

**СИДОРИН Николай Павлович**

студент кафедры «Электроэнергетика и электротехника»,  
Пензенский государственный университет, Россия, г. Пенза

*Научный руководитель – старший преподаватель Пензенского государственного университета  
Алексеев Андрей Александрович*

## **ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 10 КВ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ ПУНКТОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО СЕКЦИОНИРОВАНИЯ**

**Аннотация.** Рассмотрен алгоритм выбора оптимального расположения реклоузеров в распределительных сетях в целях повышения надежности. Показана эффективность применения реклоузеров с децентрализованным секционированием линий и их влияние на показатели надежности электроснабжения и недоотпуска электроэнергии. Приведен пример выбора оптимального места установки реклоузеров и для участка сети 10 кВ Бессоновского РЭС филиала ПАО «Россети Волга» – «Пензаэнерго».

**Ключевые слова:** надежность, реклоузер, недоотпуск электрической энергии, децентрализованное секционирование.

Под надежностью электроснабжения понимается способность электрической системы обеспечивать присоединенных к ней потребителей электрической энергией заданного качества в любой интервал времени. При этом понятие надежности включает в себя как бесперебойность снабжения потребителей электроэнергией, так и ее качество – стабильность частоты и напряжения. Обоснование необходимого уровня надежности систем электроснабжения имеет большое значение как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации, поскольку перерывы электроснабжения могут привести к значительному ущербу потребителей и другим негативным последствиям.

Одним из способов повышения надежности электроснабжения потребителей в распределительных сетях является применение пунктов автоматического секционирования, которые позволяют отключать только аварийный участок, опираясь на локальную информацию о повреждении, обрабатываемую непосредственно в самом пункте без использования каких-либо каналов связи. В силу того, что из строя выводится лишь конкретный участок, уменьшается число потребителей, которые одновременно остаются обесточенными от повреждения. Также длительность перерывов электроснабжения сокращается благодаря

повышению быстродействия релейной защиты и автоматики.

Общие рекомендации по выбору мест установки реклоузеров можно представить следующим образом:

1. Место должно быть выбрано таким образом, чтобы максимальное количество потребителей были подключены к магистральным участкам электрической сети;
2. Необходимо выявлять участки часто повреждаемые участки, особое внимание уделяя труднодоступным для оперативного персонала участкам сети;
3. Производство суммарной длины линий на мощность для каждого участка должна стремиться к одному порядку, тем самым обеспечивая минимальное значение суммарного недоотпуска электроэнергии по фидеру в целом, что, в конечном итоге, определяет максимальные значения параметров надежности электроснабжения для фидеров в целом, но нельзя пренебрегать статистикой мест аварийных отключений на участках.

Критерием оптимизации при выборе места установки реклоузеров в электрической сети с целью повышения надежности электроснабжения потребителей является минимизация следующих показателей надежности:

- суммарный годовой недоотпуск электрической энергии ( $\Delta W_{\text{но}}$ );

- количество и длительность отключений потребителя или группы потребителей ( $\omega_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$ ).

Суммарный годовой недоотпуск электрической энергии рассматривается в качестве основного критерия, если необходимо обеспечить повышение надежности потребителей фидера в целом. Целевой функцией оптимизации является минимизация показателя недоотпуска по сети в целом.

Согласно [1] в общем виде суммарный годовой недоотпуск рассчитывается для сети по формуле:

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (1)$$

где  $\omega_0$  – удельная частота повреждений ВЛ 10 кВ (1/на 100 км в год);  $T$  – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч);  $L$  – длина участка линии (км);  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность силового трансформатора потребительской подстанции (кВА);  $\cos\varphi$  – коэффициент мощности;  $K_3$  – коэффициент загрузки силового трансформатора потребительской подстанции.

Количество и длительность отключений потребителя или группы потребителей ( $\omega_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$ ) рассматриваются в качестве основных критериев, если надежность электроснабжения необходимо повысить адресно. В таком случае целевой функцией оптимизации является минимизация показателей в отношении конкретного потребителя или группы потребителей. В общем виде показатели рассчитываются отдельно для потребителей в пределах одного участка между реклоузерами по формулам:

$$\omega_{\text{п}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L, \text{ 1/год} \quad (2)$$

$$T_{\text{п}} = \omega_0 \cdot T, \text{ ч/год} \quad (3)$$

где  $\omega_0$  – частота повреждений ВЛ–10 кВ (1/на 100 км в год);

$T_{\text{п}}$  – количество отключений потребителя в год (1/год).

