

Результаты анализа динамики развития объединенной энергетической системы Юга

П.Т. Корчагин, М.М. Украинцев, П.В. Гуляев, А.А. Лысенко, П.А. Витюков

Азово-Черноморский инженерный институт, Зерноград

Аннотация: Статья посвящена анализу ОЭС Юга, входящей в состав единой энергетической системы России (ЕЭС России). Произведена оценка изменения установленной мощности энергосистемы за период в 10 лет и причины, её вызвавшие. Представлен сравнительный анализ изменения структуры установленной мощности ОЭС Юга по типам электростанций на начало и конец рассматриваемого периода. Отражена информация по наиболее крупным вводимым генерирующим объектам энергосистемы, в том числе, солнечным и ветровым электростанциям.

Ключевые слова: энергетическая система, электростанции, установленная мощность, структура, линии электропередачи, электрические подстанции, солнечная электростанция, ветровая электростанция.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) на сегодняшний день, состоит из 75 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем (рисунок 1): Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Центра, Северо-Запада и Юга [1]. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме.



Рисунок 1. – Карта единой энергетической системы России

В данной статье производится анализ изменения установленной мощности одной из энергетических систем, а именно ОЭС Юга за последние 10 лет. Объединенная энергетическая система Юга располагается на территории 19 субъектов Российской Федерации: республик Адыгеи, Дагестана, Ингушетии, Кабардино-Балкарии, Калмыкии, Карачаево-Черкесии, Крыма, Северной Осетии-Алании и Чеченской республики; Донецкой Народной Республики и Луганской Народной Республики, Краснодарского и Ставропольского краев; Астраханской, Ростовской, Волгоградской, Запорожской и Херсонской областей, а также города Севастополя.

В ее состав входят 17 региональных энергетических систем: Волгоградская, Ростовская, Дагестанская, Астраханская, Кубанская, Крымская, Кабардино-Балкарская, Ставропольская, Чеченская, Карачаево-Черкесская, Северо-Осетинская, Ингушская, Донецкая, Калмыцкая, Луганская, Запорожская и Херсонская. При этом Кубанская энергосистема объединяет республику Адыгея и Краснодарский край [1].

Согласно отчетным данным на 01.01.2024 года, энергетический комплекс насчитывает 310 электростанций, суммарной установленной мощностью 42,6 ГВт, 1871 электрических подстанций 110 – 500 кВ и 2236 линии электропередачи 110-500 кВ общей протяженностью 65 075,85 км [1].

На рисунке 2 представлена динамика изменения установленной мощности ОЭС Юга [1-3]. Результат оценки причин вызвавших изменение показателей энергосистемы по годам, позволил отметить следующее:

- в 2015 году наблюдалось уменьшение установленной мощности на 54,0 МВт по отношению к 2014 году. Введено 269,8 МВт, выведено из эксплуатации – 306,2 МВт. При этом увеличение мощности произошло за счет перемаркировки на 41,6 МВт и снижение на 58,35 МВт из-за прочих изменений (уточнение и др.) [1,4].

- в 2016 году наблюдалось увеличение установленной мощности на 484,85 МВт по отношению к 2015 году. Введено 494,6 МВт, выведено из эксплуатации – 58,3 МВт. Помимо этого увеличение мощности произошло за счет перемаркировки и из-за прочих изменений (уточнение и др.) на 42,0 МВт и на 6,55 МВт соответственно [1,5].

