

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

М.В. Андреев, А.А. Суворов, А.Б. Аскароев, А.В. Кивеев, В.Е. Рудник

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Современной тенденцией развития электроэнергетических систем является внедрение возобновляемых источников энергии в виде распределенной генерации. Выявлено, что одной из основных причин, сдерживающих этот процесс, является изменение при этом режимов работы энергосистем, что в свою очередь оказывает существенное влияние на функционирование устройств релейной защиты и автоматики и, как следствие, на их настройку. Экспериментально доказано снижение чувствительности и нарушение селективности действий релейной защиты распределительной сети в случае подключения к энергосистеме ветроэнергетической установки. При этом важным фактором является мощность и место подключения. Также в статье выполнен анализ существующих подходов по реализации защиты таких энергосистем. В результате теоретически доказана необходимость разработки новых методов и средств для настройки защиты и автоматики, поскольку существующие подходы либо ограничивают внедрение нового оборудования, либо сложно реализуемы, либо недостаточно гибкие.

Ключевые слова: релейная защита, математическое моделирование, распределенная генерация, возобновляемые источники энергии.

Введение

Согласно статистическим данным <https://yearbook.enerdata.ru>, за последние 15 лет прирост потребления электроэнергии составил примерно 35–40 % [1]. Такая тенденция приводит к необходимости ввода новых мощностей, генерируемых в настоящее время преимущественно за счет использования ископаемых ресурсов. При этом в развитых странах мира одним из приоритетных направлений развития электроэнергетических систем (ЭЭС) является переход на возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Суммарная генерируемая мощность источников, работающих на энергии ветра и солнца, за последние 15 лет увеличилась более чем на 30 %. Согласно планам Евросоюза доля ВИЭ к 2020 году должна составлять 20 %, а к 2050-му – 80–95 % [2]. Однако фактические цифры выглядят намного скромнее и составляют едва ли половину от запланированного объема.

Одной из основных причин, сдерживающих интеграцию ВИЭ, является изменение при этом режимов работы ЭЭС, что в свою очередь оказывает существенное влияние на функционирование устройств релейной защиты (РЗ) и автоматики.

Постановка задачи

Задача управления и защиты энергосистем сохраняет свою актуальность ввиду сложности её решения. Последнее в свою очередь связано с тем, что любая ЭЭС представляет собой сложную, нелинейную, многопараметрическую и динамическую систему. Авторами реализуется проект, направленный на изучение процессов в ЭЭС, а также на разработку методов и средств определения на-

строек РЗ, обеспечивающих надежную и эффективную их работу в конкретных условиях функционирования. При этом нельзя не учитывать отмеченную ранее тенденцию развития ЭЭС. В связи с этим целью первого этапа проекта, посвященного изучению современных ЭЭС, содержащих в частности ВИЭ, было теоретическое и экспериментальное исследование процессов в таких энергосистемах, а также предварительная оценка влияния их на функционирование устройств РЗ. Результаты данной работы отражены далее в статье.

Теоретическая часть

Распределительные сети с односторонним питанием, как правило, защищаются максимальными токовыми защитами (МТЗ). В случае более сложной конфигурации применяется МТЗ направленная (МТЗН). Как известно, МТЗН не устанавливаются в кольцевых сетях с несколькими источниками питания. Но в случае использования ВИЭ в качестве распределенных источников энергии складывается именно такая ситуация, и МТЗН с уставкой по времени, выбираемой по встречноступенчатому принципу, не может использоваться. Значение тока короткого замыкания (КЗ) и его направление зависит от типа, количества и местоположения ВИЭ в сети [3]. Ниже рассмотрены основные проблемы обеспечения корректного функционирования защиты при интеграции ВИЭ:

1. Нечувствительность защиты. Внедрение ВИЭ в зависимости от типа, мощности и места установки может существенно повлиять на ток КЗ. Для синхронных ВИЭ (малые гидростанции) ток КЗ может превышать расчетный номинальный ток в 5–6 раз. Инверторные же ВИЭ на основе фото-

Альтернативные источники энергии

электрических элементов создают небольшой ток КЗ в диапазоне от 1,1 до 2 раз от номинального тока. Этого может оказаться недостаточно для срабатывания МТЗ для схем, как показано на рис. 1а.

