

# ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

Князев В.В., филиал ОАО «НТЦ Электроэнергетики»  
— РОСЭП, г. Москва

В рамках реализации Программы ОАО «ФСК ЕЭС», направленной на выработку единых технических подходов при развитии распределительных электрических сетей (РС), стоит задача разработки «Технических требований и основных положений для проведения единой технической политики при формировании и развитии вновь создаваемых распределительных сетевых компаний — РСК». Основные положения политики являются необходимым условием для формирования принципов управления и надежного функционирования сетевого комплекса.

В настоящее время РС обеспечивают электроснабжение примерно 150 тыс. населенных пунктов и 3000 городов России.

Основная часть РС (около 77 %) находится на балансе ОАО энергетики и электрификации или РСК, выделившихся в результате реформирования энергетических объединений. При этом более 40 % воздушных и кабельных линий, а также около 30 % подстанций напряжением 110 кВ и ниже находятся в эксплуатации больше нормативного срока.

Естественными результатами высокого процента физического износа оборудования, конструкций и материалов в РС явились снижение надежности электроснабжения и качества электроэнергии, растущие потери электроэнергии в сетях и низкий уровень автоматизации объектов РС.

К 2015 г. до 75 % электросетевых объектов отрабатывают свой ресурс, восстановлению будет подлежать около 1,0 млн км воздушных и кабельных линий, около 160 тыс. трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ.

В период, пока производство электроэнергии в стране не достигнет уровня 1990 г. (ориентировочно 2010-2012 гг.), основными направлениями инвестиционной политики в сетях должны быть (с учетом сбалансированного усиления электрических сетей в регионах с быстро растущим потреблением) реконструкция и техническое перевооружение действующих электросетевых объектов.

Реконструкция и техническое перевооружение сетей должны проходить на новых принципах и новой элементной базе, для которых в стране в настоящее время фактически созданы все необходимые основные условия.

При реконструкции и техническом перевооружении РС предусматривается:

- повышение надежности электроснабжения потребителей и повышение качества электрической энергии; снижение потерь электроэнергии в элементах сети;
- адаптация сетей к проведению ремонтных работ под напряжением и применение электротехнического оборудования, требующего минимальных затрат и времени на обслуживание; совершенствование мероприятий по точному определению места повреждения в линии и, следовательно, уменьшению времени восстановления поврежденного участка и ущерба у потребителя из-за перерывов в электроснабжении;
- увеличение продолжительности межремонтного эксплуатационного периода с сохранением надежности электроснабжения;
- повышение электрической и экологической безопасности.

Реконструкция и техническое перевооружение должны проходить с учетом перспективных схем развития электрических сетей региона и обеспечивать нормированное качество электрической энергии у потребителей, в том числе в результате строительства новых разукрупняющих подстанций 110/10 кВ и 110/35/10 кВ; сокращения радиусов электрических линий; применения автоматических регуляторов напряжения (РПН), вольтодобавочных трансформаторов, конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности у потребителей и в распределительной электрической сети; выравнивания электрических нагрузок путем перехода от однофазно-трехфазной системы к трехфазной и т.д.

Надежность электроснабжения должна соответствовать возросшим требованиям потребителей, которая достигается на основе применения нового электрооборудования, новых конструкций проводов и силовых кабелей, линейной арматуры, соединительных муфт, новых типов изоляторов и других новых элементов, а также применения усовершенствованных конструкций РУ, РТП и РП 6-20 кВ, ТП 6-20/0,4 кВ.

Эксплуатация сетей должна происходить при оптимальном уровне оснащения РС средствами связи, телеизмерения, телесигнализации и телеуправления и

внедрении новых устройств релейной защиты, в том числе устройств обнаружения мест повреждения. Необходимо применение секционирующих пунктов на базе вакуумных выключателей, пунктов АВР и АПВ, а также более высокого уровня изоляционных материалов в сетях 6-20 кВ. При этом в разумных размерах должны осуществляться перевод изолированных сетей 6-35 кВ на режим заземления нейтрали через активное сопротивление, техническое обслуживание и ремонт сетей 0,4-35 кВ под напряжением.

