

Обоснование параметров энергокомплекса ВЭС-ГЭС в Архангельской области

Substantiation of the parameters of wind-power and hydro-power complex in Arkhangelsk region

аспирант Чернова Анна Владимировна
ФГБОУ ВПО Санкт-Петербургский государственный политехнический университет
+7(921) 640 9338, anna_chernova@list.ru
Санкт-Петербург
Российская Федерация

Post-graduate student Anna Vladimirovna Chernova
Saint-Petersburg State Polytechnical University
+7(921) 640 9338, anna_chernova@list.ru
Saint-Petersburg
Russian Federation

Ключевые слова: энергокомплекс, гидроэлектростанция, ветроэлектростанция, полезный объём, гарантированная мощность, установленная мощность, среднегодовая выработка, дублирующий объём.

В работе представлен алгоритм, позволяющий на стадии схемы использования региона выбрать местоположение энергетического комплекса ВЭС-ГЭС и обосновать его основные параметры на примере энергокомплекса в Архангельской области.

Данный способ может быть применен при проектировании вновь вводимых объектов электроэнергетики, а также для проектирования ВЭС в составе энергокомплексов с существующими ГЭС в различных регионах России.

На дальнейших стадиях проектирования полученные параметры могут быть уточнены.

Key words: energy complex, hydro electro station, wind power station, active storage, firm capacity, installed capacity, power output, displaceable volume.

The algorithm that can be used to find out the location of a wind-hydro energy complex and to determine its basic parameters at the stage of the regional development plan was described in this article.

Furthermore, this algorithm is applied for Arkhangelsk region. The results can be applied to new energy facilities or to design of wind power stations with existent hydro power plants in different regions of Russia. Obtained parameters should be refined at the following stages.

Одним из приоритетных стратегических ориентиров Государственной энергетической политики, заложенных Энергетической стратегией России на период до 2030 года [1], является создание условий для расширения производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии и формирование долгосрочной политики развития возобновляемых источников энергии, учитывающей структуру и тенденции изменения прогнозного топливно-энергетического баланса.

Для вовлечения ВИЭ в энергетический баланс необходимо решать ряд научно-технических задач, важная из которых – достоверное и прогнозируемое определение мощности и режима производства энергии установками на основе ВИЭ.

Актуальность работы определяется широким внедрением ветроэлектрических станций (ВЭС) в мире, мощность которых к настоящему времени превысила 215 ГВт [2]. Использование ветровой энергии сопряжено с трудностями, обусловленными недостатками этого вида возобновляющихся источников энергии, такими как низкие удельные значения потенциала, зависимость скорости ветра от метеорологических, климатических и топографических условий, изменчивость скорости ветра во времени, порывистость, что сказывается на качестве получаемой энергии. Таким образом, режим работы агрегатов и выработка энергии на ВЭС носит вероятностный характер и для того, чтобы использовать энергию ветра в режиме, удобном человеку, необходимо создание резервной и аккумулирующей систем. Наиболее эффективным способом аккумулирования энергии ветра является использование водохранилищ ГЭС, которые в отличие от других существующих систем обладают достаточной ёмкостью для запасания и длительного хранения всей электроэнергии, вырабатываемой ВЭС.

Целью научных работ по теме комплексного использования ветровой и гидравлической энергии является исследование возможности и последствий объединения ветровых и гидравлических станций для различных участников электрической системы (потребители, объекты генерации, система передачи) а также факторов, ограничивающих совместное использование ветровых и гидравлических станций. Вопросы комплексного использования ветровой и гидравлической энергии освещены в работах [3 - 16], вопросы выбора основных параметров гидроэлектростанций (ГЭС) – в работах [17-19], ветроэлектростанций (ВЭС) – в работах [20 - 25].

Под энергетическим комплексом будем понимать схему, в которой ВЭС и ГЭС электрически соединяются с общим распределительным устройством, откуда энергия подаётся потребителю. При этом предполагается, что ВЭС находится в непосредственной близости от ГЭС. Кроме того электростанции соединены друг с другом информационными связями через автоматизированную систему управления (АСУ). Основываясь на статистической и прогнозной информации ветрового режима, речного стока, нагрузки потребителя, параметров водохранилища и возможностей оборудования энергокомплекса, АСУ рассчитывает и задаёт оптимальные режимы работы ВЭС и ГЭС в составе ЭК для обеспечения гарантированной выработки энергии на предстоящий период времени и рационального использования водохранилища при её аккумулировании.

Вопросы обоснования основных параметров энергокомплекса ВЭС–ГЭС в основном сводятся к определению следующих величин:

- полезного объёма водохранилища и гарантированной мощности ГЭС;
- среднегодовой выработки ГЭС;
- возможной выработки ВЭС по известным климатическим и метеорологическим характеристикам;
- объёма воды в водохранилище, который может быть саккумулирован за счет работы ВЭС в расчётный период.

Порядок действий при обосновании параметров энергокомплекса ВЭС-ГЭС может быть представлен в виде последовательности этапов (см. рисунок 1):