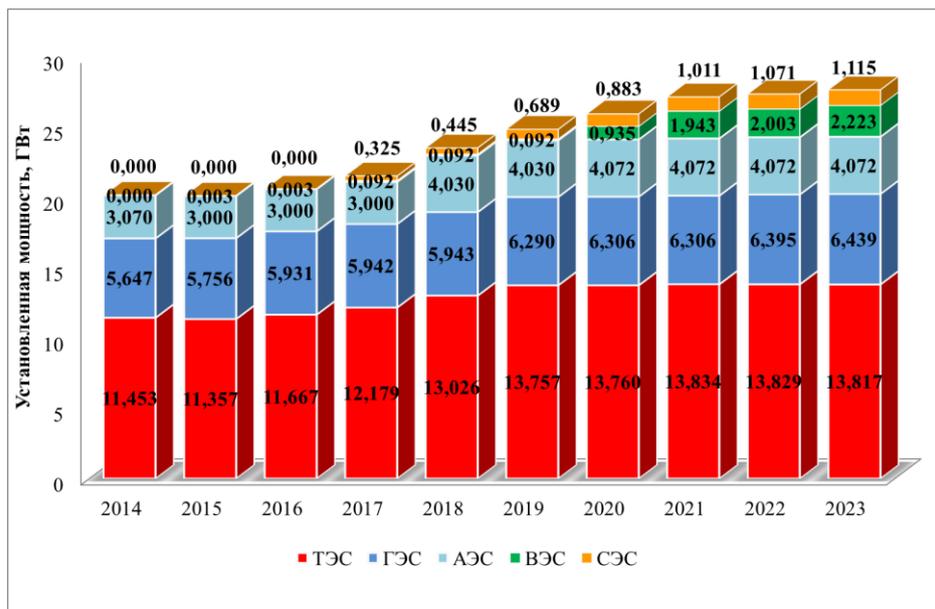


Рисунок 2. – Динамика изменения установленной мощности ОЭС Юга по всем имеющимся видам электростанций

- в 2017 году увеличение установленной мощности составило 936,9 МВт по сравнению с предыдущим годом. Введено 131,07 МВт (в том числе 15,0 МВт – Заводская СЭС, 10,0 МВт – Волгоградская СЭС (Красноармейская)), выведено из эксплуатации – 152,0 МВт. Помимо этого увеличение мощности произошло за счет перемаркировки и из-за прочих изменений (уточнение и др.) на 47,5 МВт и на 910,33 МВт соответственно [1,6].

- в 2018 году увеличение установленной мощности продолжилось и составило 1997,4 МВт. Введено 1939,934 МВт (в том числе 1030,269 МВт – четвертый блок Ростовской АЭС, 15,0 МВт – СЭС Нива, 15,0 МВт – СЭС Промстройматериалы, 15,0 МВт – СЭС Володаровка, 15,0 МВт – СЭС

Енотаевка, 60,0 МВт – Фунтовская СЭС), выведено из эксплуатации – 0 МВт. Помимо этого увеличение мощности произошло за счет перемаркировки и из-за прочих изменений (уточнение и др.) на 2,6 МВт и на 54,9 МВт соответственно [1,7].

- в 2019 году наблюдалось увеличение установленной мощности на 1322,0 МВт по отношению к 2018 году. Введено 1323,763 МВт (в том числе 60,0 МВт – Ахтубинская СЭС, 15,0 МВт – СЭС Элиста Северная (д.н. Окрасочная СЭС), 15,0 МВт – СЭС Михайловская, 75,0 МВт – Старомарьевская СЭС, 15,0 МВт – Малодербетовская СЭС (первая очередь), 33,5 МВт – Яшкульская СЭС (первая и вторая очереди), 30,0 МВт – Лиманская СЭС), выведено из эксплуатации – 0 МВт. Кроме этого незначительное снижение мощности произошло за счет перемаркировки и из-за прочих изменений (уточнение и др.) на 1,1 МВт и на 0,82 МВт соответственно [1,8].

- в 2020 году наблюдалось увеличение установленной мощности на 1098,0 МВт по отношению к 2019 году. Введено 1058,252 МВт (в том числе 45,0 МВт – Малодербетовская СЭС (вторая очередь), 25,0 МВт – Лучистая СЭС, 25,0 МВт – Светлая СЭС, 25,0 МВт – Яшкульская СЭС (третья очередь), 20,0 МВт – Старомарьевская СЭС (пятая и шестая очереди), 15,0 МВт – Октябрьская СЭС, 15,0 МВт – Песчаная СЭС, 15,0 МВт – Астерион СЭС, 4,0 МВт – Адыгейская СЭС, 150 МВт – Адыгейская ВЭС, 130,0 МВт – Кочубеевская ВЭС, 100,8 МВт – Салынская ВЭС, 100,8 МВт – Целинская ВЭС, 98,8 МВт – Сулинская ВЭС, 98,8 МВт – Каменская ВЭС, 98,8 МВт – Гуковская ВЭС, 50,4 МВт – Казачья ВЭС, 15,0 МВт – Юстинская ВЭС), выведено из эксплуатации – 80,8 МВт. При этом увеличение мощности так же отмечается за счет перемаркировки на 57,65 МВт и на 62,49 МВт из-за прочих изменений (уточнение и др.) [1,9].

- в 2021 году наблюдалось увеличение установленной мощности на 1210,69 МВт по отношению к 2020 году. Введено 1136,79 МВт (в том числе 80,0 МВт – Кочубеевская ВЭС, 60,0 МВт – Кармалиновская ВЭС, 90,09 МВт – Азовская ВЭС, 120,0 МВт – Марченковская ВЭС, 20,0 МВт – Нефтезаводская СЭС, 120,0 МВт – Бондаревская ВЭС, 50,4 МВт – Казачья ВЭС, 88,2 МВт – Котовская ВЭС, 88,2 МВт – Излучная ВЭС, 37,8 МВт – Черноярская ВЭС, 75,6 МВт – Манланская ВЭС, 88,2 МВт – Холмская ВЭС, 50,4 МВт – Старицкая ВЭС, 4,9 МВт – Шовгеновская СЭС, 78,0 МВт – Элистинская (Аршанская) СЭС (первая – пятая очереди), 60,0 МВт – Медвеженская ВЭС), выведено из эксплуатации – 0 МВт. Кроме этого отмечается увеличение мощности за счет перемаркировки на 21,24 МВт и на 52,66 МВт из-за прочих изменений (уточнение и др.) [1, 10].