В процессе развития сети должны отвечать требованию адаптивности к растущим электрическим нагрузкам, а также восприимчивости к применению новых технологий обслуживания, автоматизации и управления. Конструкции опор ВЛ и ТП должны позволять выполнение ремонтных работ без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, специальные типы вязок, разъемные зажимы и т.д.). Эксплуатация РС нового поколения должна обеспечиваться минимальными затратами на их обслуживание.

Реализация этих принципов предполагает принятие комплексных научно-технических программ для разработки совокупности технических решений, позволяющих реализовать комплексные проблемы развития и функционирования распределительных электрических сетей, а также использование на электросетевых объектах нового сертифицированного электрооборудования, конструкций и материалов.

Применение на практике требований единой технической политики должно способствовать постепенному переходу к распределительным сетям нового поколения, которые должны обеспечивать:

- уровни надежности электроснабжения, согласованные с потребителями, а также нормированное качество электроэнергии;
- адаптацию и восприимчивость к растущим электрическим нагрузкам, новым технологиям обслуживания, использованию передового оборудования и средств автоматизации;
- электрическую и экологическую безопасность;
- сокращение технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Основные технические решения, закладываемые при проектировании электросетевых объектов, заключаются в применении нового электрооборудования, конструкций и материалов, а также новых схемных решений.

При обосновании направлений развития РС вопросам надежности электроснабжения потребителей уделяется первоочередное внимание. Это связано с тем, что именно требования к надежности более, чем другие характеристики поставляемой электроэнергии формируют схему электрических сетей и характер резервирования, то есть степень избыточности систем электроснабжения.

Теоретической базой современных методов учета надежности электроснабжения является теория надежности систем энергетики. Она опирается на методы теории вероятностей и математической статистики,

исследования операций, теории массового обслуживания и других современных научных дисциплин. Однако распределительные сети имеют ряд особенностей.

Эффект от реализации различных способов повышения надежности оценивается по снижению числа отключений, длительности отключения, величины отключенной нагрузки либо несколькими из этих величин.

Надежность электроснабжения потребителей определяется надежностью элементов, входящих в систему электроснабжения, а также структурой этой системы, состоящей из воздушной линии, ячеек РУ, трансформаторов, КТП, коммутационной аппаратуры (КА), релейной защиты и устройств автоматики.

Вероятность повреждения ВЛ распределяется равномерно по длине линии. По статистическим данным частота отказов и преднамеренных отключений для конкретной линии длиной  $L$  определяется по формуле

$$\omega = 0,01 \omega_0 \cdot L, \quad (1)$$

где  $\omega_0$  — удельная частота повреждений на 100 км линии в год (см. таблицу);

$L$  — длина участка линии или линии в целом.

Показатели надежности линий электропередачи

Объект	Удельная частота, (год · 100 км) <sup>-1</sup>		Среднее время ремонта, ч	
	устойчивых повреждений $\omega_0$	преднамеренных отключений $\nu_0$	устойчивого повреждения $\tau_p(\omega_0)$	планового отключения $\tau_p(\nu_0)$
ВЛ 0,38 кВ	75	30	2,2	4,0
ВЛ 10 кВ	25	12	3,22	5,0

Удельное время проведения ремонтных работ определяется статистически в зависимости от места, в котором возникло повреждение. Повреждения в линии возникают на опоре, проводах, изоляции, а также имеют место сложные виды повреждений и прочие причины.

$$T_{ро} = b_{оп} \cdot \tau_{роп} + b_{пр} \cdot \tau_{рпр} + b_{из} \cdot \tau_{риз} + b_{сл} \cdot \tau_{рсл} + b_{пч} \cdot \tau_{рпч}, \quad (2)$$

