

УДК 658.5.012.2

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСХОДОВ НА ТОПЛИВО НА ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ПРОГРАММУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ РОССИИ

¹Осецкая М.М., ²Жердев Г.М., ³Алленых М.А.

¹НОУ ДПО «Центральный институт повышения квалификации Госкорпорации Росатом»,
Обнинск, e-mail: MMOsetskaya@rosatom-cipk.ru;

²АО «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический
институт имени А.И. Лейпунского», Обнинск, e-mail: jerdev@ippe.ru;

³ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»,
Москва, e-mail: marina_allenykh@mail.ru

В статье представлены результаты оценки влияния выбранных факторов производства (материальных расходов, заработной платы и страховых взносов, амортизации и прочих расходов) на величину выручки и прибыли АЭС, ТЭС и ГЭС путем построения экономико-математических моделей производства. Предлагается планирование производственной программы электроэнергетических предприятий осуществлять с учетом изменения расходов на топливо, амортизацию, прочие расходы, которые также являются составляющими нормированной стоимости электроэнергии (LCOE). Ценовая надбавка по итогам расчетов составляет 17% для АЭС, 5% – ТЭС, 47% – ГЭС без учета сопутствующих потерь. Проведена калькуляция топливной составляющей себестоимости электроэнергии АЭС и сравнительный анализ изменений полученных результатов с предыдущими данными с учетом изменения стоимости переделов начальной и заключительной стадий ядерного топливного цикла (ЯТЦ), а также принятой стратегии обращения с РАО и ОЯТ, с рециклом и без рецикла.

Ключевые слова: планирование производства, нормированная стоимость электроэнергии, АЭС, уран, обработавшее ядерное топливо (ОЯТ), ядерный топливный цикл (ЯТЦ)

ESTIMATION OF FUEL COST IMPACT ON ENERGY ENTERPRISES PRODUCTION PROGRAM IN RUSSIA

¹Osetskaya M.M., ²Zherdev G.M., ³Allenykh M.A.

¹Rosatom Central Institute for Continuing Education and Training, Obninsk,
e-mail: MMOsetskaya@rosatom-cipk.ru;

²JSC «State Scientific Centre of the Russian Federation – Institute for Physics
and Power Engineering n.a. A.I. Leypunsky», Obninsk, e-mail: jerdev@ippe.ru;

³Federal State-Funded Educational Institution of Higher Education «Financial University
under the Government of Russian Federation», Moscow, e-mail: marina_allenykh@mail.ru

The paper presents the results of the assessment of the influence of the selected production factors (material costs, wages and insurance premiums, depreciation and miscellaneous costs) on the revenue and profits of NPP, TPP and HPP by creation economic – mathematical models of production. It is proposed to plan the production program of electric power enterprises taking into account changes in fuel costs, depreciation, miscellaneous costs, which are also components of the levelized cost of electricity (LCOE). The price premium (margin) based on the results of calculations is 17% for nuclear power plants, 5% for thermal power plants, 47% for hydroelectric power stations without taking into account associated losses. The technique introduced by the authors to form fuel cost component was developed. Furthermore a comparative analysis of the changes in the results obtained with previous data, taking into account the changes in the cost of the redistribution of the initial and back-end stages of the nuclear fuel cycle (NFC), the adopted strategy for handling RW and SNF with due account for recycling was provided.

Keywords: production planning, the levelized cost of electricity (LCOE), nuclear power plant (NPP), uranium, spent nuclear fuel (SNF), nuclear fuel cycle (NFC)

Созданные институциональные основы перевода российского рынка электроэнергии в сферу конкурентных отношений формируют для предприятий новые вызовы. На текущий момент структура электроэнергетической отрасли России представлена тепловыми электростанциями (58,64%), атомными электростанциями (18,3%), гидроэлектростанциями (17,4%), электростанциями промышленных предприятий (5,6%), ветроэлектростанциями

(0,013%), солнечными электростанциями (0,044%) [1]. В соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. планируется ввод в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС с установленной мощностью 17,7 ГВт при реализации «минимального» варианта развития электроэнергетической отрасли и 21,4 ГВт при реализации «базового» варианта. При этом вывод из эксплуатации составит 13,4 ГВт установленной мощно-

