

11. Rajashekar, B. Cascaded H-Bridge Multilevel Inverter with a New Selective Harmonic Mitigation Technique to Meet Grid Codes Under Non-Equal Dc Link Voltages with Power Quality Enhancement [Text] / B. Rajashekar, T. P. Kumar, R. Ramesh // International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. – 2014. – Vol. 3, Issue 9. – P. 15857–15863. doi: 10.15680/ijirset.2014.0309010
12. Zahiraa, R. A Technical Survey on Control Strategies of Active Filter for Harmonic Suppression [Text] / R. Zahiraa, A. Peer Fathimab // Procedia Engineering. – 2012. – Vol. 30. – P. 686–693. doi: 10.1016/j.proeng.2012.01.915
13. Дьяконов, В. П. MATLAB 6/6.1/6.5 + Simulink 4/5. Основы применения. Полное руководство пользователя [Текст] / В. П. Дьяконов. – М.: СОЛОН-Пресс, 2002. – 768 с.

Представлені результати досліджень, пов'язаних з вирішенням питань підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж в умовах використання розосередженої генерації. Показано, що значний економічний ефект як для енергокомпаній, так і для потенційних інвесторів, може бути отриманий при узгодженому вирішенні питань забезпечення надійності електропостачання та розробки технічних умов на підключення генеруючих джерел у розподільні мережі

Ключові слова: повітряні розподільні мережі, розосереджена генерація, надійність електропостачання, секціонує пристрої

Представлены результаты исследований, связанных с решением вопросов повышения надежности работы распределительных электрических сетей в условиях использования распределенной генерации. Показано, что значительный экономический эффект как для энергокомпаний, так и для потенциальных инвесторов, может быть получен при согласованном решении вопросов обеспечения надежности электроснабжения и разработки технических условий на подключение генерирующих источников в распределительные сети

Ключевые слова: воздушные распределительные сети, распределенная генерация, надежность электроснабжения, секционирующие устройства

УДК 621.316.11

DOI: 10.15587/1729-4061.2016.59616

ПОДДЕРЖАНИЕ НОРМИРОВАННОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Саид Банузاده Сахрагард

Ведущий инженер

Iran Energy Efficiency organization (SABA)

End of West Poonak Blvd, Shahrake-e-Ghods,

Tehran, Iran, P.O.BOX: 14155-6338

E-mail: saeed_sahragard@yahoo.com

В. А. Попов

Кандидат технических наук, доцент*

E-mail: tig@ukr.net

В. В. Ткаченко

Кандидат технических наук, доцент*

E-mail: tka-vadim@yandex.ua

А. А. Журавлев

Старший преподаватель*

E-mail: aazhur@ukr.net

Д. В. Шпак*

E-mail: den_shpak.ua@mail.ru

*Кафедра электроснабжения

Национальный технический университет Украины

«Киевский политехнический институт»

пр. Победы, 37, г. Киев, Украина, 03056

1. Введение

Сегодня в электроэнергетике большинства стран мира значительно возросли объемы применения распределенной генерации на основе как возобновляемых, так и традиционных источников энергии. При этом четко прослеживается тенденция интеграции указанных источников в электрические сети. Это, в определенной мере, упрощает решение вопроса

гарантированного обеспечения потребителей требуемым объемом электроэнергии в любой момент времени (вследствие отсутствия необходимости ее аккумулирования, как было бы при использовании источников распределенной генерации в автономных режимах). Данные решения могут повысить надежность энергообеспечения объектов при соответствующем техническом оснащении электрических сетей.

2. Анализ литературных данных и постановка проблемы

Как показывает опыт многих стран [1], подключение источников распределенной генерации (ИРГ) к распределительным сетям может существенным образом влиять на их надежность. В частности, данный вопрос рассматривался в работе [2]. Однако применение распределенной генерации практически не оказывает влияния на надежность без применения «островного» режима («Islanding» [3–5]), т. е. возможности выделения ИРГ для работы на близкую по мощности нагрузку при потере электроснабжения от питающей подстанции основной сети. Проблемы, требующие решения в условиях применения «островного» режима, активно изучаются и рассмотрены в частности в работах [6, 7].

