

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-257-266>
УДК 620.9

Влияние ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС

Непомнящий В. А.

Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия

Поступила / Received 22.09.2020

Принята к печати / Accepted for publication 10.11.2020

Одним из наиболее эффективных направлений в развитии электроэнергетики принято считать повышение в балансе мощности и электроэнергии энергосистем доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в виде ветровых и солнечных энергоустановок (ВЭУ и СЭС), основными преимуществами которых считаются экономия органического топлива (угля, газа, мазута) и снижении экологически вредных выбросов в атмосферу. Однако при этом остаются совершенно неисследованным влияние ВИЭ на управляемость режимами работы электроэнергетических систем и на надежность функционирования ОЭС.

В настоящее время в мировой энергетике используется 318 млн. кВт ВЭУ и около 142.4 млн. кВт СЭС, из которых на основные страны Западной Европы приходится около 227 млн. кВт, или 49.3%. В среднем по Западной Европе ветровые и солнечные электростанции составляют почти 30% суммарной генерирующей мощности, при этом наибольший удельный вес ВЭУ приходится на Данию (47%), а самая высокая доля СЭС (18.6%) относится к Германии. Однако бесконтрольное повышение доли ВЭУ и СЭС в структуре генерирующих мощностей энергосистем начинает проявляться в резком снижении надежности функционирования электроэнергетики из-за неучета (или недостаточного учета) ряда отрицательных свойств ВЭУ и СЭС, которые практически проявили себя в системной аварии в энергосистеме Англии 9.08.2019 г., когда в результате «рядового» короткого замыкания произошла системная авария с отключением от системы электроснабжения до 1.1 млн. потребителей с общей нагрузкой 1690 МВт на время от 15 до 45 мин. Это по расчетам привело к экономическим ущербам у потребителей 12.3 – 15.0 млн.USD.

Причина заключается в неучете повышенной чувствительности ВЭУ, СЭС, ГТУ и газопоршневых энергоустановок (ГПЭУ) к снижениям напряжения и частоты в условиях недостаточного по мощности врачающегося (мобильного) резерва генерации. Ущерб может быть предотвращен увеличением врачающегося резерва в пределах располагаемого резерва ЭЭС, что потребует увеличения средств на его поддержание за счет дополнительного расхода топлива. Соотношение снижения вероятного ущерба потребителям и стоимости дополнительного расхода топлива на поддержание в энергосистеме необходимого врачающегося резерва позволяет экономически обосновать стратегию и масштабы внедрения в электроэнергетику возобновляемых источников энергии.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергосистема, ветровые и солнечные энергоустановки, врачающийся резерв, надежность электроснабжения, авария, ущерб

Адрес для переписки:

Непомнящий В. А.
Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия
e-mail: nva.sbor@mail.ru

Для цитирования:

Непомнящий В. А. Влияние ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 257 – 266.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-257-266>

Address for correspondence:

Nepomnyashchiy V. A.
Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia
e-mail: nva.sbor@mail.ru

For citation:

Nepomnyashchiy V. A. [Impact of wind and solar power plants on the reliability of the IPS]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020, vol. 13, no. 3, pp. 257 – 266. (in Russian)
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-257-266>

Impact of wind and solar power plants on the reliability of the IPS

Nepomnyashchii V. A.

Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia

One of the most promising areas in the development of the electric power industry is generally regarded to lie in expanding the share of renewable energy sources (RES) in the electric energy balance of power systems in the form of wind and solar power plants (WPP and SPP), the saving of organic fuel (coal, gas, fuel oil) and the reduction of environmentally harmful emissions into the atmosphere considered to be their most important advantages. However, the impact of RES on the controllability of the modes of operation of electric power systems and on the reliability of the IPS operation remains quite unexplored.

Currently, the global energy industry uses 318 million kW of WPP and about 142.4 million kW of SPP, of which the major West European countries account for about 227 million kW, or 49.3%. On average, wind and solar power plants account for almost 30% of the total generating capacity in Western Europe, with Denmark having the largest share of WPP (47%) and Germany having the highest share of SPP (18.6%). However, an uncontrolled growth in the share of WPP and SPP in the structure of generating capacities of power systems begins to manifest itself in a sharp decline in the reliability of the power industry due to the fact that a number of negative properties of WPP and SPP have not been taken into account (at least, to a sufficient extent), which manifested themselves in practice in a system accident in the UK power system that occurred on August 09, 2019, when, as a result of an "ordinary" short circuit, a system accident occurred, with up to 1.1 million consumers with a total load of 1690 MW disconnected from the power supply system for a period of 15 to 45 minutes. This is estimated to have resulted in economic losses for consumers amounting to 12.3 – 15.0 million USD.

The reason for this is that the high sensitivity of WPP, SPP, CCGT and gas piston units to voltage and frequency drops is not properly considered in conditions of insufficient capacity of the rotating (mobile) generation reserve. Damage can be prevented by increasing the rotating reserve within the available reserve of the power system, which will require an increase in funds for maintaining the same due to additional fuel consumption. The ratio of reduction of probable damage to consumers and the cost of additional fuel consumption for maintenance of a required rotating reserve in the power system allows to economically substantiate the strategy and scale of introduction of renewable energy sources to the power industry.

KEYWORDS: power system, wind and solar power plants, rotating reserve, reliability of power supply, accident, damage

Согласно исследованиям [1] в настоящее время в мировой энергетике используется 318 млн. кВт ВЭУ и около 142.4 млн. кВт СЭС, из которых на основные страны Западной Европы приходится около 227 млн. кВт, или 49.3% (дислокацию этих электростанций по странам см. таблицу 1).

Из представленных данных видно, что в среднем по Западной Европе ветровые и солнечные электростанции составляют почти 30% суммарной генерирующей мощности, при этом наибольший удельный вес ВЭУ приходится на Данию (47%), а самая высокая доля СЭС (18.6%) относится к Германии.

Современные ветрогенераторные установки подразделяются на станции сухопутного и морского базирования (т. н. оффшорные ВЭУ), располагаемые на расстоянии до 10 – 12 км от берега и соединяемые с береговыми системными подстанциями кабельными линиями ВН. При этом надо иметь ввиду, что инвестиции в оффшорные ВЭУ выше, чем в сухопутные в 1.5 – 2 раза.

Солнечные электростанции подразделяют на несколько типов: башенные, тарельчатого типа, использующие фотоэлектрические и фотovoltaические модули, параболические концентраторы, комбинированные и солнечно-вакуумные СЭС. Согласно [1, 2] эксплуатируемые на Земле наиболее крупные СЭС относятся к башенному типу, используются также гелиоконцентриче-

ские и параболоцилиндрические (мощностью от 100 до 500 МВт), фотоэлектрические (мощностью до 1170 МВт) и фотovoltaические СЭС (мощностью до 550 МВт). Из них в России функционируют в Крыму, Оренбургской и Самарской областях семь СЭС фотоэлектрического типа общей мощностью 412 МВт.