2. Нарушение селективности. Крупномасштабное внедрение ВИЭ в распределительные сети приводит к тому, что они создают двунаправленный ток КЗ на большинстве питающих линий. Ненаправленная МТЗ не может обеспечить селективную защиту для таких сетей. Как показано на рис. 1б, при КЗ реле R2 может сработать раньше реле R1. В больших взаимосвязанных распределительных сетях некоторые реле могут срабатывать

до того, как сработает предыдущее реле, что приводит к отключению большей части сети.

3. Проблемы с автоматикой повторного включения (АПВ). Как показано на рис. 2, когда повреждение частично отключено со стороны установки АПВ, оно все еще питается от ВИЭ. Создаваемый ВИЭ ток КЗ может стать причиной возникновения электрической дуги через выключатель АПВ.

Практическая часть

Сформулированные выше особенности ЭЭС с ВИЭ подтверждаются следующими исследованиями для схемы 14-Bus IEEE (рис. 3).

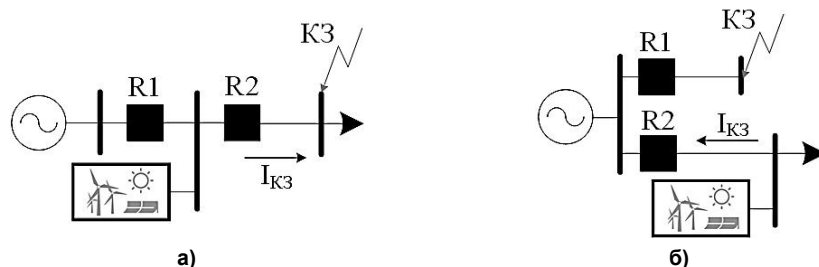


Рис. 1. Влияние ВИЭ на чувствительность защиты (а) и на селективность защиты (б)