Активные работы в данном направлении ведутся и в Республике Иран, где помимо альтернативных источников в качестве распределенной генерации широко используются и газотурбинные установки, на долю которых сейчас уже приходится порядка 23,5 % всей вырабатываемой в стране электроэнергии [8]. Вместе с тем, электрические сети Ирана нуждаются в технической модернизации с целью соответствовать современным требованиям к надежности электроснабжения. При этом очевидно, что сама по себе распределенная генерация эту проблему не решает. В связи с этим, опираясь на опыт индустриально развитых стран, для кардинального изменения ситуации с надежностью электроснабжения правительством Ирана рассматривается возможность ее нормирования в той или иной форме.

Для достижения максимального эффекта при решении указанных вопросов кроме наличия соответствующих законодательной и нормативной баз, требуется тщательная координация проектов размещения и выбора параметров ИРГ с политикой развития электрических сетей и ее оснащения современными коммутационно-защитными аппаратами. Выполнение этих условий позволяет во многих случаях существенно сократить затраты, связанные как с реализацией выставляемых энергоснабжающими компаниями (ЭСК) технических условий на присоединение ИРГ к электрическим сетям, так и с вопросами повышения надежности электроснабжения в условиях нормирования определенных характеризующих ее показателей.

3. Цель и задачи исследования

Цель исследования – обеспечение нормируемого уровня надежности за счет скоординированного решения вопросов оптимального секционирования

распределительных сетей и учета условий работы источников распределенной генерации

Для достижения указанной цели были поставлены задачи:

- количественной оценки нормативного показателя надежности электроснабжения распределительной сети при произвольном использовании широкого спектра коммутационных аппаратов;
- выработки оптимальной стратегии использования коммутационных аппаратов для формирования «островного» режима работы распределительной сети при различных мощностях и локализациях источников распределенной генерации.

4. Решение задачи оценки затрат энергоснабжающими компаниями на формирование «острова»

Для оценки экономического эффекта от комплексного подхода к решению вопроса интеграции ИРГ в распределительные электрические сети была рассмотрена воздушная линия напряжением 20 кВ (рис. 1), с характерной для Ирана структурой и параметрами. Линия имеет следующие характеристики:

- суммарная длина 9,76 км;
- суммарная нагрузка 1369 кВт;
- в линии отсутствует точка подключения резервного питания.