- в 2022 году наблюдалось увеличение установленной мощности на 204,1 МВт по отношению к 2021 году. Введено 141,3 МВт, выведено из эксплуатации – 0 МВт. Так же увеличение мощности произошло за счет перемаркировки и прочих изменений, в том числе уточнения на 73,7 МВт и 6,0 МВт соответственно.

- в 2023 году наблюдалось увеличение установленной мощности на 296,58 МВт по отношению к 2022 году. Введено 326,4 МВт, выведено из эксплуатации – 0 МВт. Так же увеличение мощности произошло за счет перемаркировки на 64,66 МВт и на 1,05 МВт из-за прочих изменений (уточнение и др.).

Представленные на рисунке 3 диаграммы демонстрируют изменение структуры установленной мощности ОЭС Юга за рассматриваемый период. Объединенная энергетическая система Юга по состоянию на 01.01.2024 года, является одной из передовой в области использования возобновляемых источников энергии.

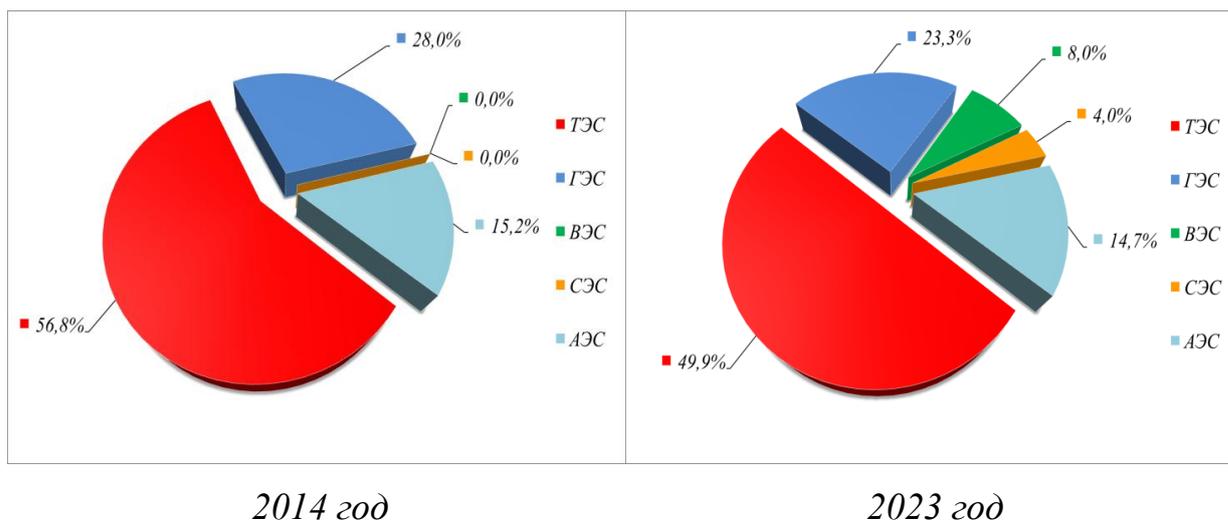


Рисунок 3. – Структура установленной мощности ОЭС Юга по типам электростанций

Величина суммарной установленной мощности ОЭС Юга составляла 27666,71 МВт, что соответствует приросту за последние 10 лет на 7496,76 МВт или в процентном выражении на 37,2%, в том числе и за счет ввода солнечных и ветровых электростанций. Доля суммарной установленной мощности на СЭС составляет 4,0%, для ВЭС – 8,0% и для ГЭС – 23,3%. За последние семь лет, для рассматриваемой энергосистемы, в области солнечной и ветровой генерации, было введено не менее 30 объектов суммарной установленной мощностью 1115 МВт и не менее 25 объектов суммарной мощностью 2223 МВт соответственно [1]. Применение подобного типа источников генерации, позволили снизить в структуре установленной мощности доли ТЭС на 7,1% и АЭС на 0,5% по сравнению с показателями на начало рассматриваемого периода.