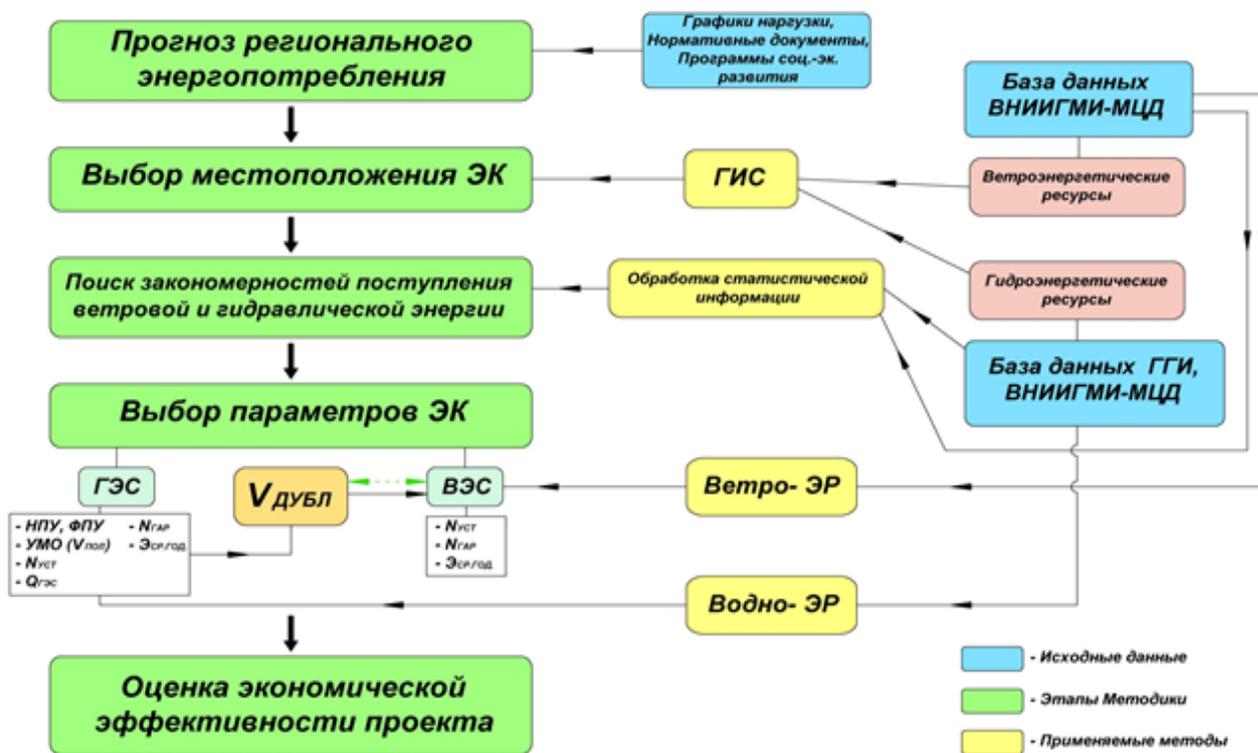


Рисунок 1. Алгоритм обоснования параметров и выбора местоположения энергокомплекса ВЭС-ГЭС

1. Анализ существующего состояния энергосистемы рассматриваемого региона и оценка целесообразности проектирования энергетического объекта.

2. Анализ ресурсов ветровой и гидравлической энергии с построением карты-схемы распределения природного ветро- и гидро-потенциала с использованием современных геоинформационных систем (ГИС-систем) и выявление наиболее перспективных для проектирования энергокомплекса территорий.
3. Поиск закономерностей поступления ветровой и гидравлической энергии, оценка коррелятивных связей выше указанных источников энергии в рассматриваемом регионе.
4. Определение параметров энергокомплекса путём выполнения водно- и ветро-энергетических расчётов с учётом выявленных коррелятивных связей. При обосновании параметров энергокомплекса последовательность их выбора следующая: в первую очередь определяются технико-экономические и водно-энергетические параметры ГЭС, затем в зависимости от аккумулирующей способности водохранилища назначаются параметры ВЭС.
5. Оценка экономической эффективности проекта.

Работа выполнена на примере энергокомплекса в Архангельской области.

Далее последовательно рассмотрены основные этапы работы.

Энергосистемы Архангельской области (за исключением Ненецкого АО) входит в состав Объединенной энергосистемы Северо-Запада (ОЭС Северо-Запада). Энергосистема Архангельской области объединяет электростанции и электрические сети, принадлежащие ГУ ОАО «ТГК-2», ОАО «ФСК ЕЭС», филиалу ОАО «МРСК Северо-Запада» «Архэнерго» и другим владельцам электростанций и электрических сетей.

В таблице 1 приведены сведения по потреблению электрической энергии и среднегодовом приросте потребления [26].

Таблица 1. Электропотребление энергосистемы Архангельской области

	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Электропотребление, млрд. кВт·ч	7,75	7,82	7,92	7,53	7,75
Темп роста, %	2,51	0,9	1,28	-4,92	2,92

С учетом текущих планов предприятий по расширению генерации электроэнергии к 2030 г. в Архангельской области возникнет значительный дефицит электроэнергии (рисунок 2) [27].

