

УПРАВЛЕНИЕ ЭКОНОМИКОЙ: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

УДК 330.356.3: 620 + 004.4

А. С. СЕРДЮК,
*кандидат экономических наук,
 старший научный сотрудник отдела
 проблем перспективного развития топливно-энергетического комплекса
 Института экономики промышленности НАН Украины,
 ул. Желябова, 2, 03057, Киев, Украина*

ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ: ПРОБЛЕМЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ И АВТОМАТИЗАЦИИ РАСЧЕТОВ

Разработан научно-методический подход к автоматизированной оценке сравнительной эффективности капиталовложений в модернизацию объектов тепловой энергетики, который предоставляет возможность осуществить предварительную количественную оценку проектов развития генерирующих мощностей в энергетике Украины. Предложена информационно-аналитическая система, которая будет обеспечивать выполнение алгоритмов необходимых расчетов в рамках цифровизации деятельности органов власти в Украине.

Ключевые слова: оценка эффективности капиталовложений; тепловая энергетика; возобновляемая энергетика; информационно-аналитическая система.

Библ. 5; табл. 5; рис. 6.

UDC 330.356.3: 620 + 004.4

OLEKSANDR SERDIUK,
*Cand. of Econ.Sci.,
 Senior Researcher of the Department
 of Problems of Perspective Development of Fuel and Energy Complex,
 Institute of Industrial Economics of the NAS of Ukraine,
 2, Zheliabova St., Kyiv, 03057, Ukraine*

SUBSTANTIATION OF DIRECTIONS OF MODERNIZATION OF THERMAL ENERGY FACILITIES: PROBLEMS OF PRELIMINARY ESTIMATION AND AUTOMATION OF CALCULATIONS

Scientific and methodical approach to the automated estimation of comparative efficiency of investments in modernization of thermal power facilities is developed. The approach allows for a preliminary quantitative estimation of projects for the development of generating capacities in the energy sector of Ukraine. Information-analytical system is proposed that will ensure implementation of algorithms for the necessary calculations in the framework of digitalization of activities of the authorities in Ukraine.

© Сердюк Александр Сергеевич (Serdiuk Oleksandr), 2018; e-mail: serdyuk_O@nas.gov.ua.

Keywords: estimation of investment efficiency; thermal power engineering; renewable energetics; information-analytical system.

References 5; Tables 5; Figures 6.

В Украине тепловая энергетика играет ключевую роль в обеспечении энергетических потребностей государства, поскольку на этот сектор приходится около 40% производства электроэнергии. Но, в силу технологической и физической устарелости большинства энергоблоков ТЭС, экономическая эффективность отечественной тепловой энергогенерации недопустимо (для современных условий) низка. Кроме того, обязательства Украины перед Энергетическим сообществом в части ограничения выбросов загрязняющих веществ накладывают дополнительные экономические расходы на сектор тепловой энергетики. Уже в ближайшее время наше государство может столкнуться с необходимостью выплаты штрафных санкций за несоблюдение требований Энергетического сообщества, что, вполне вероятно, скажется на энергетических тарифах. Альтернативой продолжительным санкциям могут стать инвестиции в реконструкцию действующих энергоблоков ТЭС (что, в свою очередь, повысит экономическую эффективность тепловой энергогенерации и ограничит выбросы загрязняющих веществ) или в замену существующих мощностей другими источниками энергии.

Строительство альтернативных энергогенерирующих мощностей потребует привлечения крупных объемов инвестиций. Так, стоимость строительства 1 энергоблока АЭС установленной мощностью 1000 МВт оценивается в 140 млрд. грн., а строительство комплекса ВЭС (ветровых электростанций) аналогичной мощности будет стоить около 40 млрд. грн., СЭС (солнечных электростанций) – соответственно, 60 млрд. грн. и ГЭС – 68 млрд. грн. (без учета стоимости земли и инфраструктуры).

Реконструкция 1000 МВт действующих мощностей ТЭС обойдется в почти 43 млрд. грн. С теоретической точки зрения, невысокая цена, развитая инфраструктура и существующая ресурсная база делают проекты реконструкции энергоблоков ТЭС целесообразнее по сравнению с проектами строительства альтернативных энергогенерирующих мощностей. Однако, несмотря на теоретическую обоснованность, окончательное решение о реконструкции энергоблоков ТЭС должно приниматься на базе оценки экономического эффекта, который должен быть сопоставим с аналогичными показателями альтернативных проектов.

Приведенная задача обуславливает актуальность разработки научно-методического подхода к оценке сравнительной эффективности капиталовложений в модернизацию объектов тепловой энергетики. Для обеспечения автоматизации и динамичности такой оценки научно-методический подход целесообразно сопроводить соответствующей информационно-аналитической системой.

Со временем проблема реконструкции и модернизации мощностей тепловой энергетики приобретает все большую актуальность, поскольку износ оборудования и технологическая отсталость делают процесс тепловой энергогенерации экономически все менее эффективным. Эта ситуация обуславливает рост интереса к проблемам энергетики со стороны отечественных ученых. Так, академик НАН Украины А.А. Халатов отмечает, что новая Энергетическая стратегия Украины должна включать ряд мер по развитию тепловой энергетики, в частности – замену котлов на действующих энергоблоках ТЭС [1]. Позиция А.А. Халатова вполне логична, что, в свою очередь, обуславливает целесообразность экономической оценки эффективности подобных проектов.

Как считает заведомо прогнозирование развития и управления функционированием электроэнергетики Института общей энергетики НАН Украины С.В. Дубовский, реализация мер по реконструкции существующих энергоблоков ТЭС “станет инвестиционно привлекательной при условии увеличения налога на выбросы основных загрязнителей до 10 раз” [2]. В своих расчетах исследователь опирался на усредненные данные [2, с. 52], из-за чего результат получился обобщенным. Не уменьшая значения методики расчета С.В. Дубовского, следует заметить, что для объективности оценки инвестиционной привлекательности проектов реконструкции ТЭС целесообразно опираться на конкретные данные по каждому предприятию.

В 2015 г. Министерством энергетики и угольной промышленности Украины был разработан Национальный план сокращения выбросов от крупных сжигательных установок (НПСВ) *, целью которого стала минимизация негативных экономических последствий, вызванных невыполнением Директивы 2001/80/ЕС ** Энергетического сообщества, к которому Украина присоединилась в 2011 г. Согласно НПСВ, предусмотрена реализация ряда мер, в частности – модернизация существующих сжигательных установок ТЭС. Но в плане не приведены данные о предполагаемых инвестиционных затратах, что делает невозможной экономическую оценку целесообразности его выполнения.

