

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

О.Ю. Марьясин, А.И. Лукашов (Ярославль)

Россия входит в число крупнейших мировых эмитентов парниковых газов (ПГ) (около 5% совокупных выбросов ПГ), что обуславливает повышенное внимание на международной арене к ее климатическим целям и политике [1]. Согласно данным национального кадастра Россия существенно сократила выбросы ПГ в долгосрочном периоде: в 2019 году выбросы ПГ России составили 2119,4 миллионов тонн CO<sub>2</sub>-экв. (исключая землепользование, изменения землепользования и лесное хозяйство), что на 32,9% меньше их величины в 1990 году (3158,8 миллионов тонн CO<sub>2</sub>-экв) [2]. Тем не менее, в последние годы выбросы ПГ в стране растут, а «Индекс эффективности действий в области изменения климата» [3] за 2020 год оценивает российские усилия по компоненте «Климатическая политика» как «очень низкие» (54 позиция из 58). В том числе как «очень низкие» на национальном уровне и как «низкие» на международном уровне. Это создает вызов для имиджа России как климатически ответственной страны.

В 2021 году в ЕС приступили к реализации планов по введению трансграничного углеродного регулирования, что выносит вопрос углеродного ценообразования на международный уровень и создает серьезные риски для российских экспортеров, поставляющих продукцию в ЕС. В России на государственном уровне приняты и активно разрабатываются стратегические документы в области противодействия и адаптации к климатическим изменениям, действуют меры, направленные на сокращение выбросов ПГ.

Одним из направлений государственной политики в Российской Федерации по уменьшению выбросов ПГ является развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года, утвержденные распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 г. № 1-р, устанавливают целевые показатели объема производства и потребления электрической энергии с использованием ВИЭ (кроме гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт) в 2035 году на уровне не менее 6% (более 80 млрд. кВт\*ч). Для стимулирования развития ВИЭ в электроэнергетике сформирована и уточняется нормативная база их поддержки на оптовом и розничном рынках электроэнергии, в изолированных энергорайонах и для микрогенерации.

На фоне усиления климатической повестки возрастет значимость оценок углеродного следа – измерения выбросов ПГ, образовавшихся в результате деятельности организации или производства продукта. Поэтому необходимо разрабатывать методики и способы оценки углеродного следа, а также способы верификации полученных данных. Конечная цель этих действий заключается в снижении выбросов ПГ или уменьшении углеродного следа. Уменьшение выбросов ПГ, как правило, требует значительных затрат на модернизацию для изменения системы энергоснабжения предприятия, в том числе с переходом на ВИЭ. В этой связи становится актуальной задача предварительного моделирования таких изменений с целью выбора наиболее оптимального решения, обеспечивающего экономическую, энергетическую и экологическую эффективность проекта модернизации.

В данной работе рассматриваются вопросы моделирования уровня углеродного следа, возникающего только при энергоснабжении предприятия, т.е. от электроэнергии, пара, тепла и холода, затраченных на производство продукции и функционирование

предприятия. Авторами представлен набор имитационных моделей, предназначенных для оценки углеродного следа при выборе вариантов энергоснабжения одного из предприятий фармацевтического кластера Ярославской области. Целью работы является определение варианта энергоснабжения предприятия, который бы минимизировал объемы выбросов углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) и позволил уменьшить, а в перспективе полностью исключить прямые выбросы ПГ при производстве продукции. Каждая из моделей представляет собой отдельный вариант энергоснабжения предприятия.

Моделирование вариантов модернизации энергоснабжения позволяет сделать оценку негативного влияния трансграничного углеродного регулирования ЕС на экспортную деятельность предприятия. Кроме того, наличие таких моделей дает возможность сократить сроки подготовки технико-экономического обоснования для получения внешних субсидий и мер государственной поддержки на реализацию мероприятий по снижению выбросов ПГ.

В настоящее время предприятие получает электроэнергию из энергосистемы Ярославской области (ОЭС Центра) и тепло для производственных нужд от собственной газовой котельной. Годовая потребность предприятия (по данным 2020 года) составляет: в электроэнергии 11572 МВт·ч, в природном газе 2400 тыс. м<sup>3</sup>.