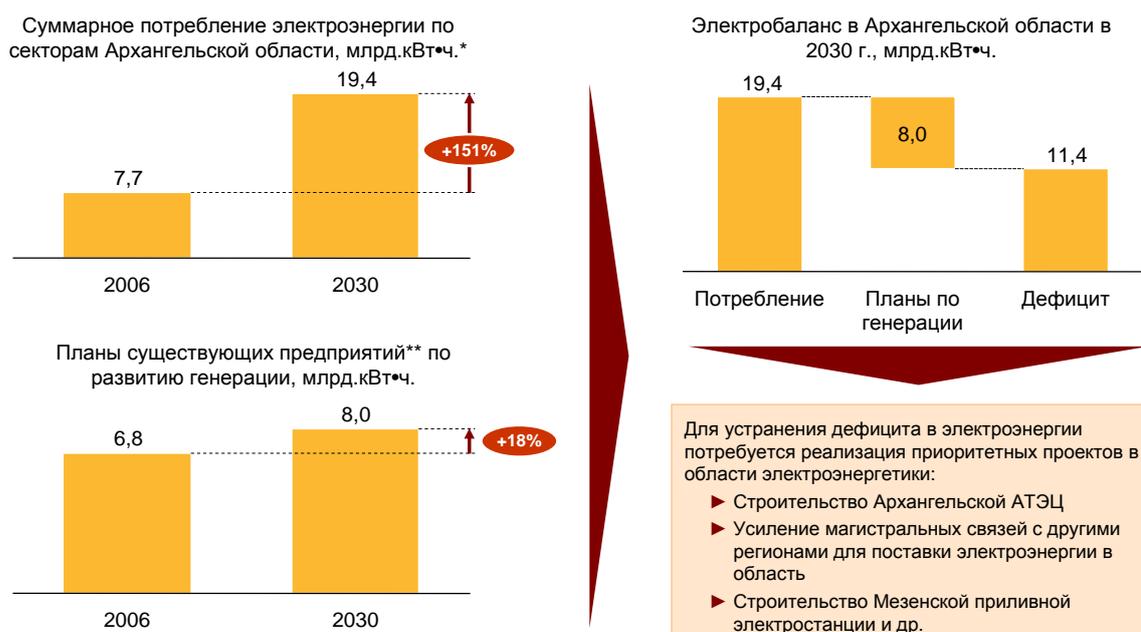


Рисунок 2. Стратегия развития Архангельской области на перспективу до 2030 года

Так, прогнозируемое к 2030 г. электропотребление секторов экономики и населения области в базовом сценарии развития составит более 19 млрд. кВт·ч в год, тогда как планы существующих предприятий сектора предусматривают увеличение генерации до 8 млрд. кВт·ч в год [27]. Устранение разрыва между производством и потреблением электроэнергии в области потребует реализации ряда приоритетных проектов в электроэнергетике. В тоже время согласно Постановлению № 210-пп Правительства Архангельской области [28] к 2020 году планируется увеличить на 15% по сравнению с уровнем 2010 года долю энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии.

Расчёт природного ветроэнергетического потенциала рекомендуется проводить на основе ряда данных 3-х часовых ежедневных наблюдений за скоростью и направлением ветра на метеорологических станциях, гидроэнергетического потенциала – на основе данных гидрологических постов. Построения карты распределения ветро- и гидро- потенциала может быть произведено с использованием программных продуктов WindPro, ArcGIS и других альтернативных программ, работающими с на основе ГИС-технологий. Полученная карта позволяет выявить территории с наибольшими значениями природного ветро- и гидроэнергетического потенциала – наиболее перспективные места для возможного расположения энергокомплекса (см. рисунок 3).

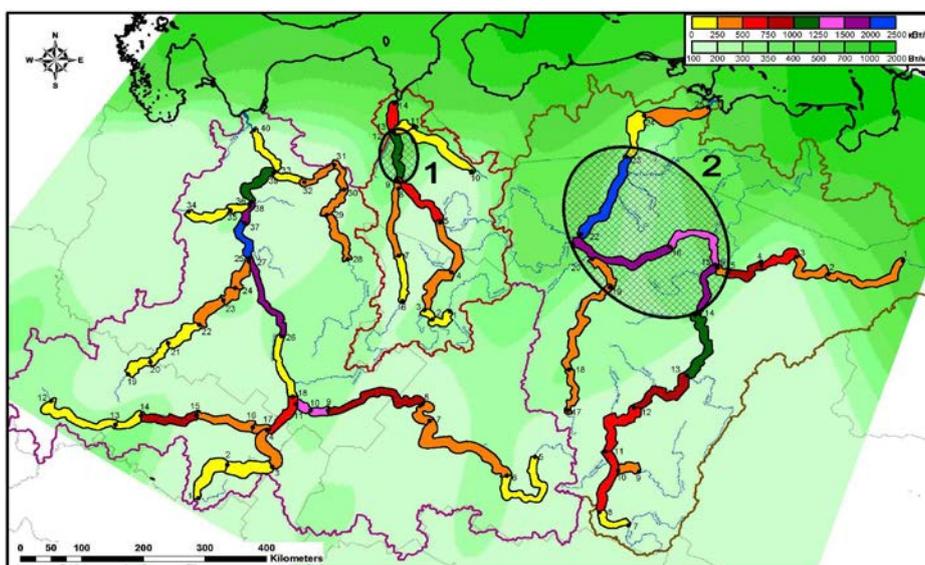


Рисунок 3. Карта-схема распределения природного ветро- и гидропотенциала (к определению местоположения энергокомплекса ВЭС-ГЭС)

Сопоставив между собой карту распределения удельной мощности ветрового потока на высоте 100 м над подстилающей поверхностью и карту-схему изменения удельной мощности по длине рек, в качестве перспективных можно предложить следующие возможные места расположения энергокомплекса - на рисунке 3 отмечены овалами 1 (Архангельская область) и 2 (Республика Коми).

На рисунке 4 представлен осреднённый внутригодовой ход скорости ветра, полученный путём обработки статистического ряда наблюдений за скоростью и направлением ветра за период с 1976 по 2011 годы для метеостанции Лешуконское [29], совмещённый с характерным гидрографом реки Мезень [30].

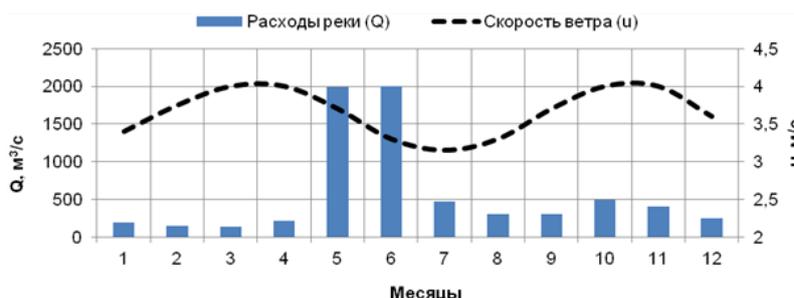


Рисунок 4. Совмещённый график среднего многолетнего внутригодового хода скорости ветра и характерный гидрограф р. Мезень (д. Малонисогорская)

Сопоставив графики внутригодового хода скорости ветра и гидрографа реки, можно сделать следующие выводы:

- в период второй половины зимней межени (февраль – апрель) наблюдаются высокие скорости ветра;
- в период половодья скорость ветра начинает снижаться и к концу половодья (июль) достигаем минимальных значений;
- в период летней межени (июль – сентябрь) остаётся низкой, но намечается тенденция к её увеличению;
- пик осеннего паводка (октябрь) совпадает с максимумом скорости ветра, после чего скорость ветра снижается и достигает минимума в декабре-январе, что соответствует самому маловодному периоду года.

В количественном соотношении коррелятивные связи ветровой и гидравлической энергии, необходимые для дальнейших расчетов оцениваются методами теории вероятности и математической статистики [31, 32].