Анализ технико-экономического состояния тепловой энергетики Украины

Отечественный сектор тепловой энергетики является основой Объединенной энергетической системы Украины (ОЭСУ). Сегодня на него приходится 63% (в том числе на ТЭС – 51% и на ТЭЦ – 12%) суммарной установленной мощности украинской энергетики. В 2016 г. нашими ТЭС было произведено 49902 млн. кВт·ч электроэнергии (или 33,4% общей энергогенерации в Украине). В этот же период ТЭЦ произвели 6709 млн. кВт·ч электроэнергии (или 4,5%), АЭС – 80950 млн. кВт·ч (или 54%) и ГЭС – 9126 млн. кВт·ч (или 6%) ***. В силу этого становится очевидным, что экономическая эффективность тепловой энергогенерации непосредственно сказывается на экономике страны в целом.

Экономическая эффективность тепловой энергогенерации характеризуется количеством тепловой энергии, трансформированной в электрическую. Поскольку при сжигании топлива часть тепловой энергии утрачивается, то номинальная теплотворность топлива не может служить показательной величиной ****. Потеря тепловой энергии в процессе генерации электрической зависит от технологических особенностей энергоблоков и производственной нагрузки на ТЭС. Поэтому для объективности оценки экономической эффективности тепловой энергогенерации следует использовать показатель, характеризующий общее количество тепла, затраченное на производство единицы электроэнергии. В Украине для таких целей принято использовать показатель условного топлива, 1 кг которого равен 7000 ккал (29,3 МДж) теплотворности. Следовательно, в отечественной статистической отчетности по-

* Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=244996332>.

** Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants // Official Journal of the European Communities. – L 309/1, 27.11.2001.

*** Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

**** Имея заданный показатель теплотворности, мы не сможем получить представление об объеме сгенерированной электроэнергии.

казатель удельных (на единицу произведенной электроэнергии) затрат условного топлива на ТЭС является ключевым, по которому оценивается экономическая эффективность энергогенерации.

Сегодня в Украине наблюдается тенденция к росту удельных затрат условного топлива (табл. 1), обусловленная износом оборудования ТЭС и недостаточным количеством реализованных мер по его обновлению. Так, из 97 энергоблоков украинских ТЭС 8 отработали расчетный ресурс, а еще 79 превысили установленный парковый ресурс [3]. Но, в силу специфики эксплуатации энергоблоков отечественных ТЭС, установленный расчетный (100 тыс. часов) и парковый (200–220 тыс. часов) ресурсы нельзя считать показательными, поскольку они были определены для нормальных условий эксплуатации (то есть когда энергоблоки установленной мощностью 100–150 МВт работают в маневренном режиме, а энергоблоки установленной мощностью 200–300 МВт используются как базовые мощности). В современных условиях украинские ТЭС используют пылеугольные блоки установленной мощностью 200–300 МВт в маневренных полупиковых режимах, что ускоряет износ оборудования. В силу этого можно сделать вывод, что реальный износ оборудования не соответствует установленному ресурсу ТЭС.

Таблица 1
Удельные затраты условного топлива ТЭС ООО “ДТЭК Энерго” *
(г/кВт·ч)

ТЭС	Годы					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Криворожская.....	377	382	391	396	442	421
Приднепровская.....	411	422	430	427	441	447
Ладыжинская.....	380	378	380	389	394	378
Запорожская.....	362	368	364	353	353	363
Добротворская.....	419	410	411	414	409	420
Кураховская.....	385	388	386	379	393	390
Луганская.....	425	427	426	420	447	443
Бурштынская.....	409	404	398	398	397	416

* Составлено автором по [4]; Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 37.

Снизить удельные затраты условного топлива на отечественных ТЭС возможно при условии капитального ремонта и технологической модернизации действующих энергоблоков. Реализация таких мер будет способствовать снижению потерь тепловой энергии в процессе энергогенерации, что, в свою очередь, непосредственно скажется на затратах топлива. Кроме того, оптимизация производственной нагрузки тоже должна повлиять на снижение удельных затрат условного топлива, поскольку, согласно экономической теории [5], производственная функция промышленного предприятия имеет вид экспоненты, то есть потенциально существует уровень производства, при котором удельные капитальные затраты будут самыми низкими.

Существует еще один важный фактор, который может опосредованно сказаться на экономической эффективности отечественной тепловой энергогенерации. Это обязательство Украины перед Энергетическим сообществом в части выполнения Директивы 2001/80/ЕС * об ограничении выбросов загрязняющих веществ в воздух

* Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

сжигательными установками, чья установленная мощность превышает 50 МВт. На сегодня уровень выбросов загрязняющих веществ в воздух украинскими ТЭС значительно превышает нормы, установленные этой директивой (табл. 2), из-за чего стало очевидным невыполнение Украиной до 2017 г. (срока, определенного для нашего государства) обязательств по модернизации или закрытию крупных сжигательных установок, превышающих по установленной мощности 50 МВт. Из-за невыполнения директивы Энергетического сообщества на украинские ТЭС будут налагаться штрафные санкции, что сделает процесс тепловой энергогенерации менее эффективным с экономической точки зрения.

Таблица 2

Уровень выбросов загрязняющих веществ украинскими ТЭС *(мг/нм³)

Загрязняющие вещества	Существующее состояние	Директива 2001/80/ЕС
Твердые частицы		50
Осаждающий электрод < 12 м	600–2500	
Осаждающий электрод > 12 м	250–2100	
Мокрые золоулавливатели	1100–3200	
Диоксид серы SO ₂	2000–7000	400
Оксиды азота NO ₂	500–1800	200

* Составлено автором по [3].

Следовательно, на основании анализа приведенных факторов можно выделить такие основные пути повышения экономической эффективности отечественной тепловой энергогенерации: ремонт и модернизация действующих энергоблоков; оптимизация производственной нагрузки на ТЭС; реализация мер по снижению выбросов загрязняющих веществ в воздух.

Между тем реализация обозначенных мер (за исключением оптимизации производственной нагрузки) может быть экономически невыгодной, если учитывать возможность замещения энергоблоков ТЭС альтернативными энергетическими мощностями. Поэтому для получения максимально позитивного экономического эффекта в рамках национальной энергетики следует принимать те проекты, которые будут иметь наивысшую инвестиционную эффективность. С точки зрения инвестора, это решение логично, тогда как для государства это инструмент осуществления энергетической политики *.