Современная ветрогенераторная установка содержит непосредственный генератор, накопитель энергии (аккумулятор) и инвертор. Если предусматривается морское базирование ВЭУ, то в состав электростанции входит кабель ВН для связи генератора с высоковольтной электрической сетью энергосистемы.

При оценке надежности ВЭС и СЭС было учтено, что согласно [3] ВЭУ, как правило, должны работать без обслуживания непрерывно не менее 15 лет. Эта же норма была условно распространена и на СЭС. Показатели надежности ВЭУ и СЭС, полученные аналого-расчетным методом, приведены в таблице 2.

Для исследования влияния ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС воспользуемся моделью надежности энергосистем «САТУРН» в версии 3.3, отличающейся от базовой версии, опубликованной в 2011 г. в журнале «Электричество» №2 [4], а также в [5, 6].

Идея учета ВЭУ и СЭС в расчетах надежности ЭЭС возникла из-за аварии в магистральных сетях энерго-

Таблица 1. Использование ветровых и солнечных электростанций в Западной Европе в 2018 г
Table 1. Use of wind and solar power plants in Eastern Europe in 2018

Наименования Name	Установленная мощность ЭЭС Installed capacity of Power System (млн. кВт / million kW)	в том числе (МВт / %) (including MW / %%)			Источник информации (Source of information)
		ВЭУ (Wind turbines)	СЭС (Solar Power Plant)	Итого (Total)	
Англия (England)	108,28	21,37 19,74	13,12 12,12	34,49 31,85	[3]
Германия (Germany)	229,2	55,48 24,20	42,52 18,55	98,00 42,76	[4]
Франция (France)	133,46	14,95 11,20	9,61 7,20	24,56 18,40	[5]
Дания (Denmark)	15,07	7,08 47,00	0,99 6,60	8,08 53,60	[6]
Австрия (Austria)	68,35	5,24 7,66	1,10 1,60	6,33 9,26	[7,8]
Италия (Italy)	115,22	9,28 8,06	19,28 16,74	28,57 24,79	[9]
Испания (Spain)	103,74	23,44 22,60	7,05 6,80	30,50 29,40	[10]
Итого (Total)	773,32	136,84 17,70	93,68 12,11	230,52 29,81	

Таблица 2. Расчетные показатели надежности ветровых и солнечных электростанций

Table 2. Estimated indicators of reliability of wind and solar power plants

Наименования Name	Параметры надежности (Reliability parameters)					
	λ^{ab} , 1/год 1/year	$\bar{\tau}^{ab}$, час/отказ hour/ failure	Q , отн. ед. r.u	λ^{pl} , 1/год hour/ repair	$\bar{\tau}^{pl}$, час/рем hour/ repair	$\bar{\tau}^{pl}$, отн.ед hour/r.u
Ветроэнергетическая установка наземного базирования (ground-based wind turbine)	0,6667	6,00	0,000467	0,0667	4,00	0,000030
а) генератор (generator)	0,50	6,00	0,000342	0,0667	4,00	0,000030
б) инвертор (inverter)	0,1667	6,00	0,000114	0,0667	1,50	0,000011
Ветроэнергетическая установка наземного базирования (water-based wind turbine, offshore)	0,6739	6,53	0,000503	1,00	1,50	0,001826
а) генератор (generator)	0,50	6,00	0,000342	0,0667	4,00	0,000030
б) инвертор (inverter)	0,1667	6,00	0,000114	0,0667	1,50	0,000011
в) кабель ВН, (cable HV), L = 2 кМ	0,0072	56,00	0,000046	1,00	16,00	0,001826
Солнечная электростанция на фотоэлектрических модулях (solar plant)	0,1667	6,00	0,000114	0,0667	1,50	0,000011
а) солнечные панели (solar panels)	-	-	-	-	-	-
б) инвертор (inverter)	0,1667	6,00	0,000114	0,0667	1,50	0,000011
Примечание (note):	Показатели надежности ВЭУ и СЭС получены аналого-расчетным методом и требуют уточнения при наличии статистической информации. The reliability indicators of wind turbines and solar power plants were obtained by analogous calculation and require calculation when statistical information is available.					

системы Англии 9.08.2019 г. Подробное описание этой аварии изложено в [7], а суть ее протекания приводится ниже.

1. 9.08.2019 г. до 16:52 энергосистема работала в нормальном режиме со структурой генерации: ВЭУ — 30%, ТЭС на газе — 30%, АЭС — 20%, прочие станции — 10% и перетоки мощности по межсистемным связям — 10%.

2. В 16:52 после разряда молнии и отключения по-

врежденной ЛЭП, которая была включена системой АПВ, из-за кратковременной посадки напряжения при к.з. устройствами РЗА были отключены 150 МВт распределенной генерации. Эти же последствия привели к отключению от сети оффшорной ВЭУ 737 МВт и паросиловой турбины 244 МВт. Таким образом, общая отключенная от сети генерация составила 1131 МВт при оперативном резерве в размере мощности самого крупного агрегата 1000 МВт.

3. Дальнейшее снижение частоты в энергосистеме привело к дополнительному отключению еще 350 МВт и к дальнейшему снижению частоты до 49.1 Гц с последующим отключением еще 210 МВт. Таким образом, совокупный дефицит мощности достиг 1691 МВт. Весь доступный диспетчеру «горячий» резерв был задействован, а сохранившийся дефицит генерации привел к снижению частоты до 48.8 Гц и работе АЧР, отключивших примерно 5% нагрузок потребителей энергосистемы (\approx 350 тыс. кВт).

Таким образом, высокая доля ВЭУ в структуре генерирующей мощности в силу своей высокой чувствительности к снижениям напряжения в сочетании с недостаточной величиной «горячего» резерва привела к каскадному отключению генерирующих мощностей и возникновению «лавины частоты и напряжения» с отключением от системы электроснабжения 1.1 млн. по-

требителей на время от 15 до 45 мин (к этому времени следует добавить еще от 0.5 до 2–4 часа на восстановление технологических процессов у потребителей).

В итоге по расчетам общий недоотпуск электроэнергии при этой аварии достиг 1.23–1.50 млн. кВт·ч (включая неэффективный расход электроэнергии при восстановлении технологических процессов). При значении удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии 10 USD/кВт·ч [5, 6] суммарный ущерб потребителям составил 12.3–15.0 млн. USD.