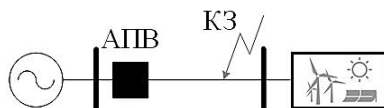


Рис. 2. Проблемы с АПВ при подключении ВИЭ

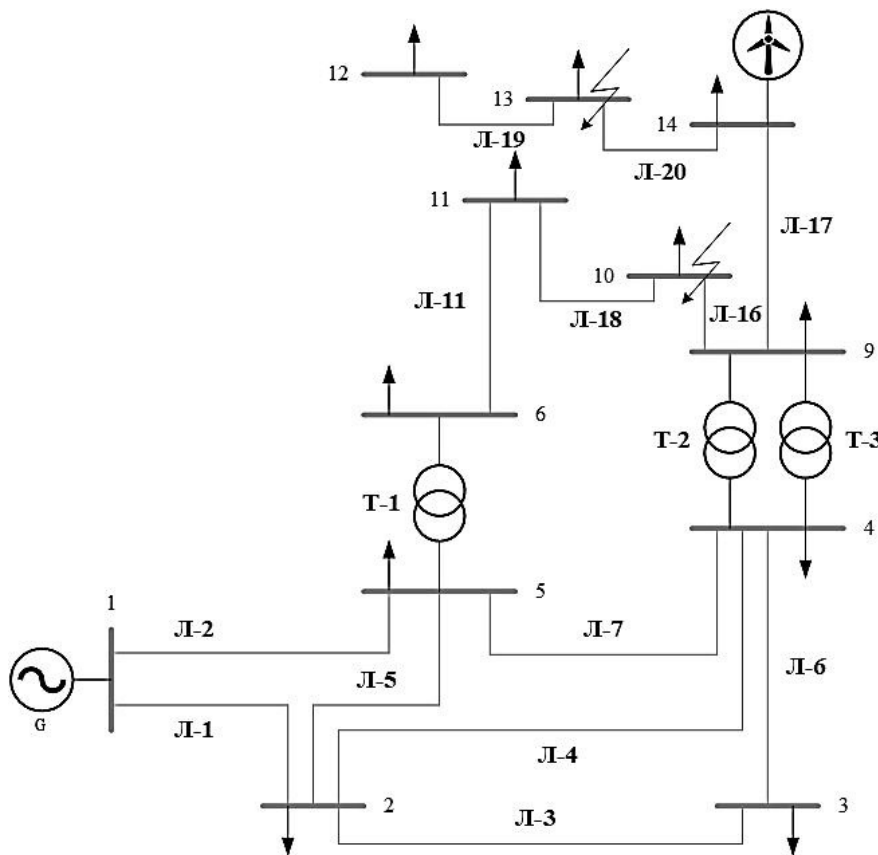


Рис. 3. Тестовая схема ЭЭС для проведения исследований – IEEE 14-Bus System

Случай 1: место установки ветряной электростанции (ВЭС) – узел 14 (110 кВ).

Эксперимент № 1 – двухфазное КЗ (АВ) в узле 13 при изменении мощности ВЭС (от 0 до 30 МВт) в узле 14. Интересен характер изменения тока КЗ на линии Л-17 (рис. 4) – при увеличении мощности ВЭС происходит уменьшение величины тока КЗ, протекающего по линии Л-17, при двухфазном КЗ в узле 13. Таким образом, РЗ, установленная в начале Л-17 (считая узел 9 началом линии электропередачи (ЛЭП), а узел 14 – концом), при определенной мощности ВЭС не будет эффективно резервировать защиту линии Л-20 (величина тока КЗ будет меньше, чем уставка срабатывания защиты).

Эксперимент № 2 – трехфазное КЗ в узле 13

при изменении мощности ВЭС (от 0 до 30 МВт) в узле 14. В данном случае при трехфазном КЗ в узле 13 при увеличении мощности ВЭС происходит увеличение величины тока КЗ, протекающего по линии Л-17 (рис. 5).

Эксперимент № 3 – перемещение ВЭС мощностью 10 МВт от узла 9 до узла 13 («перемещающийся» узел 14 с ВЭС), тестовое возмущение – двухфазное КЗ (АВ). В данном случае при двухфазном КЗ в узле 13 при фиксированной мощности ВЭС (10 МВт) и изменении расположения ВЭС относительно узлов 9 и 13 происходит сначала уменьшение (при x (сопротивление линии) $< 0,5$ о.е.) величины тока КЗ, протекающего по линии Л-17, а затем её увеличение (при $x > 0,5$ о.е.) (рис. 6). Таким обра-

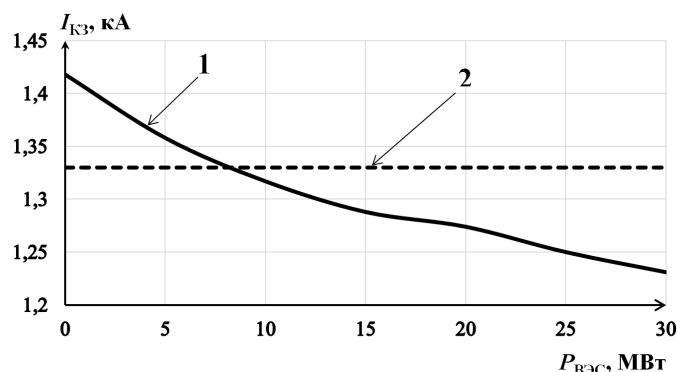


Рис. 4. Величина тока КЗ, протекающего по линии Л-17, при двухфазном КЗ (АВ) в узле 13: 1 – ток КЗ; 2 – уставка РЗ в начале линии Л-17