Методический подход к оценке проектов в энергетике

В украинской энергетике альтернативой проектам модернизации действующих энергоблоков ТЭС могут стать проекты строительства мощностей возобновляемой энергетики. Объекты атомной энергетики не рассматриваются как альтернативные, поскольку они, во-первых, требуют больших объемов инвестиций, а во-вторых – создают ряд проблем, связанных с безопасностью эксплуатации реакторов и хранением отработанного ядерного топлива.

Таким образом, целесообразность модернизации действующих энергоблоков ТЭС обуславливается результатами сопоставления оценок эффективности капиталовложений в проекты модернизации и в альтернативные проекты развития объектов возобновляемой энергетики.

* Имеется в виду создание институциональных предпосылок для развития определенного сектора энергетики.

Традиционно решение о капиталовложениях принимается по результатам оценки чистой приведенной стоимости (NPV) инвестиционного проекта. Однако контекст использования этого показателя ограничивается заданными временными рамками проекта. В силу этого использование NPV-метода актуально лишь при условии сопоставления проектов с четко определенными сроками реализации. Такие ограничения касаются и внутренней нормы прибыли (IRR) проекта, показатель которой (как и показатель NPV) изменяется в зависимости от заданного срока его реализации.

К тому же следует заметить, что **цель данной статьи** заключается в осуществлении предварительной оценки, направленной на определение относительной экономической эффективности отдельных технологий производства электроэнергии в текущих условиях хозяйствования, в связи с чем дисконтирование денежных потоков можно считать необязательным условием методики оценки.

Приведенные замечания объясняют целесообразность использования метода анализа кумулятивных прямых для оценки эффективности капиталовложений в модернизацию объектов тепловой энергетики. Согласно данному методу, наиболее приемлемы для реализации проекты, чья кумулятивная прямая денежного потока имеет больший угол относительно оси X (в рамках единого графика). При таких условиях проекты будут характеризоваться относительно высокими темпами накопления финансового ресурса. Но использование метода анализа кумулятивных прямых возможно лишь при аннуитетном денежном потоке. В другом случае – при непостоянном денежном потоке – следует применять метод анализа кумулятивных кривых.

Для обеспечения автоматизации и динамичности сравнительной оценки эффективности капиталовложений в модернизацию объектов тепловой энергетики целесообразно разработать информационно-аналитическую систему, которая будет выполнять соответствующие расчеты на основе информации, считываемой с базы данных или с внешних ресурсов. Последнее даст возможность оперативно реагировать на смену внешних экономических факторов. Алгоритм расчета будет содержать ряд операций по определению ключевых показателей эффективности проектов модернизации действующих энергоблоков ТЭС (рис. 1) и альтернативных проектов развития объектов возобновляемой энергетики (рис. 2).

С целью разработки программного обеспечения, которое будет имитировать хозяйственную деятельность (на основе приведенного алгоритма) объектов украинской энергетики, использован язык программирования Python. Концепция программы предполагает считывание статической и динамической информации для выполнения соответствующих расчетных операций. Статическая информация с самого начала заложена в базе данных, тогда как динамическая – автоматически считывается с внешних ресурсов.

Разработка информационно-аналитической системы для проекта модернизации энергоблока Ладыжинской ТЭС

Первой операцией, осуществленной в рамках программного обеспечения, является определение оптимального уровня нагрузки на ТЭС, который характеризуется максимальным производством электроэнергии на 1 т затраченного условного топлива. Входным параметром для этой операции является название электростанции, автоматически вызывающее статистическую выборку, заранее размещенную в файловой системе. Для корректного считывания информации выборку следует конвертировать в текстовый файл csv.