Основные параметры ГЭС определяются в результате выполнения водно-энергетических и технико-экономических расчётов. К главным параметрам гидроузла, подлежащих технико-экономическому обоснованию, относят:

- отметку нормального подпорного уровня (НПУ);
- полезный объём водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}}$ или отметку уровня мёртвого объёма (УМО);
- установленную мощность ГЭС ($N_{\text{УСТ}}$).

Основные водно-энергетические показатели ГЭС это:

- гарантированная (минимальная, обеспеченная) мощность ГЭС ($N_{\text{ГАР}}$) расчётной обеспеченности;
- средняя многолетняя выработка электроэнергии (Э).

Основные исходные данные для обоснования водно-энергетических параметров ГЭС:

- календарная последовательность естественных (или зарегулированных вышележащими водохранилищами) расходов воды за принятые расчётные интервалы времени, за весь или часть периода наблюдения;
- морфометрические характеристики водохранилища в виде кривых зависимостей статистических площадей зеркала и объёмов от уровня воды $F=f(z)$ и $V=f(z)$;
- семейство кривых связи расходов и уровней воды $z=f(Q)$ в нижнем бьефе;
- характеристика безвозвратного водопотребления выше створа гидроузла, допустимый диапазон колебаний расходов и уровней выше и ниже створа проектируемого гидроузла, неэнергетические затраты и потери стока для тех же интервалов времени;
- характеристики изменения водности в створе проектируемого гидроузла.

Водно-энергетические расчёты производят балансовым методом по месячным интервалам времени для 5 характерных лет [19]: очень многоводный (5% обеспеченности), многоводный (25%), средней водности (50%), маловодный (25%), самый маловодный (95%).

Рассмотрим порядок расчётов по определению параметров ГЭС (рисунок 5).

Для фиксированной отметки НПУ, задаваясь глубиной сработки водохранилища, строим график зависимости гарантированной мощности ГЭС от величины полезного объёма. Таким образом у нас образуется зона с приблизительно-одинаковыми значениями гарантированной мощности, которым соответствуют полезные объёмы от 1,5 до 2 км³. Для того, что бы окончательно выбрать глубину сработки водохранилища необходимо построить на универсальной характеристике зону работы турбины, при этом необходимо знать установленную мощность ГЭС и её пропускную способность. Для того, что бы выбрать пропускную способность ГЭС строится график зависимости среднесуточной выработки от пропускной способности ГЭС при различных значениях полезного объёма.

Для окончательного выбора пропускной способности ГЭС рассматривается график зависимости зарегулированных расходов ГЭС при различной величине полезного объема и максимальной пропускной способности и средний многолетний ход скорости ветра, при этом учитываются коррелятивные особенности распределения ветровых и водных ресурсов в течении года. При максимальной пропускной способности ГЭС предварительно определяем установленную мощность ГЭС и количество агрегатов. По максимальному напору выбирается тип рабочего колеса гидротурбины и строится её зона работы при различных значениях полезного объема водохранилища $V_{пол}$, определяется наилучшая с энергетической точки зрения зона работы (охватывающая зону наиболее высоких КПД).