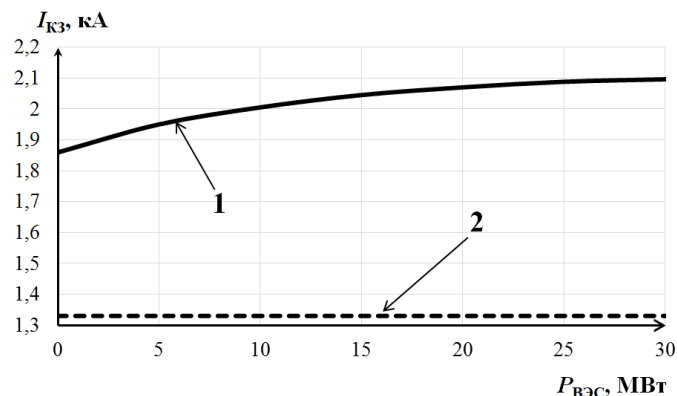


Рис. 5. Величина тока КЗ, протекающего по линии Л-17, при трехфазном КЗ в узле 13: 1 – ток КЗ; 2 – уставка РЗ в начале линии Л-17

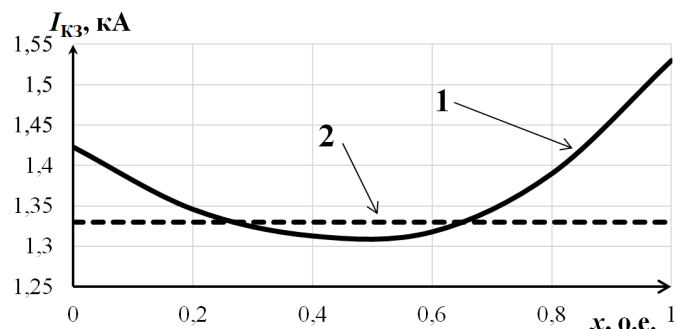


Рис. 6. Величина тока КЗ, протекающего по линии Л-17, при двухфазном КЗ в узле 13: 1 – ток КЗ; 2 – удаленность ВЭС

Альтернативные источники энергии

зом, релейная защита, установленная в начале Л-17, при определенном расположении ВЭС (например, от 0,28 о. е. до 0,62 о. е.) не будет эффективно резервировать защиту линии Л-20 (величина тока КЗ будет меньше, чем уставка срабатывания защиты).

Случай 2: ВЭС мощностью 30 МВт установлена в узле 14, тестовое возмущение – трехфазное КЗ в узле 10 (см. рис. 3).

Исследование двух проблем:

- проблема 1 – изменение направления протекания тока как в рабочем режиме, так и в аварийном (при КЗ);

- проблема 2 – увеличение величины тока КЗ, протекающего по ЛЭП, при внешних КЗ, в связи с чем возможно неселективное действие релейной защиты (отключение ЛЭП, на которых нет повреждения, вследствие чего возможно каскадное отключение других ЛЭП).

Эксперимент № 1 – без ВЭС: как видно из рис. 7, в нормальном режиме ток по линии Л-17 протекает из узла 9 в сторону узла 14, при КЗ – происходит уменьшение величины тока по линии, так как все токи стекаются к месту КЗ.

Эксперимент № 2 – с ВЭС мощностью 30 МВт в узле 14. Как видно из рис. 8, в нормаль-

ном режиме ток по линии Л-17 уже протекает из узла 14 в сторону узла 9 (происходит изменение направления протекания тока), а при КЗ – происходит увеличение величины тока по линии из-за появления дополнительной подпитки места КЗ от ВЭС.

Как говорилось выше, традиционные принципы защиты энергообъектов не подходят для ЭЭС с ВИЭ. Далее обсуждаются существующие подходы по защите таких энергосистем.