Таким образом, оценивая полученные результаты анализа, можно отметить, что, несмотря на неоднозначность применения альтернативных источников энергии и возможную их малую привлекательность в масштабах страны с учетом имеющихся значительных объемов потенциальных запасов традиционных источников, внедрение в энергосистему солнечных и ветряных электростанций происходит весьма активно. Во многом этому

способствовал выбранный правительством РФ вектор развития направленный именно в сторону постепенного замещения традиционных источников. Впервые работа, направленная на поддержку развития генерирующих мощностей, использующих возобновляемые источники энергии была начата в России в 2009 году, а её активная фаза с вводом электростанций с 2017 года. Но, несмотря на большой период времени, в течение которого шло развитие альтернативной энергетики, потенциалы страны на сегодняшний момент остаются огромными, в связи с чем объясняется продление работы программ развития до 2030 года, что в свою очередь подтверждает неизменную заинтересованность руководства страны в данном секторе энергетики.

Литература

1. Официальный сайт АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»). URL: so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups (дата обращения: 6.11.2024).
2. Trojanowska M., 2007. Analiza statystyczna ciągłości dostaw energii elektrycznej odbiorcom z terenów wiejskich województwa małopolskiego. *Problemy Inżynierii Rolniczej*, 3(57): 43-48.
3. Paska J., 2011. O potrzebie wykonywania analiz niezawodności systemu elektroenergetycznego. *Napęd i sterowanie*, 9: 155-158.
4. Корчагин П.Т., Таранов Д.М. Надежность электроснабжения удаленных потребителей // *Сельский механизатор*. 2014. №3. С. 28-30.
5. Корчагин П.Т. Перспективы развития сельскохозяйственных предприятий Ростовской области и проблемы их энергосбережения // *Инженерный вестник Дона*. 2014. №1. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/nly2014/2224/.

6. Таранов М.А., Корчагин П.Т. К вопросу об электроснабжении удаленных сельскохозяйственных потребителей // Инженерный вестник Дона. 2016. №4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3934.

7. Виноградов А.В., Зелюкин В.И., Семенов А.Е., Виноградова А.В. Эффективность использования автоматического повторного включения в сопоставлении с причинами повреждений ВЛ 10 кВ // Вестник аграрной науки Дона, Зерноград. 2018. №2(42). С. 73-80.

8. Vinogradov A., A. Vasiliev, V. Bolshev, A. Semenov and M. Borodin, 2018. Time Factor for Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers. Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development, 10: 394-420.

9. Анашкин С.С., Борисовский А.П., Ерохина Ю.Е. Способы повышения надежности электроснабжения потребителей в сельской местности // Молодой ученый. 2018. №3. С. 34-36.

10. Курьянов В.Н., Гуревич Л.М., Тимашова Л.В., Мерзляков А.С., Фокин В.А. Влияние смещения максимумов нагрузки с зимы на лето и температурного фактора на пропускную способность воздушных линий на юге России // Электроэнергия. Передача и распределение. 2022. №3(72). С. 76-82.

References

1. Ofitsial'nyy sayt AO «Sistemnyy operator Yedinoy energeticheskoy sistemy» (AO «SO YeES») [The official website of JSC "System Operator of the Unified Energy System" (JSC "SO UES")] URL: so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups (accessed 6/11/24).

2. Trojanowska M., 2007. Problemy Inżynierii Rolniczej, 3(57), pp. 43-48.

3. Paska, J., 2011. Napęd i sterowanie, №9, pp. 155-158.

4. Korchagin P.T., Taranov D.M. Sel'skiy mekhanizator, 2014, №3. pp. 28-30.



5. Korchagin P.T. Inzhenernyj vestnik Dona, 2014, №1. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/nly2014/2224/.
6. Taranov M.A., Korchagin P.T. Inzhenernyj vestnik Dona, 2016, №4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3934.
7. Vinogradov A.V., Zelyukin V.I., Semenov A.E., Vinogradova A.V. Vestnik agrarnoy nauki Dona, Zernograd, 2018, №2(42). pp. 73-80.
8. Vinogradov A., A. Vasiliev, V. Bolshev, A. Semenov and M. Borodin, 2018. Time Factor for Determination of Power Supply System Efficiency of Rural Consumers. Handbook of Research on Renewable Energy and Electric Resources for Sustainable Rural Development, 10. pp. 394-420.
9. Anashkin S.S., Borisovskiy A.P., Yerokhina YU.E. Molodoy uchenyy. 2018. №3. pp. 34-36.
10. Kur'yanov V.N., Gurevich L.M., Timashova L.V., Merzlyakov A.S., Fokin V.A. Elektroenergiya. Peredacha i raspredeleniye, 2022, №3(72). pp. 76-82.

Дата поступления: 17.10.2024

Дата публикации: 30.11.2024