где  $b_{оп}$ ,  $b_{пр}$ ,  $b_{из}$ ,  $b_{сл}$ ,  $b_{пч}$  — вероятность возникновения повреждения, соответственно, на опоре, проводе, изоляции, сложном виде повреждения, прочие причины — определяются по формулам (3);  $\tau_{роп}$ ,  $\tau_{рпр}$ ,  $\tau_{риз}$ ,  $\tau_{рсл}$ ,  $\tau_{рпч}$  — время ремонта повреждения, соответственно, на опоре, проводе, изоляции, сложном виде повреждения, прочие причины;  $\omega_{оп}$ ,  $\omega_{пр}$ ,  $\omega_{из}$ ,  $\omega_{сл}$ ,  $\omega_{пч}$  — удельная частота устойчивых отказов из-за повреждений, соответственно, на опоре, проводе, изоляции, сложном виде повреждения, при прочих причинах, (год · км)<sup>-1</sup>.

$$b_{оп} = \frac{\bar{\omega}_{оп}}{\bar{\omega}_{\Sigma} \cdot (1 - k_{ну})}, \quad b_{пр} = \frac{\bar{\omega}_{пр}}{\bar{\omega}_{\Sigma} \cdot (1 - k_{ну})}, \quad b_{из} = \frac{\bar{\omega}_{из}}{\bar{\omega}_{\Sigma} \cdot (1 - k_{ну})}, \quad (3)$$

$$b_{сл} = \frac{\bar{\omega}_{сл}}{\bar{\omega}_{\Sigma} \cdot (1 - k_{ну})}, \quad b_{пч} = \frac{\bar{\omega}_{пч}}{\bar{\omega}_{\Sigma} \cdot (1 - k_{ну})},$$

где  $k_{ну}$  — относительная величина неустановившихся повреждений

Коммутационная аппаратура, релейная защита и автоматика выходят из строя в период своего функционирования. Эти отказы называются отказами в

стационарном состоянии. Особенностью этой аппаратуры и средств автоматизации является то, что они эксплуатируются в режиме ожидания «заявки» на срабатывание.

С некоторой вероятностью коммутационная аппаратура, релейная защита и автоматика срабатывают при отсутствии заявок или поступлении заявки на другое устройство. Такие отказы, соответственно, называются неселективным срабатыванием и ложным срабатыванием.

Вероятность неселективных срабатываний определяется по статистическим данным. На подстанции с обслуживающим персоналом среднее время ремонта электрооборудования составляет 0,5 ч; на подстанции без обслуживающего персонала (без учета времени на прибытие ремонтного персонала соответствующих служб) — 0,4 ч и для устройств в сети напряжением 6-20 кВ — 0,7 ч (без учета времени на прибытие к месту ремонта).

Численные расчеты показывают, что ошибки от не точности исходных данных по надежности, как правило, не оказывают заметного влияния на выбор технического решения.

Расчетные модели для нормирования надежности основываются на двухуровневом принципе конфигурации РС — головные участки (магистральи) и отходящие линии (ответвления) или потребительские ТП, подсоединенные непосредственно к отходящим фидерам.

Конфигурация сети должна соответствовать условиям эксплуатации сетей в конкретном регионе. Магистральные линии 6-20 кВ в РС включают в себя устройства автоматики и выключатели различных конструкций, распределенные по линии для локализации мест аварий.

Продолжительность допустимых пределов в перерывах электроснабжения варьируется в зависимости от требований потребителя. Их длительность определяется топологией сети и процедурами восстановления.

В теоретических расчетах при проектировании надежность электроснабжения оценивается с использованием анализа дерева отказов:

- коэффициента простоя  $Q_s(t)$ ;
- параметра потока отказов  $W_s(t)$ ;
- вероятности безотказной работы  $R_s(t)$ .