Экономико-математическая модель для исследования влияния ВЭУ и СЭС, а также ГТУ (как самостоятельных энергоагрегатов, так и в составе ПГУ) и газопоршневых агрегатов (ГПЭУ), которые в силу малой инерционности обладают повышенной чувствительностью к изменениям частоты и напряжения, представлена в блок-схеме на рисунке 1.

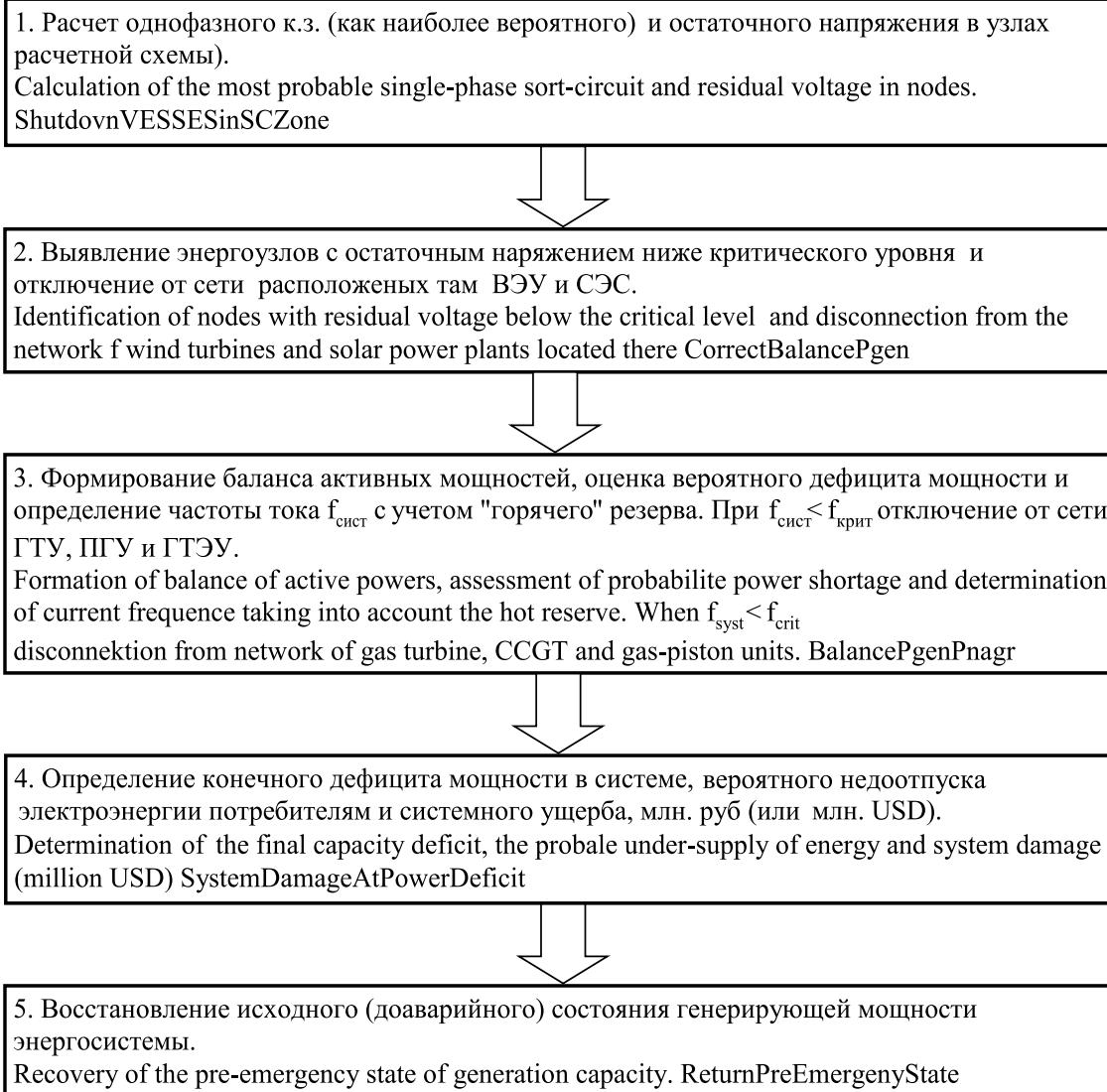


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма расчета влияния ВЭУ и СЭС на надежность функционирования энергосистемы (на примере аварии в энергосистеме Англии 09.08.2019 г.)

Figure1. Flow chart of an algorithm for calculating the influence of wind turbines and solar plants on reliability of functioning of power system (exemplified by a UK system blackout of August 09, 2019)

Функционирование отдельных блоков описывается рядом приводимых ниже формул.

Оперативный, или «горячий» резерв мощности энергосистемы по мнению автора имеет три критериальные значения:

Первое — математическое ожидание количества агрегатов в аварийном состоянии

$$R_1 = \sum_{i=1}^{n_{\text{ген}}} q_{\text{ген}_i} N_{\text{ген}_i}, \quad (1)$$

где $n_{\text{ген}}$ — количество агрегатов (генераторов) в энергосистеме;

$q_{\text{ген}_i}$ — вероятность аварийного состояния каждого (i -го) агрегата;

$N_{\text{ген}_i}$ — располагаемая мощность i -го агрегата;

Второе — определенная доля располагаемого резерва мощности ЭЭС

$$R_2 = (N_{\text{расп.ав}}^{\text{сист}} - P_{\text{сист}}^{\text{макс}}) * r_{\text{вращ}}, \quad (2)$$

где $N_{\text{расп.ав}}^{\text{сист}}$ — располагаемая мощность энергосистемы за вычетом плановых ремонтов в период максимальной нагрузки;

$P_{\text{сист}}^{\text{макс}}$ — максимальная нагрузка энергосистемы;

$r_{\text{вращ}}$ — доля вращающегося резерва в располагаемом резерве ЭЭС;

Третье — мощность самого крупного агрегата в системе, увеличенная на величину $3\sigma^*$ (относительное среднеквадратичное отклонение случайных значений располагаемой мощности и максимальной нагрузки ЭЭС)

$$R_3 = (1 + 3\sigma^*) N_{\text{агр}}^{\text{макс}} \quad (3)$$

$$\text{при } \sigma^* = \sqrt{\sigma_{\text{нагр}}^{*2} + \sigma_{\text{ген}}^{*2}} \quad (4)$$

здесь $\sigma_{\text{нагр}}^*$, $\sigma_{\text{ген}}^*$ — соответственно относительные среднеквадратичные отклонения случайных значений располагаемой мощности и максимальной нагрузки ЭЭС; на основе обработки статистических данных ЕЭС России за 2010–2018 гг. можно принять $\sigma_{\text{нагр}}^* = 0.018 - 0.022$, и $\sigma_{\text{ген}}^* = 0.018 - 0.02$, $\sigma^* \approx 2.0$, а мощность самого крупного агрегата в примере составляет $N_{\text{агр}}^{\text{макс}} = 1200$ МВт.