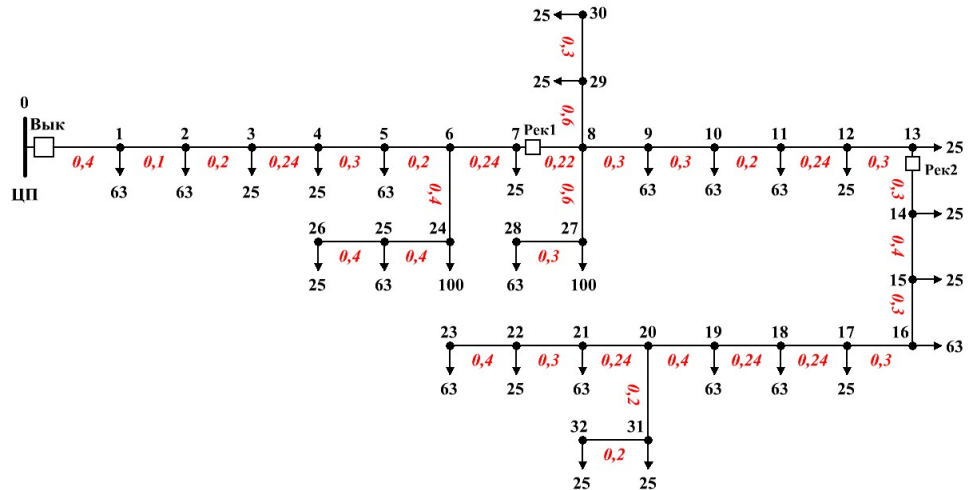


Рис. 1. Распределительная линия напряжением 20 кВ

Путем секционирования линии, а именно за счет установки на участках 7–8 и 13–14 автоматических секционирующих устройств (СУ) – реклоузеров, энергоснабжающей компании удалось достичь нормированного уровня надежности электроснабжения потребителей, который можно сформулировать следующим образом – величина ожидаемого недоотпуска электроэнергии *EENS* (*Expected Energy Not Supplied*) [9] должна быть снижена не менее, чем на 35 % относительно исходной, т. е. величины недоотпуска электроэнергии, имевшей место при отсутствии в линии СУ.

Оценка величины ожидаемого недоотпуска электроэнергии производится с помощью структурно-логической матрицы [10], пример которой для линии, представленной на рис. 1, приведен в табл. 1.

Таблица 1

Структурно-логическая матрица для оценки величины EENS

	L _{СЛ1}	L _{СЛ2}	L _{СЛ3}
P _{СЛ1}	r ₀ +r _p	0	0
P _{СЛ2}	r ₀ +r _p	r ₀ +r _p	0
P _{СЛ3}	r ₀ +r _p	r ₀ +r _p	r ₀ +r _p

Установленные в линии (рис. 1) реклоузеры делят ее на три секции. Длина секции линии (СЛ) является суммой длин относящихся к секции участков, а нагрузка секции – суммой нагрузок узлов линии, получающих питание от данной секции. Тогда, например, для СЛ1 имеем

$$L_{СЛ1}=L_{0-1}+L_{1-2}+L_{2-3}+L_{3-4}+L_{4-5}+L_{5-6}+L_{6-7}+L_{6-24}+L_{24-25}+L_{25-26},$$

$$P_{СЛ1}=P_1+P_2+P_3+P_4+P_5+P_6+P_7+P_{24}+P_{25}+P_{26}.$$

Величина ожидаемого недоотпуска электроэнергии в линии (рис. 1) будет определяться как

$$EENS = \sum_{i=1}^3 EENS_{СЛi} = zL_{СЛ1}P_{СЛ1}(r_0 + r_p) + z(L_{СЛ1} + L_{СЛ2})P_{СЛ2}(r_0 + r_p) + z(L_{СЛ1} + L_{СЛ2} + L_{СЛ3})P_{СЛ3}(r_0 + r_p) = z(r_0 + r_p)[L_{СЛ1}P_{СЛ1} + (L_{СЛ1} + L_{СЛ2})P_{СЛ2} + (L_{СЛ1} + L_{СЛ2} + L_{СЛ3})P_{СЛ3}], \tag{1}$$

где z – удельный параметр потока отказов (откл./км.год); r₀ – время ожидания, т. е. время от момента аварийного отключения линии до приезда оперативного персонала ЭСК на подстанцию, питающую отключенную линию, или непосредственно на отключенную часть линии при наличии в линии автоматических СУ; r_p – время выполнения ремонта на поврежденной секции и включения линии в работу в нормальном режиме.

Теперь предположим, что в одном из узлов линии, приведенной на рис. 1, появится ИРГ, который будет работать параллельно с сетью. Планируется с помощью реклоузеров (или реклоузера) выделить «остров» – часть линии, нагрузка потребителей которой в послеаварийных режимах может обеспечиваться ИРГ. Возникает следующая задача – оценить и минимизировать затраты ЭСК на формирование «острова» при:

– варьировании мощности и места расположения ИРГ;

– соблюдении нормированного уровня надежности электроснабжения потребителей.

При решении поставленной выше задачи принимается ряд допущений, которые можно разбить на две группы – технического и экономического характера.

Допущения технического характера включают:

1. Для поддержания требуемого уровня надежности электроснабжения при появлении в линии ИРГ могут использоваться только автоматические СУ – реклоузеры и секционалайзеры [11] (т. к. именно они позволяют значительно улучшить интегральные по-

казатели надежности по сравнению с применением СУ ручного действия [12]).

2. При оценке показателей надежности учитываются только устойчивые отказы (считаем, что неустойчивые отказы устраняются АПВ реклоузеров и выключателя в начале линии).