Согласно Протоколу GHG (Greenhouse Gas Protocol), выбросы парниковых газов предприятия подразделяются на прямые и косвенные и классифицируются по трем категориям (Score 1–3):

1 прямые выбросы ПГ – Score 1 (от сжигания природного газа в котельной), которые для данного предприятия оцениваются в объеме 4555 т  $\text{CO}_2$ -экв. в год;

2 энергетические косвенные выбросы ПГ – Score 2 (от закупки сетевой электроэнергии), объем которых оценивается в 7186 т  $\text{CO}_2$ -экв. в год;

3 прочие косвенные выбросы ПГ – Score 3 (от добычи, переработки, транспортировки природного газа и использования внешней электроэнергии), определенные в объеме 2427 т  $\text{CO}_2$ -экв. в год.

Суммарные выбросы предприятия для текущей ситуации составляют 14168 т  $\text{CO}_2$ -экв. в год.

В качестве основных вариантов энергоснабжения предприятия, уменьшающих выбросы ПГ, рассматривались три варианта.

Вариант 1 предполагает использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнечные панели и ветрогенераторы. Планируемое значение мощности для солнечной электростанции принималось 3 МВт, ветряной электростанции – 1.2 МВт (4 ветроэлектрические установки по 300 кВт). Для сглаживания колебаний электрической мощности, генерируемой ВИЭ в периоды наличия/отсутствия солнечной и ветряной активности, планируется применить сетевые литий-ионные накопители (СН). Общая мощность накопителей в режиме работы на нагрузку должна составлять 1 МВт. Учитывая природно-климатические условия Ярославской области (количество солнечных дней в году, среднегодовой уровень солнечной радиации, среднегодовая скорость ветра), использование ВИЭ не может полностью обеспечить предприятие электроэнергией даже в летнее время года. Поэтому недостаток электроэнергии будет компенсироваться за счет сетевой электроэнергии. При этом тепловая энергия для нужд предприятия в полном объеме поступает от газовой котельной.

Вариант 2 отличается от первого варианта тем, что для снабжения предприятия теплом используется собственная электрокотельная. Мощность электрокотельной составит 8 Гкал/час. Для энергоснабжения электрокотельной потребуется электроэнергия порядка 18 тыс. МВт·ч в год.

Вариант 3 наряду с применением ВИЭ предполагает создание собственного энергоцентра на базе газопоршневой электростанции с технологией тригенерации. Тригенерация – это комбинированное производство электричества, тепла и холода. Тепловая энергия получается за счёт эффективной утилизации попутного тепла, которое затем преобразуется в теплоносители – горячую воду и пар. В газопоршневых электростанциях отбор тепловой энергии организован примерно поровну, как от системы утилизации выхлопных газов, так и от системы охлаждения двигателя (масляного радиатора и охлаждающей жидкости). Для производства холода используется абсорбционная холодильная машина, потребляющая тепловую энергию. Тригенерация позволяет использовать генерирующую установку круглый год, не снижая ее производительности в летний период, когда потребность в вырабатываемом тепле снижается. Мощность энергоцентра по электроэнергии составит 3.2 МВт, по теплу – 2.5 МВт и по холоду 2 МВт соответственно.

Для оценки углеродного следа при различных вариантах энергоснабжения предприятия был разработан набор имитационных моделей в системе AnyLogic. Среда AnyLogic позволяет комбинировать три основных подхода, используемых для создания динамических моделей: системная динамика, дискретно-событийное моделирование и агентное моделирование. Фрагмент модели для варианта 1 в процессе имитации показан на рис. 1.

В модели использовались следующие типы агентов: Main (основной класс модели, играет роль среды обитания для других агентов), SolarPanel (класс, моделирующий работу солнечных панелей), WindTurbine (класс, моделирующий работу ветрогенераторов), Battery (класс, моделирующий работу СН), EnergySupplier (класс поставщиков электроэнергии).