Расчетное значение вращающегося резерва будет являться максимальным из полученных значений

$$R_{\text{вращ}}^{\text{сист}} = \max\{R_1, R_2, R_3\} \quad (5)$$

Для дальнейших исследований влияния ВЭУ и СЭС на надежность работы ЭЭС в основу положено изучение поведения этих типов электростанций при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме при возникновении коротких замыканий, особенно в электрических сетях. Здесь наиболее вероятными являются однофазные к.з., доля которых согласно «Руководству по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений (РД 153-34.3-35.125-99, 1999 г.) составляет по классам напряжения:

Класс напряжения, кВ 110 220 330 500 750 1150.
Доля однофазных к.з. 0.67 0.84 0.86 0.92 0.95 0.99.

Особенностью ВЭУ и СЭС является то, что при внешних к.з. в электрических сетях из-за снижения остаточного напряжения в точках размещения этих энергоустановок входящие в их состав инверторы «опрокидываются» и энергоагрегаты отключаются от сети устройствами релейной защиты. При этом располагаемая мощность системы составит

$$N_{\text{расп.ав}}^{\text{сист}} = N_{\text{расп.исх}}^{\text{сист}} - \left(\sum N_{\text{ВЭУ}}^{\text{откл}} + \sum N_{\text{СЭС}}^{\text{откл}} \right), \quad (6)$$

Функционирование отдельных блоков описывается рядом приводимых ниже формул.

Если в ЭЭС недостаточно мобильного (вращающегося) резерва, способного компенсировать отключившуюся генерирующую мощность, то в энергосистеме возникнет дефицит мощности, равный

$$\Delta N_{\text{деф}_1}^{\text{сист}} = (P_{\text{нагр}}^{\text{макс}} - N_{\text{расп.моб}}^{\text{сист}})_{>0}, \quad (7)$$

где $N_{\text{расп.моб}}^{\text{сист}}$ — мобильная располагаемая мощность ЭЭС, равная

$$N_{\text{расп.моб}}^{\text{сист}} = P_{\text{нагр}}^{\text{макс}} + R_{\text{вращ}}^{\text{сист}} \quad (8)$$

После несложных преобразований выражений (6)–(8) получим основное условие полной компенсации «выпавших» мощностей ВЭУ и СЭС

$$\Delta N_{\text{деф}_1}^{\text{сист}} \leq R_{\text{вращ}}^{\text{сист}}. \quad (9)$$

При нарушении этого условия в ЭЭС сохранится дефицит мощности

$$\Delta N_{\text{деф}_2}^{\text{сист}} = (\Delta N_{\text{деф}_1}^{\text{сист}} - R_{\text{вращ}}^{\text{сист}})_{>0}, \quad (10)$$

который приведет к снижению частоты тока в ЭЭС до уровня

$$f_{\text{сист}_1}^{\text{ав}} = f_{\text{ном}} (1 - \Delta N_{\text{деф}_2}^{\text{сист}} / P_{\text{нагр}}^{\text{макс}}); \quad (11)$$

здесь $f_{\text{ном}} = 50$ Гц — номинальная частота тока в ЭЭС.

Если частота тока в ЭЭС (11) окажется ниже некоторого критического значения $f_{\text{крит}} \approx 47.0 - 46.5$ Гц, то есть

$$f_{\text{сист}_1}^{\text{ав}} < f_{\text{крит}}, \quad (12)$$

то начнут отключаться от сети малоинерционные ГТУ (в том числе и в составе ПГУ) и газопоршневые энергоагрегаты (ГПЭУ), что создаст в энергосистеме дополнительный дефицит мощности и вызовет каскадное развитие системной аварии со снижением частоты до $f_{\text{сист}_2}^{\text{ав}}$.

Для восстановления частоты до номинального уровня 50 Гц придется отключать дополнительные нагрузки, общая сумма которых может достичь значения

$$\Delta P_{\text{нагр}}^{\text{отгр}} = \Delta N_{\text{деф}_3}^{\text{сист}} = P_{\text{нагр}}^{\text{макс}} (1 - f_{\text{сист}_2}^{\text{ав}} / f_{\text{ном}}). \quad (13)$$

Как показал анализ аварии 9.08.2019 г. в энергосистеме Англии [7], длительность ликвидации подобных аварий и восстановления нормального режима работы ЭЭС может составлять до 45–60 мин, а для полного восстановления режима электропотребления потребуется в зависимости от состава потребителей еще от 0.25 до 5–6 час, а при наличии потребителей со сложным технологическим процессом (нефтепереработка, химия, металлургия) 9–10 час после восстановления электроснабжения.

Следующий этап расчетов заключается в определении объема недополученной потребителями электроэнергии и оценке ущерба потребителям от нарушений их электроснабжения.

Недоотпуск электроэнергии можно подразделить на две части:

Первая часть — за время ликвидации аварии и восстановление нормального режима работы ЭЭС ($\Delta\mathcal{E}_{\text{огр}}^{\text{ав}}$), вторая часть — за время восстановления нормального технологического процесса потребителя после подачи электроэнергии ($\Delta\mathcal{E}_{\text{огр}}^{\text{ав}}$), которые можно вычислить по выражениям

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{огр}1}^{\text{ав}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}}) = 8.76 P_{\text{нагр}}^{\text{огр}} \varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}} \gamma_{\text{сист}}^{\text{ав}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}}) \lambda_{\text{к.з.}}^{\text{ав}} \bar{\tau}_{\text{сист}}^{\text{ав}}, \quad (14)$$

млн. кВтч/год,

где $\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}} = \Delta N_{\text{деф}_3} / P_{\text{нагр}}^{\text{макс}}$ — степень ограничения нагрузки системы, отн.ед.;

$\gamma_{\text{сист}}^{\text{ав}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}})$ — плотность ограничивающей части графика нагрузки системы, зависящая от степени ее ограничения, отн. ед.;

$\lambda_{\text{к.з.}}^{\text{ав}}$ — среднегодовая частота однофазных к.з. в системе, 1/год;

$\bar{\tau}_{\text{сист}}^{\text{ав}} = 1.0$ час — среднее время восстановления нормального режима работы системы, час/отказ, или $0.114 \cdot 10^{-3}$ года.