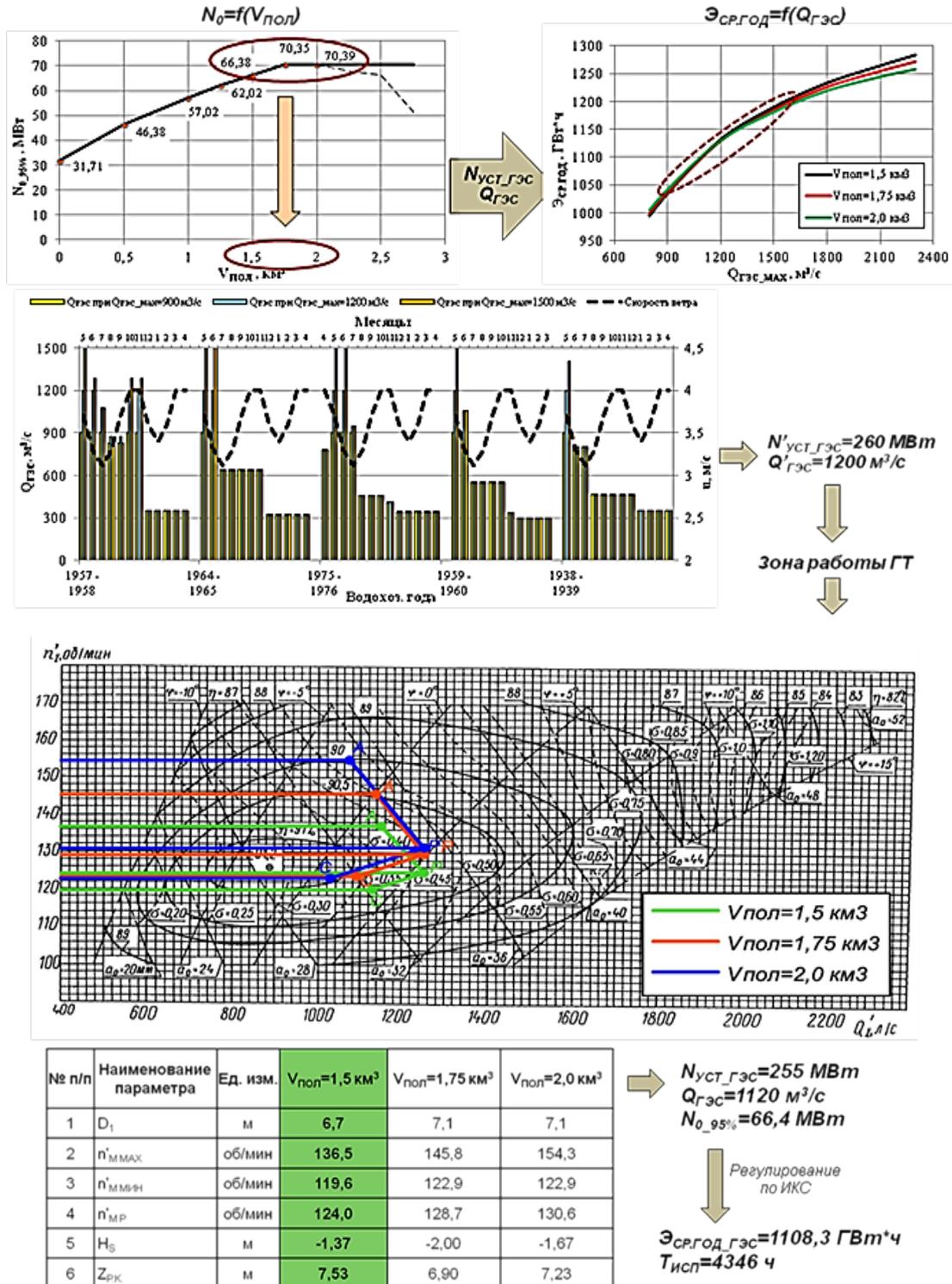


Рисунок 5. Алгоритм определения параметров ГЭС

После выполнения комплекса водно-энергетических расчетов принимаются следующие параметры ГЭС: полезный объем водохранилища ($V_{\text{ПОЛЕЗН}}$), установленная мощность ГЭС ($N_{\text{УСТ}}$), пропускная способность ($Q_{\text{ГЭС}}$), гарантированная мощность ($N_{\text{УСТ}}$), среднегодовая выработка электроэнергии (\mathcal{E}), число часов использования установленной мощности ($T_{\text{ИСП}}$).

Для того, что бы выбрать основные параметры ВЭС (см. рисунок 6) необходимо в первую очередь выбрать тип ветроустановки. Выбор типа ветроустановки производится по её классу по критерию максимальной среднегодовой выработки.

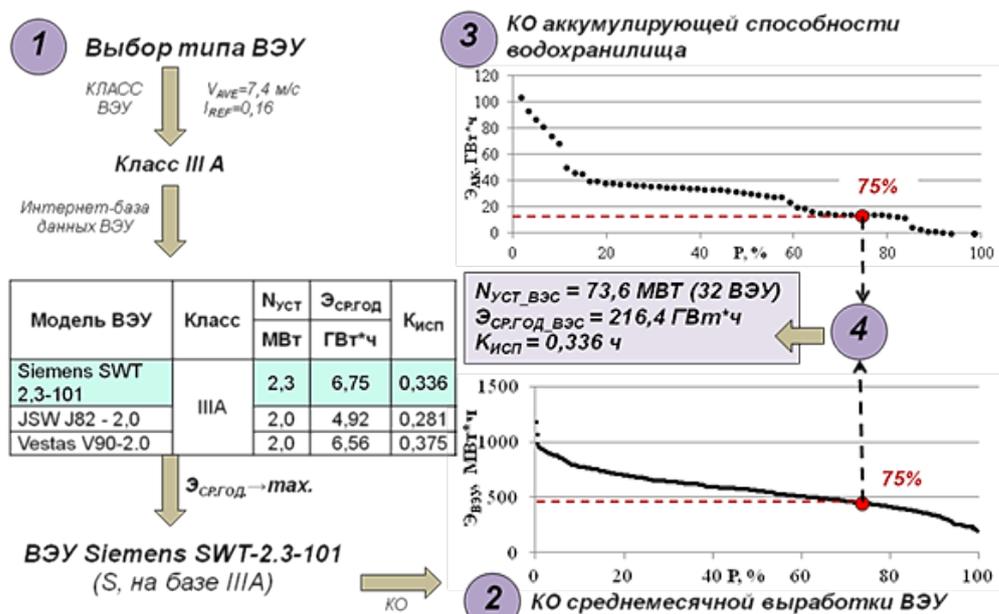


Рисунок 6. Порядок выбора основных параметров ВЭС

Вторым и третьим этапом является построение кривых обеспеченности среднемесячной мощности ГЭС и энергетической ёмкости дублирующего объёма водохранилища. Под дублирующим объёмом будем понимать объём водохранилища, заключённый в пределах отметок форсированного подпорного уровня (ФПУ) и уровня верхнего бьефа ГЭС при ранее определённом полезном объёме на начало расчётного месяца. Под энергетической ёмкостью дублирующего объёма водохранилища будем понимать мощность и выработку энергии ГЭС, которые могут быть аккумулированы водохранилищем ГЭС за счёт работы ВЭС. Четвёртым этапом, исходя из аккумулирующей способности водохранилища, назначается количество агрегатов и установленная мощность ВЭС, рассчитывается среднесреднегодовая выработка и коэффициент использования установленной мощности.

Для связи объёма воды в водохранилище, необходимого для дублирования мощности ВЭС и повышения её гарантированной мощности строится номограмма, иллюстрирующая зависимость требуемого дублирующего объёма водохранилища от среднемесячной скорости ветра на высоте оси ветроколеса (рисунок 7).

Полученная характеристика позволяет определить мощность, которая может быть выдана потребителю при известных прогнозном значении средней скорости ветра на предстоящий месяц и объёме воды в водохранилище в начале расчётного месяца. Так, к примеру, если прогнозируется, что средняя скорость ветра в следующем месяце будет равна 7,4 м/с и мы располагаем дублирующим объёмом воды 0,2 км³, то выдаваемая среднемесячная мощность составит 48,5 МВт.

Таким образом, предлагается рассмотреть строительство энергокомплекса ВЭС-ГЭС суммарной установленной мощностью 328,6 МВт и среднегодовой выработкой энергии 1324,7 ГВт*ч в Мезенском районе Архангельской области.

Для выбранного технического решения была выполнена оценка экономической эффективности проекта по рекомендациям [33]. В таблице 2 приведены полученные показатели экономической эффективности.