1. Схема защиты, основанная на контроле напряжения в точке присоединения ВИЭ к сети [4]. Основная идея данной схемы защиты заключается в снижении составляющей тока КЗ от ВИЭ. Во время аварии контроль опорного тока преобразователя ($I_{оп}$) осуществляется в соответствии с (1):

$$\begin{cases} I_{оп} = \frac{P_{необх}}{U} & \text{для } U \geq 0,88 \text{ о. е.}; \\ I_{оп} = kU^n I_{max} & \text{для } U \leq 0,88 \text{ о. е.}; \end{cases} \quad (1)$$

где I_{max} – максимум выходного тока при напряжении U в точке присоединения ВИЭ к сети; $P_{необх}$ – необходимая выходная мощность; k и n – константы.

Это простой метод, и никаких дополнительных затрат для его реализации не требуется. Одна-

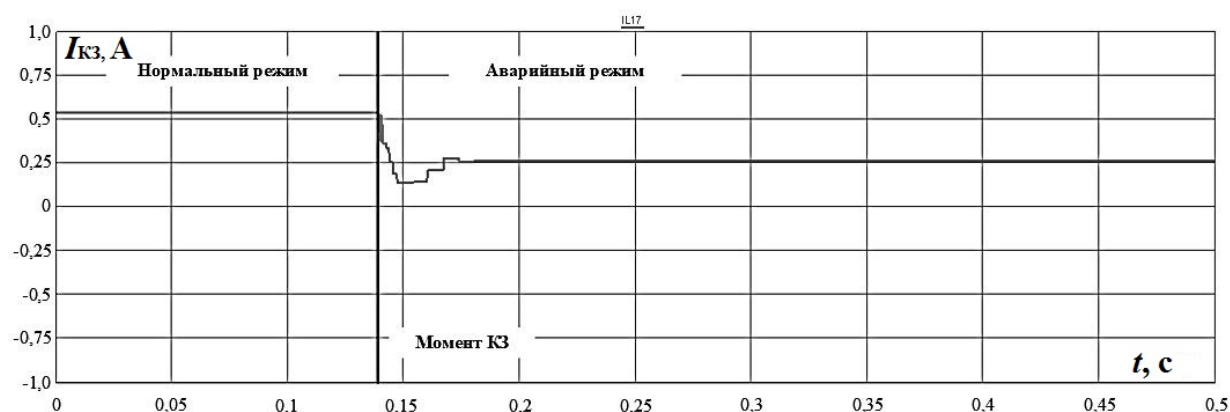


Рис. 7. Величина действующего значения тока, протекающего по линии Л-17, в нормальном режиме и при трехфазном КЗ в узле 10

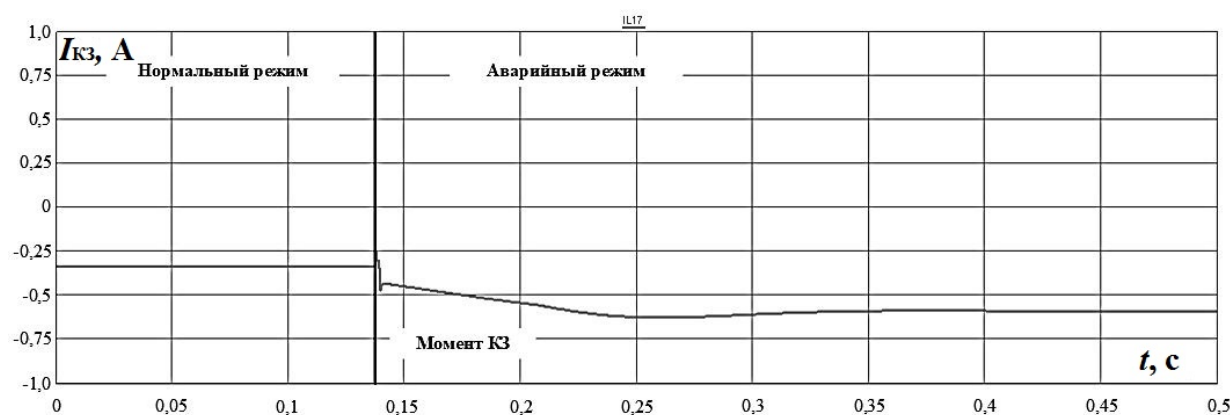


Рис. 8. Величина действующего значения тока, протекающего по линии Л-17, в нормальном режиме и при трехфазном КЗ в узле 10