сти АЭС [2], а его стоимость заложена в себестоимость электроэнергии и составляет примерно 3% от годовой выручки [3]. Поддержка Правительством РФ развития ядерной энергетики направлена как на финансирование сооружения АЭС, так и на решение проблемы отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), включая обращение с радиоактивными отходами (РАО). Отчисления на обращение с РАО составляют примерно 7% от годовой выручки и включаются в себестоимость электроэнергии, что итоге увеличивает стоимость электроэнергии для конечного потребителя. Однако господдержка строительства АЭС исчезнет совсем к 2020 г. [4], что приведет к новым вызовам и необходимости проработки новых векторов развития ядерной энергетики, а, следовательно, к поиску резервов повышения экономической конкурентоспособности АЭС. Особенно следует отметить «экспансию» ядерных технологий за рубеж, конкурентоспособность которых доказывается низкой величиной нормированной стоимости электроэнергии (LevelizedCostofElectricity (LCOE)), включающей расходы на топливо, эксплуатацию (в том числе расходы на техническое обслуживание и ремонт, заработную плату персонала), амортизацию и другие за весь жизненный цикл энергетического объекта [5–8].

Целью настоящего исследования является выявление параметров производства, оказывающих наибольшее влияние на изменение выручки и прибыли электроэнергетических предприятий, разработка мероприятий по повышению эффективности формирования производственной программы для достижения конкурентных преимуществ на рынке генерации электроэнергии.

В исследовании использованы методы корреляционного анализа, линейного и динамического программирования, прогнозные качественные и количественные методы, методы классификации и группировки данных.

Данная статья является логическим развитием и углублением проведенного исследования [8] по планированию производства на АЭС с использованием разработанной экономико-математической модели и предложенной методики планирования расходов на ядерное топливо с учетом принятой стратегии обращения с РАО и ОЯТ. Авторами предложены экономико-математические модели линейного вида зависимости выручки и прибыли от выбранных параметров производства, включенных в себестоимость электроэнергии, с учетом вида генерирующей установки (ТЭС, АЭС, ГЭС). Классическая экономико-ма-

тематическая модель задачи планирования производства предприятия в большинстве случаев заключается в определении целевой функции себестоимости, стремящейся к минимуму, уравнений ограничений по ресурсам, включая суммарную нагрузку всего оборудования, производящего энергию. Как было показано в [8], целесообразно рассматривать производственную функцию производства электроэнергии в линейном и нелинейном виде.

Предлагается рассматривать производственную функцию

$$Y = Q \times P, \quad (1)$$

где Y – зависимая (объясняемая) переменная, представляющая собой необходимую валовую выручку предприятия, Q – выработка, количество произведенной электроэнергии за календарный год, P – отпускная цена электроэнергии за календарный год, функция которой имеет вид

$$P = \frac{\alpha + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \beta_4 x_4 + \beta_5 x_5}{Q}, \quad (2)$$

где $x = x(x_1, x_2, \dots, x_m)$ – вектор независимых (объясняющих) переменных; β – вектор параметров (подлежащих определению); α – ценовая надбавка (прибыль). В качестве независимых переменных в уравнении множественной регрессии, сумма которых представляет собой себестоимость электроэнергии, выступают: x_1 – материальные затраты, в том числе расходы на топливо; x_2 – расходы на оплату труда; x_3 – страховые взносы; x_4 – амортизация; x_5 – прочие затраты, включающие расходы на командировки, услуги сторонних организаций, отраслевые резервы.

Нелинейную модель (1) путем логарифмирования, преобразуя в линейную модель, также можно использовать при определении влияния факторов себестоимости и объемов производства на необходимую валовую выручку, ЕВІТ.

Показано, что производственную функцию также можно рассматривать в линейном виде:

$$Y = \alpha + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \beta_4 x_4 + \beta_5 x_5. \quad (3)$$

Выявлено, что линейная модель более точно описывает значения результирующего показателя, чем нелинейная, что, по мнению, авторов, объясняется искусственным формированием тарифа (цены) на электроэнергию, обусловленным государственным регулированием.

Исходными данными, сгруппированными в табл. 1, для построения экономико-математических моделей планирования производства ТЭС, ГЭС и АЭС явились го-

довые отчеты и бухгалтерская отчетность АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «Русгидро» и консолидированная отчетность по ТЭС. Авторы в исследовании приняли во внимание, что в состав ПАО «Русгидро» входят также ТЭС, ГеоЭС, ВЭС, СЭС и ПЭС, сбытовые компании, научно-исследовательские и проектные организации, электросетевые компании.