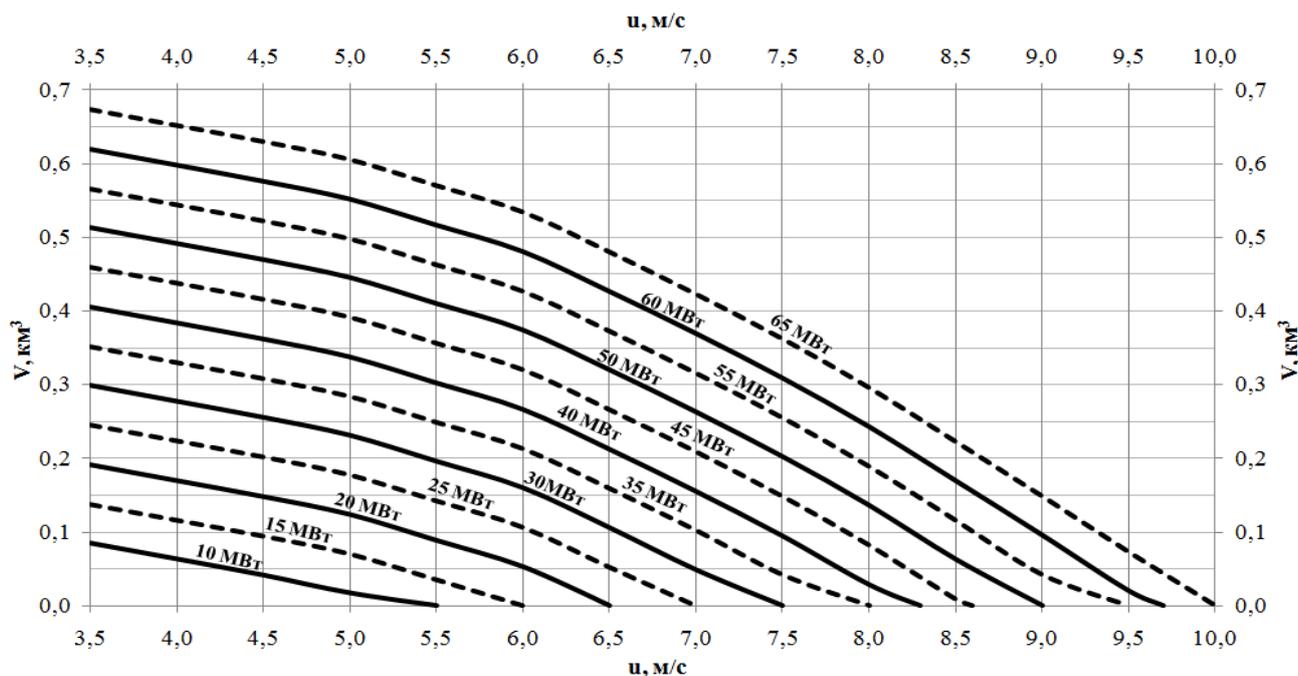


Рисунок 7. Зависимость дублирующего объема водохранилища от среднемесячной скорости ветра

Таблица 2. Показатели экономической эффективности проекта

№	Название показателя	Значение	Ед. изм.
1	Чистая приведенная стоимость (NPV)	20 110 823	тыс. руб.
2	Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	10,6	лет
3	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	18,7	%
4	Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	1,84	разы

Проект оказывается эффективным при 100% инвестиций за счет собственных средств заказчика, дисконтированный срок окупаемости проекта в этом случае составляет 10,6 лет. Обычно считается, что для вновь вводимых объектов электроэнергетики дисконтированный срок окупаемости должен составлять не более 8-10 лет, т.о. проектируемый энергокомплекс можно считать экономически обоснованным.

Порядок действий при обосновании параметров энергокомплекса ВЭС-ГЭС может быть представлен виде последовательности этапов:

1. Анализ существующего состояния энергосистемы рассматриваемого региона и оценка целесообразности проектирования энергетического объекта.
2. Анализ ресурсов ветровой и гидравлической энергии с построением карты-схемы распределения природного ветро- и гидро-потенциала с использованием современных геоинформационных систем (ГИС-систем) и выявление наиболее перспективных для проектирования энергокомплекса территорий.
3. Поиск закономерностей поступления ветровой и гидравлической энергии, оценка коррелятивных связей выше указанных источников энергии в рассматриваемом регионе.
4. Обоснование параметров энергокомплекса на основе водно- и ветро-энергетических расчетов.
5. Оценка экономической эффективности проекта.

Работа выполнена на примере энергокомплекса в Архангельской области, где по данным [27] с учетом текущих планов предприятий по расширению генерации электроэнергии к 2030 г. возникнет

значительный дефицит электроэнергии. Для данного района предлагается рассмотреть строительство энергокомплекса ВЭС-ГЭС суммарной установленной мощностью 328,6 МВт и среднегодовой выработкой энергии 1324,7 ГВт*ч в Мезенском районе Архангельской области.

Результаты данной работы могут быть использованы на стадии схемы использования региона при проектировании вновь вводимых объектов электроэнергетики, а также для проектирования ВЭС в составе энергокомплексов с существующими ГЭС в различных регионах России. Полученные параметры должны быть уточнены на дальнейших этапах проектирования, на пример способом, изложенным в [34].