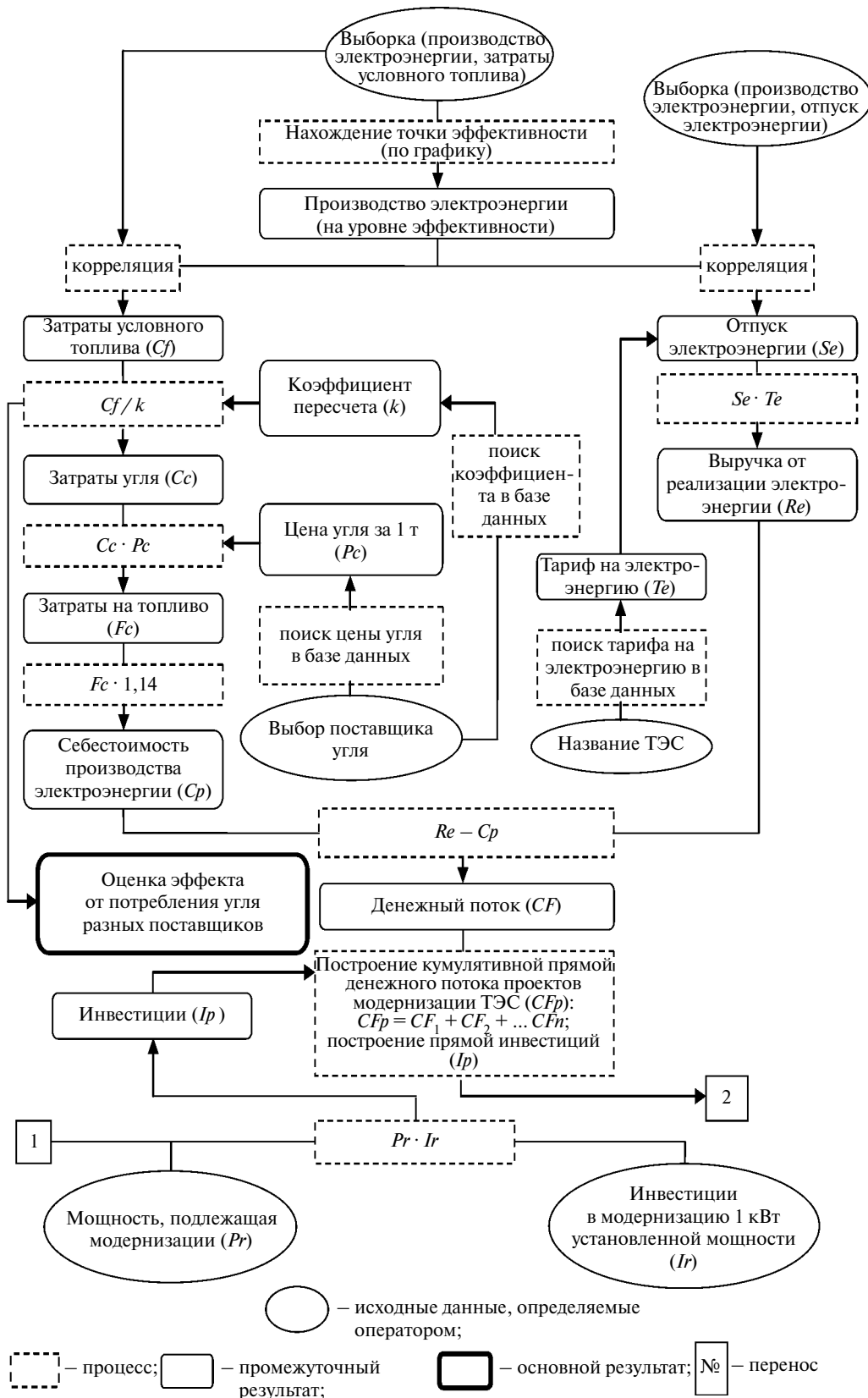


Рис. 1. Блок алгоритма, отвечающий за оценку эффективности проектов модернизации энергоблоков ТЭС

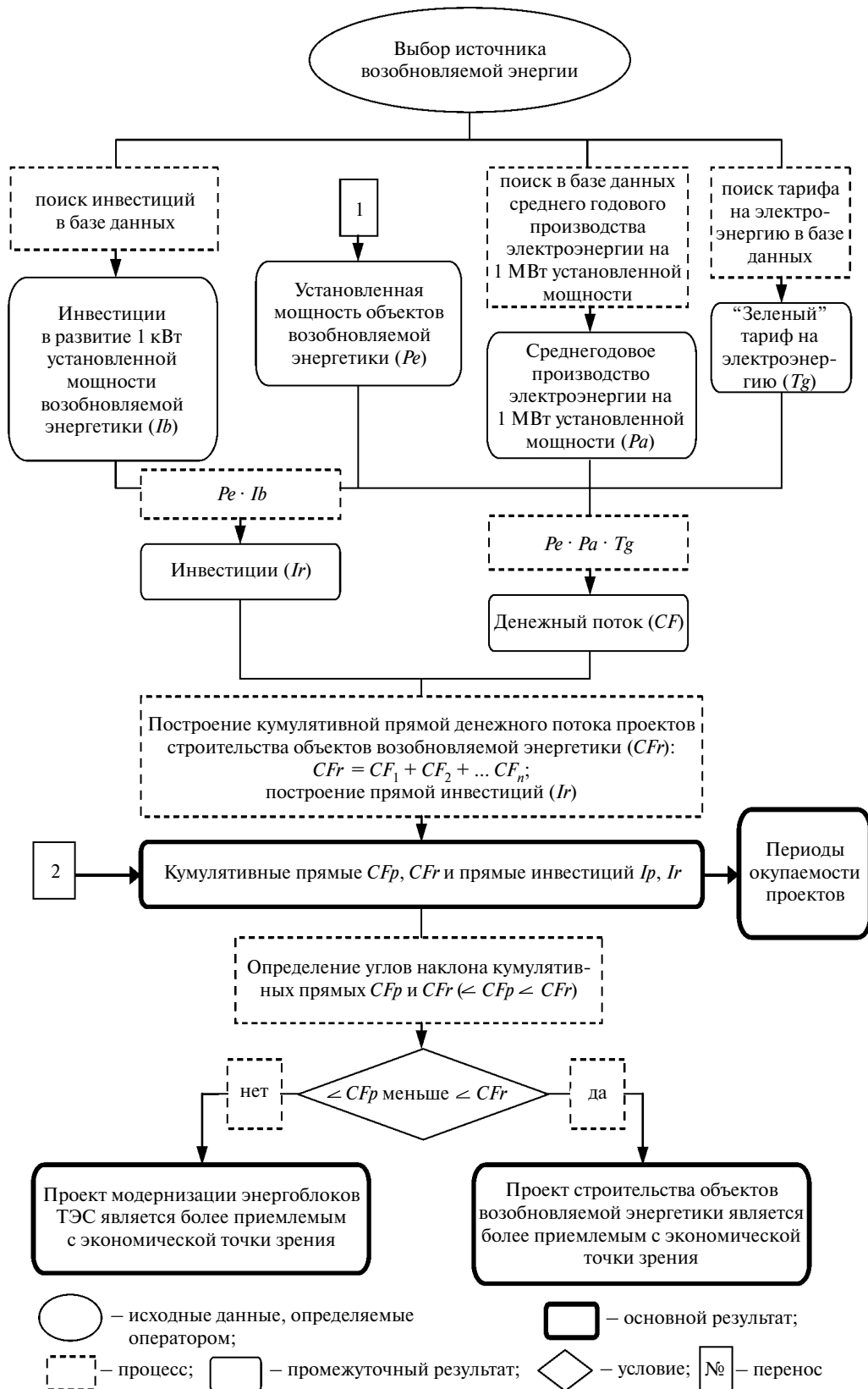


Рис. 2. Блок алгоритма, отвечающий за оценку эффективности проектов строительства объектов возобновляемой энергетики

С введением названия ТЭС интерпретатор кода Python рассчитает корреляцию и построит график зависимости удельного производства электроэнергии (на 1 т затраченного условного топлива) от общей нагрузки электростанции. Для Ладыжинской ТЭС (взятой в качестве примера) максимальное удельное производство электроэнергии составит 2818 кВт·ч, при общей нагрузке на электростанцию 4538 млн. кВт·ч в год (рис. 3). При таких условиях электростанция будет функционировать в максимально эффективном режиме, потребляя ежегодно 1634 тыс. т условного топлива (рис. 4). В силу этого точка эффективности в 4538 млн. кВт·ч в год будет принята как входной параметр для дальнейшего расчета.