3. Возможные места размещения СУ – начала участков, расположенных на магистрали линии (т. е. непосредственно между узлами 0 и 23 – рис. 1).

4. Мощность ИРГ задается не детерминированной величиной, а интервальной (т. е. в виде диапазона возможных ее значений [P_{ИРГ}^{min}, P_{ИРГ}^{max}]).

5. Реклоузеры настроены на согласованную работу, что подразумевает автоматическое формирование ими «острова» в случае возникновения аварийного режима путем локализации поврежденной части линии.

6. Переключение определенной части нагрузки линии на питание от ИРГ (т. е. формирование «острова») происходит за время, условно принимаемое равным нулю.

Допущения экономического характера:

1. Базовой единицей оценки затрат является стоимость одного реклоузера C_{РЕК}.

2. Изменение ожидаемой величины недоотпуска электроэнергии по ряду известных причин не подлежит объективной экономической оценке [13], помимо этого данная оценка является прогнозной величиной (а не фактической как затраты на установку СУ).

3. Затраты на перенос в другое место или установку в линии одного реклоузера (без учета стоимости его покупки) составляют 30 % от стоимости реклоузера (т. е. C_{ПЕР}=C_{УСТ}=0,3C_{РЕК}) [14–16]. Тогда полные затраты на установку в линии одного нового реклоузера составят C_{РЕК}+C_{УСТ}=1,3C_{РЕК}.

4. Стоимость секционалайзера составляет 20 % от стоимости реклоузера (т. е. C_{СЕК}=0,2C_{РЕК}) [17].

5. При удалении из линии реклоузера ЭСК получает выгоду в размере его стоимости.

6. Затратами на демонтаж реклоузера и установку секционалайзера пренебрегаем.

7. При определении итоговой экономической оценки влияния ИРГ на надежность электроснабжения затраты учитываются со знаком «-», а выгода со знаком «+».

Результаты решения задачи представлены в табл. 2.

К представленным в табл. 2 данным необходимо дать следующие комментарии:

1. Вариант 1 соответствует линии без установленных в ней СУ, а вариант 2 – линии с реклоузерами (установленными в соответствии с представленными выше условиями относительно обеспечения нормируемого уровня надежности) до возникновения вопроса о появлении ИРГ.

2. В графе «Расположение» термин «Между» обозначает установку ИРГ на СЛ, ограниченной с двух сторон реклоузерами. Например, для линии, приведенной на рис. 1, это будет один из узлов с 8 по 13 и с 27 по 30.

3. В графе «Расположение» термин «За 2-м» обозначает установку ИРГ на СЛ, находящейся за 2-м реклоузером. Например, для линии, представленной на рис. 1, это будет один из узлов с 14 по 23, а также 31, 32.

4. В графе «Действия по формированию острова» термины «перенос 1» и «перенос 2» обозначают соответственно необходимость переноса в новое место одного или двух реклоузеров.

Таблица 2

Результаты решения задачи оценки затрат на формирование «острова»