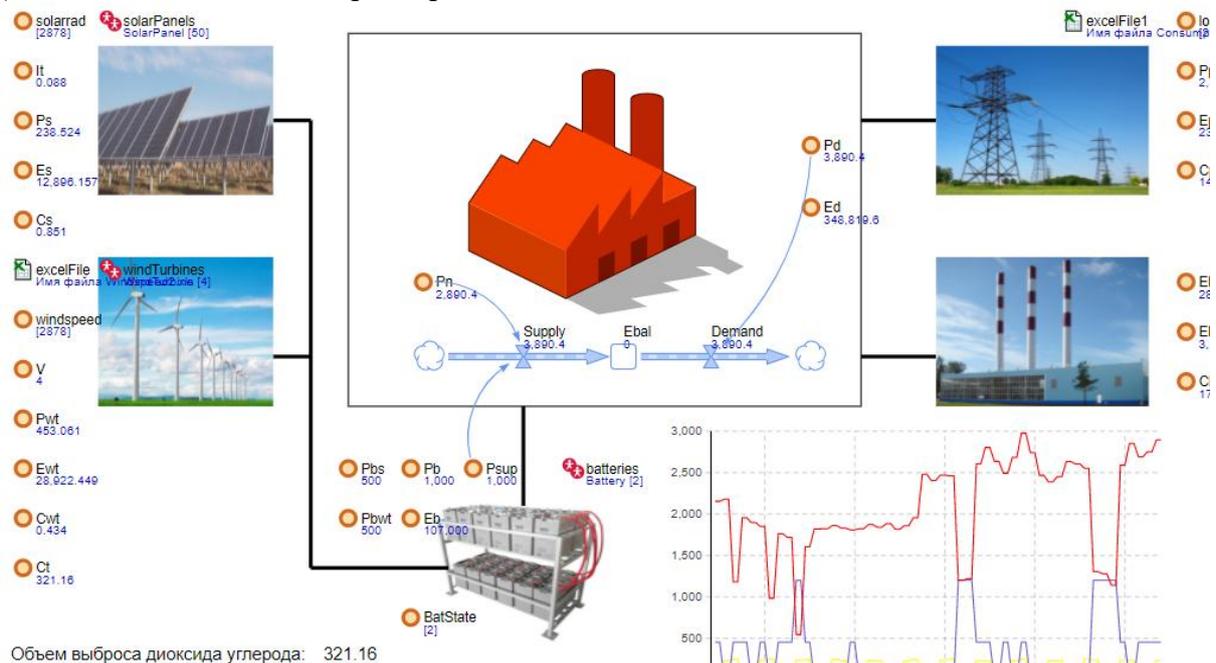


Рис. 1. Фрагмент модели для варианта 1 в процессе имитации

Для моделирования работы солнечной и ветряной электростанций использовались погодные данные о скорости ветра и интенсивности солнечной радиации в Ярославской области за 2020 год, полученные из открытых источников. Данные были представлены в файле формата Microsoft Excel с дискретностью 3 часа. Поэтому шаг моделирования также был взят равным 3 часам.

Количество электрической энергии, сгенерированное солнечной PV-панелью, рассчитывалась по формуле [4]:

$$P_s = I_t \eta_{pv} A_{pv}, \quad (1)$$

где

$I_t$  – суммарная интенсивность солнечной радиации, действующей на PV-панель, кВт·ч/м<sup>2</sup>;

$\eta_{pv}$  – коэффициент эффективности PV-панели;

$A_{pv}$  – площадь PV-панели, м<sup>2</sup>.

Общее количество энергии, получаемое от солнечной электростанции, определяется суммированием по всем солнечным панелям.