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{огр}2}^{\text{ав}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}}) = 8.76 P_{\text{нагр}}^{\text{огр}} \varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}} \gamma_{\text{сист}}^{\text{ав}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}}) \lambda_{\text{к.з.}}^{\text{ав}} \Delta \bar{\tau}_{\text{восст}}^{\text{технол}}, \quad (15)$$

млн. кВтч/год

Общий недоотпуск электроэнергии потребителям при этом определяется суммой

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{огр}}^{\text{сист}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}}) = \Delta\mathcal{E}_{\text{огр}1}^{\text{сист}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{огр}2}^{\text{сист}}, \text{ млн. кВтч/год} \quad (16)$$

Плотность ограниченной части графика нагрузки и удельный ущерб потребителям от нарушений электроснабжения при отключении ВЭУ, СЭС, ГТУ, ПГУ и ГПЭУ можно подразделить на три зоны, представленные в таблице 3, которые характеризуются некоторыми пограничными значениями частоты тока: до значения уставок срабатывания АЧР (49.95–48.5 Гц), до значений частоты, при которых энергосистема еще может функционировать в аварийном состоянии (48.5–47.0 Гц), достижений частоты критического уровня 47.0–46.5 Гц, при котором может нарушиться работа собственных нужд электростанций, что приведет к развалу работы ЭЭС Удельный ущерб при ограничениях потребителей в связи с авариями в электрических сетях согласно [8] можно принимать равным

$$Z_{\text{ущ}}^{\text{САОН}}(\varepsilon) = 59.85 + 243.15 \varepsilon^{1.3}, \quad (17)$$

руб/кВтч (в ценах 2010 г.)

В результате отказов электросетевых элементов (ЛЭП и трансформаторов связи) могут возникнуть аварийные ситуации, приводящие к возникновению дефицита мощности со снижением частоты вплоть до срабатывания устройств АЧР и снижению пропускной способности сети из-за отключений ее элементов.

В результате возникнут ограничения нагрузок потребителей, недоотпуск электроэнергии $\Delta\mathcal{E}_{\text{огр}}^{\text{сист}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}})$ и вероятный экономический ущерб, равный

$$Z_{\text{ущ}}^{\text{ав}} = \Delta\mathcal{E}_{\text{огр}}^{\text{сист}}(\varepsilon_{\text{сист}}^{\text{ав}}) \cdot Z_{\text{ущ}}^{\text{уд}}(\varepsilon) \cdot Q_{\text{сх}}^{\text{ав}}, \text{ млн. руб/год} \quad (18)$$

где $Z_{\text{ущ}}^{\text{уд}}(\varepsilon)$ — удельный ущерб, вычисляемый по данным таблиц 3 и (17); $Q_{\text{сх}}^{\text{ав}} = \lambda_{\text{к.з.}}^{\text{ав}} \bar{\tau}_{\text{сист}}^{\text{ав}}$ — вероятность аварийной ситуации.

Вторым шагом в исследовании является определение влияния удельного веса мощности ВЭУ, СЭС, ГТУ (ПГУ) и ГПЭУ в располагаемой мощности ЭЭС в диапазоне от 1.0 до 23.0%. При этом определялись изменения вероятности ограничения нагрузок ЭЭС, суммарного ущерба потребителям и ущерба, обусловленного дефицитом генерирующей мощности и снижением частоты тока.

Таблица 3. Технико-экономические последствия снижения частоты в энергосистеме и нарушений электроснабжения потребителей
Table 3. Technical and economic consequences of frequency drop in power system and consumer power supply disruptions

Диапазон частоты тока, Гц Current frequency range, Hz	Степень ограничения нагрузки, ε , отн.ед. Load limiting degree, r.u.	Плотность ограничивающей части графика нагрузки, γ , отн.ед. Density of the limited part of the load curve, r.u.	Удельный ущерб потребителям от снижений частоты и нарушений электроснабжения, руб/кВтч (в ценах 2010 г.) Specific damage to consumers from frequency cuts and power failures, million USD, (in 2010 prices)
49.95 – 48.5	0.001 – 0.030	$\gamma_{\text{ав}}^{\text{сист}} = 0.65 \varepsilon^{0.74}$	$Z_{\text{ущ}}^f = 36.93 + 621.8 \varepsilon^{1.256}$
48.5 – 47.00	0.030 – 0.060	$\gamma_{\text{ав}}^{\text{сист}} = 0.80 \varepsilon^{0.75}$	$Z_{\text{ущ}}^f = 40.46 + 720.15 \varepsilon^{1.3}$
47.00 – 46.5	0.06 – 0.070	$\gamma_{\text{ав}}^{\text{сист}} = 0.80 \varepsilon^{0.75}$	$Z_{\text{ущ}}^{\text{АЧР}} = 40.46 + 720.15 \varepsilon^{1.3}$

Расчеты проводились с использованием вычислительного комплекса «САТУРН» (версия 3.5), а результаты представлены на рисунках 2 и 3. Из рисунка 2 следует, что с увеличением удельного веса ВИЭ, ГТУ и ГПЭУ вероятность ограничения нагрузок, возрастает с темпом 0.6 (на каждые 10% увеличения доли ВИЭ вероятность нарушений электроснабжения увеличивается на 6%).

Аналогичная тенденция проявляется и при увеличении доли ветровых и солнечных электростанций в диапазоне 10–48% (рисунок 4).

Таким образом, если распространить полученные ре-

зультаты на западно-европейские энергосистемы (таблица 1), то можно утверждать, что широкое распространение в них ветровых и солнечных электростанций существенно снижает надежность этих ЭЭС и обуславливает достаточно высокие ущербы потребителям от нарушений их электроснабжения.

Третий шаг исследований заключается в экономическом обосновании величины врачающегося резерва в энергосистеме, от которого существенно зависит оперативное управление балансом мощности генерации и нагрузки в периоды потери ВЭС и СЭС из-за коротких замыканий в сетях с последующим «выпадение» из ра-

