

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Электроэнергетическая система, как любой сложный технический комплекс, имеет ряд особенностей, которые следует учитывать при рассмотрении вопросов ее перспективного развития, организации эксплуатации и управления [1]. Данная статья посвящена анализу технико-экономических аспектов строительства фотоэлектрической станции, а также технических решений, принятых при разработке схемы ее присоединения к Белорусской энергосистеме.

Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь предусмотрено увеличение доли местных видов топлива и возобновляемых источников энергии в топливно-энергетическом балансе страны. Решение этой задачи направлено на диверсификацию источников энергии, которая является одним из важных факторов обеспечения энергетической безопасности государства. В целях развития в республике возобновляемой энергетики в настоящее время планируется реализация пилотного проекта строительства фотоэлектрической станции (ФЭС) вблизи н.п. Дуброва в Светлогорском районе Гомельской области.

Прогноз выработки электроэнергии

Проектная мощность ФЭС составляет 3,75 МВт. Объем генерируемой станцией электроэнергии носит непостоянный характер и зависит от многих факторов, в первую очередь от погодных условий. Кроме того, на количество вырабатываемой энергии влияет смена времени суток, так как ввиду специфики станции генерация осуществляется только в светлое время. На эффективность работы ФЭС влияет также уровень загрязнения поверхности солнечных панелей. Кроме того, надо иметь в виду, что с течением времени производительность станции снижается в результате старения солнечных панелей.

Пиковая мощность ФЭС, которую можно получить в часы максимальной солнечной активности при самых благоприятных погодных условиях, составляет 4–4,5 МВт. При ряде допущений прогнозируется, что минимальная годовая выработка станции будет находиться в пределах 3844–4568 МВт·ч, а максимальная – 6210–8078 МВт·ч. За весь срок службы (25 лет [5]) расчетная выработка электроэнергии с учетом постепенного снижения производительности составит:

- минимально – 85 393 МВт·ч;
- максимально – 179 450 МВт·ч.

Схема присоединения ФЭС к сетям энергосистемы и выбор мощности трансформаторов

По согласованию с РУП «Гомельэнерго» для разработки в архитектурном и строительном проектах принята схема присоединения ФЭС «Дуброва» к электрическим сетям 10 кВ (рис. 1), предусматривающая:

- сооружение РП 10 кВ фотоэлектрической станции с объединением в общее здание с сооружаемым ТП 10/0,4 кВ № 1 (РТП 10 кВ);
- монтаж кабельной линии 10 кВ РП ФЭС – 1-я секция 10 кВ ПС «Дуброва» с установкой двух вакуумных выключателей 10 кВ;
- сооружение однотрансформаторных ТП 10/0,4 кВ № 1 и № 2 с подключением к инверторным блокам № 1 и № 2 ФЭС соответственно;



А.М. КОРОТКЕВИЧ,
к.т.н., директор
РУП «Белэнергосетьпроект»



Е.В. КУЛАКОВСКАЯ,
начальник отдела
проектирования
энергосистем



М.А. ДРАКО,
м.т.н., заведующий
лабораторией отдела учета
и качества электроэнергии