№ варианта	Реклоузеры в начале участков		ИРГ		«Остров»			EENS (%)		
			P _{ИРГ} (кВт)		Расположение	P _{ОС} (кВт)	Действие по формиров.		Затраты	
	min	max								
1	нет	нет	0	0	нет	0	нет	нет	100	
2	7–8	13–14			нет	0	нет	нет	нет	64,8
3	5–6	7–8	200	215	Между	213	перенос 1	-0,3C _{РЕК}	71,8	
4	7–8	8–9			Между	213	перенос 1	-0,3C _{РЕК}	69,5	
5	8–9	12–13			Между	214	перенос 2	-0,6C _{РЕК}	61,8	
6	9–10	14–15			Между	201	перенос 2	-0,6C _{РЕК}	62,5	
7	15–16	19–20			Между	214	перенос 2	-0,6C _{РЕК}	66,0	
8	7–8	19–20			За 2-м	201	перенос 1	-0,3C _{РЕК}	55,3	
9	7–8	13–14			450	490	Между	452	нет	нет
10	7–8	13–14	За 2-м	465			нет	нет	нет	43,1
11	4–5	8–9	Между	489			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	67,2	
12	5–6	9–10	Между	489			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	63,5	
13	6–7	12–13	Между	452			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	55,4	
14	7–8	12–13	За 2-м	490			перенос 1	-0,3C _{РЕК}	42,7	
15	7–8	8–9	За 2-м	704			перенос 1	-0,3C _{РЕК}	43,2	
16	7–8	19–20	Между	716			перенос 1	-0,3C _{РЕК}	52,0	
17	6–7	18–19	Между	678			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	53,8	
18	5–6	15–16	Между	715			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	63,0	
19	5–6	14–15	Между	690			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	61,7	
20	4–5	12–13	Между	703			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	63,3	
21	4–5	11–12	Между	678			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	63,0	
22	3–4	11–12	Между	703			перенос 2	-0,6C _{РЕК}	64,7	
23	2–3	10–11	Между	665	перенос 2	-0,6C _{РЕК}	67,6			
24	1–2	9–10	Между	665	перенос 2	-0,6C _{РЕК}	70,9			

5. Анализ результатов решения задачи оценки и оптимизации затрат энергоснабжающей компании на поддержание нормированного уровня надежности электроснабжения потребителей в условиях применения распределенной генерации

Таблица 3

Результаты расчета EENS после размещения секционалайзеров

№ варианта	Реклоузеры в начале участков		Секцион-ры в начале участков		Итоговые затраты	EENS (%)
	1-й	2-й	1-й	2-й		
3	5–6	7–8	13–14	нет	-0,5C _{РЕК}	59,9
4	7–8	8–9	13–14	нет	-0,5C _{РЕК}	58,1
7	15–16	19–20	7–8	нет	-0,8C _{РЕК}	55,3
11	4–5	8–9	13–14	нет	-0,8C _{РЕК}	60,9
23	2–3	10–11	18–19	нет	-0,8C _{РЕК}	62,9
24	1–2	9–10	14–15	19–20	-1,0C _{РЕК}	62,9

Проанализируем полученные результаты. Как видно из табл. 2, в большинстве вариантов при появлении в линии ИРГ для формирования «острова» достаточно выполнить перенос одного или двух реклоузеров. При этом ожидаемая величина недоотпущенной электроэнергии будет на нормированном уровне (и даже несколько меньше). Интерес представляют два особых случая.

Случай первый. К нему относятся варианты 3, 4, 7, 11, 23 и 24, в которых после формирования «острова» величина EENS становится выше допустимого уровня (более 65 % от исходного значения). Очевидно, что в этом случае для уменьшения значения EENS требуется установка в линии (вне «острова») дополнительных автоматических СУ – одного или двух секционалайзеров. Результаты такого решения приведены в табл. 3.

Приведенные в табл. 3 результаты свидетельствуют о следующем. Отказ от применения секционалайзеров и использование только реклоузеров приводит к увеличению в несколько (от 2,0 до 3,2) раз итоговых затрат ЭСК на формирование «острова» с обеспечением нормируемой надежности. При этом принимается, что затраты на установку одного нового реклоузера с учетом его стоимости составляют 1,3C_{РЕК}.

Следует отметить, что может возникнуть ситуация, когда нельзя использовать секционалайзеры по техническим причинам. Например, если в линии, приведенной на рис. 1, выключатель на головном участке не оборудован многократным АПВ, то в варианте 7 (табл. 3) возникает необходимость установки на участке 7–8 не секционалайзера, а реклоузера. Тогда итоговые затраты, состоящие из стоимости переноса реклоузера с участка 13–14 на участок 15–16 и стоимости установки нового реклоузера на участке 19–20, возрастут до уровня

$$C_{\text{ИТОГ}} = C_{\text{ПЕР}} + C_{\text{РЕК}} + C_{\text{УСТ}} = 0,3C_{\text{РЕК}} + C_{\text{РЕК}} + 0,3C_{\text{РЕК}} = 1,6C_{\text{РЕК}}$$

В случае установки секционализера за реклоузером (по ходу питания) такая проблема, как правило, не возникает [18].