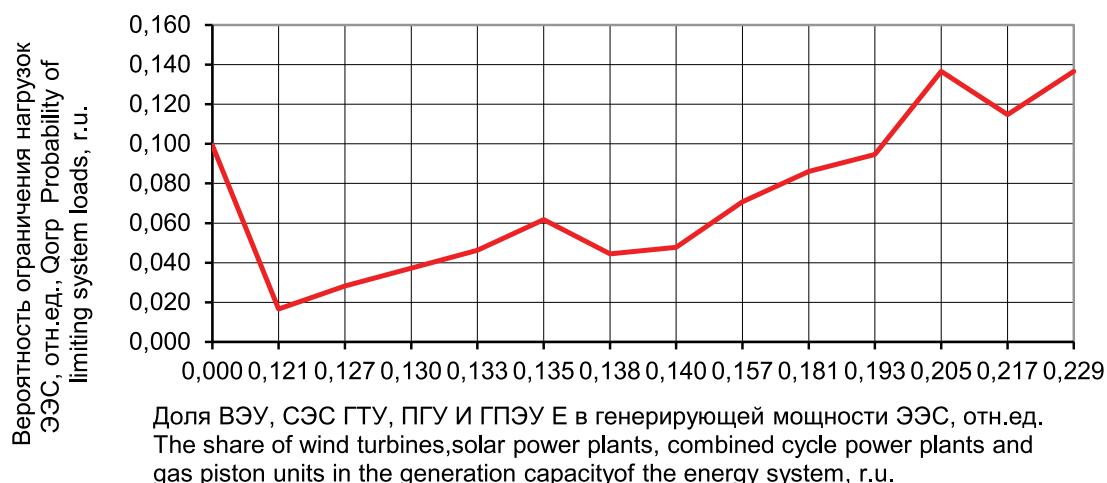


Рисунок 2. Зависимость вероятности ограничения нагрузок ЭЭС от доли ВЭУ, СЭС, ГТУ и ГПЭУ в генерирующей мощности ЭЭС

Figure 2. Dependence of the probability of limiting loads of the power system on the share of wind turbines, solar power plants, CCGTs and gas piston units in the system's generating capacity

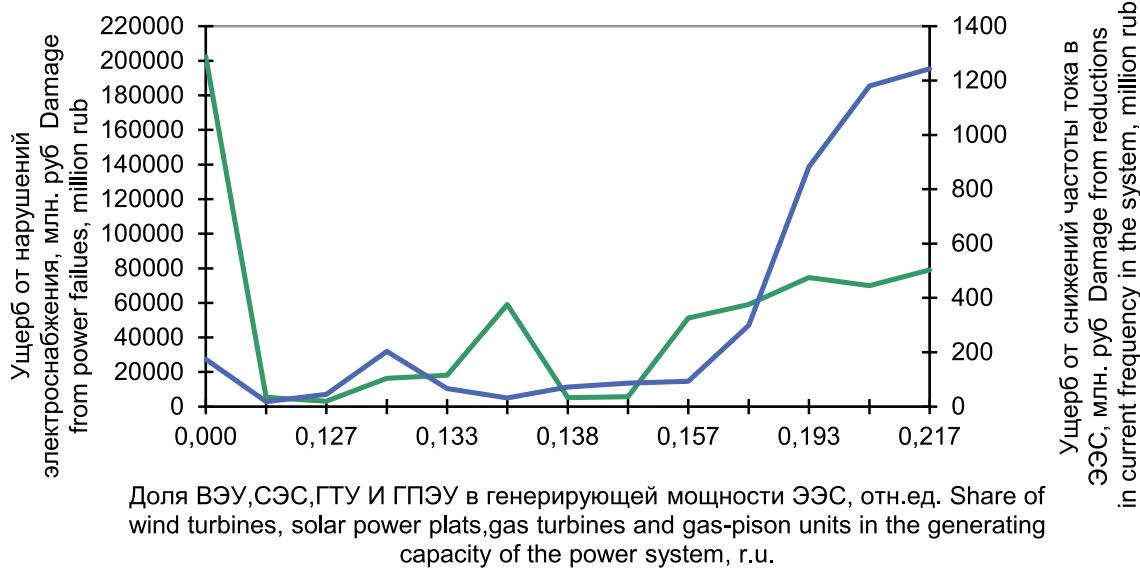


Рисунок 3. Зависимость вероятного ущерба от нарушений электроснабжения и снижения частоты тока от доли ВЭУ, СЭС, ГТУ и ГПЭУ в генерирующей мощности ЭЭС (Зеленым цветом указан ущерб от нарушений электроснабжения, синим цветом указан ущерб от снижений частоты)

Figure 3. Dependence of probable damage from power supply disruptions and current frequency drops on the share of wind turbines, solar power plants, combined cycle power plants and gas-piston units in the generating capacity of the power system (damage from power supply disruptions is marked with green, and damage from frequency drops is marked with blue)

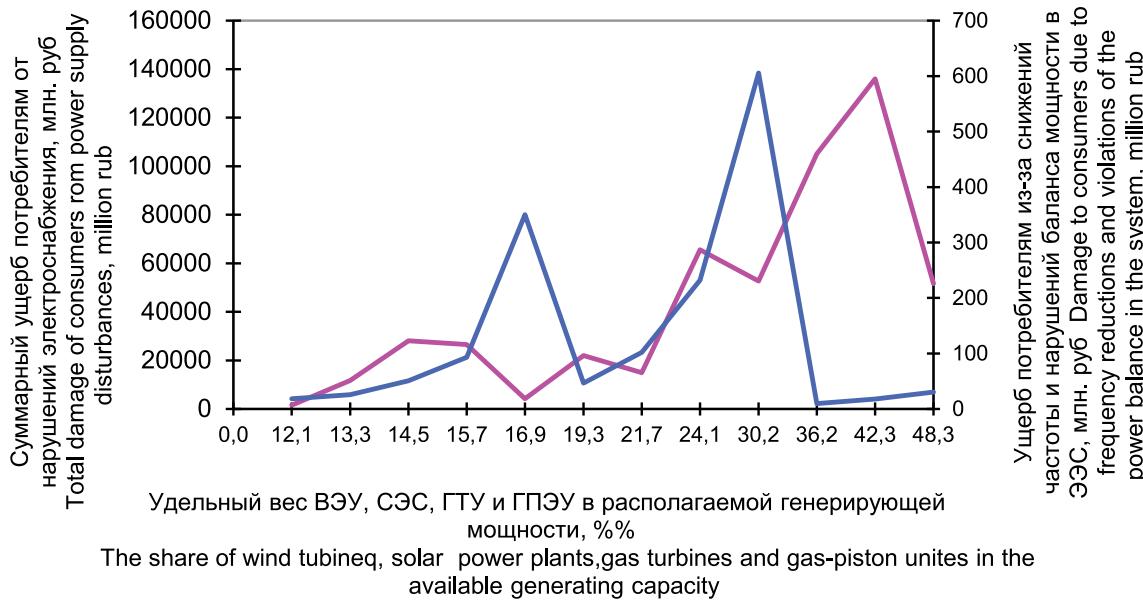


Рисунок 4. Влияние удельного веса ветровых и солнечных энергоустановок на ущерб потребителям от нарушений их электроснабжения. (Голубым цветом указан ущерб потребителям от снижений частоты и дефицита мощности, розовым цветом указан суммарный ущерб потребителям)

Figure 4. Influence of the specific weight of wind and solar energy installations on damage to consumers from violations of their power supply (damage to consumers from frequency drops and power deficit is marked with blue, and the aggregate consumer damage is marked with pink)

боты ПГУ и ГПЭУ при снижениях частоты ниже критического значения.