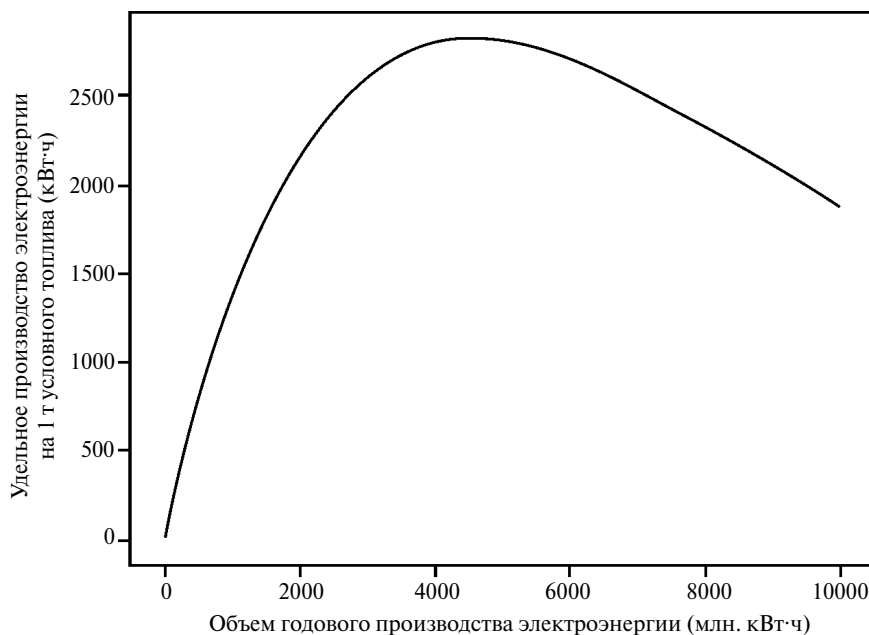


Рис. 3. Зависимость удельного производства электроэнергии (кВт·ч на 1 т условного топлива) от общей годовой нагрузки на Ладыжинской ТЭС

Составлено автором по: Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

Таким образом, установлено, что при максимально эффективном режиме работы Ладыжинская ТЭС будет производить 2818 кВт·ч электроэнергии на 1 т затраченного условного топлива. Для пересчета этого показателя в угольный эквивалент следует использовать коэффициент, характеризующий теплотворность угля, принятого в расчет. В код программы заложены три коэффициента, соответствующие определенным поставщикам угля: Донецкий угольный бассейн – 0,876 (теплотворность – 6132 ккал на 1 кг); Львовско-Волынский угольный бассейн – 0,764 (теплотворность – 5348 ккал на 1 кг); Амстердам, Роттердам, Антверпен (API2 *) – 0,857 (теплотворность – 6000 ккал на 1 кг). Задав название поставщика (в данном примере – Донецкий угольный бассейн), программа построит график зависимости удельного производства электроэнергии (кВт·ч на 1 т угля) от общей годовой нагрузки на ТЭС, где непрерывной линией будет обозначена

* API2 является еженедельным индексом цен на условиях CIF ARA (Амстердам, Роттердам, Антверпен) на энергетический уголь с теплотворной способностью 6000 ккал/кг и серой до 1% (Спорим на формулу: эксперты разошлись во мнении о справедливости новой формулы ценообразования для украинского угля // ЭнергоБизнес. – 2016. – № 24. – С. 12–16).

зависимость для выбранного сорта угля, а пунктирной – альтернативные варианты (рис. 5).

На основе анализа рисунка 5 можно сделать вывод, что для повышения физической эффективности тепловой энергогенерации целесообразно использовать уголь с максимальным показателем теплотворности. Между тем, с точки зрения экономической эффективности, во внимание следует принимать отношение стоимости угля к его теплотворности.

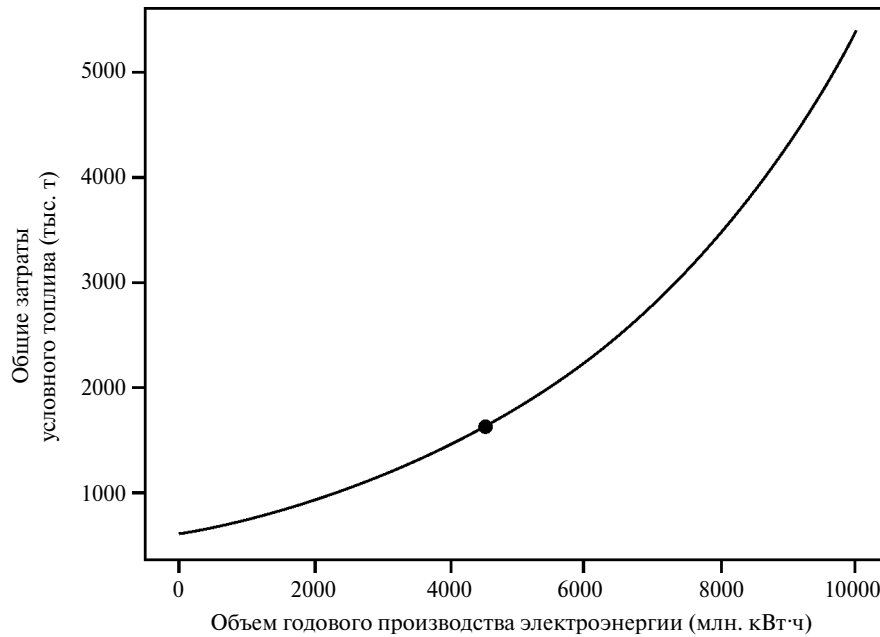


Рис. 4. Зависимость совокупных затрат условного топлива от общей годовой нагрузки на Ляджинской ТЭС

Составлено автором по: Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

Определив общие затраты угля (1810 тыс. т) при максимально эффективной нагрузке (4538 млн. кВт·ч в год), можно рассчитать годовые затраты на топливо. Для выполнения этой операции программа будет считывать информацию о стоимости 1 т угля от выбранного поставщика. Стоимость украинского угля, добываемого в Донецком и Львовско-Волинском угольных бассейна, на сегодня составляет 2074 грн. за 1 т *. В программной плоскости эта информация является статической и сохраняется в базе данных. Стоимость угля в портах Амстердама, Роттердама, Антверпена автоматически считывается с внешнего электронного ресурса **, после чего к ней добавляется стоимость транспортировки угля к украинским ТЭС (18,8 дол. ***). Полученное суммарное значение пересчитывается в гривневый эквивалент. При этом входным параметром для конвертации служит текущий курс валют, который автоматически считывается с официального сайта

* По этой цене оператор украинского угольного рынка ГП “Уголь Украины” сбывает уголь на ТЭС.

** Фьючерсы на энергоносители // Электронный портал “Economic data” [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://economicdata.ru/futures.php?menu=energy-futures&fu_id=18&fu_ticker=MTF&futures_show=charts.