Случай второй. К нему относятся варианты 10, 14 и 15, в которых после формирования «острова» величина *EENS* становится существенно (более чем в 1,5 раза) ниже нормируемого уровня. В этих вариантах «остров» формируется одним (вторым по ходу от источника питания) реклоузером и было бы логичным ожидать, что удаление из линии первого по ходу питания реклоузера не приведет к росту величины *EENS* выше допустимого уровня. Как видим, это предположение подтверждается данными, приведенными в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчета *EENS* после исключения реклоузеров

№ варианта	Реклоузер в начале участка	Итоговая выгода	<i>EENS</i> (%)
10	13–14	+1,0 C_{PEK}	54,5
14	12–13	+0,7 C_{PEK}	53,1
15	8–9	+0,7 C_{PEK}	50,0

Очевидно, что в этом случае ЭСК получает выгоду в размере стоимости удаляемого реклоузера минус (при необходимости, например варианты 14 и 15) затраты на перенос второго реклоузера на новое место.

6. Обсуждение результатов исследований решения задачи минимизации затрат энергоснабжающей компании при обеспечении нормируемого уровня надежности электроснабжения в условиях применения распределенной генерации

Важной отличительной характеристикой работы является то, что вопросы обеспечения надежности электроснабжения впервые предлагается решать совместно с рассмотрением технических условий подключения источников распределенной генерации к электрической сети на основе соответствующих экономических оценок. Сформулированные выводы имеют особый интерес, в первую очередь для электроэнергетического сектора тех стран, которые находятся на начальной стадии активного развития распределенной генерации, ставят перед собой задачи кардинального

повышения эффективности и надежности электроснабжения. Полученные результаты не только могут использоваться самостоятельно для решения практических задач, но и являются важной составляющей для возможности в дальнейшем многокритериальной оценки эффективности применения распределенной генерации с учетом совокупности факторов технико-экономического характера.

7. Выводы

Скоординированное решение задач интеграции генерирующих источников в электрические сети и обеспечения их нормируемой надежности может дать значительную экономию средств для энергоснабжающих компаний.

В результате выполненных для одной из энергокомпаний республики Иран исследований:

1. Показана возможность и эффективность использования структурно-логической матрицы для оценки интегральных показателей надежности электроснабжения при использовании широкого спектра коммутационных аппаратов и при наличии в сетях источников распределенной генерации.

2. Продемонстрировано, что объем дополнительных затрат на обеспечение технических условий интеграции средств распределенной генерации в электрические сети при соблюдении требуемого уровня надежности электроснабжения зависит от возможности реализации «островного» режима работы электрической сети, мощности ИРГ и места его подключения в линию, количества и типа уже установленных в линии СУ.

3. Доказано, что отказ от скоординированного решения вопросов секционирования электрических сетей в условиях интеграции в них ИРГ приводит к возрастанию затрат более чем в два раза при попытке обеспечения нормируемого уровня надежности.

Учитывая тот факт, что воздушные распределительные сети Украины, с одной стороны, по своим характеристикам в значительной мере схожи с аналогичными электрическими сетями республики Иран, а с другой стороны, полагая, что для электроэнергетики Украины актуальны вопросы повышения надежности систем электроснабжения и адаптации к появлению в их структуре ИРГ, представленные в статье результаты и выводы могут представлять интерес для энергоснабжающих компаний Украины.

