАЭС с учетом системных эффектов разработан программный комплекс «Эффективность ГАЭС на рынке услуг по обеспечению системной надежности». Комплекс рассчитывает следующие характеристики: затраты станции при работе в различных режимах, включая режимы СК и САРЧМ, снижение потребления топлива и частоты проведения ремонтных работ на тепловых станциях, уменьшение выбросов CO₂, позволяет выбрать рациональные режимы работы ГАЭС в энергосистеме и визуализирует результаты расчетов.

В третьей главе приведен анализ работы топливно-энергетического сектора энергосистемы Украины, результаты которого использованы для апробации модели работы ГАЭС в режимах по обеспечению системной надежности. В соответствии со Стратегией развития ОЭС Украины на период до 2030 года предполагается проведение работ по реконструкции и реабилитации устаревшего морально и физически оборудования ТЭС, ГЭС и АЭС. Структура мощностей ОЭС Украины характеризуется высокой долей тепловой и атомной генерации, в связи со спецификой структуры потребителей электроэнергии в энергосистеме наблюдаются проблемы с прохождением ночных спадов нагрузок. В целях повышения надежности и эффективности работы ОЭС Украины Стратегией предусмотрено строительство Днестровской, Ташлыкской и Каневской ГАЭС. В настоящее время в эксплуатацию введены: один гидроагрегат на Днестровской ГАЭС и два - на Ташлыкской, разрабатывается технико-экономическое обоснование проекта «Строительство Каневской ГАЭС». В связи с планируемыми масштабными работами по строительству и введению в эксплуатацию данных энергетических объектов, особую актуальность приобретают вопросы эффективного управления режимами работы ГАЭС, корректировки существующей тарифной политики по отношению к данному типу ГЭУ, стимулирования их инвестиционной привлекательности.