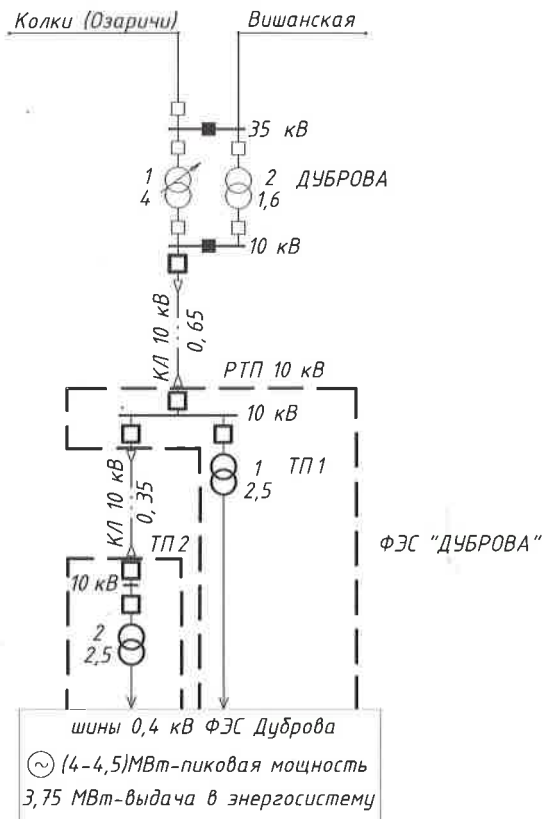


Рис. 1. Согласованная схема выдачи мощности ФЭС «Дуброва»

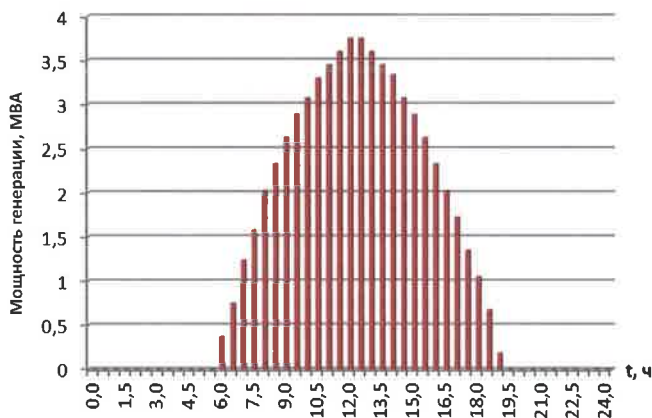


Рис. 2. Суммарный график выдачи мощности ФЭС

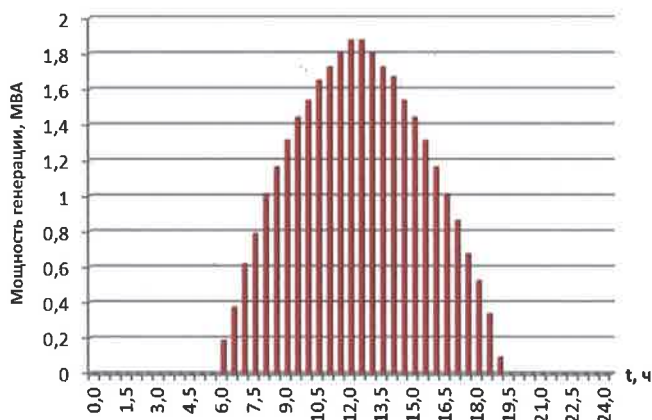


Рис. 3. Прогнозируемый график нагрузки силовых трансформаторов ФЭС «Дуброва»

Таблица 1. Основные исходные параметры проекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Площадь участка под ФЭС	га	7,7
Мощность ФЭС	МВт	3,75
Годовой отпуск в сеть от ФЭС (max)	тыс. кВт·ч	3 843,8
Среднеотпускной тариф РУП «Гомель-энерго» (январь–февраль 2015 года)	€/кВт·ч	0,097
Себестоимость полезной отпущенной электроэнергии ФЭС	€/кВт·ч	0,082
Нормативный срок службы ФЭС	лет	25,0
Ставка дисконтирования (ставка рефинансирования по состоянию на 01.03.2017)	%	25,0
Коэффициент технологического расхода электроэнергии в электросетях	о.е.	1,1

Таблица 2. Ориентировочная структура капиталовложений в проект (в ценах 2015 года)

Наименование капиталовложений	Сумма, € тыс.
Стоимость строительно-монтажных работ, оборудования, работ по присоединению к энергосистеме	831,76
Стоимость проектно-изыскательских работ	118,43
Стоимость основного оборудования ФЭС с учетом монтажа и доставки	3708,95
ВСЕГО:	4659,14
в том числе НДС	158,37

– монтаж кабельной линии 10 кВ РП ФЭС – ТП № 2 с установкой двух вакуумных выключателей 10 кВ.