Здесь результаты будут существенно зависеть от суточных графиков выработки электроэнергии ВЭУ и СЭС. Такие графики на примере материалов [7] и статистических данных Крымской энергосистемы приведены на рисунках 5 и 6.

Проведенный в [7, 9, 10] анализ работы ВЭУ и СЭС показал, что в западно-европейских энергосистемах число часов использования максимума для ветровых электростанций составляет $T_{\max}^{\text{ВЭУ}} = 2300$ ч/год, а для солнечных $T_{\max}^{\text{СЭС}} = 2000$ ч/год; для Крымской энергосистемы эти показатели значительно ниже: $T_{\max}^{\text{ВЭУ}} =$

1200 ч/год и $T_{\max}^{\text{СЭС}} = 1332$ ч/год.

Из выражения (9) следует, что условием полной компенсации «выпавших» в результате аварийного снижении напряжения и частоты мощностей ВЭУ и СЭС является превышение врачающегося резерва над возникшим дефицитом мощности, в противном случае может возникнуть каскадное развитие системной аварии с дальнейшим снижением частоты и отключением потребителей системой АЧР.

Из [7] следует, что развития аварии в энергосистеме Англии можно было бы избежать, если бы система обладала достаточным «горячим» резервом, который бы сумел компенсировать отключившиеся в результате

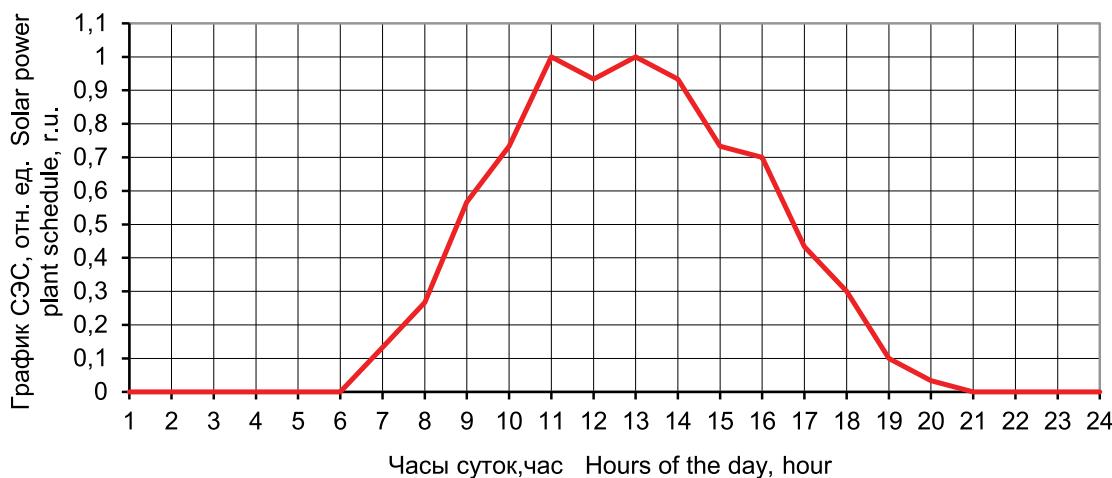


Рисунок 5. Суточный график работы солнечной электростанции
Figure 5. Solar power plant daily operation schedule

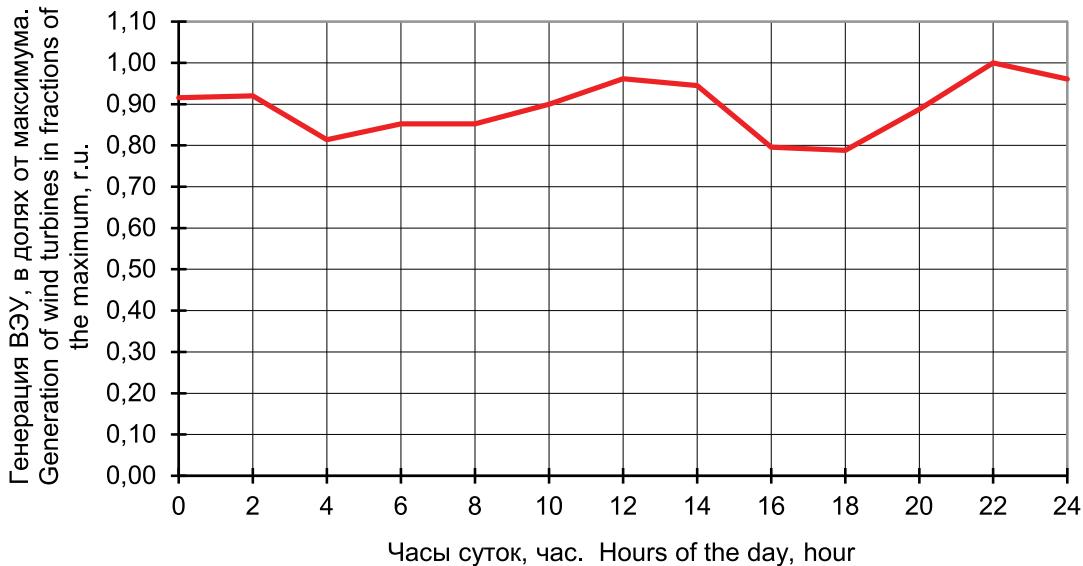


Рисунок 6. Суточный график работы ветровой электростанции
Figure 6. Wind farm daily operation schedule

аварии ветровые электростанции и не допустить отключения ГТУ из-за снижения частоты (по расчетам такой «горячий» резерв должен был бы составлять не 1000 МВт, а 1700 МВт).

Однако использование повышенного вращающегося резерва вызывает увеличение расхода топлива на холодный ход резервных паросиловых агрегатов мощностью 200–800 МВт на газовом топливе, удельная величина которого составляет $b_{\text{арп}}^{\text{хх}} = 0.022 \text{ тут}/\text{МВт}$. Годовой расход топлива на х.х. агрегатами вращающегося резерва определим по выражению

$$B_{\text{сист}}^{\text{хх}} (\Delta N_{\text{рез}}^{\text{вращ}}) = \Delta N_{\text{рез}}^{\text{вращ}} T_{\text{рез}}^{\text{вращ}} b_{\text{арп}}^{\text{хх}}, \quad (19)$$

где $T_{\text{рез}}^{\text{вращ}}$ — число часов вращения «горячего» резерва на х.х., ч/год.