В зависимости от наличия или отсутствия автоматики повторного включения в сети, где планируется установка реклоузеров, применение децентрализованной автоматизации с многократным АПВ позволяет в среднем сократить количество отключений на 20 % – при использовании двукратного АПВ и на 25 % процентов – при трехкратном АПВ. Для оценки данного эффекта в расчетные формулы (1) – (3) вводится коэффициент  $K_{\text{НУ}}$ .

В практических расчетах  $K_{\text{НУ}}$  может принимать следующие значения: 0 – в исходной сети без реклоузеров, и, если в сети, где планируется установка реклоузеров, уже имеется автоматика повторного включения или количество циклов АПВ на реклоузерах, в соответствии с принятым алгоритмом работы равно количеству циклов АПВ на головном выключателе; 0,2 – если на реклоузере используется двукратное АПВ, а на головном выключателе АПВ однократное или выполняется вручную; 0,25 – если на реклоузере реализовано трехкратное АПВ.

При внедрении децентрализованной автоматизации выделение участка повреждения и включение резервного питания происходит автоматически, за считанные секунды. Таким образом, общее время восстановления электроснабжения фактически сокращается до величины времени, затрачиваемого непосредственно на обход и ремонт поврежденного участка. Количественно оценить этот эффект достаточно сложно, поскольку требуется значительный объем исходной информации: принятый алгоритм переездов оперативных бригад при локализации поврежденного участка, рельеф местности и средние скорости передвижения оперативных бригад. Поэтому для укрупненных расчетов эффективности можно оперировать средним показателем 40 %. Для оценки эффекта в расчетные формулы (1) – (3) вводится дополнительный коэффициент ( $K_{\text{ВВ}} = 0,6$ ).

Таким образом, для электрической сети с децентрализованной автоматизацией формулы для расчета показателей надежности примут вид:

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0,01 \cdot \omega_0 (1 - K_{\text{НУ}}) \cdot T \cdot K_{\text{ВВ}} \cdot L \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi \cdot K_3, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (4)$$

$$\omega_{\text{п}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{\text{НУ}}) \cdot L, \text{ 1/год}, \quad (5)$$

$$T_{\text{п}} = \omega_{\text{п}} \cdot K_{\text{ВВ}} \cdot T, \text{ ч/год}, \quad (6)$$

Рассмотрим алгоритм выбора оптимального места установки реклоузеров на примере линий ВЛ-10 кВ «Панкратовская 2» и ВЛ-10 кВ «Дорожная 2», находящихся в зоне эксплуатационной ответственности Бессоновского РЭС филиала ПАО «Россети Волга» - «Пензаэнерго». Данные по точкам поставки и количеству отключений рассматриваемых ВЛ приведены в таблице 1. Схема размещения реклоузеров представлена на рисунке 1.

Таблица 1

Данные об отключениях за 2022 год и технических характеристиках, рассматриваемых ВЛ

Наименование ВЛ-10 кВ	Протяжённость (км)	Количество потребителей	Количество отключений	Продолжительность отключений
Панкратовская 2	8,15	512	10	31 ч. 58 мин.
Дорожная 2	12,5	190	9	27 ч. 58 мин

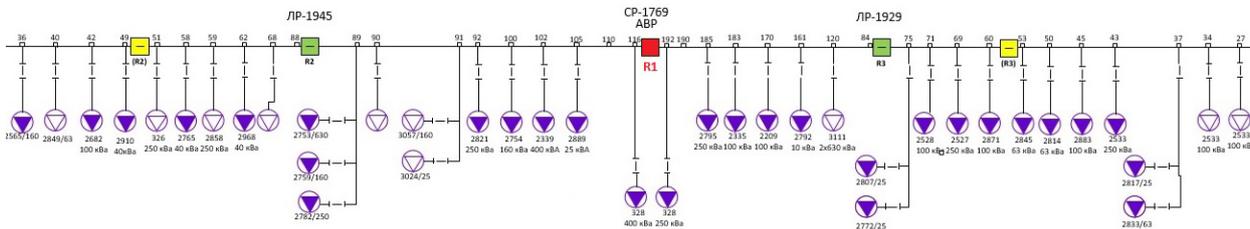


Рис. 1. Схема размещения реклоузеров

Рассмотрим три варианта расположения реклоузеров:

1. Существующий вариант секционирования реклоузер (R1) установлен на опоре 116;
2. Первый реклоузер (R1) остается на месте, второй реклоузер (R2) устанавливается на опоре 88 ВЛ-10 кВ «Панкратовская 2», третий реклоузер (R3) на опору (84) ВЛ-10 кВ «Дорожная 2»;
3. Первый реклоузер (R1) остается на месте, второй реклоузер (R2) устанавливается на опоре 49 ВЛ-10 кВ «Панкратовская 2», третий реклоузер (R3) на опору 53 ВЛ-10 кВ «Дорожная 2».