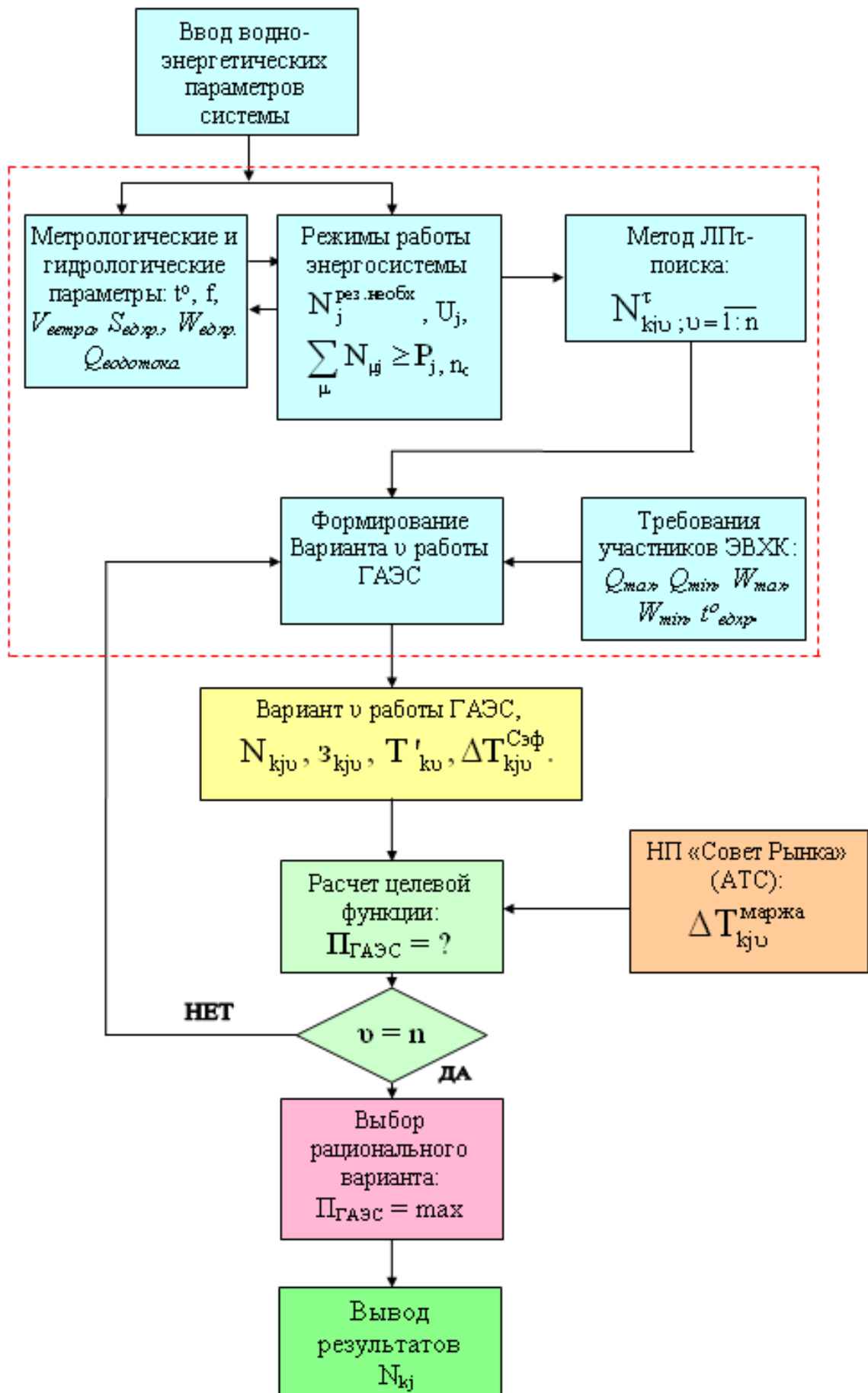


Рисунок 3 - Блок-схема алгоритма выбора рационального режима работы ГАЭС в ОЭС

В четвертой главе изложены результаты апробации методики на примере Днестровской ГАЭС. Из анализа суточных графиков нагрузки ОЭС Украины выбраны три расчетных варианта оперативных режимов работы Днестровской ГАЭС для шести характерных зон суточного графика нагрузки:

Таблица 2 – Варианты работы ГАЭС в течение суток

Зона графика нагрузки	Режимы работы станции, продолжительность (ч)		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Ночь	НР (6)		
Утро	СК (2)		
День (пик дневной нагрузки)	ТР и АРЧМ (3)	НВР (3)	ВР нагрузка 50% (3)
День (спад дневной нагрузки)	НР (4)	-	НР (4)
Вечер (пик вечерней нагрузки)	ТР и АРЧМ (4)		
Вечер (спад нагрузки)	СК (5)		

Для каждого из трех вариантов проведены расчеты по определению годовой прибыли Днестровской ГАЭС с учетом эксплуатационных затрат и системных эффектов в режимах НР, ТР, АРЧМ, СК, ВР и НВР. Значение денежного эквивалента системного эффекта ГАЭС учтено в прибыли посредством введения тарифных надбавок $\Delta T_{k_j}^{Cэф}$, рассчитанных по зависимости (15). Это значение варьируется при изменении состава АЭС, ТЭС и ГЭС, участвующих в покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы. Проведены расчеты по определению размеров тарифных надбавок в зависимости от значений коэффициентов $k_{АЭС}$ и $k_{ТЭС}$.

Результаты расчетов тарифных надбавок $\Delta T_2^{Cэф}$ за работу Днестровской ГАЭС в НР в зависимости от значений коэффициента $k_{АЭС}$ представлены на рис.4:

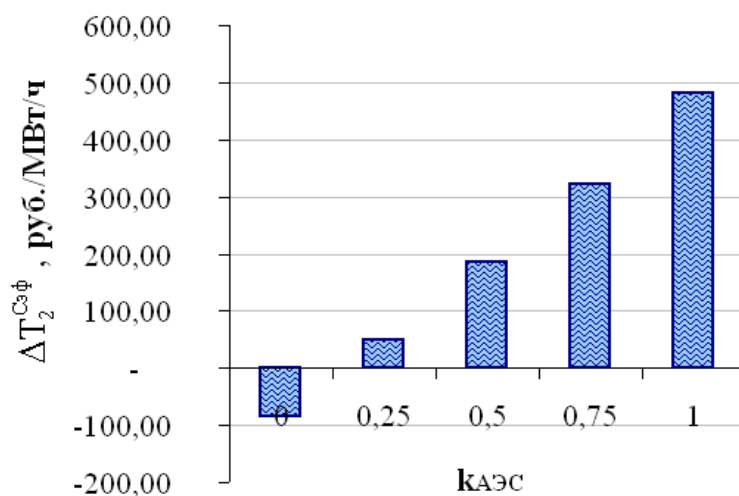


Рисунок 4 - Диаграмма изменения величины тарифной надбавки $\Delta T_2^{Cэф}$ в зависимости от значений коэффициента $k_{АЭС}$

Анализ полученных результатов показывает, что с увеличением интенсивности участия ГАЭС в покрытии базисных мощностей АЭС в НР в ночное время, повышается системный эффект при работе в данном режиме, растут значения тарифных надбавок $\Delta T_2^{Cэф}$ и годовая прибыль станции П_{ГАЭС}. При интенсивном участии Днестровской ГАЭС в покрытии базисных мощностей ТЭС в НР в ночное время системный эффект снижается, начисляются штрафы за ухудшение работы энергосистемы (отрицательные значения $\Delta T_2^{Cэф}$ на рис. 4), что снижает годовую прибыль станции.

Результаты расчетов надбавок за работу Днестровской ГАЭС в режимах АРЧМ, ВР и СК в зависимости от значений коэффициента $k_{ТЭС}$ представлены на рис. 5:

Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении интенсивности участия ТЭС в покрытии мощностей ГАЭС в НР во время дневного спада нагрузки, системный эффект снижается, для ГАЭС начисляются штрафы за ухудшение работы энергосистемы, годовая прибыль станции уменьшается.

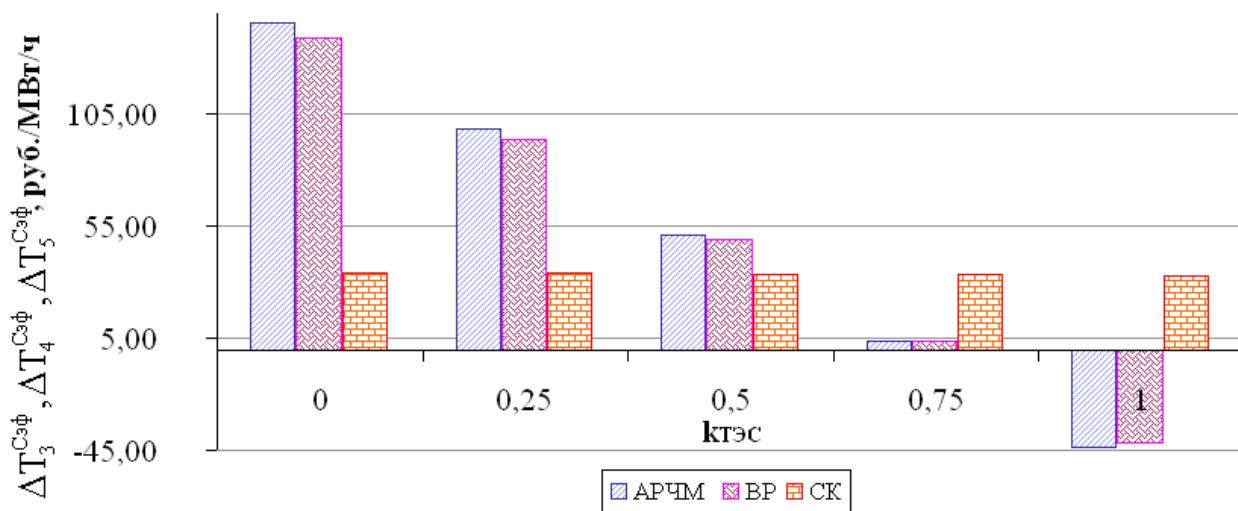


Рисунок 5 - Диаграмма изменения величин тарифных надбавок $\Delta T_3^{Cэф}$, $\Delta T_4^{Cэф}$, $\Delta T_5^{Cэф}$ в зависимости от значений коэффициента $k_{ТЭС}$