Выбор номинальной мощности трансформаторов, устанавливаемых в ТП № 1 и ТП № 2 ФЭС, был выполнен в соответствии с указаниями [6–8] и аналогичен для обоих вариантов. Согласно [6] принята летняя эквивалентная температура по Гомельской области $\theta_{э\text{кв}} = 17,7^\circ\text{C}$, а в качестве базового режима с наибольшим числом солнечных суток рассмотрен режим летнего максимума рабочего дня 2020 года.

На рисунке 2 представлен прогнозируемый среднесуточный график выдачи мощности ФЭС относительно максимальной среднесуточной солнечной активности, а на рисунке 3 – прогнозируемый среднесуточный график загрузки силовых трансформаторов Т1 (Т2), намечаемых к установке на ТП № 1 и № 2 станции.

На основании анализа графика загрузки силовых трансформаторов, устанавливаемых на сооружаемых ТП 10/0,4 кВ № 1 и № 2, выбраны трансформаторы номинальной мощностью по 2,5 МВА.

Эффективность реализации проекта

При расчете эффективности реализации проекта годовая выработка электроэнергии принималась на уровне минимальных значений количества солнечных дней в году. Соответственно, данный вариант расчетов является пессимистичным.

Анализ инвестиционного проекта проводился с учетом ориентировочных капиталовложений, рассчитанных на ос-

новании объемов необходимых работ, а также стоимости компенсационных выплат и солнечных панелей. При этом применялся метод прямой оценки эффективности проекта с расчетом статических и динамических итоговых показателей (простой и динамический сроки окупаемости, чистый доход и чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности и проч.). В частности, была проведена оценка:

- экономического эффекта для РУП «Гомельэнерго» от реализации проекта строительства ФЭС в н.п. Дуброва;
- дополнительного экономического эффекта для РУП «Гомельэнерго» от продажи потребителю электроэнергии, отпущенной от собственной ФЭС, вместо перепродажи электроэнергии, закупленной от ФЭС, построенной частным инвестором.

Основные исходные параметры, по которым проводилось обоснование проекта, представлены в таблице 1, расчетная структура капиталовложений – в таблице 2.

Расчет выполнялся исходя из допущения, что финансирование капитальных затрат на реализацию объекта осуществляется за счет собственных средств РУП «Гомельэнерго» без привлечения кредитных ресурсов, при этом использовались среднеотпускные тарифы, сложившиеся на предприятии за 2 месяца 2015 года. Для начисления амортизации применялся линейный способ, а инфляция на весь период строительства и эксплуатации объекта не учитывалась.

Определение годовой чистой прибыли осуществлялось для двух смоделированных вариантов, один из которых предполагал продажу электроэнергии, генерируемой собственной ФЭС, другой – закупку электроэнергии, производимой частной ФЭС.

Расчет годовой чистой прибыли от реализации электроэнергии, отпущенной с шин собственной ФЭС в н.п. Дуброва (первый смоделированный вариант), представлен в таблице 3. В качестве чистого дохода по проекту принята сумма чистой прибыли, полученная РУП «Гомельэнерго» от снабжения электроэнергией н.п. Дуброва, а также за счет ежегодных амортизационных отчислений на данный объект и снижения технологических потерь. Учитывалось также, что в ходе эксплуатации станции ожидается небольшое снижение размера получаемой чистой прибыли за счет сокращения выработки электроэнергии ФЭС, обусловленного износом оборудования.

Сравнительный расчет годового дополнительного эффекта (чистой прибыли) при реализации электроэнергии от собственной ФЭС вместо перепродажи электроэнергии, генерированной частной ФЭС, представлен в таблице 4.

В качестве чистого дохода по проекту принята сумма экономии, полученная РУП «Гомельэнерго» от производства электроэнергии на собственной ФЭС взамен приобретения электроэнергии на частной ФЭС по тарифу, умноженному на повышающий коэффициент 2,7, ежегодных амортизационных отчислений на данный объект.

Оценка эффективности использования инвестиционных ресурсов выполнена путем сопоставления ожидаемой чистой прибыли от реализации проекта с инве-

Таблица 3. Расчет годового размера чистой прибыли и налога на прибыль (первый смоделированный вариант), € тыс.