Расчет показателей выполним с использованием упрощенных схем электрической сети

при секционировании магистральных ВЛ (рисунок 2) и для двух вариантов расположения реклоузеров при децентрализованном секционировании магистральных ВЛ (рисунок 3 и рисунок 4).

Первый вариант можно рассматривать в качестве базового варианта, поскольку улучшение технико-экономических показателей достигается только за снижения времени выполнения работ по переводу нагрузки на резервный источник в случае вывода в ремонт 1-й и 2-й секций шин РУ-10 кВ или при выводе в ремонт силовых трансформаторов 110/10 кВ на ПС «Арбеково 2».

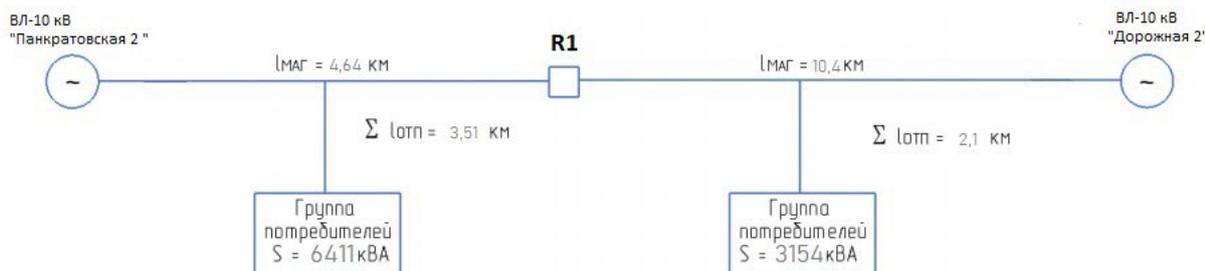


Рис. 2. Расчетная схема для варианта 1

Суммарный годовой недоотпуск для каждого фидера для варианта 1 рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot (L_{\text{маг}} \cdot \sum L_{\text{отп}}) \cdot \sum S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi \cdot K_3, \text{ кВт/ч; (7)}$$

где  $L_{\text{маг}}$  – длина магистрального участка линии (км);

$\sum L_{\text{отп}}$  – суммарная длина всех отпайек от магистрального участка линии (км);

$\sum S_{\text{ном}}$  – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов всех КТП (кВА).

Количество отключений для варианта 1 рассчитывается по формуле:

$$\omega_{\text{п}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (L_{\text{маг}} + \sum L_{\text{отп}}), \text{ 1/год. (8)}$$

Длительность отключений определяется по формуле:

$$T_{\text{п}} = \omega_0 \cdot T, \text{ ч/год (9)}$$

$$\omega_0 = \frac{n_{\text{откл}} \cdot 100}{L_{\text{маг}} + L_{\text{отп}}} \text{ (10)}$$

Итоговые значения полученных результатов расчета показателей надежности для варианта 1 представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Показатели надежности для вариант 1**

Наименование показателя	Участок 1	Участок 2	Суммарное значение
Годовой недоотпуск электроэнергии, кВт*ч	16301,9	12300,6	28602,5
Количество отключений, 1/год	0,815	1,25	2,065
Длительность отключений, ч/год	4,89	7,5	12,39

Второй вариант и третий варианты предполагает разделение каждого из фидеров на два участка (рисунок 3 и рисунок 4). Показатели надежности рассчитываются отдельно для

каждого участка и для всей электрической сети в целом. Расчет показателей надежности с децентрализованным секционированием сети рассмотрим на примере варианта 2.