Литература

1. Reliability and Distributed Generation [Text]. – White Paper, Arthur D. Little Inc., USA, 2000. – 44 p.
2. Шон, Ф. Ч. Распределенная генерация и методы оценки надежности. Ч. 2 [Текст] / Ф. Ч. Шон // I Международная научно-практическая конференция «Технические науки – основа современной инновационной системы». – Йошкар-Ола, 2012. – С. 15–17.
3. Antikainen, J. Possibilities to Improve Reliability of Distribution Network by Intended Island Operation [Text] / J. Antikainen, S. Repo, P. Verho, P. Jarventausta // International Journal of Innovations in Energy Systems and Power. – 2009. – Vol. 4, Issue 1. – P. 22–28.
4. Funabashi, T. A review of islanding detection methods for distributed resources [Text] / T. Funabashi, K. Koyanagi, R. Yokoyama // IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003. doi: 10.1109/ptc.2003.1304617
5. El-Arroudi, K. Intelligent-based approach to islanding detection in distributed generation [Text] / K. El-Arroudi, G. Joos, I. Kamwa, D. T. McGillis // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2007. – Vol. 22, Issue 2. – P. 828–835. doi: 10.1109/tpwr.2007.893592
6. Бат-Ундрал, Б. Повышение надежности систем электроснабжения потребителей при использовании распределенной генерации [Текст] / Б. Бат-Ундрал // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 59.

- Методические и практические проблемы надежности либерализованных систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. – С. 338–343.
7. Кириленко, О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах [Текст] / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
 8. Мехдизадех, М. А. Перспективы использования альтернативных источников получения электрической энергии в Исламской Республике Иран [Text] / М. А. Мехдизадех, С. А. Лаптенко // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2014. – № 2. – С. 51-57.
 9. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices [Text]. – The IEEE Inc., USA, 2012. – 43 p. doi: 10.1109/ieeestd.2012.6209381
 10. Зорин, В. В. Надежность систем электроснабжения [Текст] / В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер. – Киев: Выща школа. Головное издательство, 1984. – 192 с.
 11. Попов, В. А. Современные технические решения для повышения надежности функционирования воздушных линий номинальным напряжением 6,10 кВ [Текст] / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, Ю. Д. Манойло // Промэлектрo. – 2010. – № 6. – С. 28–36.
 12. Попов, В. А. Особенности анализа надежности воздушных распределительных сетей с источниками распределенной генерации [Текст] / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, Саид Банузaде Сахрагард, А. А. Журавлев // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2015. – Т. 3, № 8 (75). – С. 26–32. doi: 10.15587/1729-4061.2015.42477
 13. Billinton, R. Reliability Evaluation of Power Systems [Text] / R. Billinton, R. N. Allan. – New York: Plenum Press, 1996. – 540 p. doi: 10.1007/978-1-4899-1860-4
 14. Договор поставки вакуумных реклоузеров [Электронный ресурс]. – ОАО «Югорская рерриториальная энергетическая компания – Нефтеюганск», ООО «Таврида Электрик Омск», 2014. – 6 с. – Режим доступа: http://files.my-tender.ru/56/566b3d98def69330745b736896e7d771/?db_name=fz223_docs&name=Договор.pdf
 15. Установка вакуумных реклоузеров РВА/TEL на опорах №30 и №49 по адресу: Московская обл., г.п. Мытищи, д. Погорелки. Рабочий проект. Шифр АП. 10508 [Электронный ресурс]. – ООО «Альянс-проект», 2013. – 82 с. – Режим доступа: <http://www.alltenders.ru/ckn.asp?KodKl=133900&v=v2&dob=135738317>
 16. Установка вакуумных реклоузеров РВА/TEL на опорах №30 и №49 по адресу: Московская обл., г.п. Мытищи, д. Погорелки. Локальный сметный расчет [Электронный ресурс]. – ООО «Альянс-проект», 2013. – Режим доступа: <http://www.alltenders.ru/ckn.asp?KodKl=133900&v=v2&dob=135738350>
 17. Reclosers and Sectionalizers. Invitation to Bid/Quotation Summary № QB 14/15-148 [Electronic resource]. – City of Danville Purchasing Department, Danville, Virginia, USA, 2015. – Available at: <http://www.danville-va.gov/DocumentCenter/View/16002>
 18. Farmer, D. M. Application of Sectionalizers on Distribution Systems [Text] / D. M. Farmer, K. H. Hoffman // IEEE Rural Electric Power Conference. – 2007. – P. A2–A-27. doi: 10.1109/repcon.2007.369546