Наименование показателя	Сумма (в ценах 2015 года)
Выручка от реализации с НДС	440,90
Выручка от реализации без НДС	367,42
Затраты на производство электроэнергии	315,22
Прибыль за период эксплуатации	52,20
Налоги из прибыли	9,40
Чистая прибыль	42,80

Таблица 4. Расчет годового размера чистой прибыли и налога на прибыль (второй смоделированный вариант), € тыс.

Наименование показателя	Сумма (в ценах 2015 года)
Стоимость покупной электроэнергии, производимой на частной ФЭС в течение первых 10 лет	992,03
Себестоимость производства электроэнергии на собственной ФЭС	267,22
Экономия за период эксплуатации	724,81
Налоги из прибыли	130,46
Чистая прибыль	594,34

стированным в проект капиталом. Основные результаты оценки приведены на рисунках 4–5.

Основные сравнительные результаты оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов в ценах 2015 года приведены в таблице 5.

Исходя из приведенного расчета экономической эффективности следует, что в обоих смоделированных ситуациях проект обладает простым сроком окупаемости, не превышающим нормативный срок службы оборудования, в то же время динамический срок окупаемости значительно превышает нормативный срок службы оборудования, соответственно и чистый дисконтированный доход по проекту имеет отрицательное значение.

Данный факт обусловлен как невысоким уровнем сложившихся в Белорусской энергосистеме среднеотпускных тарифов (и это без учета перекрестного субсидирования),

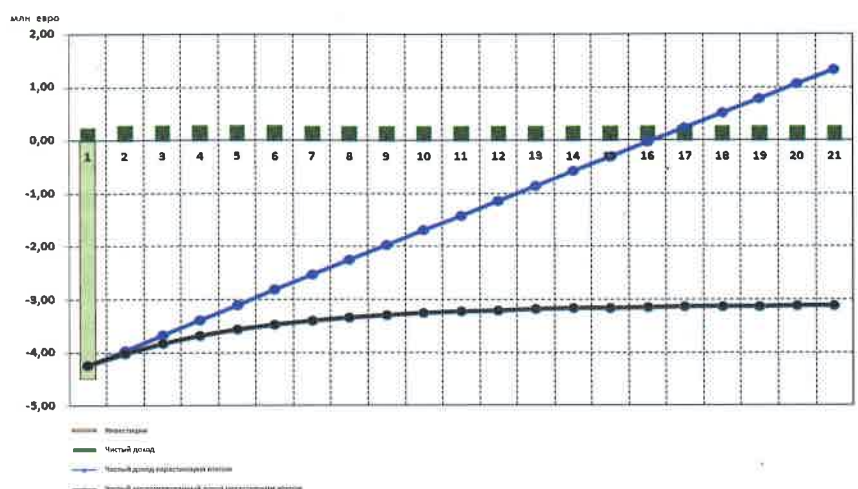


Рис. 4. Оценка эффективности строительства собственной ФЭС

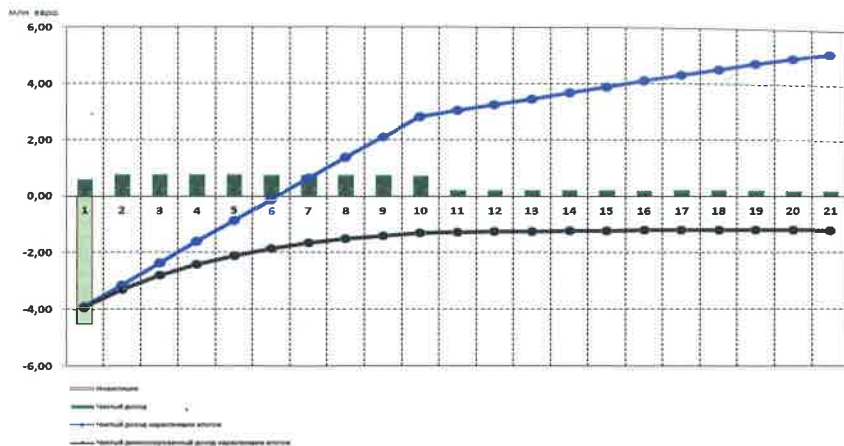


Рис. 5. Оценка дополнительного экономического эффекта от реализации электроэнергии, отпущенной собственной ФЭС