*** Стоимость транспортировки предоставлена аналитическим центром “Энергетика Украины” (Спорим на формулу: эксперты разошлись во мнении о справедливости новой формулы ценообразования для украинского угля // ЭнергоБизнес. – 2016. – № 24. – С. 12–16).

НБУ *. Таким образом, установлено, что общие затраты на закупку угля, добываемого в Донецком бассейне, составят 3754 млн. грн. **.

Для расчета полной себестоимости производства 4538 млн. кВт·ч электроэнергии использован коэффициент, характеризующий постоянные затраты тепловой энергогенерации. Для украинских ТЭС он в среднем равен 0,14. Добавив к коэффициенту 1 и умножив его на совокупные топливные затраты (являющиеся переменными затратами), мы получим общую себестоимость производства электроэнергии. По результатам расчетов установлено, что полная себестоимость производства 4538 млн. кВт·ч электроэнергии на Ладыжинской ТЭС составит 4279 млн. грн.

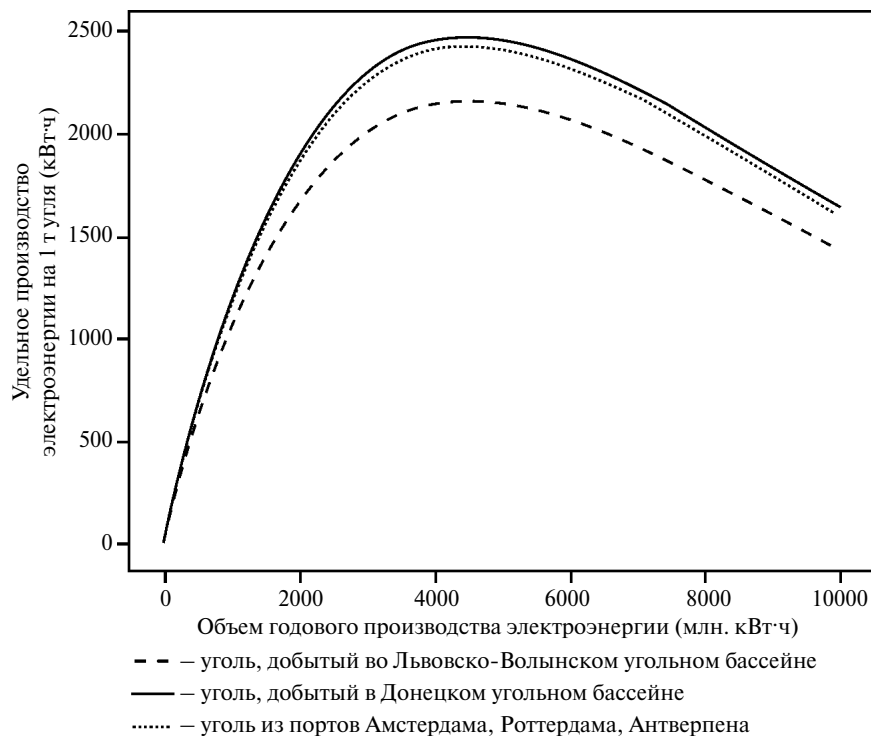


Рис. 5. Зависимость удельного производства электроэнергии (кВт·ч на 1 т угля) от общей годовой нагрузки на Ладыжинской ТЭС

Составлено автором по: Производство э/э энергетическими компаниями и ТЭС Украины за 12 мес. 2016 г. // ЭнергоБизнес. – 2017. – № 6. – С. 35.

Следующим этапом разработки программного обеспечения является переход к правой ветви алгоритма (см. рис. 1), которая характеризует процесс расчета дохода электростанции. Известно, что ТЭС могут реализовать лишь часть произведенной электроэнергии, поскольку от 7% до 15% энергогенерации (средний показатель по украинским ТЭС) расходуется на собственные производственные потребности электростанции. В силу этого в расчет принимается только объем отпущенной электроэнергии, который равен разнице между сгенерированной и потребленной энергией. Для установления доли электроэнергии, которая потенциально может быть отпущена в сеть, программа обрабатывает статистическую выборку, на основе чего определяет зависимость отпуска электроэнергии от общей нагрузки ТЭС.

* Офіційний курс гривні щодо іноземних валют // Офіційний сайт Національного банку України [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://bank.gov.ua/control/uk/curmetal/detail/currency?period=daily>.

** По состоянию на август 2017 г.

Установлено, что при максимально эффективной нагрузке в 4538 млн. кВт·ч Ладыжинская ТЭС будет отпускать в сеть 4161 млн. кВт·ч электроэнергии в год. Алгоритм работы программы предусматривает умножение этого показателя на тариф для Ладыжинской ТЭС, который сохраняется в базе данных, в результате чего будет рассчитан ее годовой доход (6326 млн. грн.). Таким образом, определив годовой позитивный (доход от сбыта электроэнергии) и годовой негативный (затраты на производство электроэнергии) денежные потоки от операционной деятельности ТЭС, можно исчислить чистый годовой денежный поток проекта, который для заданного проекта составит 2046 млн. грн.

Для оценки проектов с точки зрения периода их окупаемости необходимо сопоставить кумулятивный денежный поток с инвестициями в модернизацию ТЭС, которые определяются путем расчета $(Pr \cdot Ir \cdot 1000)$ заданных параметров: “мощность, подлежащая модернизации * (Pr)”; “инвестиции в модернизацию 1 кВт установленной мощности (Ir)”.

В приведенном примере рассматривается вариант модернизации действующего энергоблока Ладыжинской ТЭС установленной мощностью 300 МВт, который предусматривает установку котла с циркулирующим кипящим слоем, за счет чего КПД энергоблока будет повышен до 37–39%. Кроме того, уровень выбросов загрязняющих веществ модернизированным энергоблоком не будет превышать европейских экологических норм, а стоимость такого проекта составит 1500 дол. на 1 кВт установленной мощности [1].

С целью выявления наиболее экономически приемлемого направления развития отечественной энергетики следует сопоставить определенные (по предварительному расчету) характеристики проекта модернизации действующих энергоблоков ТЭС с аналогичными характеристиками проектов строительства объектов возобновляемой энергетики. Для выполнения такой операции необходимо осуществить соответствующие расчеты экономической эффективности эксплуатации объектов возобновляемой энергетики, где входным параметром служит тип электростанции, рассматриваемый в качестве возможной альтернативы существующим объектам тепловой энергетики. В базу данных программы заложены два типа электростанций – ВЭС и СЭС.