ко он может работать некорректно при падении напряжения из-за увеличения нагрузки, пуске/самопуске двигателей и др. Более того, удаленность точки КЗ от места контроля напряжения снижает чувствительность защиты.

2. Дистанционная защита (ДЗ) [5]. ДЗ являются самыми распространенными в ЭЭС. В сравнении с МТЗ ДЗ менее подвержены влиянию изменений в конфигурации сети. Направленные ДЗ позволяют определять место КЗ: на защищаемом объекте или «за спиной» защиты. Однако при оценке чувствительности переходное сопротивление отбрасывается, но в распределительных сетях учет его важен при настройке ДЗ, потому что линии короткие и большинство аварий происходит через большое переходное сопротивление. При широком внедрении ВИЭ в виде распределенных источников учесть переходное сопротивление крайне тяжело, поэтому область срабатывания на характеристике ДЗ может оказаться как избыточной, так и недостаточной, что может стать причиной неправильных действий.

Следует отметить другие особенности функционирования ДЗ в сетях с ВИЭ. Например, изменение параметров ветра оказывает существенное влияние на дальность действия ДЗ. Колебания скорости ветра приводят к изменениям уровня напряжения в сети и соответственно к изменениям полного сопротивления, контролируемого защитой, и, как следствие, нестабильности зоны срабатывания на характеристике ДЗ. Такая неопределенность недопустима при реализации защиты объекта ЭЭС.

Ветроустановки используют различные типы генераторов, а именно индукционные и синхронные. Динамика переходного процесса при КЗ в генераторах индукционного типа различна в сравнении с традиционными синхронными генераторами, что является важным фактором, но в настоящее время не учтено при формировании характеристики ДЗ.

3. В качестве варианта решения проблемы корректной настройки РЗ, обеспечивающей её правильное функционирование в современных ЭЭС, предлагаются алгоритмы, например [6, 7], определения объема и мест установки ВИЭ таким образом, чтобы это не влияло на настройки РЗ и соответственно на их работу. Такой подход исключает необходимость значительного обновления существующих методов расчета уставок, однако, сдерживает внедрение ВИЭ.

4. В [8] предлагается использовать максимальную токовую направленную защиту с двумя характеристиками срабатывания: прямого и обратного направления. Данный подход, однако, направлен лишь на решение проблемы координации РЗ между собой за счет выдержек времени и не меняет концепцию функционирования максимальных токовых защит. Кроме того, этот способ не решает проблемы влияния ВИЭ на уровень тока КЗ.

Заключение

Резюмируя вышесказанное, можно с уверенностью заявлять о необходимости разработки новых методов и средств для настройки РЗ, поскольку существующие подходы либо ограничивают внедрение нового оборудования, либо сложно реализуемы, либо недостаточно гибкие.

Главным условием решения обозначенной проблемы является наличие возможности детализированного анализа работы ключевых элементов схем устройств РЗ различных исполнений в конкретных режимах работы, что позволит оценивать процессы изменения токов и напряжений в защищаемых объектах, погрешности преобразования в измерительных трансформаторах и применяемых РЗ. Это в свою очередь позволит формировать параметры адекватной реальным условиям функционирования настройки РЗ. Обеспечить указанную возможность в совокупности с адекватным симулятором ЭЭС позволяют детализированные математические модели РЗ. Разработкой и исследованием таких моделей, а также применением их для настройки РЗ занимаются авторы [9, 10]. Получены положительные результаты для «традиционных» ЭЭС, которые, однако, еще находятся на стадии опубликования. Показанные в статье исследования подтвердили необходимость проработки вопроса настройки РЗ для ЭЭС с ВИЭ. Работа в данном направлении уже ведется.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Соглашение № 075-15-2019-1052.