Результаты расчетов при работе в режимах по обеспечению системной надежности показывают, что полученные значения тарифов с учетом надбавок за системные эффекты составляют 380 – 520 руб./МВт/ч и попадают в доверительный диапазон по данным отечественного и зарубежного электроэнергетических рынков (США, Германия, Франция и др.): 300 – 550 руб./МВт/ч.

В расчетах по определению системной эффективности Днестровской ГАЭС в ОЭС Украины, проводимых для жизненного цикла, равного 20-ти годам, были использованы разработанные математическая модель и алгоритм выбора режимов работы ГАЭС в энергосистеме. Результаты расчетов показали положительное влияние ГАЭС на функционирование всей энергосистемы, что отражается в изменении коэффициента неравномерности графика нагрузки со значения 0,72 до 0,8. Для каждого из вариантов (1-3) рассчитаны тарифные надбавки за системные эффекты и прибыль ГАЭС. Для каждого года жизненного цикла выбраны рациональные режимы работы ГАЭС для вариантов 1 (а) и 2 (б) по критерию $\Pi_{\text{ГАЭС}} \rightarrow \max$, представленные на рис. 6-а и 6-б.

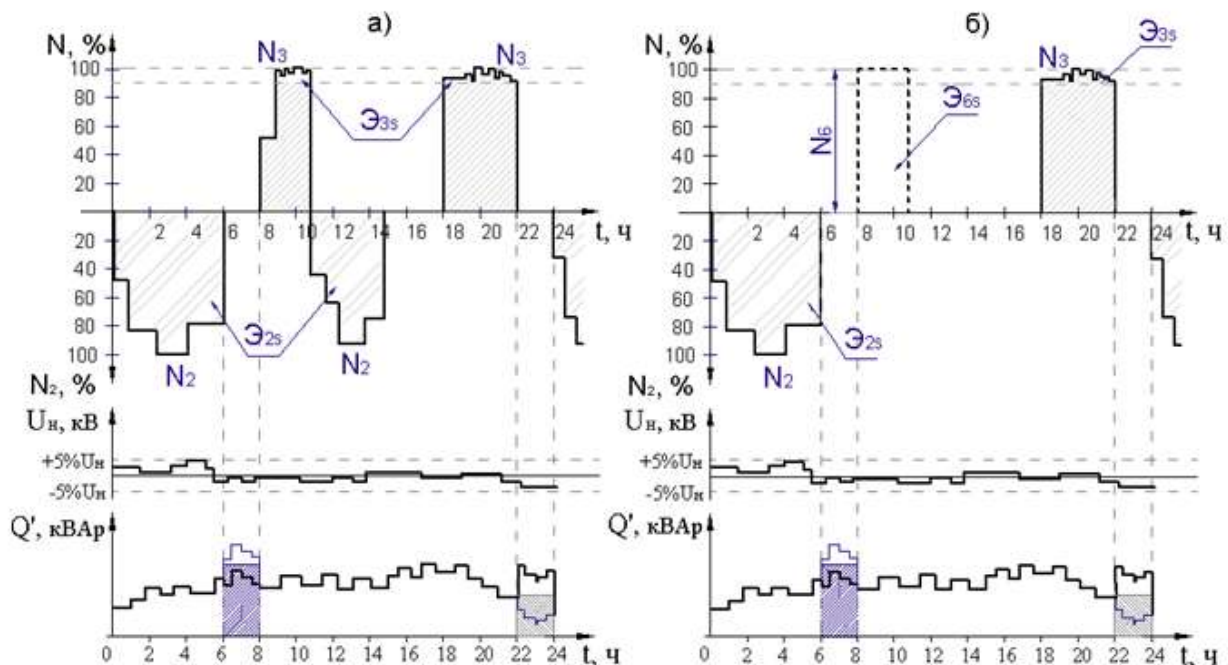


Рисунок 6 - Суточные графики работы Днестровской ГАЭС в рациональных режимах.