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р)
2. The World Wind Energy Association Half-year Report 2011. [электронный ресурс]. URL: http://www.wwindea.org/webimages/Half-year_report_2012.pdf (дата обращения 23.01.2013)
3. Бальзанников М. И., Елистратов В.В. Возобновляемые источники энергии. Аспекты комплексного использования. Самара. ООО «Офорт», 2008. 331 с.
4. Васильев Ю. С. Возобновляемые источники энергии и гидроаккумулирование. Изд-во СПбГТУ, 1995. 102 с.
5. Дроздов Н. Гидроаккумулирование энергии // Энергоэффективность и энергосбережение. 2011. №1-2. С. 64-67.
6. Безруких П. П., Стребков Д. С. Состояние, перспективы и проблемы развития возобновляемых источников энергии // Малая энергетика. 2005. № 1-2. С. 6-12.
7. Безруких П. П. Возобновляемые источники энергии и надёжность электроснабжения // Энергетическая политика. 2008. № 3. С. 3-11.
8. Jaramillo O. A., Borja M. A., Huacuz J. M. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power // Renewable Energy. 2004. №29. Pp. 1887-1909.
9. Integration of Wind and Hydropower Systems: Results of IEA Wind Task 24s / Thomas L. Acker, Robitaille A., Holttinen H., Piekutowski M., John Olav Giver Tande // Wind Engineering. 2012. №1. Pp. 1-18.
10. Bürer M. J., Wüstenhagen R. Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors // Energy Policy. 2011. №37. Pp. 4997-5006.
11. Елистратов В. В., Аронова Е. С. Моделирование работы и оптимизация параметров систем автономного электроснабжения на основе ВИЭ // Известия Академии наук. Энергетика № 1. 2011. С.119-127.
12. Конищев М. А. Совместная работа ГЭС и ВЭС в составе энергокомплекса с гидравлическим аккумулярованием энергии // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2010. № 106. С. 45-51.
13. Елистратов В. В., Конищев М. А. Повышение эффективности использования ВИЭ при комплексном использовании // Энергетическая политика. 2008. № 3. С. 30-37.
14. Бреусов В. П., Елистратов В. В. Обоснование комбинированных энергосистем, работающих на энергии возобновляемых источников // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2002. № 6. С. 36.
15. Елистратов В. В. Использование принципов гидроаккумулирования при работе ветроэлектростанций // Энергетическая политика. 2009. № 5. С. 12-17.
16. Елистратов В. В., Кобышева Н. В., Сидоренко Г. И. Климатические факторы возобновляемых источников энергии. СПб.: Наука, 2010. 235 с.
17. Vasil'ev Yu. S., Elistratov V. V., Kubyshkin L. I. Modeling of power-generating structures at pumped-storage power plants // Power technology and engineering. 2007. № 4. Pp. 191-196.
18. Васильев Ю. С., Сидоренко Г. И., Фролов В. В. Методика обоснования параметров малых гидроэлектростанций // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2012. Т.1. № 147. С. 76-84.
19. Асарин А. Е., Бестужева К. Н. Водноэнергетические расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1986. 223 с.
20. Shannon L. Ferrell, Eric A. DeVuyst. Decommissioning wind energy projects: An economic and political analysis // Energy Policy. 2013. №53. Pp. 105-113.
21. Current methods and advances in forecasting of wind power generation / Foley A. M., Leahy P. G., Marvuglia A., McKeogh E. J. // Renewable Energy, 2012. №37. Pp. 1-8.

22. Елистратов В. В., Кузнецов М. В. Теоретические основы нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Ч. 1. Определение ветроэнергетических ресурсов региона. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2004. 59 с.
23. Безруких П. П. Ветроэнергетика. М.: ИД «Энергия», 2010, 320 с.
24. Безруких П. П. О стоимостных показателях энергетических установок на базе возобновляемых источников энергии // Энергетическая политика. 2009. № 5. С. 5-12.
25. Мазурова Н. Н., Борисенко М. М. Климатические исследования ветроэнергетических ресурсов // Сборник научных трудов Санкт-Петербургского государственного политехнического ун-та: нетрадиционная энергетика: ресурсы, техника, экономика, экология. 1996. С. 11-14
26. Архангельская область в цифрах. 2010: краткий статистический сборник / Федер. служба гос. статистики, Территор. орган Федер. службы гос. статистики по Арханг. обл. Архангельск, 2011. 120 с.
27. Стратегия социально-экономического развития Архангельской области до 2030 г. [электронный ресурс]. URL: <http://www.dvinaland.ru/economy/strategy/> (дата обращения 22.01.2013)
28. Постановление Правительства Архангельской области от 18.12.2009 № 210-пп об утверждении долгосрочной целевой программы Архангельской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Архангельской области на 2010 - 2020 годы».
29. База данных по скорости и направлениям ветра для репрезентативных метеостанций ("ВНИИГМИ-МЦД" (Всероссийский НИИ гидрометеорологической информации - Мировой центр данных))
30. База данных по гидрологическому режиму р. Мезень, Печора, Северная Двина (ФГБУ «Государственный гидрологический институт»).
31. Бочаров П. П., Печинкин А. В. Теория вероятностей. Математическая статистика: учеб. Пособие. М.: Гардарики, 1998. 326 с.
32. Венсель В. В. Интегральная регрессия и корреляция. Статистическое моделирование рядов динамики. М.: Финансы и статистика, 1983. 223 с.
33. Сидоренко Г. И., Кудряшева И. Г., Пименов В. И. Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Техничко-экономический анализ: Учеб. пособие. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2008. 248 с.
34. Конищев М. А. Методика обоснования параметров и режимов работы энергокомплексов ГЭС-ВЭС. Дисс. на соиск. учен. степ. к.т.н. Спец.: 05.14.08. СПб., 2010. 140 с.

References

1. Power strategy of Russia for the period till 2030 year (it is approved as the order of the Government of the Russian Federation of November 13, 2009 No. 1715-r) (rus)
2. The World Wind Energy Association Half-year Report 2011. [web source]. URL: http://www.wwindea.org/webimages/Half-year_report_2012.pdf (date of reference 23.01.2013)
3. *Balsannikov M. I., Elistratov V. V. Vosobnovlyayemye istochniki energii. Aspecty kompleksnogo ispolsovaniya.* [Renewable sources. Aspects of complex use]. Samara. JSC "Ofor", 2008. 331 p. (rus)
4. *Vasilyev Y. S. Vosobnovlyaemye istochniki energii i gidroakkumulirovaniye.* [Renewable sources and hydroaccumulation]. SPbSPU Publishing, 1995. 102 p. (rus)
5. *Drozdov N. Gidroakkumulirovaniye energii* [Hydroaccumulation of energy] // *Energy efficiency and energy saving.* 2011. No. 1-2. Pp. 64-67. (rus)
6. *Bezrukikh P. P., Strebkov D. S. Sostoyaniye, perspektivy i problem razviriya vozobnovlyaemyh istochnikov energii.* [Condition, prospects and problems of development of renewable sources] // *Malaya energetica.* 2005. No. 1-2. Pp. 6-12. (rus)
7. *Bezrukikh P. P. Renevable power sources and reliability of power supply* // *Energy policy.* 2008. No. 3. Pp. 3-11. (rus)
8. *Jaramillo O. A., Borja M. A., Huacuz J. M. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power* // *Renewable Energy.* 2004. No. 29. Pp. 1887-1909.
9. *Integration of Wind and Hydropower Systems: Results of IEA Wind Task 24s / Thomas L. Acker, Robitaille A., Holttinen H., Piekutowski M., John Olav Gi.ver Tande* // *Wind Engineering.* 2012. No. 1. Pp. 1-18.
10. *Bürer M. J., Wüstenhagen R. Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors* // *Energy Policy.* 2011. No. 37. Pp. 4997-5006.
11. *Elistratov V. V., Aronova E. S. Modeling of work and parameters optimization of autonomous energy supply system* // *Izvestiya Rossijskoj Akademii Nauk. Energetica.* 2011. No. 1. Pp.119-127. (rus)