Литература

1. Сайт Института проблем естественных монополий. – <http://ipem.ru/news/publications/630.html> (дата обращения: 25.07.2019).
2. Jennett, K. *Comprehensive and quantitative analysis of protection problems associated with increasing penetration of inverter-interfaced DG* / K. Jennett, F. Coffele, C. Booth // *11th IET International Conference on Developments in Power System Protection 2012 (DPSP 2012)*. – 2012. – P. 1–6. DOI: 10.1049/cp.2012.0091
3. *Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review* / V. Telukunta, J. Pradhan, A. Agrawal et al. // *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. – 2017. – Vol. 3, no. 4. – P. 365–379. DOI: 10.17775/cseejpes.2017.00030
4. Yazdanpanahi, H. *A new control strategy to mitigate the impact of inverter-based DGs on protection system* / H. Yazdanpanahi, Y.W. Li, W. Xu // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2012. – Vol. 3, no. 3. – P. 1427–1436. DOI: 10.1109/tsg.2012.2184309
5. *Distance protection in distribution systems: how it assists with integrating distributed resources* / D. Sinclair, D. Finney, D. Martin, P. Sharma // *IEEE Transactions on Industry Applications*. –

2014. – Vol. 50, no. 3. – P. 2186–2196. DOI: 10.1109/tia.2013.2288426

6. Analytical Approach to Estimate Feeder Accommodation Limits Based on Protection Criteria / H.V. Padullaparti, P. Chirapongsananurak, M.E. Hernandez, S. Santoso // *IEEE Access*. – 2016. – Vol. 4. – P. 4066–4081. DOI: 10.1109/access.2016.2589545

7. Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks / H. Zhan, C. Wang, Y. Wang et al. // *IEEE Trans. on Smart Grid*. – 2016. – Vol. 7, no. 1. – P. 55–65. DOI: 10.1109/sgsm.2016.7741277

8. Dynamic State Estimation-Based Protection: Status and Promise / A.P.S. Meliopoulos, G.J. Cok-

kinides, P. Myrda et al. // *IEEE Trans. on Power Delivery*. – 2017. – Vol. 32, no. 1. – P. 320–330. DOI: 10.1109/tpwrd.2016.2613411

9. Проблема численного моделирования цифровой релейной защиты и её аналого-цифровое (гибридное) решение / М.В. Андреев, А.А. Суворов, А.Б. Аскарлов, А.В. Киевец // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. – 2018. – № 6. – С. 77–83.

10. Study of mutual influence of measuring part elements of transformer differential protection and its impact on the primary signal processing / M. Andreev, A. Gusev, A. Suvorov et al. // *Przegląd Elektrotechniczny*. – 2018. – Vol. 94, no. 9. – P. 71–74. DOI: 10.15199/48.2018.09.18

Андреев Михаил Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий научно-исследовательской лабораторией «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; andreevmv@tpu.ru.

Суворов Алексей Александрович, канд. техн. наук, ассистент Отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; suvorovaa@tpu.ru.

Аскарлов Алишер Бахрамжонович, инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; aba7@tpu.ru.

Киевец Антон Владимирович, инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; kievets.v.l@gmail.com.

Рудник Владимир Евгеньевич, инженер-исследователь научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Инженерной школы энергетики, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск; fordlp006@mail.ru.

Поступила в редакцию 31 июля 2019 г.