Экономико-математическая модель производства АЭС имеет вид

$$Y = 48\,652\,138 + 1,86x_1 + 1,79x_2 + 0,39x_3,$$

где x_1 – материальные затраты, в том числе расходы на природный уран; x_2 – амортизация; x_3 – прочие затраты. Проверка значимости модели и ее параметров показала их статистическую значимость. Надбавка АО «Концерн Росэнергоатом» составляет в среднем 17%. Полученные значения эластичности позволяют сделать вывод о том, что 1) рост материальных расходов, в том числе на ядерное топливо, и амортизации на 1% приведет к росту выручки на 0,39%

и 0,14%, ЕВИТ – на 0,59% и 0,21% соответственно; 2) увеличение прочих расходов, в том числе на отраслевые резервы, на 1% приведет к росту выручки на 0,11%, но снижению ЕВИТ – на 0,56%.

Экономико-математическая модель производства ТЭС имеет вид

$$Y = 44\,963\,088 + 0,96x_1 + 2,32x_2 + 1,75x_3,$$

где x_1 – материальные затраты, в том числе расходы на органическое топливо; x_2 – амортизация; x_3 – прочие затраты. Проверка значимости модели и ее параметров показала их статистическую значимость. Надбавка предприятий, работающих на органическом топливе, составляет в среднем 5%. Полученные значения эластичности свидетельствуют о том, что 1) увеличение прочих расходов и на амортизацию на 1% приведет к росту выручки на 0,09% и 0,14%, ЕВИТ – на 0,33 и 0,69% соответственно; 2) рост материальных расходов, в том числе на органическое топливо, на 1% приведет к росту выручки на 0,67%, снижению ЕВИТ – на 0,25%.

Таблица 1

Исходные данные ТЭС, АЭС, ГЭС за 2009–2016 гг. (тыс. руб.), используемые при построении модели зависимости необходимой валовой выручки, ЕВИТ от выбранных факторов производства

Год	Материальные затраты	Расходы на оплату труда	Страховые взносы	Амортизация	Прочие расходы	Выручка
АЭС						
2009	40 861 427	16 030 801	2 816 544	10 911 630	25 811 866	184 232 795
2010	46 831 657	19 543 891	3 241 886	13 606 327	98 212 924	210 222 698
2011	55 787 657	22 196 517	4 536 327	20 147 654	89 904 533	201 405 029
2012	42 096 515	23 760 385	5 311 384	24 936 116	87 368 489	200 527 279
2013	44 146 248	23 854 821	5 806 994	30 660 948	110 040 973	232 856 681
2014	50 129 599	25 873 867	6 793 844	33 123 065	113 101 948	253 215 398
2015	56 129 781	26 454 160	7 300 658	38 352 906	113 278 736	263 756 643
2016	59 904 313	26 824 559	7 143 833	43 511 526	115 218 890	282 035 779
ТЭС						
2009	397 241 813	39 331 098	7 461 092	30 755 751	55 006 555	590 675 934
2010	531 243 340	42 537 544	7 764 229	33 418 502	60 746 731	749 244 923
2011	571 857 534	46 967 898	10 997 789	42 026 436	68 714 957	829 744 076
2012	573 813 138	47 016 826	11 319 457	50 932 679	70 012 160	834 855 412
2013	593 090 705	48 261 274	11 874 565	55 301 964	69 845 127	873 750 495
2014	582 088 450	48 161 865	12 050 891	58 266 148	74 370 341	816 497 875
2015	613 700 962	56 309 632	14 801 119	64 905 825	85 283 487	934 404 115
2016	655 377 132	60 056 482	15 874 713	69 211 917	87 481 333	1 027 240 418
ГЭС						
2009	11 602 728	3 450 957	505 956	8 104 269	13 040 582	78 995 831
2010	18 008 099	4 784 552	576 985	8 143 676	14 002 411	88 979 471
2011	12 958 778	6 108 574	847 338	9 068 128	15 032 848	92 504 314
2012	20 644 000	6 737 000	1 321 000	10 810 000	16 475 000	94 207 000
2013	21 166 000	6 915 000	1 442 000	11 853 000	17 497 000	108 794 000
2014	22 605 000	8 911 000	1 724 000	13 038 000	19 186 000	108 478 000
2015	19 056 000	8 217 000	1 896 000	14 257 000	20 543 000	107 099 000
2016	17 122 000	7 570 000	2 142 000	15 213 000	14 309 000	115 033 000