Результаты расчетов показали, что для периода, характеризуемого низкими значениями $k_{\text{ТЭС}}$, в часы пика дневной нагрузки ГАЭС должна работать в режиме АРЧМ. При увеличении значения $k_{\text{ТЭС}}$ до 0,8 рациональным режимом работы ГАЭС в часы пика дневной нагрузки является НВР. Снижение эмиссии CO_2 за расчетный период составило 355,9 млн. т. Результаты расчетов по определению влияния частоты количества переходов в процессе регулирования в СК и АРЧМ на гидроагрегаты показали, что вследствие активного участия ГАЭС в данных режимах происходит снижение ресурса гидроагрегатов: на 50 % для АРЧМ и на 3% для СК. Данное снижение ресурса

гидроагрегатов было учтено в расчетах посредством корректировки размеров амортизационных отчислений, что привело к увеличению одноставочного тарифа на электроэнергию ГАЭС на 4%.

Расчет одноставочного тарифа на электроэнергию ГАЭС показывает, что его значения колеблются в диапазоне 107 ÷ 143 % от величины, рассчитанной согласно действующим рекомендациям. Результаты расчета прибыли Днестровской ГАЭС с учетом и без учета тарифных надбавок представлены на рис. 7.

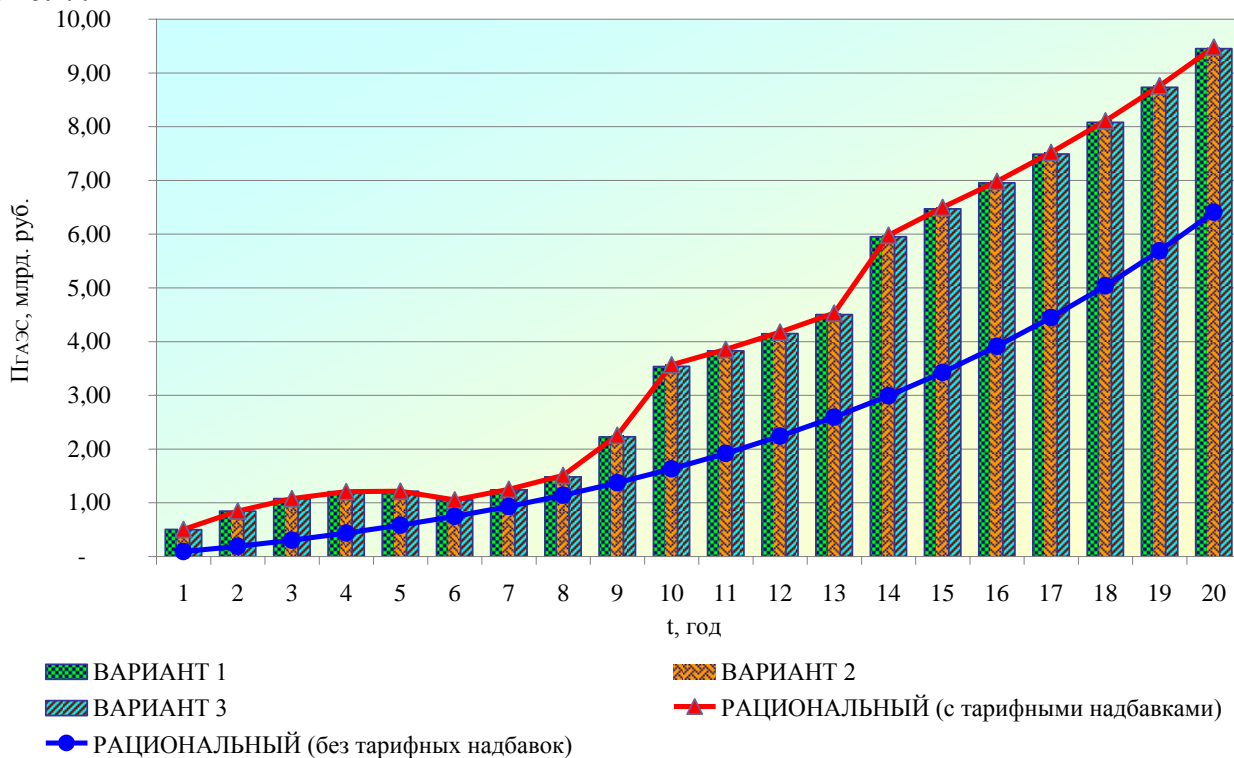


Рисунок 7 - Диаграмма изменения прибыли Днестровской ГАЭС

Показатели эффективности работы Днестровской ГАЭС для рациональных режимов с учетом и без учета тарифных надбавок представлены в табл. 3.

Таблица 3 – Показатели эффективности работы Днестровской ГАЭС в рациональных режимах с учетом и без учета тарифных надбавок

Сценарий	DPP (Т _{ок.д.}), лет	NPV (ЧДД), млрд. руб.	IRR (ВНД), %	PI (ИД)
РАЦИОНАЛЬНЫЙ (с тарифными надбавками)	9,47	20, 1	13,67	4,35
РАЦИОНАЛЬНЫЙ (без тарифных надбавок)	12,41	7, 2	6,71	2,20

Результаты расчетов показывают, что введение тарифных надбавок за системный эффект значительно улучшает показатели экономической эффективности Днестровской ГАЭС: сроки окупаемости строительства второй очереди станции уменьшаются на 3 года, ЧДД увеличивается более, чем в 2,5 раза, ВНД и ИД – в 2 раза.