12. Konishev M. A. *Sovmestnaya rabota GES i VES v sostave energokompleksa s gidravlicheskim akkumulirovaniem energii* [Hydro-power and wind-power stations collaboration as a part of a power complex with hydraulic accumulation of energy] // *NTV SPbSTU*. 2010. No. 106. Pp. 45-51. (rus)
13. Yelistratov V. V., Konishev M. A. Enhancement of efficiency in using the renewable power sources when used in combination with others // *Energy policy*. 2008. No. 3. Pp. 30-37. (rus)
14. Breusov V. P., Elistratov V. V. *Obosnovanoye kombinirovannyh system, rabotauschih na energii vosobnovlyaemyh istochnikov* [Substantiation of the combined power supply systems working at energy of renewable sources] // *Izvestiya Rossijskoj Akademii Nauk. Energetica*. 2002. No. 6. Pp. 36. (rus)
15. Elistratov V. V. Using of the principles of hydroelectric storage during the work of wind-electric stations // *Energy policy*. 2009. No. 5. Pp. 12-17. (rus)
16. Elistratov V. V., Kobysheva N. V., Sidorenko G. I. *Klimaticheskiye factory vosobnovlyaemyh istochnikov energii* [Climatic factors of renewable sources]. SPb.: *Nauka*, 2010. 235 p. (rus)
17. Vasil'ev Yu. S., Elistratov V. V., Kubyskhin L. I. Modeling of power-generating structures at pumped-storage power plants // *Power technology and engineering*. 2007. № 4. Pp. 191-196.
18. Vasilyev Y. S., Sidorenko G. I., Frolov V. V. Metodika obosnovaniya parametrov malyh gidroelectrostantsij. [Method of substantiation of small hydroelectric power stations' parametres] // *NTV SPbSPU*. 2012. Vol. 1. No. 147. Pp. 76-84. (rus)
19. Asarin A. E., Bestuzheva K. N. *Vodoenergeticheskiye rascheti*. [Water- and power- calculations]. M.: *Energoatomizdat*, 1986. 223 p. (rus)
20. Shannon L. Ferrell, Eric A. DeVuyst. Decommissioning wind energy projects: An economic and political analysis // *Energy Policy*. 2013. №53. Pp. 105-113.
21. Current methods and advances in forecasting of wind power generation / Foley A. M., Leahy P. G., Marvuglia A., McKeogh E. J. // *Renewable Energy*, 2012. №37. Pp. 1-8.
22. Elistratov V. V., Kuznetsov V. M. *Teoreticheskiye osnovy netraditsionnoj i vosobnovlyaemoj energetiki*. [Theoretical bases of nonconventional and renewable power]. Part 1. *Opredeleniye vetroenergeticheskikh resursov regiona* [Definition of wind power resources of the region]. SPb.: *SPbSPU Publishing*, 2004. 59 p. (rus)
23. Bezrukikh P. P. *Vetroenergetika*. [Wind power]. M.: "Energiya" Publishing, 2010. 320 p. (rus)
24. Bezrukikh P. P. On cost parameters of energy installations on basis of renewable recourses // *Energy policy*. 2009. No. 5. Pp. 5-12. (rus)
25. Mazurova N. N., Borisenko M. M. *Klimaticheskiye issledovaniya vetroenergeticheskikh resursov* [Climatic researches of wind power resources] // *Proceedings of SPbSPU: Nonconventional power: resources, equipment, economy, ecology*. 1996. Pp. 11-14. (rus)
26. *The Arkhangelsk region in figures. 2010: short statistical collection / Feder. service state. of statistic.*, 2011. 120 p. (rus)
27. The strategy of social and economic development of the Arkhangelsk region till 2030 year. [web source]. URL: <http://www.dvinaland.ru/economy/strategy/> (date of reference 22.01.2013).
28. Resolution of the government of the Arkhangelsk region of 18.12.2009 subitem No. 210. (rus)
29. Baseline Climatological Data Sets [web source]. URL: http://meteo.ru/english/climate/cl_data.php. (date of reference 22.01.2013).
30. *Database on a hydrological mode of the Mezen River, Pechora, Northern Dvina (Federal State Hydrological Institute)*
31. Bocharov P. P., Pechinkin A. V. *Teoriya veroyatnostej. Matematicheskaya statistika*. [Probability theory. Mathematical statistics]. Reference book. M.: *Gardarika Publishing* 1998. 326 p. (rus)
32. Vensel V. V. *Intergal'naya regressiya i korrelyatsiya. Statisticheskoye modelirovaniye ryadov dinamiki*. [Integrated regression and correlation. Statistical modeling of dynamicsэ ranks]. M.: *Finansy i statistika*, 1983. 223 p. (rus)
33. Sidorenko G. I., Kudryasheva I. G., Pimenov V. I. *Economika ustanovok netraditsionnyh i vozobnovlyaemyh istochnikov energii. Tehniko-ekonomicheskij analys*. [Economy of installations nonconventional and renewable sources. Technical and economic analysis]. Reference book. SPb.: *SPbSPU Publishing*, 2008. 248 p. (rus)
34. *Konyshev M. A. Technique of justification of parameters and operating modes of the GES-VES power complexes*. Dissertation of Ph.D. Specialization: 05.14.08. SPb., 2010. 140 p. (rus)