Выходная электрическая мощность ветроэлектрической установки рассчитывалась по формулам:

$$P_w = 0, \quad V < V_{ci}, \quad (2)$$

$$P_w = (aV^3 - bP_r)A_w\eta_w, \quad V_{ci} < V < V_r, \quad (3)$$

$$P_w = P_r A_w \eta_w, \quad V_r < V < V_{co}, \quad (4)$$

$$P_w = 0, \quad V > V_{co}, \quad (5)$$

где

$V$  – скорость ветра, м/с;

$V_{ci}$ ,  $V_{co}$ ,  $V_r$  – скорости ветра при которых ветрогенератор включается, отключается и номинальная скорость ветра соответственно, м/с;

$P_r$  – номинальная мощность ветрогенератора, кВт;

$a = P_r / (V_r^3 - V_{ci}^3)$ ,  $b = V_{ci}^3 / (V_r^3 - V_{ci}^3)$ ;

$A_w$  – площадь, образуемая при вращении лопастей ветрогенератора, м<sup>2</sup>;

$\eta_w$  – коэффициент эффективности ветрогенератора.

Общая электрическая мощность ветряной электростанции определяется суммированием значений мощности из уравнений (2)–(5) по всем ветрогенераторам.

Уравнение баланса энергии СН в момент времени  $t$  может быть записано в виде:

$$E_b(t) = E_b(t-1)(1 - \sigma) + (E_g(t) - E_l(t)/\eta_{inv}) \eta_b, \quad (6)$$

где

$\sigma$  – коэффициент скорости саморазряда батареи;

$E_g$  – энергия, генерируемая ВИЭ, кВт·ч;

$E_l(t)$  – энергия, потребляемая предприятием от СН, кВт·ч;

$\eta_{inv}$  – коэффициент эффективности инвертера;

$\eta_b$  – коэффициент эффективности батареи.

Энергоемкость СН должна удовлетворять условию:

$$E_{bmin} \leq E_b(t) \leq E_{bmax}, \quad (7)$$

где  $E_{bmin}$  и  $E_{bmax}$  – минимальная и максимальная энергоемкость СН.

Уравнения (6) и (7) реализованы в модели агента Battery, показанной на рис. 2.

Модель на рис. 2 включает элементы системной динамики, диаграмму состояний и процедуру на языке Java. Элементы системной динамики используются для реализации уравнения (6). Диаграмма состояний на рис. 2 предназначена для управления батареей, ее включения и выключения в зависимости от количества накопленного заряда и в требуемые моменты времени.

СН могут применяться не только для компенсации нерегулярных колебаний электрической мощности, связанных с работой ВИЭ. Они могут также использоваться для сокращения энергопотребления предприятия в периоды высоких цен на электроэнергию и в часы пиковой нагрузки электросети для снижения затрат на оплату электроэнергии и мощности.