Таблица 2

Цены на основные переделы ЯТЦ (российские и мировые),
долл. США / кг, долл. США / ЕРР

Наименование	Цена в России	Цена мирового рынка
Уран	40	44
Конверсия	7–17	5
Обогащение	24	43
Изготовление топлива	Тепловые реакторы	168–200
	Быстрые реакторы	2 000,00
Прямое захоронение ОЯТ		
Транспортировка и промежуточное хранение (ТиПрХ)	100	230
Инкапсулирование и прямое захоронение (ИиПХ)	400	610
Переработка ОЯТ		
Транспортировка и промежуточное хранение (ТиПрХ)	25–40	60
Переработка ОЯТ (Пер.)	335–500	820
Остекловывание и захоронение РАО (ОиЗ РАО)	40–60	100

Экономико-математическая модель производства ГЭС имеет вид

$$Y = 13\,415\,297 + 1,55x_1 + 4,57x_2 - 2,1x_3,$$

где x_1 – материальные затраты, в том числе расходы на органическое топливо; x_2 – амортизация; x_3 – прочие затраты. Проверка значимости модели и ее параметров показала их статистическую значимость. При этом ценовая надбавка составляет одно из наибольших значений – 47% в среднем за период наблюдения. Однако полученные результаты не учитывают сопутствующих расходов при строительстве ГЭС – отчуждение плодородных земель, нерест рыбы и т.п. Рассчитанные значения эластичности показывают, что 1) рост материальных расходов, в том числе на топливо, и расходов на амортизацию на 1% приведет к росту выручки на 0,28% и 0,52%, ЕВИТ – на 0,21% и 0,88% соответственно; 2) снижение прочих расходов на 1% приведет к увеличению выручки на 0,35%, ЕВИТ – на 1,13%. Расчет средней ошибки аппроксимации, проверка остатков на наличие автокорреляции и гетероскедастичности подтвердили статистическую значимость предложенных экономико-математических моделей зависимости выручки и ЕВИТ от выбранных факторов производства.

Наиболее интересным результатом, с точки зрения авторов, является то, что полученные значения параметров моделей для различных типов энергоустановок весьма схожи как в абсолютном, так и в относительном (экономическом) смысле, что объясняется тем фактом, что все предприятия относятся к одному и тому же переделу топливно-энергетического комплекса (ТЭК) – производству электроэнергии.

Исходя из структуры себестоимости электроэнергии АЭС, ТЭС и ГЭС можно сделать вывод, что наибольшее внимание топливной составляющей себестоимости (ТСС) электроэнергии необходимо уделять при планировании производства на АЭС и ТЭС. И если на АЭС рост расходов на топливо приводит к росту выручки и прибыли, то увеличение расходов на органическое топливо на ТЭС снижает прибыль.

В данной работе наибольшее внимание уделяется ТСС электроэнергии, произведенной на АЭС, что обусловлено областью научных интересов авторов. Так, ТСС ядерных энергетических объектов включает расходы на переделы начальной и заключительной стадий ядерного топливного цикла (ЯТЦ): добычу урана, конверсию, обогащение, фабрикации топлива и прямое захоронение или переработку ОЯТ и РАО. Детально рынки переделов ЯТЦ, включая анализ ключевых конкурентов, были рассмотрены авторами в [8] и не приводятся в данной работе. Однако информация по ценам начальной стадии ЯТЦ была уточнена в соответствии с данными [9] и представлена в табл. 2.

При этом следует иметь в виду, что в процессе переработки из ОЯТ извлекаются делящиеся изотопы урана и плутония, рецикл которых позволяет существенно снизить стоимость ТСС. Сравнение стоимости основных переделов ЯТЦ, представленное в [8, с. 594] и данной работе, позволяет сделать вывод о существенном падении цен на природный уран, при относительно постоянном уровне других компонентов ТСС. Авторами проведен расчет ТСС по российским и мировым ценам с учетом различных стратегий обращения с ОЯТ и РАО

с использованием данных табл. 2 по методике [8, с. 594–596].