Таблица 5. Сравнительные результаты оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов

Наименование показателей	Единица измерения	Значение	
		при строительстве собственной ФЭС	при сравнении собственного и частного строительства ФЭС
Мощность фотоэлектрической станции	МВт	3,75	
Стоимость строительства (с НДС)	€ млн	4,7	
Чистый дисконтированный доход	€ млн	-3,11	-1,19
Простой срок окупаемости проекта	лет	16,1	6,2
Динамический срок окупаемости проекта	лет	>25,0	>25,0
Внутренняя норма доходности	%	4,0	15,0
Индекс рентабельности	-	<1,0	<1,0

так и высокой стоимостью финансовых ресурсов (ставка дисконтирования). Вместе с тем в случае увеличения тарифа и большей выработки электроэнергии эффективность реализации проекта значительно возрастет.

На отрицательный динамический результат эффективности проекта негативно повлияла применяемая в расчетном 2015 году высокая ставка дисконтирования (ставка рефинансирования). В случае принятия ставки дисконтирования, сложившейся в настоящее время (14 %), проект может стать эффективным.

Результаты расчетов также свидетельствуют, что проект отвечает всем требованиям, предъявляемым при отборе проектов для финансирования. При этом необходимо учесть, что все расчеты выполнены с учетом пессимистического прогноза влияния внешних факторов.

Заключение

Анализ эффективности использования инвестиционных ресурсов показывает, что динамический срок окупаемости проекта не является определяющим при установлении целесообразности его реализации, поскольку строительство ФЭС носит ярко выраженный социальный характер: эксплуатация станции даст возможность вырабатывать электроэнергию из экологически чистого, доступного и неисчерпаемого источника энергии, без вредных выбросов во время активной фазы использования.

Строительство фотоэлектрической станции, несмотря на отрицательное значение чистого дисконтированного дохода и превышение динамического срока окупаемости над сроком эксплуатации основного оборудования, является целесообразным и позволит повысить надежность электроснабжения потребителей района, улучшить

качество электроэнергии, снизить потери электроэнергии на ее транспорт в сетях за счет непосредственной близости к потребителям, а в глобальном плане будет способствовать снижению энергетической зависимости страны от внешних поставок энергоносителей и повышению уровня энергетической безопасности Беларуси.

Список литературы

1. Скопинцев, В.А. Качество электроэнергетических систем: Надежность, безопасность, экономичность, живучесть. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 332 с.
2. Правила устройства электроустановок: ПУЭ действие Правил в энергетике Республики Беларусь подтверждено письмом Белэнерго № 31/54 от 02.06.1999 г. – 6-е изд., перераб. и доп. – Гомель, 2005. – 640 с.
3. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний: ТКП 339-2011. – Введ. 01.12.2011. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2011. – 601 с.
4. Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения: ТКП 385-2012. – Введ. 10.07.2012.
5. Об установлении нормативных сроков службы основных средств и признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства экономики Республики Беларусь: Постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 30.09.2011 № 161.
6. Инструкция по эксплуатации трансформаторов в Белорусской энергосистеме: СТП 09110.46.500-05. – Введ. 01.04.2006. – Минск: Белорусский государственный энергетический концерн «Белэнерго», 2006. – 80 с.
7. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки: ГОСТ 14209-85. Межгосударственный стандарт. – Введ. 01.07.1985. – Минск: Комитет по стандартизации, метрологии и сертификации при Совете Министров Республики Беларусь, 1992. – 40 с.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей: СТП 34.20.501 (РД 34.20.501): утв. 20.02.1989. – Министерство энергетики и электрификации СССР. – 14-е изд., перераб. и доп. – С изм. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 288 с.
9. О возобновляемых источниках энергии: Закон Респ. Беларусь от 27 декабря 2010 г. № 204-З.