С определением типа электростанции программа начнет поиск в базе данных параметров, которые необходимы для расчета денежного потока и общего объема инвестиций, а также соответствуют выбранному объекту. В базу данных программы внесен ряд таких параметров (табл. 3).

Таблица 3

База данных о входных параметрах оценки экономической эффективности эксплуатации объектов возобновляемой энергетики

Входные параметры	ВЭС	СЭС
Производство электроэнергии на 1 МВт установленной мощности (млн. кВт·ч в год).....	2,16	1,01
Инвестиции в развитие 1 кВт мощности (дол.).....	1300	1600
“Зеленый” тариф на электроэнергию (грн. за 1 кВт·ч).....	3,25	7,44

Предположим, что в качестве альтернативы модернизации действующего энергоблока Ладыжинской ТЭС рассматривается проект строительства СЭС аналогичной мощности. Путем выполнения программой соответствующих расчетов определено,

* Мощности, подлежащие модернизации, должны быть кратными мощностям энергоблоков.

что строительство СЭС установленной мощностью 300 МВт будет стоить 13955 млн. грн. Ежегодно такая СЭС будет производить около 303 млн. кВт·ч электроэнергии. Если принять за основу текущий “зеленый” тариф на электроэнергию, то можно спрогнозировать, что денежный поток электростанции составит около 2254 млн. грн. в год.

На основе выполненных расчетов программа построит график с двумя кумулятивными прямыми денежного потока, которые будут соответствовать проектам модернизации действующих энергоблоков ТЭС и строительства объекта возобновляемой энергетики. Кумулятивные прямые будут пересекаться с прямыми инвестиций, соответствующими проектам, где точки пересечения будут характеризовать периоды окупаемости проектов (рис. 6).

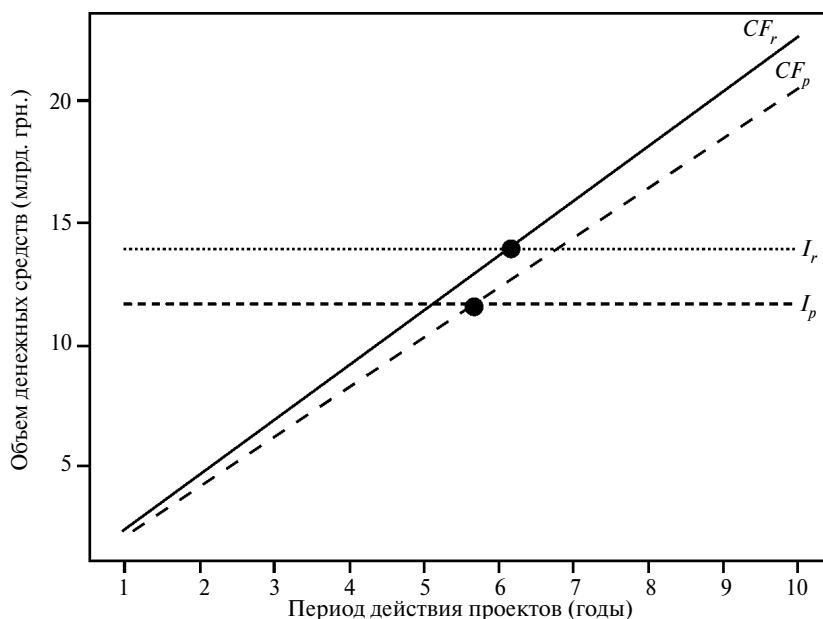


Рис. 6. Кумулятивные прямые денежного потока проектов модернизации энергоблока Ладыжинской ТЭС (CFp) и строительства СЭС (CFr), прямые инвестиций, привлеченных для модернизации энергоблока Ладыжинской ТЭС (Ip) и строительства СЭС (Ir)

Заключительной операцией алгоритма программы станет определение углов кумулятивных прямых относительно оси X (периода). Поскольку больший угол характеризует более стремительное накопление финансового ресурса, то соответствующий проект будет определен как наиболее экономически эффективный.

По результатам выполнения алгоритма в консоль интегрированной среды разработки будут вынесены входные (вводящиеся вручную) параметры (табл. 4) и характеристики эффективности проектов (табл. 5).

Таблица 4

Входные параметры

Входные параметры	Показатели
Название ТЭС.....	Ладыжинская
Поставщик угля для ТЭС.....	ГП Донбасса
Общая мощность энергоблоков, подлежащих модернизации (МВт).....	300
Инвестиции в модернизацию 1 кВт мощности (дол.).....	1500
Альтернативный проект возобновляемой энергетики.....	СЭС

Таким образом, на основе анализа установлено, что, с экономической точки зрения, проект строительства СЭС эффективнее, чем проект модернизации энергоблока Ладыжинской ТЭС. Об этом свидетельствуют более высокие темпы накопления финансового ресурса, обусловленные бóльшим углом кумулятивной прямой денежного потока относительно оси X (66^0 против 63^0). Несмотря на более продолжительный период окупаемости (6 лет и 2 месяца против 5 лет и 8 месяцев), проект строительства СЭС эффективнее, поскольку в продолжительной перспективе он будет иметь больший экономический эффект.

Таблица 5

Характеристики эффективности проектов

Характеристики	Показатели
Проект модернизации энергоблока Ладыжинской ТЭС	
Общие инвестиции (млн. грн.).....	11561
Годовые затраты условного топлива (тыс. т).....	1610
Годовые затраты угля (тыс. т).....	1810
Годовое производство электроэнергии (млн. кВт·ч).....	4538
Общая себестоимость производства электроэнергии (за год) (млн. грн.).....	4279
Годовой доход (млн. грн.).....	6326
Годовой денежный поток (млн. грн.).....	2046
Период окупаемости проекта.....	5 лет 8 месяцев
Наклон угла кумулятивной прямой денежного потока (градусы)	63
Проект строительства и эксплуатации СЭС	
Инвестиции в строительство объекта возобновляемой энергетики (млн. грн.).....	13873
Годовое производство электроэнергии (млн. кВт·ч).....	303
Годовой денежный поток (млн. грн.).....	2254
Период окупаемости проекта.....	6 лет 2 месяца
Наклон угла кумулятивной прямой денежного потока (градусы)	66

Следует заметить, что приведенный в исследовании научно-методический подход к сравнительной оценке эффективности капиталовложений в модернизацию объектов тепловой энергетики не учитывает эффекта дисконтирования ($r = 0$), поскольку не ставит целью приведение стоимости кумулятивного денежного потока на настоящее время. Основной целью данного научно-методического подхода является определение вектора, который в соответствии с современными условиями (ценами на топливо, тарифами, курсами валют и т. п.) будет задавать темпы накопления финансового ресурса, характеризуя тем самым относительную экономическую эффективность определенного способа энергогенерации. В силу этого приведенный научно-методический подход может быть применен в качестве инструмента предварительной оценки энергетической системы с точки зрения эффективности ее эксплуатации.