Для оценки надежности дополнительно используется экономический критерий — затраты за полный срок эксплуатации сетей, а также экологический критерий. Сравнение вариантов сети проводится для возможных вариантов конфигурации в зависимости от плотности нагрузки и числа РТП и ТП, а также от нагрузки фидера при использовании различных технических решений. Сравнение вариантов следует проводить при условии, что анализируемая структура не будет изменяться в течение этого периода и будет адаптирована к возможному росту нагрузок.

Экологическая оценка проводится по соотношению КЛ и ВЛ, а также по уровню электромагнитного воздействия на окружающую среду.

Обоснование методов учета надежности в задачах выбора направлений развития электрических сетей заключается в ответе на следующие вопросы — какие требования предъявляют потребители к надежности

электроснабжения и каким способом наиболее эффективно выполнить требования потребителей к надежности электроснабжения.

Нарушения электроснабжения (отказы) классифицируются в зависимости от факторов, влияющих на величину и характер последствий.

По доминирующему фактору при оценке последствий отказы в электроснабжении делятся на 3 группы.

У основной массы сельских потребителей последствия нарушений электроснабжения приводят к ущербу сначала незначительному, а через некоторое время — большому. Анализ этих процессов показывает наличие «крутого» перехода от «малого» объема недополученной продукции к «большому», прямую зависимость недоотпуска продукции от длительности перерыва электроснабжения.

Распределительные сети в сельской местности имеют низкую степень резервирования элементов. Если принять интегральным показателем надежности суммарный недоотпуск электроэнергии по сети  $\Delta W_{\Sigma}$ , то его можно представить как сумму недоотпусков, вызванных простоем одного элемента  $\Delta W_{(1)}$ , двух элементов  $\Delta W_{(2)}$ , трех  $\Delta W_{(3)}$  и т.д., то есть

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{(1)} + \Delta W_{(2)} + \Delta W_{(3)} + \dots \quad (4)$$

В системах с высокой степенью резервирования элементов составляющей недоотпуска из-за простоя одного элемента  $\Delta W_{(1)}$  можно пренебречь. Тогда

$$\Delta W_{\Sigma} \approx \Delta W_{(2)} + \Delta W_{(3)} + \dots \Delta W_{(1)} \sim 0. \quad (5)$$

Для слабо резервированных систем

$$\Delta W_{\Sigma} \approx \Delta W_{(1)}, \text{ т.к. } \Delta W_{(2)} + \Delta W_{(3)} + \dots \ll \Delta W_{(1)}. \quad (6)$$

Распределительные сети 10 и 0,38 кВ имеют низкие уровни автоматизации и оснащенности КА. Это определяет соответствующую организацию системы обслуживания: РС 110-35/10 кВ, как правило, не имеют обслуживающего персонала, основные оперативные операции в РС осуществляются действиями оперативно-выездных бригад.

Учет этих особенностей приводит к тому, что методы расчета показателей надежности для сетей 35-110 кВ и сетей 0,38-10 кВ должны быть различны: первые относятся к автоматизированным сетям с высокой степенью резервирования, вторые практически не имеют автоматизации.

В сети 6-20 кВ практически любое устойчивое повреждение приводит к погашению нагрузки, присоединенной к отключившемуся участку ВЛ 6-20 кВ. Время простоя потребителя здесь определяется не только длительностью ремонта отказавшего оборудования, но и продолжительностью выполнения операций по вводу резервного питания, если таковое имеется.

Время восстановления электроснабжения потребителя, присоединенного к сети 6-20 кВ, зависит от взаимного расположения потребителя и поврежденного участка ВЛ относительно источника питания.