По результатам расчетов сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Максимальный системный эффект наблюдается в периоды работы энергосистемы, характеризуемые высокой долей АЭС ($k_{АЭС} \rightarrow 1$), ночную базисную энергию которых ГАЭС потребляет в НР. Его денежный эквивалент равен 5,5 млрд. руб./год на один гидроагрегат Днестровской ГАЭС.
2. Режим АРЧМ является рациональным в часы пика вечерней нагрузки при работе ГАЭС в энергосистемах любого типа, денежный эквивалент его системного эффекта составляет 2,3 млрд. руб./год на один гидроагрегат Днестровской ГАЭС.
3. Значение коэффициента $k_{ТЭС}$ является главным определяющим фактором при выборе рациональных режимов работы ГАЭС в часы пика дневной нагрузки.
4. Режим АРЧМ является рациональным в часы дневного пика графика нагрузки при работе ГАЭС в периоды, характеризуемые низкими значениями коэффициента $k_{ТЭС}$ ($k_{ТЭС} \rightarrow 0$). Денежный эквивалент системного эффекта при работе ГАЭС в режиме АРЧМ в часы дневного пика графика нагрузки составляет 1,7 млрд. руб. на один гидроагрегат Днестровской ГАЭС.
5. Режим НВР является рациональным в часы дневного пика графика нагрузки при работе ГАЭС в энергосистемах, характеризуемых высокими значениями коэффициента $k_{ТЭС}$ ($k_{ТЭС} \rightarrow 1$).
6. При превышении количества переходов в процессе регулирования в режимах АРЧМ и СК нормативных значений следует провести корректировку амортизационных отчислений ГАЭС в сторону их увеличения. В расчетах по данным Днепровской ГЭС-1 превышение количества переходных режимов составило 77% для АРЧМ и 5,7% - для СК, что привело к увеличению амортизационных отчислений ГАЭС на 50% для агрегатов, работающих в АРЧМ и на 3% - в СК. Корректировка амортизационных отчислений привела к увеличению одноставочного тарифа на электроэнергию Днепровской ГЭС-1 на 4%.