Результаты расчета сгруппированы в табл. 3 для наиболее распространенного типа реактора ВВЭР-1000 (зарубежный аналог – PWR), с начальными условиями: начальное обогащение для ежегодных перегрузок – 4,85%, содержание ^{235}U в отвале – 0,2% (принятое авторами допущение), удельная энерговыработка – $50\,000 \frac{\text{МВт} \times \text{сут}}{\text{т}}$, КИУМ – 0,8, x^{236} – 0,73%,

коэффициент накопления плутония – 0,2, коэффициент воспроизводства – 0,6. Последние две характеристики приняты для расчета концентраций ^{235}U и $^{239,241}\text{Pu}$ в ОЯТ, которые составили $10,32 \frac{\text{кг}}{\text{т}}$ и $7,39 \frac{\text{кг}}{\text{т}}$ соответственно. Ежегодная загрузка реактора (G_x) в равновесном топливном цикле составляет 17,69 тонн обогащенного урана, масса рециклированного урана ($G_x^{\text{рецикл.}}$) составляет 15,82 тонн, масса компенсационного урана ($G_x^{\text{комп.}}$) – 1,87 тонн, удельная работа разделения составляет $8,501 \frac{\text{ЕРР}}{\text{кг}}$, удельная работа разделения с учетом рецикла составляет $6,105 \frac{\text{ЕРР}}{\text{кг}}$, концентрация делящихся изотопов урана в ОЯТ – 1,03205%.

Таким образом, можно сделать вывод, что при снижении мировых цен на переделы начальной стадии ЯТЦ снижаются конкурентные преимущества российских ядерных технологий за рубежом.

На рисунке графически представлены результаты расчета ТСС по российским и мировым ценам с переработкой или прямым захоронением ОЯТ, с рециклом или без рецикла.

Таким образом, можно сформулировать следующие выводы:

1. Исходя из структуры расходов ТЭС, ГЭС и АЭС, наибольший экономический эффект в виде роста прибыли дает управление:

а) материальными (рост) и прочими (снижение) расходами на АЭС;

б) материальными (снижение) расходами и на амортизацию (рост) на ТЭС;

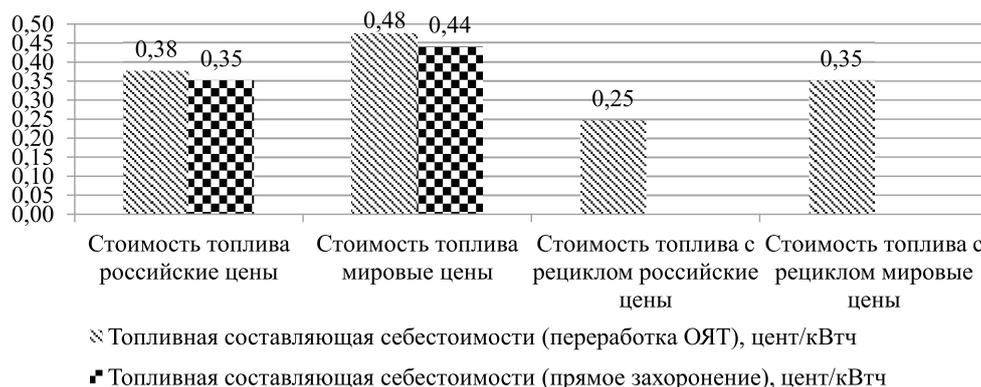
в) расходами на амортизацию (рост) и прочими (снижение) расходами на ГЭС.

2. Следует отметить, что первоначально включенные в модель расходы на заработную плату и страховые взносы на основании расчетов были из нее исключены, что позволяет сделать вывод о том, что их снижение не оказывает ожидаемого эффекта на выручку предприятий.

Таблица 3

Сравнительный анализ ТСС электроэнергии с учетом стратегии обращения ОЯТ с рециклом и без рецикла по российским и мировым ценам на переделы ЯТЦ