Исходя из суточных графиков работы ВЭС и СЭС, для расчетов можно принять: для ВЭУ $T_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 8000 \text{ ч}/\text{год}$, для СЭС $T_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 5760 \text{ ч}/\text{год}$.

Согласно [11] среднегодовая оптовая цена на природный газ без НДС, выраженная в масштабе 2010 г., составляет 1273 руб/тут, что соответствует 5036 руб/тыс.м³ в действующих ценах 2019 г. При этом стоимость топлива, расходуемого на х.х. прироста вращающегося резерва 700 МВт составит

$$B_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 1700 \cdot 8000 \cdot 0.022 = 123.2 \text{ тыс.тут}/\text{год}$$

на сумму

$$C_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 123.2 \cdot 1273 \text{ руб/тут} = 156.83 \text{ млн. руб/год.}$$

При этом согласно графику на рисунке 3 будет предотвращен ущерб от нарушений электроснабжения в размере 1200 млн. руб (в ценах 2010 г.), что превышает годовые расходы на содержание вращающегося резерва в 7.65 раза.

Таким образом, увеличение в установленной (располагаемой) мощности ЭЭС доли ветровых и солнечных

электростанций обуславливает экономию органического топлива и снижает вредные выбросы в атмосферу. С другой стороны, этот же фактор обуславливает снижение надежности энергосистемы, увеличивает вероятность развития системных аварий с отключением потребителей и нанесением им серьезного экономического ущерба, достигающего 1% произведенного ВВП.

В рассмотренном примере этот ущерб может быть предотвращен увеличением вращающегося резерва в пределах располагаемого резерва ЭЭС, что потребует увеличения средств на его поддержание за счет дополнительного расхода топлива.

Заключение

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Увеличение в энергосистемах доли ветровых и солнечных электростанций обуславливает экономию органического топлива и снижает вредные выбросы в атмосферу.

2. Этот же фактор обуславливает снижение надежности энергосистемы, увеличивает вероятность развития системных аварий с отключением потребителей и нанесением им серьезного экономического ущерба, достигающего 1% произведенного ВВП.

3. Этот ущерб может быть предотвращен увеличением вращающегося резерва в пределах располагаемого резерва ЭЭС, что потребует увеличения средств на его поддержание за счет дополнительного расхода топлива.

4. Соотношение снижения вероятного ущерба потребителям и стоимости дополнительного расхода топлива на поддержание в энергосистеме необходимого вращающегося резерва позволяет экономически обосновать стратегию и масштабы внедрения в электроэнергетику возобновляемых источников энергии.

Список использованных источников

1. Ловягин К. Развитие солнечной и ветровой энергетики в мире: проблемы и перспективы. Электронные ресурсы: <https://present5.com/razvitie-solnechnoj-i-vetrovoj-energetiki-v-mire-problemy/>, М., 2015.
2. Солнечные электростанции. Электронные ресурсы: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> М., 2020.
3. Деян Шрайбер (перевод Андрея Колпакова). Преобразователи высокой мощности для возобновляемых источников энергии. Электронные ресурсы: <https://power-e.ru/quality/preobrazovateli-vysokoj-moshhnosti-dlya-vozobnovlyayemyh-istochnikov-energii/>, 2010.
4. Непомнящий В. А. Экономико-математическая модель надежности энергосистем и электрических сетей. Электричество 2011; 2: 5 – 16.
5. Непомнящий В. А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения. Энергорынок 2014; 9: 36 – 47.
6. Непомнящий В. А. О применении ВВП для оценки ущерба от нарушений электроснабжения. Энергорынок 2012; 6: 37 – 43.
7. Технический отчет Независимого системного оператора об аварии в энергосистеме Англии 9 августа 2019 г. Электронные ресурсы: https://www.ruscable.ru/news/2019/09/23/Nezavisimiyj_sistemnyj_operator_Velikobritanii_opub Лондон 2020.
8. Непомнящий В. А. Экономические потери от нарушений электроснабжения. – М., Издательский дом МЭИ 2010; 188.
9. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике России. Международный бенчмаркинг. Аналитическое исследование. Июль 2020. KPMG. Электронные ресурсы: <https://www.eprussia.ru/market-and-analytics/docs/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf> 2020.
10. Ефимова Е. В., Коробков А. В., Смирнов А. Н., Шлайфштейн В. А. Актуальные вопросы использования ветроэнергетических и солнечных установок с учетом мирового опыта их применения. Известия НТЦ Единой энергетической системы 2016; 1(74): 137 – 143.
11. Оптовые цены на газ в 2019 году. Электронные ресурсы: <http://gasmsk.ru/>. М., 2019.

References

1. Lovyagin K. Development of solar and wind energy in the world: problems and prospects. Online resources: <https://present5.com/razvitie-solnechnoj-i-vetrovoj-energetiki-v-mire-problemy/>, M., 2015.
2. Solar power plants. Online resources: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> M., 2020.
3. Dejan Schreiber (translated by Andrey Kolpakov). High efficiency power converters for renewable sources of energy. Online resources: <https://power-e.ru/quality/preobrazovateli-vysokoj-moshhnosti-dlya-vozobnovlyayemyh-istochnikov-energii/>, 2010.
4. Nepomnyaschiy V. A. Economic and mathematical model of reliability of power systems and electric networks. Elektrичество 2011; 2: 5 – 16.
5. Nepomnyaschiy V. A. Aggregated values of specific damage from power supply failures. Energorynok 2014; 9: 36 – 47.
6. Nepomnyaschiy V. A. On applying GDP to assess damage from power supply failures. Energorynok 2012; 6: 37 – 43.
7. Technical report of the Independent System Operator on an accident in the UK power system on August 9, 2019 г. Online resources: https://www.ruscable.ru/news/2019/09/23/Nezavisimiyj_sistemnyj_operator_Velikobritanii_opub London 2020.
8. Nepomnyaschiy V. A. Economic losses from power supply failures. – M., MPEI Publishing House 2010; 188.
9. Cross-subsidizing in Russia's electric power industry. International benchmarking. Analytical study. July of 2020. KPMG. Online resources: <https://www.eprussia.ru/market-and-analytics/docs/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf> 2020.
10. Yefimova Ye. V., Korobkov A. V., Smirnov A. N., Shlayshteyn V. A. Topical issues of using wind power and solar installations with consideration of international record of their application. Gazette of RTC of Integrated Power System 2016; 1(74): 137 – 143.
11. Natural gas wholesale prices in 2019. Online resources: <http://gasmsk.ru/>. M., 2019.