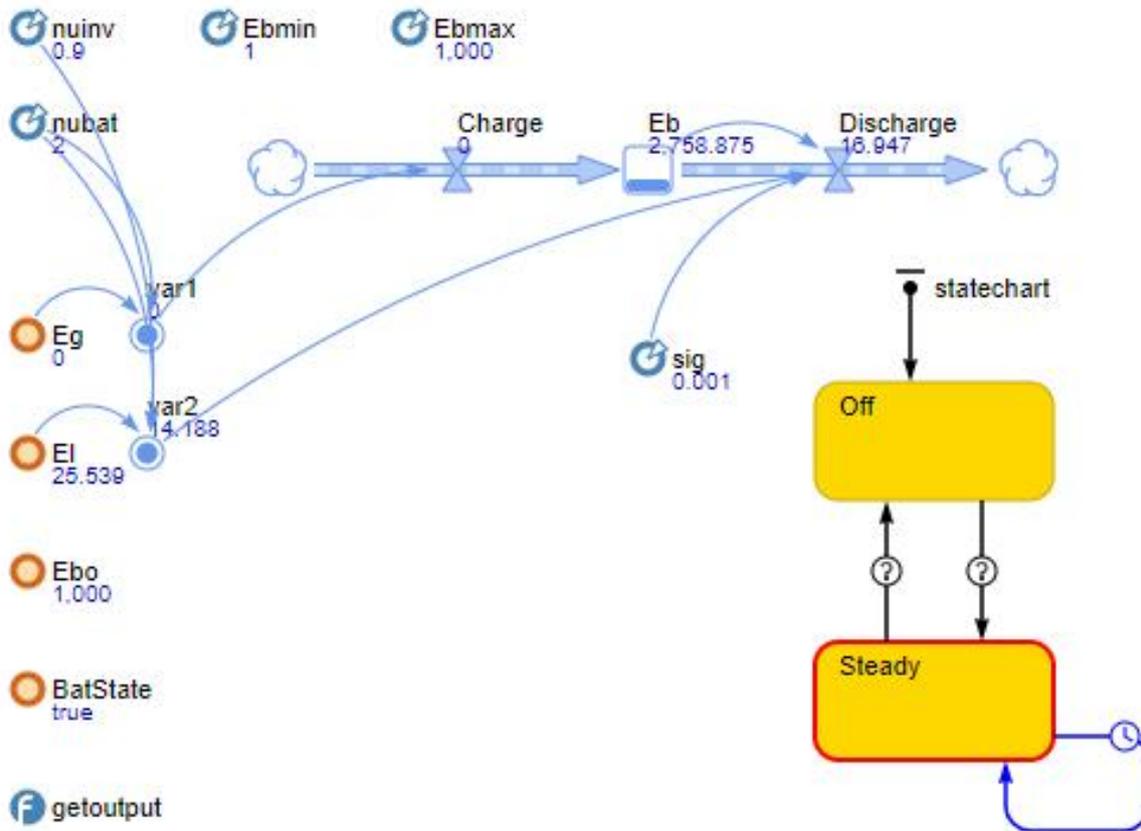


Рис. 2. Модель агента Battery в процессе имитации

Уравнения (1) – (7) позволяют определить количество энергии, поступающее от системы ВИЭ + СН для энергоснабжения предприятия. Как уже было сказано ранее, ВИЭ не могут полностью обеспечить предприятие электроэнергией. Поэтому недостаток электроэнергии должен возмещаться из других источников. Это энергосистема в вариантах 1, 2 и тригенерационная установка в варианте 3. График потребления электроэнергии определялся по данным о почасовом потреблении предприятия за каждый месяц 2020 года. Данные о потреблении электроэнергии также были представлены в файле формата Microsoft Excel с дискретностью 3 часа.

На рис. 3 показаны графики электроэнергии (в кВт за 3 часа) для варианта 1, для марта и июля 2020 года, генерируемых солнечной и ветряной электростанциями, а также потребляемой из энергосистемы Ярославской области. Из графиков видно, что потребление электроэнергии из энергосистемы  $P_p$  значительно уменьшается в часы, когда генерируется большое количество электроэнергии от солнечной и ветряной электростанций.

Объемы выбросов ПГ для различных вариантов энергоснабжения предприятия определялись по данным международных руководящих и отчетных документов [5]–[7]. Коэффициент выброса углекислого газа для стационарного сжигания природного газа был принят 56.1 кг CO<sub>2</sub>-экв./ГДж [5]. Коэффициент выброса CO<sub>2</sub> от сжигания топлива при производстве электроэнергии – 0.621 т CO<sub>2</sub>-экв./МВт·ч [6]. Коэффициент выброса от строительства и обслуживания солнечной электростанции – 0.066 т CO<sub>2</sub>-экв./МВт·ч [7]. Коэффициент выброса от строительства и обслуживания ветряной электростанции – 0.015 т CO<sub>2</sub>-экв./МВт·ч [7].