Наименование	Стоимость топлива (рос. цены), долл. США	Стоимость топлива (мировые цены), долл. США	Стоимость топлива с рециклом (рос. цены), долл. США	Стоимость топлива с рециклом (мировые цены), долл. США
Уран	6 441 558,44	7 085 714,29	682 176,15	750 393,77
Конверсия	2 737 662,34	805 194,81	289 924,86	85 272,02
Обогащение	3 610 606,55	6 469 003,39	2 700 731,16	4 838 809,99
Изготовление топлива	2 973 090,91	1 592 727,27	2 973 090,91	1 592 727,27
Итого (по начальной стадии ЯТЦ):	15 762 918,23	15 952 639,76	6 645 923,08	7 267 203,05
Прямое захоронение ОЯТ				
Транспортировка и промежуточное хранение	1 769 696,97	4 070 303,03	–	–
Инкапсулирование и прямое захоронение	7 078 787,88	10 795 151,52	–	–
Итого (с прямым захоронением):	24 611 403,08	30 818 094,30	–	–
Переработка отработавшего ядерного топлива (ОЯТ)				
Транспортировка и промежуточное хранение	707 878,79	1 061 818,18	707 878,79	1 061 818,18
Переработка ОЯТ	8 848 484,85	14 511 515,15	8 848 484,85	14 511 515,15
Остекловывание и захоронение РАО	1 061 818,18	1 769 696,97	1 061 818,18	1 769 696,97
Итого (с переработкой ОЯТ):	26 381 100,05	33 295 670,06	17 264 104,90	24 610 233,35
ТСС (прямое захоронение)	0,351190	0,439756	–	–
ТСС (переработка ОЯТ)	0,376443	0,475109	0,246349	0,351173



Сравнение топливной составляющей себестоимости электроэнергии, произведенной на АЭС с учетом принятых стратегий обращения с ОЯТ и РАО

3. ТСС 1 кВт×ч ниже при переработке ОЯТ с последующим рециклом извлекаемых материалов на 34,56% (по российским ценам) и на 26,09% против 29,19% [8] (по мировым ценам), чем без рецикла.

4. ТСС 1 кВт×ч ниже при прямом захоронении ОЯТ на 6,71% (по российским ценам) и на 7,44% против 6,93% [8] (по мировым ценам), чем в случае с переработкой ОЯТ без рецикла.

5. ТСС 1 кВт×ч по российским ценам ниже, чем по мировым:

а) на 20,14% в случае прямого захоронения ОЯТ против 25,33% [8];

б) на 20,77% в случае переработки ОЯТ без рецикла против 26,11% [8];

в) на 29,85% в случае переработки ОЯТ с рециклом против 37,72% [8].

При снижении мировых цен на периоды начальной стадии ЯТЦ нивелируются преимущества российских ядерных технологий, которые остаются с незначительным снижением в случае выбора страной стратегии переработки ОЯТ. Однако уменьшается экономическая целесообразность рециклирования урана, обусловленная низкой стоимостью природного урана и достаточной его ресурсной базой, оставляя при этом открытой экологическую, экономическую и политическую проблему захоронения ОЯТ и РАО в геологических формациях.

Полученные результаты могут быть использованы при планировании производства на ТЭС, АЭС и ГЭС, в целях снижения себестоимости производства электроэнергии, снижения LCOE и повышения конкурентоспособности энергетических

установок российского дизайна за рубежом, а также при выборе стратегии обращения с ОЯТ и РАО.

Список литературы

1. Министерство энергетики Российской Федерации. Основные характеристики российской электроэнергетики [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 14.08.2017).
2. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2017 г. № 1209-р «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/49932.html> (дата обращения: 14.08.2017).
3. Коммерсант.ru. К 2020 году господдержка строительства АЭС исчезнет совсем. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/3181691> дата обращения 24.08.2017).
4. Черняховская Ю.В. Эволюция подходов к оценке стоимости электроэнергии. Анализ зарубежного опыта // Вестник ИГЭУ. – 2016. – № 4. – С. 56–68.
5. Mari C. The costs of generating electricity and the competitiveness of nuclear power // Progress in Nuclear Energy. – 2014. – vol. 73. – P. 153–161. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2014.02.005>.
6. Levelized cost of electricity renewable energy technologies [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_technologies.pdf (дата обращения: 17.07.2017).
7. MIT. Advanced Reactor Cost Workshop [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://energy.mit.edu/2017-canes-future-of-nuclear-energy-in-a-carbon-constrained-world-2/> (дата обращения: 17.07.2017).
8. Осецкая М.М., Украинцев В.Ф., Галковская В.Е. Управление топливной составляющей (начальной и заключительной стадий ЯТЦ) себестоимости электроэнергии при формировании производственной программы на АЭС России // Экономика и предпринимательство. – 2017. – № 4 (ч. 2). – С. 590–599.
9. Ux Consulting Company, LLC. Data Services [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.uxc.com/p/prices/UxCPPrices.aspx> (дата обращения 17.04.2017).