Выводы

Современный мир находится на пороге энергетической революции, предполагающей переход к широкомасштабному использованию возобновляемых источников энергии. Ключевыми предпосылками для активизации революционных процессов станут удорожание энергетических ресурсов и осознание масштабов эко-

логических потерь, вызванных выбросами загрязняющих веществ в воздух. При этом многие ученые сходятся во мнении, что процесс перехода к широкому использованию возобновляемых источников энергии будет медленным, поскольку современная высококапитализированная инфраструктура традиционной энергетики и умеренные цены на энергоресурсы служат дестимуляторами для энергетических преобразований.

На сегодня в украинской энергетике сложилась ситуация, когда изношенность энергогенерирующих мощностей ТЭС, наряду с нехваткой недорогого (относительно мировых расценок) отечественного топлива, приумельшают значение дестимуляторов энергетических преобразований. Такая ситуация создает благоприятные предпосылки для развития сектора возобновляемой энергетики. Между тем для разработки конкретной стратегии перехода от традиционных источников энергии к возобновляемым необходимо выполнять количественную оценку эффективности по каждому проекту такого перехода. Одним из инструментов решения этой сложной проблемы является формирование информационно-аналитической системы предварительной оценки сравнительной эффективности разных направлений развития энергогенерации.

Разработанный в рамках данной статьи научно-методический подход предоставляет возможность, при условии его дальнейшего развития и реализации на уровне современных информационных технологий, построить информационно-аналитическую систему для выполнения автоматизированной предварительной оценки сравнительной эффективности проектов модернизации действующих энергоблоков ТЭС; строительства и эксплуатации ВЭС; строительства и эксплуатации СЭС. Алгоритм работы программы предполагает расчет критериев эффективности, которые бы характеризовали потенциальный экономический эффект от эксплуатации традиционных (модернизированных ТЭС) и возобновляемых (ВЭС и СЭС) объектов энергетики. На основе анализа таких критериев программа выявляет наиболее экономически привлекательные проекты.

С учетом этого замечания представленная в статье информационно-аналитическая система может быть использована Министерством энергетики и угольной промышленности Украины в рамках процесса цифровизации управленческих решений в сфере разработки направлений развития энергетики, поскольку эта система оперативно предоставляет предварительную информацию о динамических сдвигах в экономическом потенциале ее секторов.

Следующим шагом на пути обоснования стратегических векторов развития энергетического сектора должно стать детальное профессиональное обсуждение предварительных оценок, полученных при помощи автоматизированных расчетов, с дальнейшим переходом к выбору конкретных направлений развития и разработки инвестиционных проектов (за счет государственных или частных инвесторов и/или на началах государственно-частного партнерства). На этом этапе может возникнуть необходимость в применении научно-методических подходов к прогнозированию изменений факторов инвестиционных проектов, а также в определении экономических условий, при которых тот или иной проект в энергетике станет инвестиционно привлекательным.

Следовательно, сказанное обуславливает целесообразность дальнейшей разработки обозначенных научно-методических подходов, направленных на цифровизацию управленческих решений органов государственной власти и управления,

с дальнейшим предоставлением им современного информационно-аналитического обеспечения.

Список использованной литературы

1. Халатов А.А. Энергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи // Вісник НАН України. – 2016. – № 6. – С. 53–61.
2. Дубовський С.В., Коберник В.С. Техніко-економічні оцінки перспективних природоохоронних технологій теплової енергетики України // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – № 2. – С. 49–56.
3. Черноусенко О.Ю. Стан енергетики України та результати модернізації енергоблоків ТЕС // Проблеми загальної енергетики. – 2014. – № 4. – С. 20–28.
4. Черноусенко О.Ю., Бутовський Л.С., Грановська О.О., Пешко В.А., Мороз О.С. Вплив роботи у маневрених режимах енергоблоків ТЕС на техніко-економічні характеристики // Проблеми загальної енергетики. – 2016. – № 2. – С. 43–51.
5. Самуэльсон П., Нордхаус В. Экономика ; [пер. с англ.]. – М. : Вильямс, 2012. – 1360 с.

References

1. Khalatov A.A. *Enerhetyka Ukrainy: suchasnyi stan i naiblyzhchi perspektyvy* [Energy sector of Ukraine: modern state and nearest prospects]. *Visnyk NAN Ukrainy – Visnyk of the NAS of Ukraine*, 2016, No. 6, pp. 53–61 [in Ukrainian].
2. Dubovsky S.V., Kobernik V.S. *Tekhniko-ekonomichni otsinky perspektyvnykh pryrodookhoronnykh tekhnolohii teplovoi enerhetyky Ukrainy* [Technical and economic evaluation of promising environmental conservation technologies in the thermal power engineering of Ukraine]. *Problemy zahal'noi enerhetyky – Problems of General Energy*, 2013, No. 2, pp. 49–56 [in Ukrainian].
3. Chernousenko O.Yu. *Stan enerhetyky Ukrainy ta rezul'taty modernizatsii enerhobloktiv TES* [State of energetics in Ukraine and results of modernization of power-generating units at TPP]. *Problemy zahal'noi enerhetyky – Problems of General Energy*, 2014, No. 4, pp. 20–28 [in Ukrainian].
4. Chernousenko O.Yu., Butovsky L.S., Hranovskaya O.O., Peshko V.A., Moroz O.S. *Vplyv roboty u manevrenykh rezhymakh enerhobloktiv TES na tekhniko-ekonomichni kharakterystyky* [The influence of the work in the maneuvering regimes of power units of coal-firing generating station on the technological and economic characteristics]. *Problemy zahal'noi enerhetyky – Problems of General Energy*, 2016, No. 2, pp. 43–51 [in Ukrainian].
5. Samuelson P., Nordhaus W. *Ekonomika* [Economics]. Moscow, Vil'yams, 2012 [in Russian].

*Статья поступила в редакцию 21 ноября 2017 г.
The article was received by the Editorial staff on November 21, 2017.*