DOI: 10.14529/power190310

HOW RENEWABLE ENERGY SOURCES AFFECT RELAY PROTECTIONS

M.V. Andreev, andreevmv@tpu.ru,

A.A. Suvorov, suvorovaa@tpu.ru,

A.B. Askarov, aba7@tpu.ru,

A.V. Kievets, kievets.v.l@gmail.com,

V.E. Rudnik, fordlp006@mail.ru

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Renewable energy sources are increasingly used for distributed generation. However, such application alters power system-wide parameters, which affects relay protection and automation as well as its configuration, ultimately preventing wider use of renewable energy. Experiments prove connecting a wind farm to a distribution grid renders RPA less sensitive or selective. Location and capacity of a connected farm are two major factors. The paper analyzes the existing approaches to protecting such systems and substantiates a need for novel

RPA configuration methods and means, as the existing ones limit the deployment of new equipment, or are too complicated, or not flexible enough.

Keywords: relay protection, mathematical modeling, distributed generation, renewable energy sources.

References

1. *Web-Site of Institute of Natural Monopolies*. Available at: <http://ipem.ru/news/publications/630.html> (accessed 25.07.2019).
2. Jennett K., Coffele F., Booth C. Comprehensive and Quantitative Analysis of Protection Problems Associated with Increasing Penetration of Inverter-Interfaced DG. *11th IET International Conference on Developments in Power System Protection 2012 (DPSP 2012)*, 2012, pp. 1–6. DOI: 10.1049/cp.2012.0091
3. Telukunta V., Pradhan J., Agrawal A., Singh M., Srivani S.G. Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2017, vol. 3, no. 4, pp. 365–379. DOI: 10.17775/cseejpes.2017.00030
4. Yazdanpanahi H., Li Y.W., Xu W. A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012, vol. 3, no. 3, pp. 1427–1436. DOI: 10.1109/tsg.2012.2184309
5. Sinclair D. Finney, Martin D., Sharma P. Distance Protection in Distribution Systems: How it Assists with Integrating Distributed Resources. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2014, vol. 50, no. 3, pp. 2186–2196. DOI: 10.1109/tia.2013.2288426
6. Padullaparti H.V., Chirapongsananurak P., Hernandez M.E., Santoso S. Analytical Approach to Estimate Feeder Accommodation Limits Based on Protection Criteria. *IEEE Access*, 2016, vol. 4, pp. 4066–4081. DOI: 10.1109/access.2016.2589545
7. Zhan H., Wang C., Wang Y., Yang X., Zhang Xi, Wu C., Chen Y. Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks. *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2016, vol. 7, no. 1, pp. 55–65. DOI: 10.1109/pesgm.2016.7741277
8. Meliopoulos A.P.S., Cokkinides G.J., Myrda P., Liu Y., Fan R., Sun L., Huang R., Tan Z. Dynamic State Estimation-Based Protection: Status and Promise. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 2017, vol. 32, no. 1, pp. 320–330. DOI: 10.1109/tpwrd.2016.2613411
9. Andreev M.V., Suvorov A.A., Askarov A.B., Kievets A.V. [Computational Modeling of Digital Relay Protection and an Analog-Digital (Hybrid) Solution Thereto]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2018, no. 6, pp. 77–83. (in Russ.)
10. Andreev M., Gusev A., Suvorov A., Ruban N., Ufa R. Study of Mutual Influence of Measuring Part Elements of Transformer Differential Protection and Its Impact on the Primary Signal Processing. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2018, vol. 94, no. 9, pp. 71–74. DOI: 10.15199/48.2018.09.18

Received 31 July 2019

ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Исследование влияния возобновляемых источников энергии на функционирование релейной защиты / М.В. Андреев, А.А. Суворов, А.Б. Аскарлов и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2019. – Т. 19, № 3. – С. 93–99. DOI: 10.14529/power190310

FOR CITATION

Andreev M.V., Suvorov A.A., Askarov A.B., Kievets A.V., Rudnik V.E. How Renewable Energy Sources Affect Relay Protections. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 93–99. (in Russ.) DOI: 10.14529/power190310