Если  $i$ -потребитель расположен ближе к источнику питания (основному или резервному), чем рассматри-

ваемый  $j$ -участок ВЛ 10 кВ, и они разделены секционирующим аппаратом (СА), то при повреждении  $j$ -участка  $i$ -потребитель будет обесточен на время  $\tau_{\text{пор}}$ , необходимое для отключения (локализации) поврежденного участка и включения питания (основного и/или резервного). Это время будет равно нулю, если отключение поврежденного участка и восстановление питания осуществляется автоматически. Если же  $j$ -участок и  $i$ -потребитель не разделены СА или же если  $i$ -потребитель расположен за  $j$ -участком, то время восстановления его электроснабжения составляет из времени  $\tau_p$ , необходимого на поиск поврежденного участка, обнаружения места и ремонта повреждения.

Тогда частота отказов  $i$ -го потребителя будет состоять из двух составляющих

$$\omega_{i(\text{пер})} = \omega_{10}^0 \sum_{i(\tau_{\text{пер}})} l \quad \text{и} \quad \omega_{i(p)} = \omega_{10}^0 \sum_{i(\tau_p)} l_j, \quad (7)$$

где  $\omega_{10}^0$  — погонная частота отказов ВЛ 10 кВ, (год·км)<sup>-1</sup>;

$l_j$  — длина  $j$ -участка, км;

$i(\tau_{\text{пер}})$  — множество участков ВЛ 10 кВ, при повреждении которых  $i$ -потребитель будет обесточен на время оперативных переключений;

$i(\tau_p)$  — то же на время ремонта ВЛ 10 кВ.

Надежность сети или ее участка характеризуется интегральным показателем — суммарным недоотпуском электроэнергии

$$\Delta w_{\Sigma} = \sum_i^n \Delta w_i, \quad (8)$$

где  $\Delta w_i$  — недоотпуск электроэнергии  $i$ -потребителю.

$$\Delta w_i = P_i \cdot \omega_i(\tau_{\text{пер}}) \cdot \tau_i, \quad (9)$$

где  $P_i$  — средняя отключенная нагрузка  $i$ -потребителя;

$\omega_i(\tau_{\text{пер}})$  — частота отказов электроснабжения  $i$ -потребителя, определенная по формуле (7);

$\tau_i$  — среднее время простоя  $i$ -потребителя

$$\tau_i = \frac{\omega_i(\tau_p) \cdot \tau_p + [(\omega_i(\tau_{\text{пер}}) - \omega_i(\tau_p)) \cdot \tau_{\text{пер}}]}{\omega_i(\tau_{\text{пер}})}, \quad (10)$$

где  $\omega_i(\tau_p)$  определяется по формуле (7).

Применительно к задачам развития сельских РС оптимизация надежности заключается в выборе состава, объема, мест размещения и очередности ввода разнообразных средств повышения надежности.

В качестве целевой функции или ограничения ресурса рекомендуется принимать величину недоотпуска электроэнергии, которая определяется как произведение отключений нагрузки, частоты отказов и времени восстановления

$$\Delta W = P \cdot \omega \cdot \tau. \quad (11)$$

Изменение недоотпуска  $\Delta W$  может быть достигнуто за счет применения технических средств, воздействующих на один или несколько параметров одновременно, причем эти параметры изменяются дискретно.

Например, применение вариантов деления ВЛ 6-20 кВ на участки автоматическими секционными устройствами (реклоузерами) дает значительный эффект в повышении надежности сетей в сельской местности, что подтверждается международным опытом применения децентрализованной автоматизации на базе реклоузеров.



ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж» предлагает к поставке продукцию нового поколения — металлические многогранные опоры следующего назначения:



**Опоры воздушных линий электропередачи ВЛ 6-10, 10-35, 110 кВ**



**Осветительные опоры высотой 3-30 м**



**Телекоммуникационные башни высотой 20-70 м**

Производитель: ОАО «Опытный завод «Гидромонтаж»,  
143345, Московская область, Наро-Фоминский район, поселок Селятино.  
Тел./факс (495)436-55-53, 720-49-74  
e-mail: gidromontazh@mail.ru

[www.gidrom.com](http://www.gidrom.com)