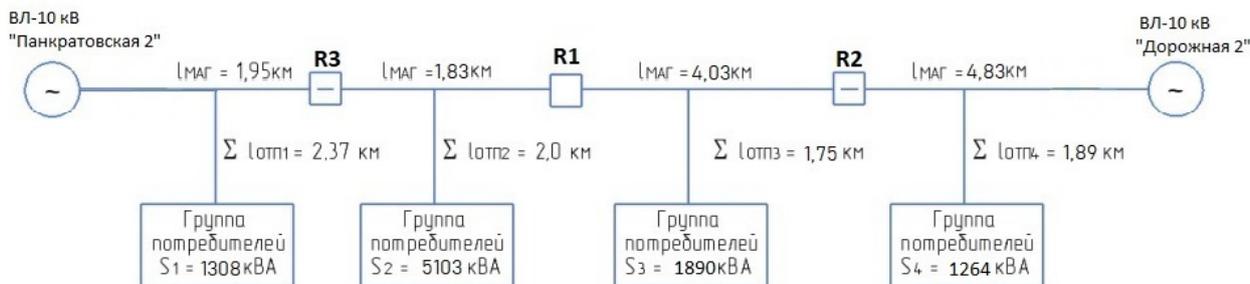


Рис. 3. Расчетная схема для варианта 2

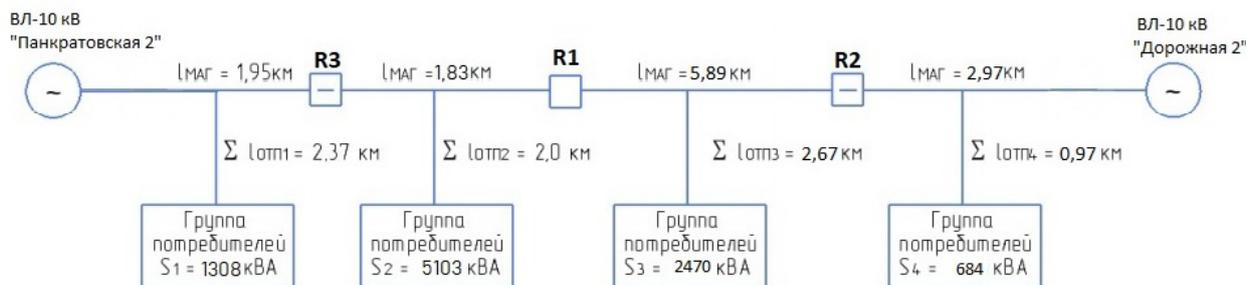


Рис. 4. Расчетная схема для варианта 3

Суммарный годовой недоотпуск для каждого участка электрической сети с децентрализованной автоматизацией, рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{HY}) \cdot T \cdot K_{BB} \cdot (L_{Mag} \cdot \sum L_{отп}) \cdot \sum S_{ном уч} \cdot \cos\phi \cdot K_3, \text{ кВт/ч}; \quad (11)$$

где  $K_{HY} = 0,2$  – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования линий на количество аварийных отключений;

$K_{BB} = 0,6$  – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения;

$\sum S_{ном уч}$  – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов КТП участка, кВА.

Суммарный годовой недоотпуск для варианта 2 рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{HO2} = \Delta W_{HOуч1} + \Delta W_{HOуч2} + \Delta W_{HOуч3} + \Delta W_{HOуч4}, \text{ кВт/ч} \quad (12)$$

Количество отключений для варианта 2 рассчитывается по формуле:

$$\omega_{п} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - K_{HY}) \cdot (L_{Mag} \times \sum L_{отп}), \text{ 1/год} \quad (13)$$

Длительность отключений для варианта 2 рассчитывается по формуле:

$$T_{п} = \omega_0 \cdot T \cdot K_{BB}, \text{ ч/год} \quad (14)$$

Итоговые значения полученных результатов расчета показателей надежности для варианта 2 представлены в таблице 3.

Таблица 3

**Показатели надежности для вариант 2**

Наименование показателя	Участок 1	Участок 2	Участок 3	Участок 4	Суммарное значение
Годовой недоотпуск электроэнергии, кВт*ч	846,2	2926,9	2011,6	835,3	6620
Количество отключений, 1/год	0,34	0,3	0,46	0,54	1,6
Длительность отключений, ч/год	1,22	1,08	1,65	1,94	5,9

Итоговые результаты расчетов показателей надежности по трём вариантам расположения реклоузеров представлены в таблице 8.

зависимости величины суммарного годового недоотпуска электроэнергии от выбора варианта расположения реклоузеров в таблице 4.