7. Тарифы на электроэнергию ГАЭС должны включать надбавки за работу в режимах, обеспечивающих системную надежность, экономию органических видов топлива, снижение выбросов CO₂ и затрат на ТЭС, что увеличит размеры гарантированной прибыли станции, явится стимулом для дополнительных инвестиций в строительство и модернизацию ГАЭС и повысит эффективность работы энергосистемы в целом. Суммарное увеличение одноставочного тарифа на электроэнергию Днестровской ГАЭС вследствие начисления тарифных надбавок составило 7÷43% в зависимости от условий работы энергосистемы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Была поставлена и решена новая задача оперативного управления работой ГАЭС в режимах, обеспечивающих надежность работы энергосистемы на уровне АСУ ТП станции в новых условиях работы СО и НП «Совет Рынка».
2. Разработаны: методика выбора рациональных режимов работы с учетом системных эффектов и основных технико-экономических особенностей работы данного типа ГЭУ в режимах СК, суточного и мгновенного регулирования частоты и мощности, вращающегося и не вращающегося резервирования мощности; математическая модель работы ГАЭС в оперативных режимах по обеспечению системной надежности.
3. Апробирована методика выбора рациональных вариантов работы ГАЭС в зависимости от состава генерирующих мощностей энергосистемы.
4. Предложены рекомендации по корректировке тарифов на электроэнергию и мощность и услуг по обеспечению системной надежности, подтвержденные данными отечественных и зарубежных источников.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ 4 – В ИЗДАНИЯХ ПО ПЕРЕЧНЮ ВАК:

1. Мирошникова, Ю.А. Разработка базы данных «Гидроаккумулирующие электростанции» / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // Материалы н.-т. конф. «XXXVIII Неделя науки СПбГПУ». – СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 2009. – С. 87-89.
2. Мирошникова, Ю.А. Оценка стоимости системных услуг гидроаккумулирующих станций / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // Материалы н.-п. конф. «Научные исследования и инновационная деятельность». – СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 2010. – 15-17 июня. – С.19-21.
3. Мирошникова, Ю.А. Оценка системного эффекта ГАЭС в энергосистемах / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // Материалы н.-т. конф. «XXXIX Неделя науки СПбГПУ». – СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 2010. – С. 102-103.

4. Мирошникова, Ю.А. Модель оптимизации режимов работы гидроаккумулирующих станций в энергосистеме / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // Сб. научных трудов Всероссийской олимпиады студентов вузов по междисциплинарному направлению инновационного характера «Компьютерное моделирование наноструктур и возобновляемых источников энергии». – СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 2011. – С. 64-67.
5. Мирошникова, Ю.А. Программа оптимизации режимов работы ГАЭС в энергосистемах энергосистеме / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // Материалы XL международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 2011. – С. 102-103.
6. **Мирошникова, Ю.А. Роль системного эффекта в оптимизации режимов работы ГАЭС / Ю.А. Мирошникова // Журнал «Электрические станции». – М. - 2013. – № 4 (981). – С.27-33.**
7. Мирошникова, Ю.А. Методы повышения системной и экономической эффективности гидроаккумулирующих станций / Ю.А. Мирошникова, В.В. Елистратов, И.Г. Кудряшева // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. – СПб.: Изд-во ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева». – 2012. – Т.266. – С.99-108.
8. Мирошникова, Ю.А. О значении гидроаккумулирующих станций в энергосистеме Украины / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Раздел «Наука и образование». – СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 2011. – № 2 (123). – С. 109-113.
9. Мирошникова, Ю.А. Формирование информационно-аналитической базы «Гидроаккумулирующие электростанции» / Ю.А. Мирошникова, И.Г. Кудряшева // «Вестник» международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности. – Санкт-Петербург-Чита.: Изд-во РИК ЧитГУ. – 2010. – №4. – Т.15. – С. 143-150.