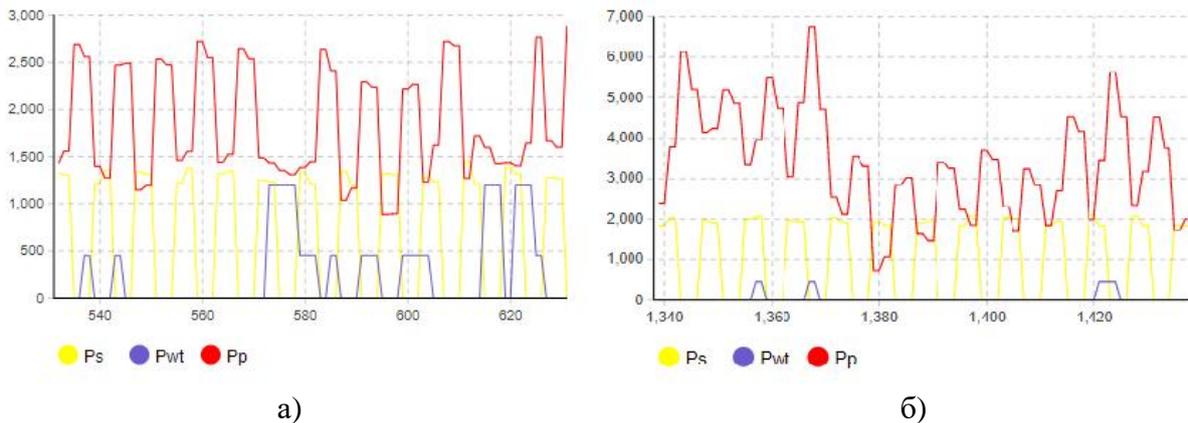


Рис. 3. Графики электроэнергии для варианта 1: а) для марта; б) для июля

Суммарный объем выброшенного диоксида углерода по данным имитационного моделирования за 2020 год для варианта 1 составил – 8851 т CO<sub>2</sub>-экв., для варианта 2 – 15003 т CO<sub>2</sub>-экв., для варианта 3 составил – 6045 т CO<sub>2</sub>-экв.

Таким образом, вариант 3 позволяет максимально сократить объемы выбросов CO<sub>2</sub> по сравнению с другими вариантами. При применении этого варианта углеродный след от косвенных выбросов ПГ при производстве электроэнергии, затраченной на производство товара, может быть уменьшен более чем в два раза. Следует отметить, что использование только системы ВИЭ + СН для энергоснабжения предприятия (вариант 1) также значительно снижает объем выброса CO<sub>2</sub>. Это может стимулировать предприятие на внедрение ВИЭ.

Точность имитационного моделирования может быть повышена при использовании более точных погодных данных, реальных данных об объемах электроэнергии, генерируемых с помощью солнечной и ветряной электростанций, данных о почасовом потреблении тепла, пара и холода на предприятии.

### Выводы

Таким образом, в работе рассмотрен набор имитационных моделей, предназначенных для оценки углеродного следа при выборе вариантов энергоснабжения предприятий. Каждая модель представляет собой отдельный вариант энергоснабжения предприятия. Модели позволяют сравнить различные варианты энергоснабжения по объемам годового выброса CO<sub>2</sub>. В результате моделирования было установлено, что совместное использование для энергоснабжения предприятия ВИЭ и газопоршневой электростанции с технологией тригенерации, позволяет минимизировать объемы выброса CO<sub>2</sub>.

Разработанные модели также позволяют оценить влияние различных конструктивных и эксплуатационных параметров источников энергоснабжения на величину углеродного следа. Это дает возможность подобрать необходимые характеристики источников энергоснабжения, такие, как число солнечных панелей и ветрогенераторов, производительность газопоршневой электростанции. Путем изменения параметров модели могут быть легко адаптированы для любого предприятия, использующего как традиционные, так и возобновляемые источники энергии.

### Литература

1. Климатическая повестка России: реагируя на международные вызовы. URL: <https://www.csr.ru/ru/news/klimaticheskaya-povestka-rossii-reagiruya-na-mezhdunarodnye-vyzovy/> (дата обращения: 07.08.2021).
2. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990-2019 гг. Часть 1. URL: <http://www.igce.ru/performance/publishing/reports/> (дата обращения: 04.09.2021).
3. The Climate Change Performance Index 2020. URL: <https://newclimate.org/2019/12/10/the-climate-change-performance-index-2020/> (дата обращения: 07.08.2021).
4. **Deshmukh M.K., Deshmukh S.S.** Modeling of hybrid renewable energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12, 2008, pp. 235 – 249.
5. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, Том 2, Энергетика. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/vol2.html> (дата обращения: 07.08.2021).
6. Отчет Европейского банка реконструкции и развития «Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России. Исследование базового уровня выбросов по России», 2010, 102 с.
7. Annex III. Technology-specific Cost and Performance Parameters. URL: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_annex-iii.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf) (дата обращения: 07.08.2021).