Таблица 4

**Показатели надежности для трёх вариантов расположения реклоузеров**

Вариант секционирования	Количество отключений, 1/год	Длительность отключений, ч/год	Недоотпуск электроэнергии, кВт*ч
1	4,89	12,39	28602,5
2	1,6	5,9	6620
3	1,9	6,3	9389

В настоящее время во всем мире компании, отвечающие за распределение электрической энергии, прилагают максимальные усилия над решением проблемы перебоев в работе электрической сети, с этой целью энергосбытовые и энергоснабжающие компании измеряют индексы надежности. Этими индексами являются:

1. Средний индекс частоты прерываний в работе системы SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – это среднее количество длительных перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение количества ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

2. Средний индекс длительности прерываний в работе системы SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – это средняя продолжительность перерывов в

электроснабжении на одного потребителя в год или отношение общей продолжительности длительных ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

Приведем расчёт индексов SAIFI и SAIDI по формулам:

$$SAIFI = \frac{\sum(\omega_i \cdot N_i)}{\sum N_i}, \quad (15)$$

где  $N_i$  – количество потребителей  $i$ -го участка фидера, шт.;

$\omega_i$  – количество отключений потребителей  $i$ -го участка фидера, откл./год;

$i$  – количество участков фидера, шт.

$$SAIDI = \frac{\sum(T_i \cdot N_i)}{\sum N_i}, \quad (16)$$

где  $T_i$  – время перерыва электроснабжения потребителей  $i$ -го участка фидера ч/год.

Результаты показателей SAIDI и SAIFI по различным вариантам размещения реклоузеров на ВЛ № 1 приведены в таблице 5.

Таблица 5

**Показатели SAIDI и SAIFI для трёх вариантов расположения реклоузеров**

№ варианта размещения реклоузеров	SAIFI	SAIDI
1	0,932	5,59
2	0,363	1,3
3	0,454	1,4

Анализируя результаты расчета показателей надежности, необходимо отметить существенное улучшение всех показателей при реализации децентрализованного

секционирования магистральных ВЛ вариант № 2. Значение годового недоотпуска электрической энергии сокращается на 76,9 % и составляет 6620 кВт\*ч/год при показателе базового

варианта 28602,5 кВт·ч/год. Количество отключений сокращается на 67 % и составляет 1,6 (1/год) при показателе базового варианта 4,89 (1/год). Длительность отключений сокращается на 47,6 % и составляет 5,9 (ч/год). Индексы SAIFI сократились на 61 % и составляют 0,363, а индексы SAIDI сократились на 76,74 % и составляют 1,3.

При этом важную роль в обеспечении полученных результатов играет децентрализованная автоматизация локализации поврежденных участков и восстановления электроснабжения потребителей.

### Литература

1. СТО ПАО «Россети» 34.01-2.2-032-2017 Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционированные пункты (реклоузеры) Том 1.1 «Общие данные», 2017 г. С. 10-12.
2. Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий. Утвержден

Решением Электроэнергетического Совета СНГ Протокол № 57 от 25 декабря 2020 г. С. 13-16.

3. Клочков В.В., Данилин М.Н. Анализ влияния новых технологий в энергетике на экономику России в долгосрочной перспективе // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2015. – С. 13-28.
4. Софьин В.В., Капустин Д.С., Туманин А.Е. ПИР на весь электросетевой комплекс // Энергоэксперт. – 2017. – 3 (62). С. 22-24.
5. В НТЦ ФСК ЕЭС состоялась конференция по внедрению цифровых технологий в электроэнергетике // Энергоэксперт. – 2017. – С. 5.
6. Хузмиев И.К. Цифровая энергетика – основа цифровой экономики // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2017. – С. 5-10.
7. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф. и др. Распределенная энергетика в России: потенциал развития // Энергетический центр «Сколково». URL: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_DE3.0\\_2018.02.01.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_DE3.0_2018.02.01.pdf)

### SIDORIN Nikolay Pavlovich

student of the Department of "Electric Power and Electrical Engineering", Penza State University, Russia, Penza

*Scientific Advisor – Senior Lecturer of Penza State University Alekseyev Andrey Aleksandrovich*

## IMPROVING THE RELIABILITY OF POWER SUPPLY TO CONSUMERS IN 10 KV DISTRIBUTION ELECTRIC NETWORKS THROUGH THE USE OF AUTOMATIC PARTITIONING POINTS

**Abstract.** An algorithm for choosing the optimal location of reclosers in distribution networks in order to increase reliability is considered. The effectiveness of reclosers with decentralized partitioning of lines and their impact on the reliability of power supply and under-supply of electricity is shown. An example is given of choosing the optimal installation location for reclosers and for a 10 kV network section of the Bessonovsky RES branch of PJSC Rosseti Volga – Penzaenergo.

**Keywords:** reliability, recloser, under-discharge of electrical energy, decentralized partitioning.